

Potentiel d'économies d'énergie par les services énergétiques - Application au cycle de vie des équipements de conversion de l'énergie

Maxime Dupont

▶ **To cite this version:**

Maxime Dupont. Potentiel d'économies d'énergie par les services énergétiques - Application au cycle de vie des équipements de conversion de l'énergie. Engineering Sciences [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006. English. NNT : . pastel-00002971

HAL Id: pastel-00002971
https://pastel.hal.science/pastel-00002971

Submitted on 3 Oct 2007

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ECOLE DES MINES DE PARIS

Ecole Doctorale n° 432
« Sciences des Métiers de l'Ingénieur »

N°attribué par la bibliothèque

|__|__|__|__|__|__|__|__|__|__|__|

T H E S E

pour obtenir le grade de
Docteur de l'Ecole des Mines de Paris
Spécialité « Energétique »

présentée et soutenue publiquement par
Maxime DUPONT

le 5 décembre 2006

Potentiel d'économies d'énergie par les services énergétiques – Application au cycle de vie des équipements de conversion de l'énergie

Energy saving potential of energy services – Experimentation on the life cycle of energy conversion equipments

Directeur de thèse : Jérôme ADNOT

Jury :

M. Jean LEBRUN – Université de Liège..... Rapporteur
M. Bernard BOURGES – Ecole des Mines de Nantes ..... Rapporteur
M. Jérôme ADNOT – Ecole des Mines de Paris ..... Examinateur
M. Dominique MARCHIO – Ecole des Mines de Paris ..... Examinateur
M. Frédéric ROSENSTEIN – ADEME ..... Examinateur

Remerciements

Je tiens en premier lieu à remercier mon directeur de thèse Jérôme Adnot pour m'avoir confié ce sujet de thèse sur les services énergétiques. Je salue particulièrement la façon avec laquelle Jérôme s'est rendu disponible pour moi, et ce même lors des périodes fastes. Collaborer avec lui a été particulièrement aisé et vraiment enrichissant.

Mes remerciements vont également aux rapporteurs et examinateurs – Jean Lebrun de l'Université de Liège, Bernard Bourges de l'Ecole des Mines de Nantes, Frédéric Rosenstein de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) – qui ont bien voulu évaluer le travail effectué symbolisé par le présent document et la soutenance du 5 décembre 2006. Au delà de ça, j'ai particulièrement apprécié nos collaborations dans le cadre de projets Européens EIE/AUDITAC, SAVE/BEST et international de l'Annexe X de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) sur le « performance contracting ».

Je ne pouvais pas remercier Dominique Marchio uniquement pour sa participation à mon jury de thèse et ce même s'il en était le président. Dominique a en effet « largement » outrepassé ce rôle par ses conseils avisés notamment et a fortement contribué aux bons souvenirs que je garderai de mon passage au Centre Energétique et Procédés (CEP).

J'adresse un grand merci à Thomas, François, Cyril qui furent plus que mes camarades de bureau. Mon tissus social s'étend bien évidemment au-delà des frontières du bureau. Une passerelle, que dis-je une autoroute, s'est en effet rapidement établie avec le bureau de Daniela, Bruno et Philippe, tous dévoués à la maîtrise de la demande d'énergie. Leur présence, leurs thèmes de recherche et nos discussions m'ont permis de me sentir un peu moins isolé lors des séminaires internes de présentation des travaux de recherche ! Je les remercie pour les très agréables moments (extra)professionnels passés en leur compagnie et j'espère sincèrement que nous aurons l'occasion de travailler ensemble dans l'avenir.

Mes derniers remerciements vont à ma belle Elen pour avoir supporté la difficile période finale de rédaction sans avoir pu profiter des moments plus paisibles de ma thèse.

Table des matières

Introduction générale 1

Chapitre 1: Avantages et inconvénients du nouveau marché pour les économies d'énergie 7

1. Le contexte pré-dérégulation 8

1.1. Modèle général du secteur des énergies de réseau 8
1.1.1. Différentes activités 8
1.1.2. Liens entre ces différentes activités 8
1.1.3. Liens avec les services énergétiques 9
1.2. Spécificités du secteur électrique 9
1.2.1. Type 1 : distribution très concentrée 9
1.2.2. Type 2 : distribution moyennement concentrée 10
1.2.3. Type 3 : distribution faiblement concentrée 10
1.3. Spécificités du secteur gazier 12
1.4. Freins et opportunités pour les économies d'énergie ? 12
1.4.1. Le niveau de dépendance énergétique 12
1.4.2. Les monopoles locaux de fourniture et de distribution 13
1.4.3. Le degré d'intégration verticale 14
1.4.4. L'influence de la tarification 14
1.4.5. La limitation technique des réseaux 15

2. Le marché libéralisé des énergies de réseau 16

2.1. Fondements et enjeux de la libéralisation 16
2.2. Une libéralisation en trois temps 16
2.2.1. Commencement de la libéralisation 16
2.2.2. Analyse des premiers résultats 18
2.2.3. Renforcement des directives 19
2.3. Un marché unique et concurrentiel plus incitatif ? 19
2.3.1. Le prix élevé de la flexibilité 19
2.3.2. Introduction et accroissement des disparités 20
2.3.3. Un terreau pour des services énergétiques globaux 21
2.3.4. Conséquences négatives potentielles de la dérégulation 22
2.4. Des perspectives encourageantes pour le secteur 23
2.4.1. Une concurrence de plus en plus forte 23
2.4.2. Un objectif prioritaire : la sécurité d'approvisionnement 25

3. Le volet « développement durable » de la dérégulation 26

3.1. La limitation des émissions de gaz à effet de serre 26
3.1.1. Un engagement international : le protocole de Kyoto 26
3.1.2. Le mécanisme Européen d'échange de quotas d'émissions 26
3.2. Le soutien aux sources d'énergie alternatives 26
3.2.1. Encourager le recours aux énergies renouvelables 26

3.2.2. Favoriser l'électricité produite par les renouvelables ... 27
3.2.3. Soutenir la cogénération ... 27
3.3. Un travail considérable sur les usages ... 27
3.3.1. Promouvoir l'efficacité énergétique ... 27
3.3.2. Une transposition possible : les certificats d'économie d'énergie ... 28
3.3.3. Améliorer la performance énergétique des bâtiments ... 29
3.4. Influence de ces mesures sur le marché de l'énergie ... 29

4. Conclusion ... 30

Chapitre 2 : Typologie et analyse de services énergétiques courants dans le bâtiment ... 33

1. Le modèle Anglo-Saxon des « ESCO » ... 34

1.1. Les limites des actions traditionnelles ... 34
1.2. Le financement par tiers ... 35
1.3. Le changement initié par les ESCO ... 35
1.4. Deux mécanismes contractuels ... 36
1.4.1. Le mécanisme contractuel « Guaranteed Savings » ... 36
1.4.2. Le mécanisme contractuel « Shared Savings » ... 37
1.4.3. Cibles des contrats de performance énergétiques aux Etats-Unis ... 37
1.4.4. Avantages et inconvénients de chaque mécanisme ... 37

2. Mécanisme de développement des différents services énergétiques en France ... 38

2.1. Introduction ... 38
2.2. Premier type : délégation de service public ... 38
2.2.1. Eclairage public ... 39
2.2.2. Distribution du gaz ... 39
2.2.3. Distribution de l'électricité ... 39
2.2.4. Distribution de l'eau ... 39
2.2.5. Chauffage urbain ... 40
2.2.6. Production de chaleur ... 40
2.2.7. Distribution de chaleur ... 40
2.2.8. Valorisation énergétique des déchets ... 40
2.3. Deuxième type: contrats d'exploitation des bâtiments publics et parapublics ... 40
2.3.1. Origine de la codification ... 40
2.3.2. Code marchés publics ... 41
2.3.3. METP : marchés d'entreprises de travaux publics ... 41
2.4. Troisième type: contrats d'exploitation des bâtiments privés ... 42
2.4.1. Contrats de moyens ... 42
2.4.2. Contrats de résultats ... 42
2.5. Quatrième type: premières ESCOs françaises ... 43
2.6. Cinquième type : automatisation et gestion technique du bâtiment ... 43
2.7. Sixième type : externalisation et « facility management » ... 44

3. Méthode pour analyser une offre de service énergétique ... 44

3.1. Introduction ... 44
3.2. Découpage conventionnel en « prestations » ... 45
3.2.1. P1 : fourniture de combustible ... 45
3.2.2. P2 : exploitation et entretien courant avec garantie de résultat ... 45

3.2.3. P3 : garantie totale 45
3.2.4. P4 : financement des travaux sur l'installation 45
3.3. Modalités pratiques d'application des contrats d'exploitation 46
3.3.1. Typologie de base 46
3.3.2. Intéressement au résultat 46
3.3.3. Durée du contrat 47
3.3.4. Diversification des contrats 47
3.4. Méthode variationnelle pour analyser le report des risques des contrats 47
3.4.1. Quels sont les risques inhérents à la garantie d'un résultat ? 48
3.4.2. Comment ces contrats incitent le client à maîtriser ses besoins ? 48
3.4.3. Comment ces contrats incitent l'utilisateur à maîtriser ses besoins ? 49
3.4.4. Comment ces contrats incitent l'exploitant à accroître le rendement ? 50
3.4.5. Comment ces contrats engendrent-ils des économies d'énergie ? 51

4. De nouvelles perspectives pour l'audit énergétique du bâtiment 52

4.1. Justifications techniques de la procédure d'audit 52
4.1.1. Une incitation transverse des parties prenantes 52
4.1.2. Des systèmes de chauffage déjà complexes 52
4.1.3. Des systèmes de climatisation encore plus complexes 53
4.1.4. Des pertes énergétiques à différents les niveaux 57
4.1.5. Des installations très sensibles 57
4.1.6. Limiter le risque des contrats de performance énergétique 58
4.2. Justification réglementaire : le diagnostic de performances énergétiques 58
4.3. Justification économique : forte croissance de la climatisation 58
4.3.1. Reconstitution des marchés annuels passés de la climatisation 58
4.3.2. Traduction du nombre d'équipements en surface climatisée 60
4.3.3. Calcul du parc de surfaces climatisées 60
4.3.4. Projections jusqu'à l'horizon 2020 : le modèle de saturation du parc 61
4.4. Chiffrage du marché et du potentiel de l'audit en climatisation 63
4.4.1. Projections du marché en termes de surfaces climatisées 63
4.4.2. Déduction des marchés en nombre d'appareils 64
4.4.3. Hypothèses sur le nombre de bâtiments climatisés 65
4.4.4. Déduction du marché de l'audit des bâtiments climatisés 66
4.5. L'audit : réponse adaptée à tous les problèmes ? 67
4.5.1. Mise en œuvre de la procédure d'audit 67
4.5.2. Les limites de l'audit énergétique dans ce contexte 67

5. Introduction d'un nouvel outil de suivi : l'inspection périodique 68

5.1. Fondements de l'inspection périodique 68
5.1.1. D'importants besoins en exploitation et maintenance 68
5.1.2. Préalable à un audit énergétique 72
5.1.3. Contrôler les pratiques du secteur de la climatisation 72
5.2. Mise en œuvre de l'inspection périodique en climatisation 72
5.2.1. Définition légale de l'inspection périodique 72
5.2.2. L'inspection périodique : un pré-audit réglementé 73
5.2.3. Les différents cadres d'application envisageables 74
5.2.4. Des contraintes imposées par le marché 74
5.2.5. Les apports du Comité Européen de Normalisation 75
5.3. Chiffrage du marché et du potentiel de l'inspection périodique 76
5.3.1. Transformation du parc de surfaces climatisées en nombre d'appareils 77

5.3.2. Déduction du marché de l'inspection périodique 77
5.3.3. Moyens humains à mettre en œuvre 77
5.3.4. Analyse coûts-bénéfices de l'inspection périodique 78
5.3.5. Recommandations pour améliorer le potentiel de l'inspection périodique 79

6. Conclusion 81

Chapitre 3 : Proposition d'une méthode d'audit des installations de climatisation 85

1. Première phase : inventaire, description et analyse qualitative du fonctionnement et des performances théoriques de l'installation de climatisation 86

1.1. Contenu et déroulement de la procédure 86
1.1.1. Enjeux de l'inventaire 86
1.1.2. Une procédure sous forme de « checklists » 86
1.1.3. Philosophie des fiches 87
1.1.4. Déroulement de la procédure d'inventaire 87
1.2. Acquisition des données techniques essentielles à l'analyse qualitative 88
1.2.1. La documentation technique de conception 88
1.2.2. Données techniques du bâtiment climatisé 89
1.2.3. Données techniques communes aux équipements de production du froid 89
1.2.4. Données techniques spécifiques aux systèmes à eau glacée 90
1.2.5. Données techniques relatives au traitement centralisé de l'air 91
1.2.6. Données techniques relatives au traitement local de l'air 91
1.2.7. Données techniques relatives au système de refroidissement du condenseur 92
1.2.8. Métrologie disponible sur l'installation de climatisation 92
1.2.9. Données relatives à la régulation et la gestion de l'installation 93
1.2.10. Cohérence avec la législation en vigueur 95
1.3. Outils de jugement du dimensionnement de l'installation 95
1.3.1. Dimensionnement du traitement terminal 95
1.3.2. Dimensionnement de la production de froid 96
1.3.3. Dimensionnement du renouvellement de l'air 97
1.4. Outils de jugement des performances de l'installation 97
1.4.1. Appréciation des performances nominales des machines frigorifiques 97
1.4.2. Appréciation des performances des groupes frigorifiques en exploitation 99
1.4.3. Appréciation des performances des caissons de traitement de l'air 99
1.4.4. Appréciation des performances nominales des pompes 100
1.4.5. Appréciation des performances nominales des ventilateurs 101
1.4.6. Efficacité des récupérateurs de chaleur sur l'air 102
1.4.7. Appréciation des performances des ventilo-convecteurs 103
1.4.8. Appréciation de la concentration en glycol des circuits hydrauliques 104
1.5. Outils de jugement de la performance des stratégies de régulation 104
1.5.1. Techniques de régulation locale du confort thermique 104
1.5.2. Techniques de régulation du débit d'eau glacée distribué par une pompe 105
1.5.3. Techniques de régulation du débit d'air soufflé par un ventilateur 106
1.5.4. Techniques de régulation de la puissance frigorifique produite 107
1.5.5. Techniques de régulation du débit d'air neuf 109
1.5.6. Techniques de régulation du refroidissement du condenseur 109
1.5.7. Performances des outils et des stratégies de gestion 111

2. Deuxième phase : inspection et analyse du fonctionnement et des performances de l'installation de climatisation en exploitation 111

2.1. Contenu et déroulement de la procédure 111
2.1.1. Enjeux de l'inspection 111
2.1.2. Déroulement de la procédure d'inspection 111
2.1.3. Métrologie requise 112
2.2. Etablir certains indicateurs du fonctionnement et des performances 113
2.2.1. Production du froid 113
2.2.2. Production et distribution de l'eau glacée 114
2.2.3. Traitement et distribution centralisés de l'air 115
2.2.4. Unité de traitement terminal 116
2.2.5. Les systèmes autonomes de refroidissement du condenseur 116
2.2.6. L'importance de la connaissance du débit 116
2.3. Associer les relevés à des constatations visuelles 117
2.3.1. Production du froid 117
2.3.2. Refroidissement du condenseur 117
2.3.3. Distribution de l'eau glacée 118
2.3.4. Traitement et distribution centralisée de l'air 118
2.3.5. Unité de traitement terminal 119
2.4. Juger du fonctionnement et des performances de l'installation 119
2.4.1. Groupe frigorifique/Climatiseur 119
2.4.2. Systèmes autonomes de refroidissement du condenseur 121
2.4.3. Pompe de distribution 122
2.4.4. Distribution de l'air traité 122
2.4.5. Confort thermique dans le bâtiment 123

3. Troisième phase : audit des consommations de l'installation de climatisation et chiffrage du potentiel 124

3.1. Contenu et déroulement de la procédure 124
3.1.1. Enjeux de l'analyse 124
3.1.2. Ciblage des relevés 124
3.2. Mesure et analyse des puissances électriques absorbées 125
3.2.1. Différents niveaux d'investigation envisageables 125
3.2.2. Mesure de la courbe de charge au niveau du compteur électrique général 125
3.2.3. Mesure de la courbe de charge au niveau du chaque usage de l'électricité 126
3.2.4. Mesure de la puissance électrique absorbée par un appareil particulier 126
3.2.5. Analyser la courbe de puissance électrique absorbée 129
3.3. Mesurer le débit dans les réseaux aéraulique et hydraulique 132
3.3.1. Mesure standardisée des débits dans les réseaux 132
3.3.2. Débit constant 132
3.3.3. Régulation du débit par étranglement 132
3.3.4. Régulation du débit par variation de vitesse 133
3.3.5. Limitation du nombre de mesures par utilisation d'un modèle 133
3.4. Calculer une puissance frigorifique 134
3.4.1. La connaissance essentielle du débit et des températures 134
3.4.2. Puissance frigorifique distribuée aux batteries à eau glacée 135
3.4.3. Puissance frigorifique produite par un GPEG 135
3.4.4. Utilisation d'un modèle pour déterminer la puissance frigorifique 136
3.4.5. La puissance frigorifique produite par une CTA 137

3.4.6. Analyser la courbe de puissance frigorifique 137
3.5. Approfondir l'analyse des données de la campagne de mesures 138
3.5.1. Établir une signature énergétique classique 138
3.5.2. Evaluer la température de « non-climatisation » 139
3.5.3. Etablir un modèle explicatif des consommations d'énergie 140
3.5.4. Evaluer l'erreur d'un modèle explicatif 141
3.5.5. Détecter, expliquer et anticiper les dérives énergétiques 141
3.5.6. Projeter grossièrement les consommations d'énergie sur une période plus longue 142
3.5.7. Projeter les résultats d'une campagne à une période plus longue 143

4. Conclusion 144

Chapitre 4 : Application des méthodes à certains services énergétiques ... 147

1. Mise en œuvre de l'audit sur une installation de climatisation 148

1.1. Première phase : inventaire, description et analyse qualitative du fonctionnement et des performances théoriques de l'installation de climatisation 148
1.1.1. Acquisition des données techniques essentielles à l'analyse qualitative 148
1.1.2. Appréciation des performances de l'installation de climatisation 150
1.1.3. Pistes d'amélioration de l'installation de climatisation 151
1.2. Deuxième phase : inspection et analyse du fonctionnement et des performances de l'installation de climatisation en exploitation 155
1.2.1. Etablissement des indicateurs du fonctionnement et des performances 155
1.2.2. Appréciation des performances de la pompe de distribution 158
1.2.3. Appréciation des performances de la CTA 159
1.2.4. Pistes d'amélioration de l'installation de climatisation 160
1.3. Troisième phase : audit des consommations de l'installation de climatisation et chiffrage du potentiel 162
1.3.1. Mise en œuvre de l'audit énergétique 162
1.3.2. Analyse des courbes de charges électriques 162
1.3.3. Signature énergétique de la climatisation du bâtiment 165
1.3.4. Appréciation des performances de l'installation de climatisation 169
1.3.5. Valorisation de l'audit dans un contrat d'exploitation/maintenance 171

2. Analyse d'une garantie de production d'énergie renouvelable 173

2.1. Présentation du service 173
2.1.1. Fondements de la garantie de résultats solaires 173
2.1.2. Organisation du prestataire 173
2.1.3. Modalités de la garantie 174
2.1.4. Déroulement du contrat 174
2.1.5. Résultats du service 175
2.1.6. Extension observée de la GRS 175
2.2. Base pour l'interprétation des écarts de résultats solaires 175
2.2.1. Éléments de théorie 175
2.2.2. Fonctionnement d'un chauffe-eau solaire 176
2.3. Analyse du risque supporté par le groupement technique 177
2.3.1. Origine du risque 177
2.3.2. Le risque client : influence de la consommation 178
2.3.3. Le risque climatique : influence de l'irradiation solaire 179

2.3.4. Le risque technique : influence de la maintenance 181
2.3.5. Le risque technique : influence du taux de charge de la chaudière d'appoint 183
2.3.6. Le risque technique : influence des auxiliaires électriques 185
2.4. Bilan de la garantie de production d'énergie renouvelable 186

3. Analyse d'une garantie de coût global de conversion d'énergie 187

3.1. Présentation du service 187
3.1.1. Étude de cas 187
3.1.2. Garantie de résultats 187
3.1.3. Coûts du service 187
3.1.4. Résultats du service 188
3.2. Analyse du risque supporté par le prestataire 188
3.2.1. Origine du risque 188
3.2.2. Risque client sur la fourniture d'énergie utile 188
3.2.3. Risque client de l'exploitation et la maintenance de l'installation 191
3.2.4. Risque technique de l'exploitation et la maintenance de l'installation 193
3.2.5. Risque lié au financement de l'installation 194
3.3. Bilan de l'externalisation d'une fourniture 195
3.3.1. Analyse coûts/bénéfices du contrat d'externalisation 195
3.3.2. Engagement pris sur l'efficacité énergétique 196

4. Conclusion 197

Conclusion générale 201

Annexes 205

Bibliographie 243

Index des figures

Figure 1. Modèle général du secteur de l'électricité et du gaz 8
Figure 2. Une compagnie dominante verticalement intégrée sur toute la chaine électrique 9
Figure 3. Modèle décentralisé en transport et faiblement concentré en distribution 11
Figure 4. La transparence des prix selon le type d'accès des tiers aux réseaux 17
Figure 5. Influence de la tarification sur l'utilisation de l'énergie 20
Figure 6. Evolution des tarifs moyens de l'électricité et du gaz en Europe 22
Figure 7. Evolution de l'écart type des tarifs de l'électricité et du gaz en Europe 23
Figure 8. Le marché énergétique européen en plein bouleversement 25
Figure 9. Fonctionnement financier d'un contrat de performance énergétique 36
Figure 10. fonctionnement du mécanisme « Guaranteed Savings » 36
Figure 11. Fonctionnement du mécanisme « Shared Savings » 37
Figure 12. Incitations des différents contrats d'exploitation sur les différents acteurs 51
Figure 13. Fonctionnement d'un cycle frigorifique à compression mécanique de vapeur 53
Figure 14. Synoptiques des armoires de climatisation et des unités de toiture 54
Figure 15. Synoptique des systèmes multi-blocs 54
Figure 16. Synoptique des systèmes « tout-eau » 55
Figure 17. Synoptique des systèmes « tout-air » 55
Figure 18. Synoptique des systèmes de pompes à chaleur sur boucle d'eau 56
Figure 19. Synoptiques de l'aéro-réfrigérant, des tours humides fermée et ouverte 56
Figure 20. Projection du parc de surfaces climatisées à l'horizon 2020 63
Figure 21. Extrapolation du marché total des surfaces climatisées à l'horizon 2020 64
Figure 22. Marchés de la climatisation en surfaces climatisées à l'horizon 2020 64
Figure 23. Marchés de la climatisation en nombre d'appareils à l'horizon 2020 65
Figure 24. Fréquence des différents défauts sur les GPEG 69
Figure 25. Coûts des différents défauts sur les GPEG 70
Figure 26. Classification simplifiée en fréquence et en coût des défauts des GPEG 71
Figure 27. Parts des consommations d'énergie d'un système centralisé de climatisation 71
Figure 28. Articles 8 et 9 de la DPEB introduisant l'inspection périodique 73
Figure 29. Répartition de l'EER des climatiseurs de puissance frigorifique supérieure à 12 kW 99
Figure 30. Classification d'une pompe centrifuge en fonction de son rendement nominal 100
Figure 31. Classification d'un ventilateur en fonction de son rendement nominal 102
Figure 32. Techniques de régulation du débit de distribution de l'eau glacée 106
Figure 33. Performance énergétique des stratégies de régulation du débit d'air 107
Figure 34. Influence de la température d'évaporation sur l'EER du GPEG 108
Figure 35. Influence de la température de condensation sur l'EER du GPEG 110
Figure 36. Efficacité spécifique de pompage 122
Figure 37. Zones de confort thermique d'été et d'hiver 124
Figure 38. Équipement fonctionnant à régime constant sur des plages programmées 127
Figure 39. Équipement fonctionnant à régime constant et régulé en tout ou rien 128
Figure 40. Équipements à régime variable par palier et continûment 129
Figure 41. Déduction des besoins de froid à partir de la puissance absorbée par le climatiseur 130

Figure 42. Exemple de problème dans la régulation des séquences de fonctionnement..... 131
Figure 43. Exemple de signatures énergétiques 139
Figure 44. Détermination de la température de non-climatisation d'un bâtiment 140
Figure 45. Détection d'anomalies grâce à la signature énergétique..... 142
Figure 46. Projection de la campagne de mesures grâce à la signature énergétique..... 144
Figure 47. Plan simplifié du bâtiment et du réseau hydraulique 152
Figure 48. Caractéristiques électrique et hydraulique de la pompe de distribution 158
Figure 49. Caractéristiques aérauliques du filtre de la centrale de traitement de l'air 160
Figure 50. Consommations du GPEG sur une journée moyenne de juillet 2005 et 2006..... 162
Figure 51. Courbes de charge de l'installation CVC en juillet 2005 163
Figure 52. Courbes de charge de l'installation CVC en juillet 2006 164
Figure 53. Température moyenne de non-climatisation du bâtiment..... 165
Figure 54. Signatures énergétiques du GPEG en température et degrés-jours 166
Figure 55. Corrélation entre les consommations nocturnes quotidiennes du GPEG et la température..... 167
Figure 56. Corrélation entre la consommation du GPEG le week-end et la température 167
Figure 57. Signature énergétique des équipements de chauffage du bâtiment 168
Figure 58. Organisation des acteurs dans un contrat GRS 173
Figure 59. Productions solaires garantie et mesurée par année et par secteur en 2001..... 175
Figure 60. Synoptique d'un chauffe-eau solaire 176
Figure 61. Evolution du gain du groupement technique en fonction de R..... 178
Figure 62. Sensibilité de R à la consommation quotidienne d'ECS 179
Figure 63. Sensibilité de R à l'irradiation solaire..... 180
Figure 64. Evolutions mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne à Nice et Perpignan . 180
Figure 65. Extrapolation depuis la réglementation du rendement minimal des chaudières... 184
Figure 66. Carte des durées moyennes d'ensoleillement en France..... 185
Figure 67. Coûts et gains de l'exploitant sur la fourniture d'air comprimé 190
Figure 68. Coûts et gains de l'exploitant sur l'exploitation et la maintenance du système ... 192
Figure 69. Coûts et gains des prestations P1, P2 et P3 pour l'exploitant..... 196

Index des tableaux

Tableau 1. Origines et cibles des fusions et acquisitions dans le secteur Européen de l'électricité entre 1998 et 2002 24
Tableau 2. Actions incitatives aux économies d'énergie chez différentes cibles 34
Tableau 3. Ventes d'appareils de climatisation dans l'Union Européenne en 1998 59
Tableau 4. Taux de croissance annuels moyens du marché des appareils de climatisation dans l'Union Européenne 59
Tableau 5. Puissances frigorifiques nominales moyennes par type d'appareil 60
Tableau 6. Caractéristiques du modèle de croissance du parc de surfaces climatisées 62
Tableau 7. Nombre moyen d'installations centralisées par bâtiment 66
Tableau 8. Evolution du marché annuel de l'audit des bâtiments climatisés 66
Tableau 9. Répartition en fréquence et en coût des défauts des unités de toiture 69
Tableau 10. Evolution du marché de l'inspection en climatisation 77
Tableau 11. Evolution des moyens humains nécessaires à l'inspection 78
Tableau 12. Coûts et bénéfices de l'inspection périodique de la climatisation en 2007 79
Tableau 13. Méthode basée sur un ratio global unique 96
Tableau 14. Puissance frigorifique moyenne installée par mètre-carré dans un bâtiment 97
Tableau 15. Classification énergétique des climatiseurs individuels 98
Tableau 16. Classification énergétique des GPEG 98
Tableau 17. Exigences de performances pour les récupérateurs de chaleur sur l'air 103
Tableau 18. Ratio « puissance électrique absorbée par le VCV sur puissance frigorifique sensible transférée » 104
Tableau 19. Influence de la concentration en glycol sur les performances hydraulique et thermique 104
Tableau 20. Paramètres à mesurer sur les machines frigorifiques 113
Tableau 21. Indicateurs de performance des machines frigorifiques 114
Tableau 22. Paramètres à mesurer sur les pompes de production/distribution d'eau glacée . 114
Tableau 23. Paramètres à mesurer sur les centrales de traitement de l'air 115
Tableau 24. Paramètres à mesurer sur les organes autonomes de refroidissement du condenseur 116
Tableau 25. Indicateurs de performance des organes autonomes de refroidissement du condenseur 116
Tableau 26. Valeurs typiques des différences de températures pour un GPEG en fonction du type de condenseur et d'évaporateur 120
Tableau 27. Valeurs typiques des différences de températures sur les systèmes à détente directe et multi-blocs en fonction du type de condenseur 120
Tableau 28. Valeurs typiques des différences de températures pour les systèmes d'extraction de la chaleur du condenseur à eau 121
Tableau 29. Coefficients par défaut du modèle de ventilateur 134
Tableau 30. Coefficients par défaut du modèle de ventilateur 137
Tableau 31. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inventaire 155
Tableau 32. Températures constatées dans différents bureaux 157

Tableau 33. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inspection 161
Tableau 34. Corrélations entre les consommations d'énergie et les conditions climatiques extérieures 169
Tableau 35. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inspection 171
Tableau 36. Sensibilité de R à différents scénarios d'irradiation solaire 181
Tableau 37. Récapitulatif des pertes annuelles d'exposition solaire pour cause de maintenance 182
Tableau 38. Consommations supplémentaires engendrées par les circulateurs hydrauliques 186
Tableau 39. Données économiques des gestions interne et externalisée 187
Tableau 40. Données techniques relatives aux compresseurs existants et neufs 189
Tableau 41. Points caractéristiques des coûts de fourniture pour le prestataire 189
Tableau 42. Extrapolation des coûts d'exploitation et de maintenance de l'exploitant à partir de ceux du maître d'ouvrage dans la situation de référence 191
Tableau 43. Risque financier encouru par l'exploitant en cas d'arrêt de fourniture 193
Tableau 44. Taux d'intérêts pratiqués par le prestataire pour le financement de projets 194
Tableau 45. Marge annuelle de l'exploitant en fonction des caractéristiques du financement proposé 195

Introduction générale

Le point de départ de notre réflexion a été le suivant : l'agence chargée de la maîtrise de l'énergie en partenariat avec les chambres de commerce et d'industrie, nous a chargé de créer et de proposer aux industriels une formation sur les opportunités de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et d'efficacité énergétique (EE) dans le nouveau marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel. Ces rencontres, en initiant un dialogue avec les maîtres d'ouvrage, nous ont permis de constater que le risque inhérent aux opérations de MDE/EE demeurait une barrière forte pour ces derniers.

Quelles sont les barrières freinant le développement des services énergétiques ?

Le secteur se décompose en quatre activités que sont la production, le transport, la distribution et finalement la fourniture. A la différence des trois premières activités physiques, la dernière est purement commerciale et consiste à comptabiliser et facturer les consommations d'énergie des usagers. Hormis une intégration verticale et horizontale variable suivant le pays, nous constatons que la diversification est restée faible chez les opérateurs historiques. En France, l'opérateur historique avait notamment l'interdiction absolue de développer toute activité autre que celle pour laquelle il avait été créé afin d'éviter les éventuels abus de position dominante. La fourniture de services énergétique était donc réservée aux fabricants de matériels, installateurs, bureaux d'études techniques (BET), sociétés de services énergétiques ou agences, ces derniers se voyant à l'inverse interdire de fournir une énergie de réseau. En excluant les fournisseurs d'énergie, les mieux à même de connaître le process et cerner les besoins du maître d'ouvrage, on se privait de « leviers » potentiels pour sa politique de MDE/EE. Nous nous demanderons dans ce document, en particulier le Chapitre I, quelles sont les modifications apportées par la libéralisation du marché des énergies de réseau, si cette nouvelle donne est un levier ou un frein à la MDE/EE et surtout si elle apporte une réponse positive aux nouveaux enjeux énergétiques ?

Quelle croissance peut on attendre des services énergétiques dans le marché libéralisé des énergies de réseau ?

Nous verrons dans le Chapitre I Paragraphe 2 comment, en imposant des règles minimales aux Etats-Membres, la libéralisation tend à standardiser les méthodes de tarification et à rendre les coûts réels de l'énergie plus lisibles. Tout utilisateur dont la courbe de charge est incertaine ou non-maîtrisée se verra appliquer un tarif plus élevé pour compenser les risques pris par le fournisseur sur l'achat ou la production de dernière minute. L'orientation à la hausse ou la baisse des tarifs des énergies de réseau est désormais fixée par les lois du marché, l'influence politique se limitant alors aux seules activités régulées du transport et de la distribution, les tarifs risquent d'être beaucoup plus variables comme pour les produits pétroliers. Les actions de MDE/EE deviennent alors essentielles pour le maître d'ouvrage qui souhaite avoir la certitude de réduire sa facture énergétique. Libéralisation du marché rime également avec fin du principe de spécialité en France comme dans tout autre pays disposant d'une loi similaire. Les opérateurs historiques sont désormais libres de développer des activités annexes et les prestataires de services libres de proposer la fourniture d'électricité et

de gaz. Les services énergétiques associés vont devenir un enjeu majeur pour les fournisseurs d'énergie dans le développement d'une offre concurrentielle.

Comme nous le détaillerons dans le Chapitre I Paragraphe 3, un large panel de directives touchant à la MDE et l'EE vient compléter le mécanisme de dérégulation afin d'atteindre les objectifs pris par l'Union Européenne lors de la ratification du Protocole de Kyoto. Deux d'entre elles vont vraisemblablement accélérer et décupler l'essor des services d'efficacité énergétique :

- La directive relative à « l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques » fixe aux distributeurs d'énergie en général un objectif annuel d'économies d'énergie à réaliser ou faire réaliser par des prestataires de services. A l'instar des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES), un marché d'échange de certificats d'économies d'énergie se met en place dans plusieurs pays afin d'optimiser les coûts d'application de cette directive.
- La directive sur « la performance énergétique des bâtiments » instaure le diagnostic de performance énergétique obligatoire des bâtiments suivi de l'établissement d'une classe énergétique de ce dernier puis introduit l'inspection périodique des chaudières et systèmes de climatisation.

En obligeant les distributeurs d'énergie et en incitant les prestataires de services à dégager un maximum d'économies d'énergie, la première directive agît sur l'offre de services énergétiques. La seconde agît davantage au niveau de la demande puisque ce sont les maîtres d'ouvrage qui sont contraints de faire diagnostiquer les performances de leurs bâtiments, chaudières et systèmes de climatisation. Ces diagnostics énergétiques engendrent directement des économies d'énergie mais leur potentiel est limité à cause des contraintes de coûts et de durée. Ce type d'analyse aboutit à des conseils pour la correction des défauts évidents, l'amélioration des réglages non optimaux et des procédures de maintenance erronées. Même incomplètes, ces prestations incitent en revanche les maîtres d'ouvrage à faire réaliser un audit énergétique approfondi du bâtiment et des installations techniques pouvant aboutir sur des investissements dans la MDE et l'EE.

Quel est le potentiel d'économies d'énergie des services d'efficacité énergétique existants ?

L'audit énergétique, explicité au Chapitre II Paragraphe 4, consiste à analyser un process d'un point de vue technico-économique pour en détecter les améliorations envisageables, chiffrer leur potentiel d'économies d'énergie et finalement évaluer le temps de retour sur investissements. Très répandu, il est pratiqué par presque tous les acteurs du secteur : installateurs, fabricants de matériels, BET, exploitants et agences. Le niveau d'analyse, son coût et par conséquent son potentiel d'économies d'énergie sont très variables suivant l'auditeur. En tant que préalable à d'autres prestations (vente de matériel, travaux, service d'exploitation/maintenance, fourniture d'énergie) générant davantage de revenus, il peut devenir fortement subjectif, superficiel et son potentiel très incertain car non-garanti. Enfin, même effectué dans les règles de l'art, les économies d'énergie potentielles restent conditionnées au passage à l'action et donc aux investissements du maître d'ouvrage.

L'auditeur peut s'engager davantage dans le projet en garantissant d'une part les économies d'énergie et donc le temps de retour sur investissements et en réalisant les mesures préconisées. Cette prestation peut alors être valorisée comme « garantie technique » du succès du projet lors de la recherche et la négociation d'un financement. Une fois les mesures implémentées, le prestataire garantit financièrement son action en remboursant l'éventuel

manque à gagner en termes d'économies. Le prestataire passe du statut d'auditeur à celui de véritable société de service énergétique (SSE) ou « energy service company » (ESCO). Leurs spécificités par rapport aux simples BET seront dévoilées au premier paragraphe du Chapitre II.

L'ESCO peut aller encore plus loin en finançant le projet. Par cette prise en charge du risque financier en plus du risque technique, elle devient totalement responsable des solutions techniques proposées et du succès de l'opération. En effet, le découplage de la situation précédente pouvait aboutir à certains abus. Nous détaillerons dans le document les diverses formules contractuelles de remboursement.

Ces deux mécanismes sont des « contrats de performance énergétique » car un résultat énergétique à atteindre est défini contractuellement, contrôlé a posteriori et garanti financièrement. Ces services permettent aux maîtres d'ouvrage de s'assurer d'une réduction de facture énergétique sans avoir à investir directement et constituent donc une incitation très forte aux économies d'énergie. Bien qu'en fort développement, ils demeurent rares et demandent un audit préalable très approfondi afin de limiter les risques durant le contrat. Bien qu'ils apportent une solution aux projets importants, notre analyse tend à montrer qu'il y a peu de chances pour qu'ils se démocratisent totalement.

D'autres mécanismes contractuels ont été envisagés dans certains pays comme nous l'exposerons dans le paragraphe 2 du Chapitre I. En effet, certains contrats d'exploitation et de maintenance peuvent être assimilés à des contrats de performance énergétique. Préalablement à l'engagement, l'exploitant réalise un audit du process pour évaluer les coûts nécessaires, connaître les besoins du client et finalement chiffrer son offre de service. A tout moment, avant la signature ou durant le contrat d'exploitation, ce prestataire peut proposer certains investissements d'amélioration, les financer tout en garantissant les économies d'énergie et enfin vérifier qu'elles sont bien obtenues. Sans garantie financière de résultat sur les performances ni vérification a posteriori, un contrat d'exploitation/maintenance restera un simple service énergétique et ne pourra être considéré comme un contrat de performance énergétique.

Nous tenterons de démontrer au cours des paragraphes 2 et 3 du Chapitre 4 que l'utilisation par les exploitants du terme « contrat de performance énergétique » pour qualifier leur offre de services d'exploitation/maintenance peut s'avérer abusive car ils ne représentent pas la majorité des contrats. Généralement, ces contrats garantissent financièrement la disponibilité, la fiabilité et le coût de l'exploitation des installations. Cette prise en charge continue engendre bien évidemment des économies d'énergie mais le niveau de celles-ci est incomparable à celui des améliorations issues d'investissements. Une part importante de ces prestations d'exploitation/maintenance ne sont que des contrats de moyens c'est à dire que le prestataire ne s'engage pas contractuellement sur un résultat (énergétique, de fiabilité, de disponibilité ou de coût) mais sur un certain nombre de visites de contrôle, toute correction étant facturée en sus. S'ils limitent la décroissance temporelle des performances, leur potentiel d'économies d'énergie est assez limité, variable et surtout incertain.

Comment accroître le potentiel d'économies d'énergie des services d'efficacité énergétique ?

L'inspection périodique des chaudières et des installations de climatisation et à un degré moindre le diagnostic de performance énergétique du bâtiment sont des voies envisagées (Chapitre II Paragraphe 5). Ils permettent d'avoir l'avis d'un professionnel indépendant

n'ayant d'autre intérêt que la réalisation d'économies d'énergie. Nous montrerons que l'inspection périodique peut se substituer, dans une certaine mesure, à un contrat d'exploitation/maintenance, pour les installations (généralement de faible capacité) ne faisant l'objet d'aucun suivi régulier. Cette visite est l'occasion de conseiller le maître d'ouvrage sur les points essentiels à aborder avec le prestataire en charge dans le futur d'un audit, de travaux ou d'un contrat d'exploitation/maintenance. Pour les systèmes exploités et maintenus en interne ou externe, l'inspection agît comme un contrôle de la qualité et de l'exécution des procédures contractuelles. Elle permet d'améliorer les pratiques d'exploitation/maintenance et donc les économies générées par elles en corrigeant les procédures erronées d'une part, en ajoutant des contrôles manquants d'autre part et en écrémant le marché des services d'exploitation/maintenance des « mauvais » prestataires.

L'inspection périodique a un potentiel direct d'économies d'énergie par la correction de défauts évidents et l'ajustement des réglages. Elle accroît en outre le potentiel d'économies d'énergie des services d'exploitation/maintenance. Insuffisante par elle-même, l'inspection incite, par des conseils, les maîtres d'ouvrage à contracter un audit énergétique tout en les guidant vers des solutions économiquement rationnelles. Malheureusement, on s'oriente vers une procédure « légère » basée sur des constatations visuelles soumises à subjectivité. Il serait préférable d'inclure des mesures quantitatives ainsi que des valeurs de référence pour le jugement des performances. Pour cela, nous proposerons dans le Chapitre III une méthode d'analyse en trois niveaux, ceci afin de répondre aux besoins d'inspection, d'accroître le potentiel d'économies d'énergie des audits en maximisant le champ d'investigation, que nous mettrons en œuvre sur un cas précis au paragraphe 1 du Chapitre IV. L'analyse de certains services énergétiques à laquelle nous nous prêtons dans les paragraphes 2 et 3 du Chapitre IV montre qu'un tel audit préalable permet de réduire les risques encourus durant le contrat. Les mécanismes déjà présentés feront vraisemblablement tomber les dernières barrières si bien que ces contrats de service pourront dégager un volume plus important d'économies d'énergie.

S'oriente t'on vers une maîtrise du cycle de vie des installations de conversion de l'énergie ?

L'ensemble du document offre finalement une analyse du potentiel actuel d'économies d'énergie des différents mécanismes politico-économiques mis en place :

- Régulation du marché de l'énergie incitant aux actions de MDE/EE en les rendant économiquement intéressantes
- Législation incitant les maîtres d'ouvrage à limiter leurs besoins en énergie
- Mécanismes stimulant le marché des équipements efficaces (amont)
- Méthodes d'audit maximisant le potentiel d'économies d'énergie d'un projet
- Services d'efficacité énergétique permettant la garantie des résultats du projet et son financement (exploitation)
- Services d'exploitation/maintenance pérennisant les économies d'énergie
- Méthodes d'inspection permettant de contrôler le fonctionnement et les performances du système et d'inciter aux investissements

Les phases de conception, d'industrialisation, de déconstruction et de retraitement des appareils et des substances des installations de conversion de l'énergie ne sont en revanche pas prises en compte dans ce document. Toutes ces problématiques commencent néanmoins à être intégrées notamment grâce à :

- La directive établissant « un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'éco-conception applicables aux produits consommateurs d'énergie »

- La directive relative à « la limitation de l'utilisation de certaines substances dangereuses dans les équipements électriques et électroniques »
- La directive relative « aux déchets d'équipements électriques et électroniques »

Il semble qu’une réflexion plus globale sur l’ensemble du cycle de vie des installations de conversion de l’énergie dans le bâtiment soit en passe d’être mise en œuvre au sein de l’Union Européenne.

Chapitre 1

Avantages et inconvénients du nouveau marché pour les économies d'énergie

Ce premier chapitre modélise le contexte dans lequel nous replacerons ensuite le travail que nous allons présenter au fur et à mesure de ce document. Elle présente notamment les importants changements structurels, techniques et économiques initiés par la réforme du marché de l'énergie. En effet, l'Union Européenne a décidé de déréguler le marché des énergies de réseau afin de réduire les prix et ainsi soutenir la compétitivité de ses entreprises.

Dans un premier temps, l'analyse des différentes structures historiques – généralement réglementées et peu concurrentielles – montre qu'elles « assuraient » une visibilité à long terme des tarifs. Nous nous interrogerons pour savoir pourquoi la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et l'efficacité énergétique (EE) y restaient, malgré tout, des objectifs limités.

L'analyse, dans un deuxième temps, des mécanismes de libéralisation montre que cette solution purement économique reste partielle puisqu'elle introduit, certes, une certaine variabilité dans les tarifs mais s'accompagne également d'effets pervers. Finalement, nous décrirons les actions correctives prises et analyserons comment elles induisent et soutiennent naturellement l'essor des services énergétiques.

1. Le contexte pré-dérégulation

1.1. Modèle général du secteur des énergies de réseau

Les premières grandes réformes (découpage, privatisation, dérégulation) concernant le secteur des énergies de réseau débutèrent vers 1990 au Royaume-Uni, en Argentine et en Norvège. La mutation commence peu dans la plupart des Etats-Membres. Elle s'achèvera par une libéralisation totale du secteur en 2007. La situation initiale sera donc prise suffisamment en amont de la période de transition afin de décrire une situation stabilisée.

1.1.1. Différentes activités

Le secteur des énergies de réseau (électricité et gaz) comprend plusieurs activités bien distinctes : la production, le transport, la distribution et la fourniture. La production consiste à « préparer » l'énergie afin qu'elle puisse être utilisée. L'électricité est nécessairement issue d'une conversion d'une autre énergie. Le gaz, lui, peut être trouvé sur terre presque dans l'état ou il est utilisé, l'activité de production consistant alors à l'extraire du sol. Le transport est l'activité liée à l'acheminement de l'énergie des sites de production vers les principales zones d'utilisation par le biais d'un réseau. La distribution s'effectue également via un réseau avec quelques différences cependant : ses caractéristiques (tension, pression) différentes nécessitant une « transformation », son échelle locale ou régionale, sa structure davantage maillée à cause du nombre de points de connexions, son appartenance aux collectivités locales la plupart du temps ou sa gestion qui peut être aux mains d'un opérateur différent du propriétaire et de celui ou ceux en charge du transport. Enfin, l'activité de fourniture regroupe tout ce qui touche à la commercialisation de l'énergie à l'utilisateur final.

1.1.2. Liens entre ces différentes activités

Le modèle général (Figure 1) du secteur des énergies de réseau est souvent basé sur plusieurs producteurs, un réseau de transport national ou régional sur lequel le gestionnaire dispose du monopole et plusieurs gestionnaires des réseaux locaux de distribution. Le réseau de transport est également interconnecté avec les pays voisins si bien que les importations et exportations d'énergie sont rendues possibles. La structure, l'équilibre des différentes activités et le nombre des acteurs sont fortement bouleversés suivant l'énergie considérée, le pays étudié et son indépendance énergétique.

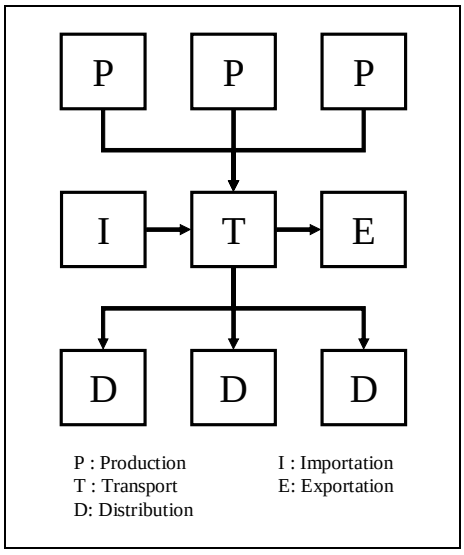


Figure 1. Modèle général du secteur de l'électricité et du gaz

1.1.3. Liens avec les services énergétiques

Etudier les services énergétiques, c'est naturellement analyser l'offre mais surtout les bénéficiaires de ces prestations qui sont les utilisateurs de l'énergie. La mutation du marché des énergies est censée profiter avant tout aux consommateurs. C'est pourquoi, ce chapitre se place volontairement du coté de l'utilisateur final, susceptible de se voir proposer des services énergétiques par divers prestataires. Les acteurs les mieux à même de proposer de telles prestations à l'utilisateur final sont ceux qui connaissent le mieux ses caractéristiques de consommation et qui sont en contact régulier avec lui soit le fournisseur d'énergie pour le volet commercial et le distributeur pour la partie technique. L'analyse sera faite du point de vue de ces deux activités car ce sont elles qui sont les plus bouleversées par la mutation du marché. Bien évidemment, occulter la partie « amont » de la chaîne énergétique serait irréalisable tant les diverses activités sont imbriquées dans certains pays. Nous attacherons donc un soin particulier à l'analyse des autres activités.

1.2. Spécificités du secteur électrique

1.2.1. Type 1 : distribution très concentrée

Ce modèle (Figure 2) est souvent basé sur une compagnie électrique publique verticalement intégrée sur l'ensemble de la chaîne électrique et également dominante à tous ces niveaux car disposant d'un monopole. C'est le cas notamment en France avec EDF (Electricité de France), en Italie avec ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), en Grèce avec PPC (Public Power Corporation), au Portugal avec EDP (Electricidade de Portugal) et en Irlande avec ESB (Electricity Supply Board).

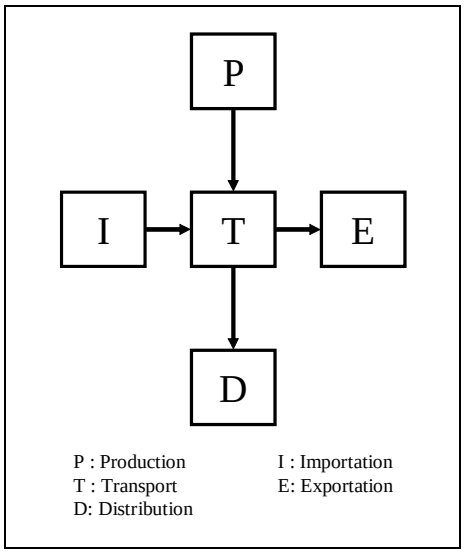


Figure 2. Une compagnie dominante verticalement intégrée sur toute la chaine électrique

Ce monopole n'est ni total en production puisque quelques producteurs indépendants existent mais leurs parts sont très minoritaires, ni en distribution car quelques municipalités (170 en France, 150 en Italie) peuvent la gérer en régie mais les volumes distribués sont également très faibles. En conclusion, la production et la distribution sont très fortement concentrés et le transport est une activité monopolistique à part entière.

Il est également possible de prendre l'Ecosse en compte dans ce modèle. En effet, le schéma est identiquement le même à la différence près qu'au lieu d'avoir affaire à un monopole national, il existe deux monopoles régionaux, aux mains des deux compagnies publiques verticalement intégrées NSHEB (North of Scotland Hydro-Electricity Board) et SSEB (South of Scotland Electricity Board).

1.2.2. Type 2 : distribution moyennement concentrée

Le deuxième modèle est le plus ressemblant au modèle général déjà présenté (Figure 2). Il fait donc intervenir plusieurs compagnies de distribution mais dont les volumes distribués sont mieux répartis entre les acteurs que dans le premier modèle. Plusieurs niveaux de concentration en production sont par contre rencontrés.

L'Angleterre et le Pays de Galles disposent d'un secteur électrique commun reposant sur CEGB (Central Electricity Generating Board), compagnie publique responsable de l'ensemble de la production et du transport. Douze compagnies publiques régionales se chargent de la distribution.

En Belgique, Electrabel, compagnie privée est largement dominante en production et sur le transport (94 % de la production et 94 % des parts du GRT en 1992). Les municipalités qui peuvent s'allier pour former des intercommunales si bien que la distribution est prise en charge par seulement quarante trois compagnies municipales ou intercommunales. En réalité, le secteur est encore très intégré verticalement en Belgique puisque Electrabel distribue en fait 80 % de l'électricité grâce à ses concessions ou ses parts dans les compagnies municipales ou intercommunales, le reste se faisant en régie pure.

Enfin, le secteur autrichien s'articule autour de VbG (Verbundgesellschaft) responsable du réseau de transport. La production est encore davantage déconcentrée car aux mains de huit producteurs. Neuf compagnies régionales et cinq compagnies locales gèrent la distribution. Bien que déconcentré en production et distribution, le secteur est encore fortement intégré verticalement puisque VbG contrôle 40 % de la production grâce à ses parts dans différents producteurs.

1.2.3. Type 3 : distribution faiblement concentrée

Le dernier modèle (Figure 3) se caractérise par une concentration très faible de la distribution. Un réseau électrique se développe souvent localement avant de s'étendre à l'ensemble du pays. La structure s'est bâtie et s'est étendue autour de monopoles locaux de distribution dont les limites géographiques se sont imposées naturellement afin d'éviter toute guerre concurrentielle. Les compagnies de distribution ont donc développé localement leur propre production plutôt que d'acheter à d'autres. A la différence d'autres pays ou le secteur a été encadré fortement (concentration, nationalisation par exemple), il demeure dans ce cas très décentralisé. Il en résulte une structure complexe au sein de laquelle un grand nombre d'acteurs ont différents niveaux d'intégration verticale et agissent donc à différentes échelles.

Le secteur électrique danois compte deux réseaux de transport non-interconnectés gérés par Elsam et Elkraft qui sont respectivement des « pools » de six et deux des neufs grands producteurs nationaux. L'intégration verticale est forte car les compagnies de distribution ont des parts dans ces producteurs (75 % de la production). La distribution s'effectue via une centaine de compagnies locales de distribution dont une, NESA distribue 17 % de l'électricité en 1994.

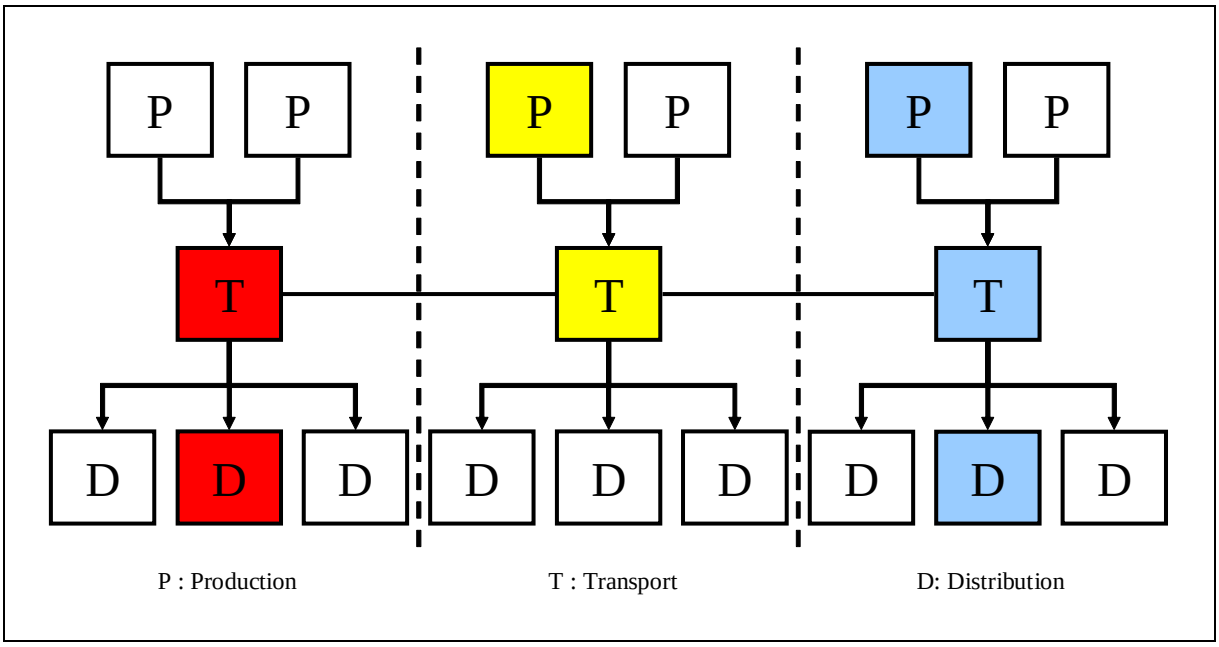


Figure 3. Modèle décentralisé en transport et faiblement concentré en distribution

En Finlande, la production est dominée à 60 % par deux compagnies, la publique IVO (Imatra Voima Oy) et la privée PVO (Pohjolan Voima Oy). Il existe deux réseaux de transport appartenant à IVO (80 % des lignes) et PVO (20 % des lignes), chacun étant géré par son propriétaire La distribution est quant à elle l'affaire de quelques cent-vingt compagnies locales principalement publiques.

En Allemagne, les neufs principales compagnies (85 % de la production) disposent de monopoles régionaux en production et transport, opèrent une interconnexion nationale et sont verticalement intégrées car présentes en distribution. Cependant, la distribution est très déconcentrée puisque environ neuf cents autres compagnies, disposant également de monopoles locaux, sont responsables de 73 % de l'électricité distribuée.

Le système électrique en Norvège[1] est une version concentrée du système allemand puisque dominée par Statkräft, compagnie publique, qui contrôle 30 % de la production (malgré les soixante producteurs) et 80 % du réseau interconnecté de transport. Quelques trois cent compagnies locales gèrent la distribution dont une centaine est verticalement intégrée à l'échelle régionale, totalisant 55 % de la production tout en détenant et gérant une partie des réseaux intermédiaires.

Bien que disposant d'une structure similaire, la concentration du secteur suédois est plus forte qu'en Norvège. En effet, malgré la trentaine de producteurs, Vattenfall, compagnie publique, contrôle 50 % de la production (les huit principaux totalisant 90 %) en plus du réseau interconnecté de transport. Les réseaux régionaux intermédiaires sont gérés par des compagnies régionales intégrant la production et les réseaux locaux par plus de deux cent compagnies locales de distribution.

[1] La Norvège a refusé plusieurs fois d'intégrer l'Union Européenne mais fait partie de l'Espace Economique Européen (EEE) et peut par conséquent appliquer des directives Européennes liées au marché unique (80 % de la législation Européenne concerne la libre circulation des marchandises, services, capitaux et personnes).

1.3. Spécificités du secteur gazier

Le paysage gazier Européen est nettement plus restreint car le gaz est substituable sur toutes ses utilisations et l'extension n'a lieu qu'après étude de rentabilité. En effet, six pays (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Pays-Bas, France et Belgique) consomment plus de 90 % du gaz naturel utilisé par l'Union Européenne [IEAG98]. Contrairement à l'électricité qui présente plusieurs modèles, le monopole public pour l'importation, l'exportation et le transport est le schéma dominant en Europe. La distribution est presque toujours assurée par des compagnies locales avec différents niveaux de concentration suivant les pays.

C'est le cas en Belgique avec Distrigas, au Danemark, en Espagne avec Repsol, en Grèce, en Irlande, en Italie avec la SNAM, au Luxembourg, aux Pays-Bas avec GASUNIE et au Portugal. La production, quand elle existe, est rarement confiée à un monopole.

En Belgique, Distrigas a un monopole de fait sur l'importation et le transport de gaz. Comme pour l'électricité, la distribution est gérée par vingt-trois compagnies municipales ou « intercommunales ». Electrabel, compagnie électrique, contrôle également en grande partie la distribution. La distribution est alors très intégrée horizontalement mais déconcentrée.

Au Royaume-Uni, la compagnie publique British Gas est verticalement intégrée et bénéficie du monopole sur l'ensemble de la chaîne gazière, production incluse. Le Royaume-Uni est en effet autosuffisant.

En France, GDF (Gaz de France), compagnie nationale, dispose d'un monopole légal uniquement sur l'importation de gaz. Le réseau de transport est divisé en une zone principale et deux petites avec leurs gestionnaires respectifs mais GDF dispose d'un monopole de fait (88 % du gaz transporté). Malgré seize compagnies de distribution, l'activité est très concentrée et concédée à GDF (95 % du gaz distribué).

La SNAM (Società Nazionale Metanodotti) est responsable de l'approvisionnement et de la quasi-totalité du transport de gaz en Italie. La distribution s'effectue via huit cent compagnies municipales ou intercommunales. Cependant, la filiale de la SNAM, Italgas, est la plus importante compagnie de distribution grâce à plusieurs concessions (30 % du gaz distribué).

A l'opposé, le développement du réseau allemand repose principalement sur des compagnies privées, l'état n'étant jamais intervenu directement. Ces compagnies disposent de monopoles locaux ou régionaux de fait sur le transport, et sur les municipalités pour la distribution et donc la fourniture de gaz associée. En 1995, on dénombre quelques 673 compagnies locales de distribution organisées en régies ou contrôlées par les dix-huit grands opérateurs de transport déjà présentés. Malgré la multiplicité des compagnies, Ruhrgas domine le marché allemand avec 70 % de parts de marché sur le transport et un monopole de fait sur les importations/exportations. Certains des grands opérateurs cumulent les activités de transport et de production.

1.4. Freins et opportunités pour les économies d'énergie ?

1.4.1. Le niveau de dépendance énergétique

La principale incitation pour les fournisseurs faire réaliser à leurs clients des économies d'énergie dépend dans un premier temps de la dépendance énergétique du pays. La faiblesse des ressources domestiques (gaz) ou la forte dépendance de producteurs étrangers (électricité)

ne laisse pas à l'état en question beaucoup de degrés de liberté pour mener à bien sa politique énergétique. L'approvisionnement est alors fortement dépendant du contexte international, l'influence du cartel de l'OPEP (organisation des pays exportateurs de pétrole) et les conséquences des conflits au Moyen-Orient sur les prix du pétrole sont là pour le rappeler. Le gaz n'est pas en reste puisque d'une part son prix est indexé sur celui du pétrole et d'autre part l'Europe, dont les ressources sont faibles par rapport à ses besoins, est fortement dépendante des pays étrangers. Les différents politique et économique à propos des prix du gaz entre la Russie et l'Ukraine suivi de la baisse [ECHJ06] par Gazprom (compagnie nationale russe et principal fournisseur de l'Europe) de la pression en janvier 2006 du gazoduc ukrainien qui alimente également l'Europe montre à quel point le secteur est sensible.

Bien que les incertitudes internationales soient incontrôlables, il est possible d'en réduire les effets indésirables. Le seul et unique moyen est donc de réduire cette dépendance vis à vis de l'extérieur. Pour l'électricité, il est évidemment possible d'investir dans des capacités comme l'a fait la France avec son programme nucléaire mais cela nécessite d'importants investissements. La solution la plus rationnelle et commune à toutes les énergies est d'une part de réduire les besoins (maîtrise de la demande) et d'autre part de réduire les consommations pour le même niveau d'utilisation (efficacité énergétique). Cette prise de conscience par l'état central et sa transmission aux gouvernements régionaux et locaux peut constituer une incitation forte sur les fournisseurs qui agissent aux différents niveaux.

1.4.2. Les monopoles locaux de fourniture et de distribution

La structure du secteur a une influence importante sur la volonté des fournisseurs d'énergie à proposer des solutions en faveur des économies d'énergie.

Le point commun entre les différents modèles exposés est le lien étroit entre la distribution et la fourniture, aussi bien pour le gaz que l'électricité. Dans tous les pays, la distribution est une activité monopolistique soit légale car fixée dans les textes soit de fait car basée sur des contrats liant la localité et la compagnie gestionnaire sur de très longues durées (souvent vingt ou trente ans). La compagnie gestionnaire, normalement en charge de l'exploitation et de la maintenance du réseau effectuait également la commercialisation de l'énergie. Cette prestation était en effet facilitée par la relation de proximité avec les utilisateurs ainsi que l'accès direct à leurs compteurs. Le monopole de distribution s'étendait alors à la fourniture si bien qu'il était difficile voire impossible pour un utilisateur de contracter avec une autre compagnie. L'activité du fournisseur n'étant pas menacée, il y avait peu de chance de voir émerger de leur part des prestations en faveur des économies d'énergie.

Il faut cependant nuancer ce jugement puisque, par nature, la multiplication des zones de décisions et des fournisseurs (faible concentration de la distribution) motive les initiatives de maîtrise de la demande. Si ces initiatives font leurs preuves localement, elles peuvent ensuite être répétées puis généralisées à l'échelle nationale. Généralement, les pays fortement décentralisés laissent davantage de libertés aux municipalités, intercommunalités ou régions et donc de place à l'initiative locale. Elles peuvent alors, suivant leur volonté politique, fixer des conditions de distribution et de fourniture plus strictes, notamment en ce qui concerne la maitrise de la demande d'énergie et engager ainsi plus fortement la ou les compagnies locales présentes.

A l'extrême inverse, un état très centralisé devra faire preuve non plus de volonté politique mais d'autorité pour réussir à imposer de telles contraintes à l'ensemble des fournisseurs agissant sur son territoire. C'est pour cela que ces pays se sont la plupart du temps appuyés

sur un opérateur unique disposant d'un monopole à l'échelle nationale (par définition un secteur infiniment concentré et verticalement intégré) en étroite collaboration avec le ministère en question. Si cet opérateur unique est un atout dans une optique de développement (prise de décisions rapides, investissements importants facilités), il est souvent une barrière à la maîtrise de la demande d'énergie par son caractère traditionnellement conservateur et l'importance de son pouvoir de décision.

1.4.3. Le degré d'intégration verticale

L'intégration verticale du fournisseur joue un rôle important dans sa motivation pour la maîtrise de la demande d'énergie. Deux cas de figure se présentent alors:

- Le distributeur/fournisseur est intégré verticalement et dispose de ses propres capacités de production couvrant la totalité de la demande
- Le distributeur/fournisseur est intégré verticalement et dispose de ses propres capacités de production couvrant partiellement la demande
- Le distributeur/fournisseur est simplement exploitant concessionnaire du réseau et revendeur de l'énergie qu'il a lui-même acheté en amont à un producteur

La problématique est différente suivant le cas de figure considéré. Un simple distributeur/fournisseur engendre des gains grâce à la marge qu'il dégage sur la revente de l'énergie, l'exploitation et la maintenance du réseau. Donc, plus les ventes sont importantes, plus ses revenus sont élevés. Il n'a donc aucun intérêt à inciter les utilisateurs à réduire leurs consommations si ce n'est pour éviter d'atteindre les limites techniques acceptables par le réseau.

Même si l'abus volontaire de monopole[1] existe, acheter à un producteur indépendant est souvent synonyme de marge arrière et de surcoûts de réseau pour l'acheminement, pouvant augmenter avec la distance, pour un distributeur. Un producteur/distributeur/fournisseur trouve donc plus avantageux de privilégier son outil de production plutôt que d'acheter de l'énergie à un autre producteur car l'amortissement des investissements consentis dans les capacités est assuré. Même si la production propre du producteur/distributeur/fournisseur n'est que partielle, il sera davantage tenté de limiter les consommations de ses clients afin de diminuer sa dépendance vis à vis de l'extérieur qu'il est susceptible de payer au prix fort. Cette contrainte peut alors être traduite directement dans les tarifs par le biais d'une tarification au coût marginal long terme permettant d'arbitrer entre coûts des capacités de production supplémentaires (nécessaires pour faire face à une augmentation éventuelle de la demande) et les gains engendrés par une limitation de la demande d'énergie. Elle peut également prendre la forme d'informations à destination de l'ensemble des utilisateurs ou de prestations ciblées pour les consommateurs qui en font la demande et qui payent pour.

1.4.4. L'influence de la tarification

Le premier encouragement fort en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie est fourni par la structure et le niveau des tarifs. D'après l'analyse de la situation dans plusieurs pays, trois éléments principaux sont à prendre en compte : la péréquation tarifaire, le reflet des coûts et le niveau global des prix. Ce dernier joue un rôle primordial. Plus le stimulus « tarif » est puissant, plus les utilisateurs y sont sensibles et sont incités à maîtriser leurs demandes d'énergie. La tentation est donc grande pour le régulateur d'augmenter artificiellement les tarifs. Cependant, cette augmentation est souvent impopulaire car elle défavorise les

[1] Un producteur/distributeur/fournisseur pourrait par exemple favoriser son outil de production plutôt que celui d'un producteur indépendant même si le coût est inférieur.

utilisateurs au profit des compagnies ou des autorités d'une part et elle est en opposition avec le concept de bien de « première nécessité » accessible à tous au moindre coût d'autre part.

La caractéristique principale du système pré-dérégulation réside dans la réglementation des tarifs pour l'ensemble de la chaîne énergétique par les autorités nationales et/ou locales. Elle peut alors prendre la forme soit d'un contrôle de la bonne application par la compagnie des règles tarifaires (indexées sur l'évolution des différents coûts) édictées au préalable soit d'une négociation du tarif au vu des coûts réels de la compagnie. Dans les deux cas, le dialogue entre autorités et compagnies est crucial, le tarif de l'énergie étant également un outil politique. Les compagnies peuvent donc se voir interdire l'augmentation des tarifs pourtant justifiée par l'augmentation des coûts.

Lorsque des règles sont définies, l'objectif est de faire coïncider les intérêts de l'usager et de la collectivité, par une politique de « vérité des prix » consistant à facturer à l'utilisateur au prix de revient pour la collectivité. Les coûts de fourniture varient néanmoins en fonction du moment mais aussi du lieu de la consommation. L'électricité est par exemple plus chère à produire en hiver car on fait appel à des capacités « de pointe » rentabilisées sur de courtes durées. Elle est aussi plus chère en basse tension car son acheminement utilise davantage d'infrastructures et les pertes sont plus importantes. La tarification au coût moyen n'est donc pas un signal optimal pour la maîtrise de la demande puisqu'elle ne reflète pas cette variabilité [PERC89].

La tarification au coût marginal de court terme (CmCT) d'une fourniture est le surcoût résultant d'une demande additionnelle à capacités inchangées. Le tarif comptabilise alors les surcoûts engendrés par une demande supplémentaire. Ce surcoût croit cependant très rapidement avec la demande si bien qu'il peut être plus rentable pour la collectivité d'investir dans le renforcement de la chaîne énergétique. Le coût marginal de long terme (CmLT) est le surcoût résultant d'une demande supplémentaire en supposant que la compagnie dispose du délai suffisant pour augmenter la capacité de ses installations à la nouvelle situation. Il intègre alors le coût des ouvrages destinés à satisfaire à moindre frais cette demande supplémentaire.

Suivant son niveau de complexité, la tarification au coût marginal peut traduire par un binôme (reflétant puissance et consommation) de coefficients multiplicateurs qui varient en fonction de la saison (hiver, été, intermédiaire) et du moment de la journée (heures pleines, creuses et de pointe). Elle envoie donc un message fort à l'utilisateur en l'incitant à maîtriser sa demande lorsque la fourniture est coûteuse, les prix de l'énergie augmentant alors aux périodes et pour les utilisations (puissance appelée, volumes demandés) en question.

1.4.5. La limitation technique des réseaux

Les compagnies de distribution sont entre autres des investissements pour la maintenance et le développement de leur réseau. La combinaison de cette fonction avec celle de fournisseur peut constituer une incitation à la maîtrise de la demande d'énergie. En effet, une augmentation non maîtrisée des consommations d'énergie peut être préjudiciable aux utilisateurs d'une part et au fournisseur d'autre part car un réseau proche de la saturation engendre une baisse de la qualité de la fourniture (chute de tension et de pression, coupure), est davantage soumis aux pannes et génère des surcoûts d'exploitation. Investir dans le renforcement des infrastructures existantes peut devenir capital à terme. L'investissement du fournisseur dans une politique de maîtrise de la demande d'énergie est alors nettement plus rationnelle car moins coûteuse pour lui et pour l'utilisateur qui verrait les coûts retranscrits dans sa facture.

Un exemple flagrant de cette contrainte est la création d'une nouvelle ligne électrique dans le but d'assurer l'approvisionnement de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur (PACA) mise à mal par les risques d'incendie sur les tracés existants déjà saturés. Le scénario d'origine propose une ligne très haute tension (THT) coupant le site protégé des Gorges du Verdon. Un autre scénario[1] a donc été envisagé et inclus désormais, en parallèle du renforcement des lignes existantes, un vaste projet[2] de maîtrise de la demande à l'échelle de la région PACA.

2. Le marché libéralisé des énergies de réseau

2.1. Fondements et enjeux de la libéralisation

Le 25 mars 1957, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg, la France, l'Allemagne et l'Italie signent à Rome le traité fondateur de l'Union Européenne telle qu'on la connaît aujourd'hui. Le traité de Rome prévoit la mise en place d'un marché commun basé sur la « libre circulation entre les états-membres des marchandises, des hommes, des services et des capitaux ».

En 1985, la Commission Européenne, sous l'impulsion de son président Jacques Delors, publie un livre blanc [COMJ85] sur l'achèvement du marché intérieur. Elle a constaté que le développement du marché commun se heurte à certaines barrières et que son établissement est freiné par le manque d'outils et de leviers réglementaires fixés uniquement par le traité de Rome. L'acte unique Européen [COMF86] de 1986 succède logiquement au livre blanc et a pour objectif d'achever le marché intérieur en établissant les principes de la liberté de circulation des personnes et des marchandises, des services et des capitaux. Il mandate la Commission pour proposer des mesures pour créer un marché unique des produits financiers, du gaz naturel, de l'électricité, des transports et des télécommunications.

Toujours sous l'impulsion de Jacques Delors, la Commission publie en 1993 un autre livre blanc [COMD93] dans lequel elle reconnaît que des tarifs de l'énergie élevés peuvent réduire la compétitivité des entreprises Européennes vis à vis de leurs concurrentes étrangères. Après avoir ciblé les barrières principales, le livre blanc conclut alors sur la nécessité de créer rapidement un marché Européen de l'énergie.

2.2. Une libéralisation en trois temps

La longue période durant laquelle l'Union a défini sa politique économique cède la place aux premières mesures législatives concernant la libéralisation du secteur des énergies de réseau. Nous pouvons clairement distinguer trois temps dans la procédure menant à la libéralisation totale. Cependant, la Commission Européenne étant à l'affut de la moindre évolution du secteur, il est quasiment assuré que de nouvelles mesures politiques verront le jour après la publication de ce document.

2.2.1. Commencement de la libéralisation

Après d'âpres négociations, la directive [DIRE96] Européenne 96/92/CE voit finalement le jour en 1996. Elle fixe les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité en

[1] Réseau de Transport de l'électricité (RTE), Projet de ligne à très haute tension entre Boutre et Broc-Carros, http://www.boutrebroccarros.com/

[2] Région Provence Alpes Côte d'Azur (PACA), Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), Electricité De France (EDF), Plan Eco-Energie, http://www.planecoenergie.org/index/

introduisant la concurrence dans la production et la vente d'électricité. Les négociations relatives à l'ouverture du marché du gaz furent plus rapides, les divergences de principes ayant été réglées lors des négociations sur l'électricité. Deux ans plus tard, la directive [DIRG98] Européenne 98/30/CE définit les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Les monopoles pour la construction de nouvelles structures de production d'électricité, d'approvisionnement (gazoduc, terminal GNL) et de stockage de gaz naturel sont d'abord abolis au profit d'autorisation et/ou d'appels d'offres publics, objectifs, transparents et non discriminatoires.

Les activités de réseau (transport et distribution) sont traditionnellement des monopoles « géographiques » même s'ils doivent faire l'objet d'une mise en concurrence lors d'un appel d'offres [CJCE05]. La multiplication des réseaux parallèles étant inconcevable et irrationnelle, la directive maintient les monopoles tout en rendant ces activités transparentes et non discriminatoires. Ce libre accès des tiers aux réseaux (ATR) de transport et de distribution doit permettre aux tiers (utilisateurs et producteurs) de conclure des contrats entre eux et peut alors être soit négocié soit réglementé. Dans le premier cas, la transparence des prix est assurée par la publication annuelle et « à posteriori » d'une fourchette de tarifs pratiqués avec laquelle les nouveaux tarifs devront nécessairement être cohérents. Dans le second cas, les tarifs d'accès sont fixés et publiés « à priori » (Figure 4).

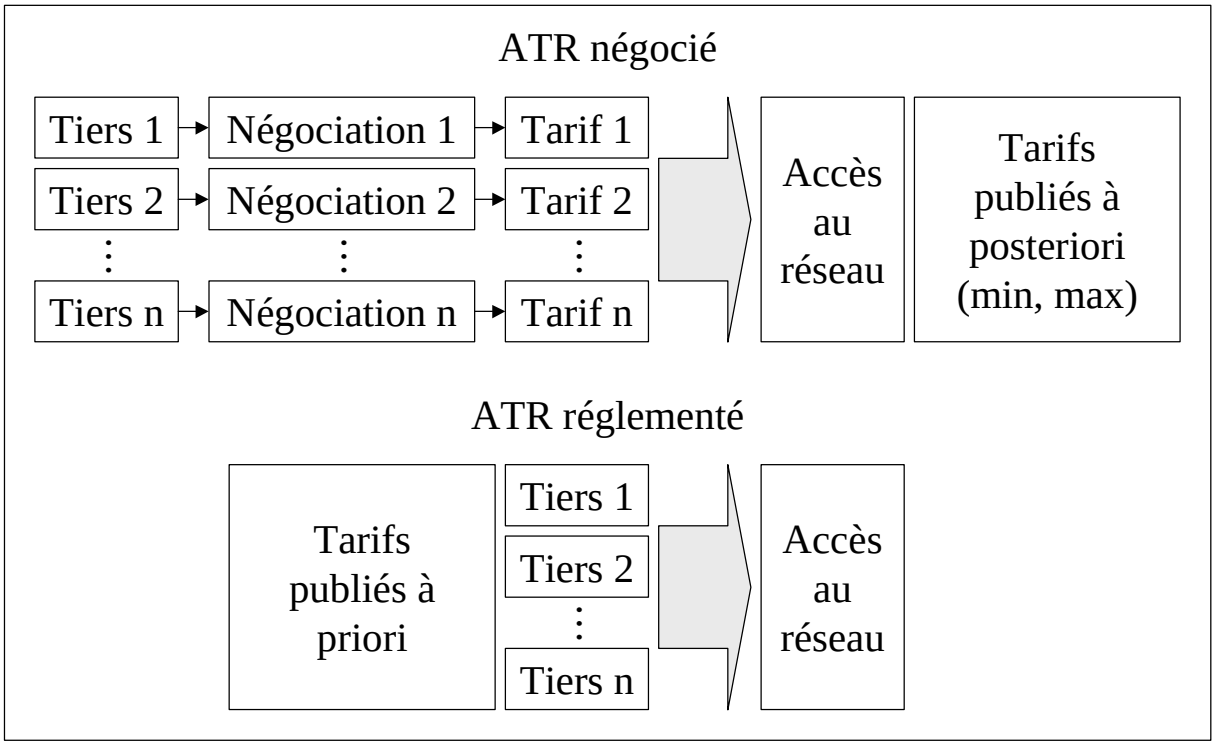


Figure 4. La transparence des prix selon le type d'accès des tiers aux réseaux

Sous la pression de la France, la directive inclut une troisième formule dite de l'acheteur unique. Un monopole, désigné comme acheteur unique sur le territoire, achète toute l'électricité produite et la distribue. Si un client éligible trouve de l'électricité moins chère ailleurs, transport compris, le monopole n'est pas obligé d'acheter cette électricité mais doit faire bénéficier le client éligible de l'écart de prix. L'accès au réseau n'est plus nécessaire et

la concurrence se limite aux nouvelles capacités de production. Cette formule, qui n'a même pas été considérée pour le gaz naturel, n'a jamais été appliquée en pratique.

Les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) nommés sont alors responsables exclusivement de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau et de ses interconnexions avec les réseaux voisins. Afin d'éviter toute discrimination à l'accès, la directive dissocie sur les plans de la gestion[1] et comptable[2] les activités de réseaux des autres activités. L'activité monopolistique de distribution n'est plus associée à la fourniture qui elle est concurrentielle et une compagnie verticalement intégrée ne pourra effectuer aucune subvention croisée.

Une autorité indépendante de régulation veillera au juste déroulement des procédures d'appels d'offres de production, d'accès et de tarification de transport et de distribution et de la dissociation des activités de réseaux de la production et de la fourniture.

Compte tenu des disparités historiques, structurelles et traditionnelles et afin de ne pas avantager certains pays ou compagnies, l'ouverture du marché sera progressive. Elle passe par les clients « éligibles », libres de choisir et de conclure des contrats avec un ou plusieurs producteurs ou fournisseurs. Les seuils minimaux d'ouverture du marché national de l'électricité sont fixés à 25 % au plus tard en février 1999, à 28 % en février 2000 et à 30% en février 2003. Les seuils minimaux d'ouverture du marché national du gaz naturel sont fixés à 20 % au plus tard en février 2000, à 28 % en février 2000 et à 33% en février 2008. Les entreprises de production et de distribution deviennent automatiquement éligibles même si elles ne dépassent pas ce seuil.

2.2.2. Analyse des premiers résultats

En 2001, la Commission est chargée par le Conseil d'évaluer la situation du marché des énergies. Ses conclusions [COMD01] soulignent de fortes disparités d'application puisque certains états-membres se sont limités au minimum requis tandis que d'autres souhaitent et sont allés plus loin. La Commission relève encore quelques barrières comme des tarifs de réseaux anormalement élevés ou ne reflétant pas les coûts et donc non justifiés, la domination des marchés de gros par un petit nombre d'opérateurs et enfin des échanges transfrontaliers limités à cause de problèmes de tarification et de coordination entre états.

La concurrence semble globalement plus forte dans les pays avec une régulation plus stricte et où la dissociation totale. Les pays ayant ouvert le marché à tous les niveaux, ont pu observer des diminutions de prix significatives pour toutes les catégories d'utilisateurs tandis que les autres ont vu les gros consommateurs bénéficier d'une diminution aux dépens des autres catégories d'utilisateurs. Les tarifs du gaz ont augmenté mais cette tendance est liée à l'indexation de son prix sur celui du pétrole.

L'ouverture du marché est ralentie par les états-membres qui ne veulent pas voir les nouveaux entrants agissant sur leur marché national devenir des proies faciles pour les d'entreprises agissant dans d'autres pays dont les marchés domestiques ne sont pas totalement libéralisés. Cette situation est de plus amplifiée par la présence de compagnies nationales totalement

[1] La dissociation de gestion signifie que la direction de la branche concernée ne peut être impliquée dans les choix du groupe dont elle fait partie et vice versa.

[2] La dissociation comptable signifie que des comptes financiers distincts doivent être établis et publiés pour chacune des entités afin d'éviter par exemple les subventions croisées au sein d'une entreprise intégrée.

intégrées verticalement limitant volontairement (contrôle de la majeure partie des capacités de production, surcapacité) ou involontairement (taux de financement préférentiels pour investir) l'accès aux capacités de production.

2.2.3. Renforcement des directives

Jugeant la situation actuelle encore inacceptable, la Commission renforce en 2003 les règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz par les directives 2003/54/CE [DIRE03] et 2003/55/CE [DIRG03].

La séparation juridique[1] devient obligatoire au sein d'une entreprise verticalement intégrée. Plus précisément, les gestions respectives des réseaux de transport et de distribution doivent être dissociées l'une de l'autre et chacune vis à vis des activités de production et de fourniture. Cette mesure vient renforcer les dissociations déjà introduites dans la précédente législation. Le personnel décisionnaire de la branche « transport » d'une compagnie verticalement intégrée ne pourra faire partie du personnel décisionnaire des branches « production » et « distribution » de la même compagnie et vice versa.

Seul l'accès réglementé aux réseaux est désormais possible. En effet, l'accès négocié pouvait mener à des disparités de traitement voire même une discrimination des opérateurs verticalement intégrés, et donc contrôlant le réseau, envers certains producteurs rendant leur production moins rentable.

Le rôle et les pouvoirs de l'autorité de régulation, instaurée précédemment, n'étaient pas explicitement fixés si bien que des disparités apparaissent au sein de l'Union. Totalement indépendante du secteur, elle est obligatoire et doit assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Elle dispose en outre du pouvoir de fixer, d'approuver ou de faire modifier les tarifs pour la connexion et l'utilisation des réseaux. L'autorité de régulation est enfin en mesure de régler les plaintes d'un tiers à l'encontre des gestionnaires de réseaux.

Enfin, l'ouverture des marchés est accélérée. Tous les clients non résidentiels deviendront éligibles le 1er juillet 2004 puis l'éligibilité sera étendue à l'ensemble des clients le 1er juillet 2007. Un flou réglementaire demeure cependant en ce qui concerne l'existence des tarifs régulés après 2007. En effet, un client n'est pas obligé de faire jouer son éligibilité et peut alors continuer à profiter de l'ancienne tarification même si cette dernière ne pourra plus être fixée par les pouvoirs publics.

2.3. Un marché unique et concurrentiel plus incitatif ?

2.3.1. Le prix élevé de la flexibilité

La concurrence pousse les fournisseurs à se démarquer, notamment en termes de tarifs. Ces derniers doivent alors être simplifiés pour faciliter la comparaison des offres. Les plus courantes sont le « tarif unique » (prime fixe, €/kWh et dépassements), les tarifs « horo-saisonniers » (un tarif par période tarifaire) ou l'offre personnalisée grâce au « tunnel » (tarif unique dans un tunnel à ± x % autour de la courbe de charge). Bien que cette nouvelle offre tarifaire puisse paraître éloignée de la précédente – la simplification ne semble pas en accord

[1] La dissociation juridique signifie que les entités concernées n'ont aucun lien entre elles excepté sur le plan capitalistique : l'une peut être une filiale de l'autre.

avec la notion de « vérité des prix » – elle en partage les mêmes fondements. Les règles étaient par le passé explicitement et à priori définies en fonction d'un nombre plus ou moins grand de paramètres caractérisant la façon dont l'usager consomme l'énergie (puissance maximale, étalement dans le temps, volumes totaux etc…). Désormais, la fixation du tarif n'est soumise à aucune règle si ce n'est la rentabilité du fournisseur. Les contraintes technico-économiques restent inchangées[1] mais sont traitées cette fois implicitement et au cas par cas. Le fournisseur doit en effet confronter à la demande de son client sa propre production et/ou des approvisionnements externes (autre producteur, bourse…) d'où la nécessité de connaître la courbe de charge. Le tarif sera d'autant plus faible que le client sera en mesure de maîtriser sa courbe de charge et de limiter les dépassements qui nécessitent un équilibrage et sont donc soumis à des pénalités de la part des gestionnaires de réseaux. Formulé autrement, le fournisseur cherche à minimiser ses risques tout ajout de flexibilité se paye.

La Figure 5 résume bien la situation. Dans un marché réglementé, toute mesure de maîtrise de la demande d'énergie ou d'efficacité énergétique prise par un client « actif » est valorisée par une baisse de sa facture. Cette incitation n'est cependant pas optimale puisque, sans prendre aucune mesure, un client « passif » aux caractéristiques d'utilisation similaires disposera du même tarif sans toutefois voir sa facture diminuer. Associée à une énergie peu chère, cette politique peut s'avérer contre-productive vis à vis de la maîtrise de la demande. Dans un marché libéralisé, l'incitation est double puisque pour disposer du meilleur tarif, un client ne peut se permettre d'être « passif » car il doit prouver, en maîtrisant sa courbe de charge, qu'il est en mesure de limiter les incertitudes qui incomberaient au fournisseur. Toute mesure est alors valorisée par la réduction combinée des consommations et du tarif minimisant davantage la facture énergétique.

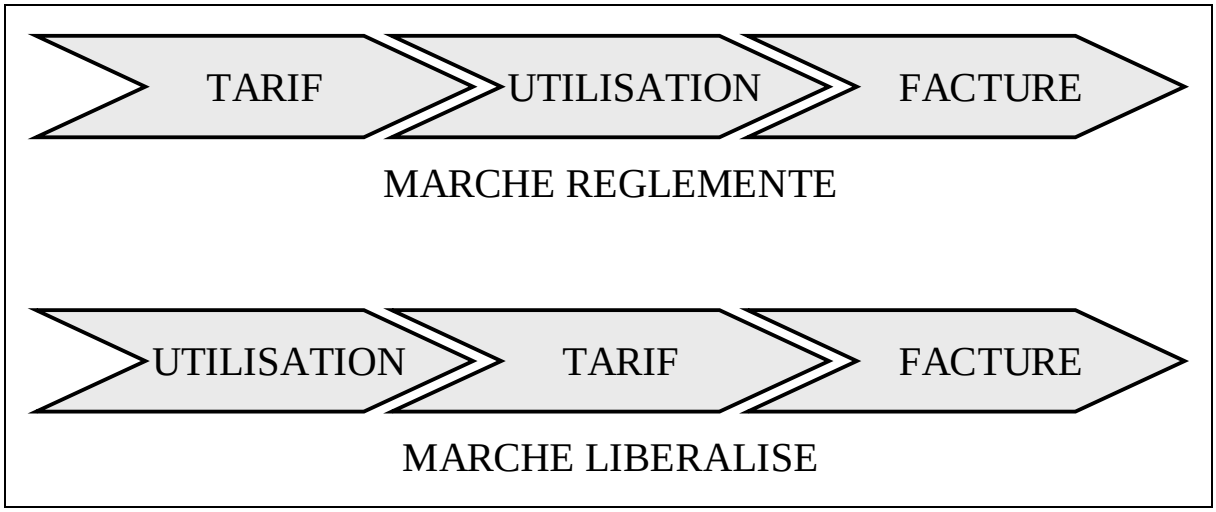


Figure 5. Influence de la tarification sur l'utilisation de l'énergie

2.3.2. Introduction et accroissement des disparités

Bien que parfois complexe dans sa structure, la tarification réglementée d'un monopole électrique ou gazier s'avérait intéressante car, assortie à la péréquation, elle était synonyme d'égalité de traitement, les disparités de tarifs dépendant uniquement des caractéristiques de consommation de l'utilisateur. Après la libéralisation, de nouvelles disparités sont introduites à chaque niveau de la chaîne énergétique. Elles commencent dès la production par l'introduction des marchés de gros sur lesquels les prix fluctuent. Avant la dérégulation,

[1] Par exemple pour l'électricité, les pointes de 9h30 et de 19h30 sont toujours présentes. Produire, transporter, fournir et distribuer à ce moment est donc toujours aussi coûteux.

producteurs et distributeurs/fournisseurs étaient souvent liés par des contrats long-terme aux prix planifiés et aux variations plus prévisibles. Lorsque production et fourniture sont intégrées au sein d'une même compagnie, le « mix » de production influe également sur les coûts de la compagnie et donc sur ses prix de vente à l'utilisateur final. De plus, la multiplicité des fournisseurs ainsi que les différences dans leurs coûts de fonctionnement va avoir des répercussions sur les tarifs pratiqués. En effet, les coûts de fonctionnement d'un simple « trader » sont bien inférieurs à ceux d'une grande compagnie verticalement intégrée. Les offres personnalisées des fournisseurs, l'influence des caractéristiques de consommation de l'utilisateur final ainsi que son pouvoir de négociation sont autant de facteurs qui risquent d'aggraver les disparités de traitement. Enfin, l'absence de péréquation pour les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux vient décupler le sentiment de différence. Deux utilisateurs disposant de caractéristiques de consommation identiques peuvent être soumis à des tarifs différents de transport et de distribution sous prétexte qu'ils ne sont pas localisés au même endroit.

La gamme de tarifs pratiqués risque donc d'être beaucoup plus étendue qu'auparavant pour la même catégorie d'utilisateurs. Les disparités liées à la courbe de charge sont essentielles car elles prouvent au client qu'il est possible de diminuer sa facture énergétique en adoptant un comportement actif vis à vis d'elle. En effet, le comportement passif des usagers envers leurs factures énergétiques a été soutenu pendant des années par un tarif régulé. A l'instar du secteur de l'Internet et des télécommunications, l'augmentation du nombre de fournisseurs va multiplier les offres si bien que rechercher celle qui est la mieux adaptée requerra, de la part de l'usager, une analyse de ses besoins et de son utilisation de l'énergie. Au prix de quelques efforts supplémentaires dans la maîtrise de sa courbe de charge, il pourra accéder à des tarifs inférieurs.

2.3.3. Un terreau pour des services énergétiques globaux

Les disparités de traitement, l'incertitude sur les prix et le manque de visibilité introduits par la libéralisation peuvent être autant d'atouts en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie car la réduction des consommations est la seule certitude à laquelle pourront se rattacher les clients s'ils veulent diminuer leurs factures. A l'instar des crises pétrolières, cette conjoncture constitue alors le terreau idéal au développement d'une offre de services énergétique par les fournisseurs d'énergie. De plus, la clientèle devenant de plus en plus volatile, les fournisseurs devront étoffer leur offre de prestations annexes à la seule fourniture d'énergie afin de satisfaire l'utilisateur final et ainsi le fidéliser. Certaines offres émergent déjà comme le contrat[1] de fourniture d'énergie assurant un tarif fixe du kilowattheure pendant « x » années en plus d'une garantie (des pénalités sont prévues en cas d'échec) de réduction des consommations. Des solutions techniques sont alors proposées pendant la durée du contrat. Ces offres « gagnant/gagnant » permettent au client de gagner en visibilité et de réduire sa facture et au fournisseur de s'assurer une clientèle qui pourrait être volatile.

Les marchés de gros (bourse de l'énergie) ainsi que les enchères de capacités (« gas release » et « centrales virtuelles ») permettent désormais à toute entreprise désirant fournir de l'énergie de disposer de kilowattheures sans pour autant avoir à s'occuper des infrastructures associées. Il est envisageable que certaines sociétés de services énergétiques – les plus importantes sans doute – profitent de ces nouvelles dispositions afin de proposer des prestations globales

[1] Électricité de France (EDF), Contrats de progrès en direction des grands comptes Européens, http://www.edf.fr/70790i/Accueilfr/RechercheetDeveloppement/Actualites/LexpertisedelaRDauservicedesgrandsclientseuropeens.html

combinant fourniture d'énergie et service énergétique qui réduisent le nombre d'intermédiaires pour le client et donc les marges sur chaque prestation.

2.3.4. Conséquences négatives potentielles de la dérégulation

Nous avons représenté, sur la Figure 6, l'évolution dans le temps du prix des énergies de réseau pour différents types d'utilisateurs. Nous constatons que la décroissance en moyenne des prix de l'électricité démarre avant la libéralisation. Celle-ci s'explique notamment par une meilleure exploitation des infrastructures et des ressources existantes. Par exemple, la surcapacité électrique en France, le bon état de l'appareil de production et des réseaux ne nécessitent pour le moment pas d'investissement lourd ce qui permet aux compagnies de se concurrencer sur les tarifs. La décroissance moyenne (des disparités existent entre les états-membres) observée pour l'électricité n'est pas aussi marquée sur les prix du gaz, une augmentation intervient même dès 1999. Nous en concluons que la concurrence n'est pas le facteur déterminant dans la baisse des prix du gaz mais qu'elle influe sur le long terme. Les variations des prix du gaz à court terme sont davantage dues à leur indexation sur le prix du pétrole. Les prix de l'électricité sont également corrélés aux prix du pétrole et du gaz car ces deux combustibles sont utilisés par certaines centrales de production si bien que nous observons qu'ils repartent à la hausse dès 2000 sans toutefois atteindre leurs niveaux initiaux. La Commission Européenne, en se basant sur plusieurs autres indicateurs (changements de fournisseurs notamment) explique ces phénomènes par les disparités d'applications des directives même si elle y voit des signes encourageants [COMD01].

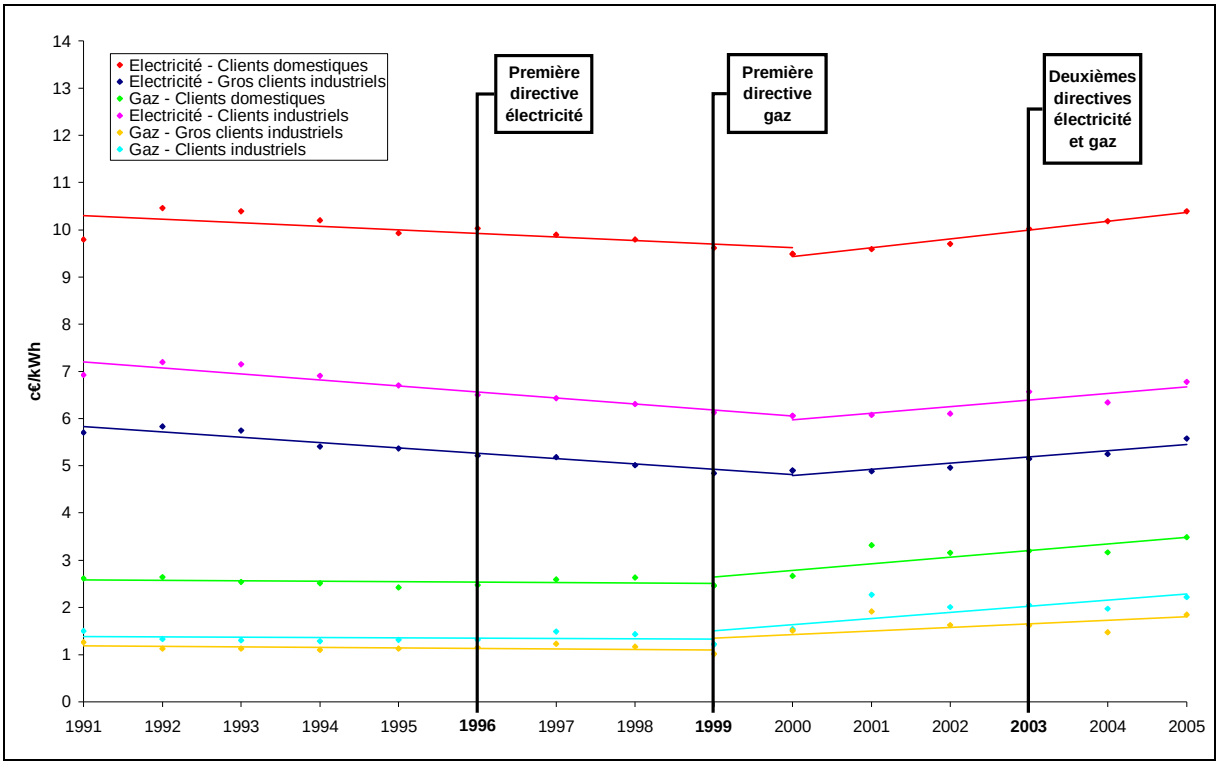


Figure 6. Evolution des tarifs moyens de l'électricité et du gaz en Europe [EURO03]

Nous avons également tracé (Figure 7) l'évolution avec le temps des écarts-types des tarifs nationaux pour les mêmes types de clients. Nous observons que les tarifs de l'électricité se resserrent autour des prix de marché, preuve que le marché unique est en train de naître. Ce resserrement est également moins marqué pour le gaz et même que les écarts se creusent lorsque les tarifs augmentent notamment dès 1999. La réduction des tarifs de l'énergie

constitue « le cheval de bataille » de la Commission Européenne. L'ouverture totale du marché aux consommateurs domestiques en juillet 2007 viendra t'elle confirmer ou infirmer la tendance observée jusque là ?

Le danger qui guette cette transition est l'entrée attendue de fournisseurs « low-costs » sur le marché à l'instar du transport aérien, des télécommunications ou de l'internet. Minimiser les coûts de fonctionnement est possible notamment grâce à l'absence d'infrastructure, au peu de personnel que requiert l'activité de fourniture (par rapport à l'exploitation et la maintenance des outils de production ou des réseaux) et à l'absence de tout service associé. Comme pour un transporteur aérien qui réduit la fréquence des vols pour maximiser les taux de remplissage de ses avions tout en réduisant les coûts associés (taxes d'aéroport, repas, personnel), le fournisseur « low-costs » ne maximisera ses gains qu'en augmentant ses ventes. En orientant la communication sur la seule composante « tarif », les compagnies « low-costs » risquent de faire oublier à certaines catégories d'utilisateurs l'importance de la composante « consommation » dans la facture énergétique.

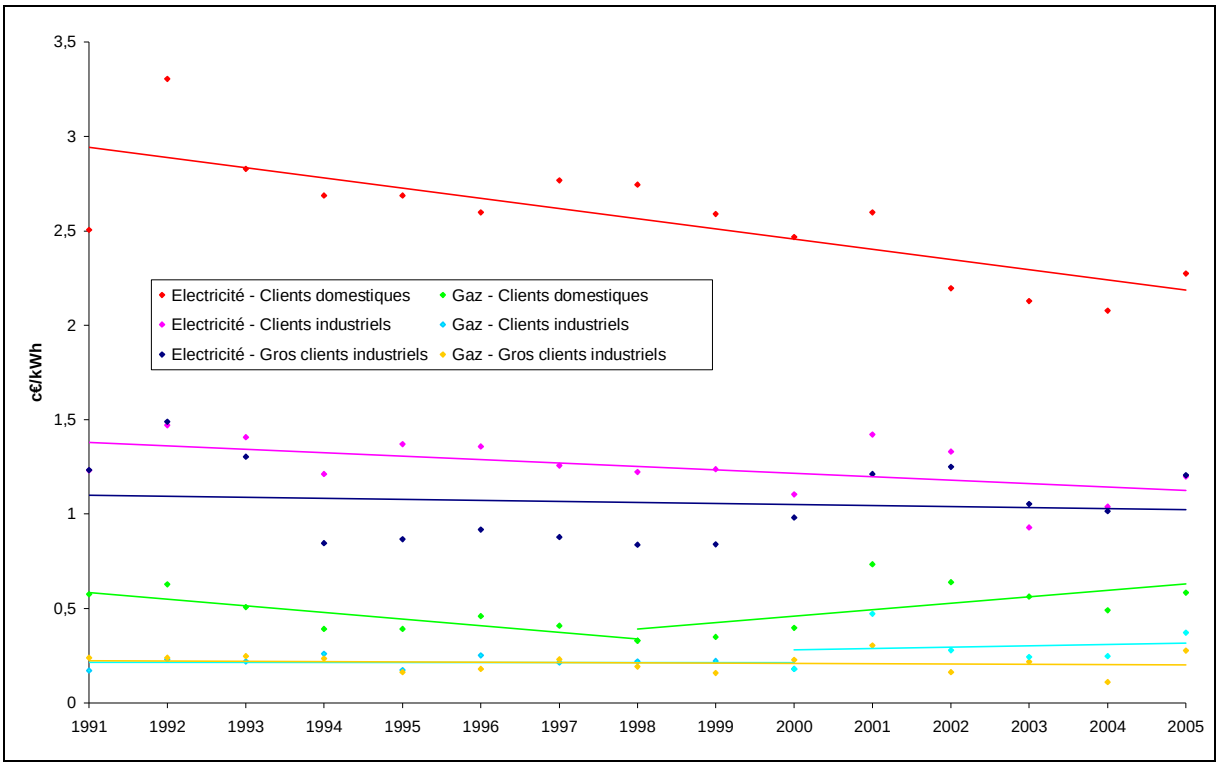


Figure 7. Evolution de l'écart type des tarifs de l'électricité et du gaz en Europe [EURO03]

2.4. Des perspectives encourageantes pour le secteur

2.4.1. Une concurrence de plus en plus forte

La libéralisation n'a pas résolu les problèmes de concentration [COMN05] puisque les contrats de longue durée sont encore prédominants entre producteurs et importateurs pour le gaz d'une part et entre producteurs et fournisseurs en général d'autre part. Comme le constate la Commission Européenne [COMA03][COMN05], les nouveaux entrants éprouvent des difficultés pour avoir accès aux capacités de production et ainsi acquérir des parts de marché sensibles.

Cette forte concentration peut être vue comme une barrière à la concurrence et donc à la baisse des tarifs de l'énergie. Si la concurrence ne se fait vraiment sentir ni sur les changements de fournisseurs ni sur les tarifs, elle est visible à l'échelle du secteur. Les compagnies Européennes se mènent en effet une guerre impitoyable pour grossir, conscientes que seulement quelques « champions » vont se maintenir sur le marché unique. La libéralisation est donc marquée par une vague de consolidation des positions (Tableau 1) qui passe par des fusions, acquisitions, prises de participations entre les différents acteurs.

	Producteur pur	**Distributeur pur**	**Producteur distributeur**	**Verticalement intégré**
Producteur pur	3	2	2	10
Distributeur pur	3	5	9	11
Producteur distributeur	1		9	7
Verticalement intégré	2		2	14
Gaz			1	6

Tableau 1. Origines et cibles des fusions et acquisitions dans le secteur Européen de l'électricité entre 1998 et 2002 [COD02]

Après un certain relâchement à partir de 2004, il semble que la prochaine échéance de l'ouverture du marché aux clients domestique ait ravivé les velléités de consolidation des grands opérateurs. En septembre 2005, Gas Natural (leader du gaz en Espagne) lance une offre publique d'achat [ECHS05] (OPA) sur Endesa (leader intégré de l'électricité en Espagne). Alors que l'OPA semblait acquise malgré de longues négociations en Espagne, EON (leader Européen gaz et électricité) décide de renchérir [TRIE06] en février 2006 sur l'offre de Gas Natural pour Endesa. Cette OPA lui permettrait de devenir le plus grand électricien mondial devant EDF. En parallèle, ENEL (leader intégré de l'électricité en Italie) préparerait [TRIS06] une OPA sur le groupe Suez, détenteur d'Electrabel (leader intégré de l'électricité en Belgique). Sans attendre, ce dernier envisage une fusion [ECHF06] avec GDF (leader intégré du gaz en France) pour se défendre. La Figure 8 représente bien les différents positionnements actuels.

La compétition se renforçant, les différents opérateurs vont chercher à se démarquer les uns des autres par des prestations annexes comme dans le secteur des télécommunications et de l'internet. Il semble y avoir de la place pour un panel d'offres annexes à la fourniture d'énergie (optimisation tarifaire, l'audit, le conseil, l'assistance technique préalable aux travaux etc…) permettant ainsi d'accéder au potentiel d'économies d'énergie chez le client final. Dans le but de mieux connaître l'utilisateur final et ainsi de développer des offres adaptées, les compagnies tendent à intégrer des distributeurs. La convergence vers une offre multi-énergies, rendue possible par l'intégration de compagnies spécialisées, facilite les mesures d'économies d'énergie par substitution et simplifie les procédures pour l'utilisateur final. En effet, le groupe SUEZ, déjà propriétaire de l'exploitant de process énergétiques Elyo, devient l'unique actionnaire d'Electrabel [ECHA05]. GDF a également développé sa branche d'exploitation via sa filiale Cofathec. Enfin, EDF détient des 34 % des parts dans l'autre grand exploitant Dalkia [TRIJ00], les 66 % restants appartenant à Veolia Environnement.

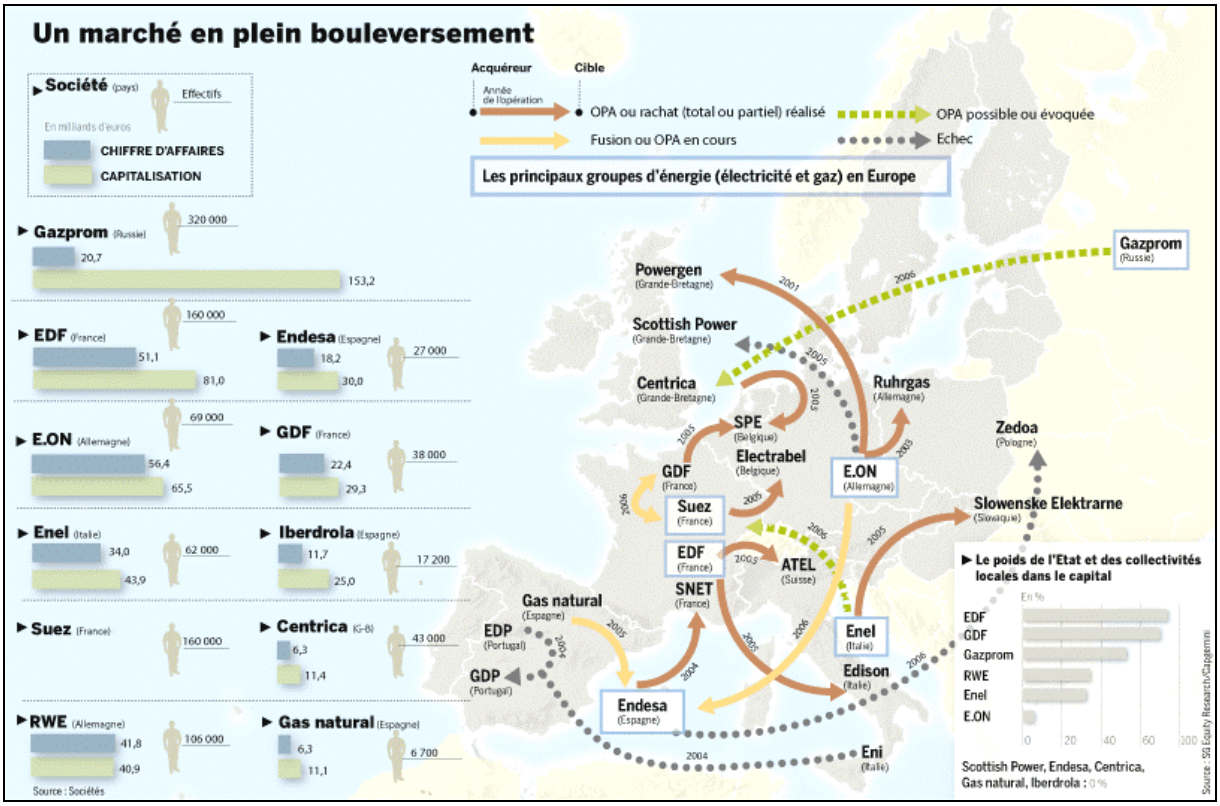


Figure 8. Le marché énergétique européen en plein bouleversement (source : www.lemonde.fr, 14 juin 2006)

2.4.2. Un objectif prioritaire : la sécurité d'approvisionnement

La libéralisation, en introduisant la concurrence, devait engendrer une baisse des prix de l'énergie. Effectivement constatée, cette baisse sera sans doute amplifiée à court-terme dès l'ouverture totale du marché en 2007. Cependant, il n'est pas prouvé qu'elle perdure à plus long terme car de lourds investissements sont attendus en Europe dans le secteur des énergies de réseau.

D'après le livre vert [COMN00] de la Commission Européenne sur la sécurité d'approvisionnement**,** les capacités de production de l'Union doivent atteindre 800 à 900 GW afin de pouvoir satisfaire la demande d'électricité en 2020. Parmi les 600 GW disponibles en 2000, les centrales qui arrivent en fin de vie sur la période 2000-2020 représentent 300 GW. Par conséquent, il est primordial d'investir dans la production à hauteur de 500 à 600 GW afin d'assurer l'approvisionnement. D'autre part, à peine deux pourcents des réserves prouvées en gaz naturel du globe, soit vingt ans au rythme actuel de consommation, se situent en Europe. L'épuisement de nos réserves nécessite des investissements dans l'exploration et le transport (nouveaux gazoducs, méthaniers, terminaux méthaniers).

La Commission Européenne a donc mis à jour en décembre 2003 la liste [COMJ04] des projets prioritaires de l'Union en matière d'énergie. Elle inclue le renforcement des capacités d'échange transfrontalier puis la création de nouvelles interconnexions entre les réseaux nationaux de transport. L'effort financier s'élève à vingt-huit milliards d'euros sur la période de 2007 à 2013 et l'Union Européenne ne participera pas au financement. Ces choix coûteux, supportés par les producteurs et opérateurs de réseaux, seront sans doute répercutés sur la facture du client final. Il y a donc peu de chance pour que le prix de l'énergie continue de diminuer, assurant ainsi la rentabilité des investissements pour les économies d'énergie.

3. Le volet « développement durable » de la dérégulation

3.1. La limitation des émissions de gaz à effet de serre

3.1.1. Un engagement international : le protocole de Kyoto

La pression environnementale devient de plus en plus forte. A l'échelle mondiale, le protocole de Kyoto [KYOT97] signé en 1997 et ratifié en 2005 impose aux états participants une réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à leurs émissions de 1990, offre la possibilité d'échanger [GODA98] ces quotas d'émissions tout en autorisant une certaine flexibilité (Mécanisme de Développement Propre, Mise en Œuvre Conjointe).

3.1.2. Le mécanisme Européen d'échange de quotas d'émissions

Le Conseil Européen définit en 1998 un objectif global de 8 % de réduction de ses émissions et en fournit une répartition objective entre les Etats-Membres. Après avoir reconnu [CONS02] le protocole de Kyoto et la précédente répartition en 2002, l'Union Européenne, par la directive [DIRO03] 2003/87/CE, établit en 2003 les bases d'un système Européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet dans le seul secteur de l'industrie, principal contributeur aux émissions en Europe. La directive [DIRN04] 2004/101/CE intègre en 2004 les mécanismes de projets MDP (mécanisme de développement propre) et MOC (mise en œuvre conjointe) autorisés par le protocole de Kyoto.

Les instances nationales doivent alors allouer annuellement ces quotas à chaque site industriel (ou obligé) pris en compte par la directive. Ces sites devront alors nécessairement respecter ces quotas et donc réduire leurs émissions de gaz à effet de serre quel que soit le niveau de leur activité en prenant certaines mesures. Si les émissions effectives sont inférieures ou égales aux quotas, le site est en règle et peu même garder le surplus éventuel « d'émissions évitées ». Si les émissions effectives sont supérieures aux quotas, le site est soumis à une pénalité (€/t CO_2) non libératoire et son gestionnaire doit donc régulariser sa situation s'il ne veut pas que la pénalité perdure sur l'exercice suivant. Cette régularisation peut alors s'effectuer soit en achetant sur le marché des quotas provenant d'obligés ayant fait mieux que les objectifs fixés soit en utilisant son propre surplus accumulé lors des exercices précédents. Si les obligés ne se donnent pas la peine de prendre des mesures alors que les quotas alloués diminuent, le prix de la tonne de CO_2 s'envolera rendant ainsi les investissements plus rentables par rapport au recours au marché. Les mécanismes de marché vont donc à terme fixer le prix de la tonne de CO_2.

Le secteur de l'énergie fait entre autres partie des obligés. Il inclue les raffineries, cokeries et tout site disposant d'une installation de combustion dont la puissance calorifique est supérieure à vingt mégawatts. Par voie de conséquence, les centrales de production d'électricité à base de combustible fossile sont prises en compte. Le secteur de l'énergie est responsable en 2002 de 61 % [EEAG04] des émissions de gaz à effet de serre et sera donc soumis une forte pression par le biais de cette législation.

3.2. Le soutien aux sources d'énergie alternatives

3.2.1. Encourager le recours aux énergies renouvelables

Le livre blanc [COMN97] de 1997, concernant les sources d'énergie renouvelables, fait suite au livre vert [COMN96] du même nom présenté un an auparavant. Par la promotion, en encourageant la mise en place de mesures politiques et fiscales incitatives, en favorisant une

intégration optimale dans le nouveau marché libéralisé des énergies de réseau et finalement en fixant des objectifs technique par technique, le livre blanc vise en 2010 une pénétration minimale des sources d'énergie renouvelables de 12 % de la consommation brute d'énergie de l'Union.

3.2.2. Favoriser l'électricité produite par les renouvelables

Basée sur le livre blanc précédent, la directive [DIRO01] 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables fixe des objectifs différenciés à chaque état-membre équivalents à un objectif moyen de 22 % d'électricité d'origine garantie renouvelable sur la consommation totale de l'Union à l'horizon 2010. La flexibilité du marché libéralisé permet aux fournisseurs d'électricité de vendre de l'énergie produite ailleurs. Il est donc possible pour un pays de ne pas développer ses propres capacités de production du moment que les utilisateurs de ce même pays consomment effectivement la proportion d'électricité « renouvelable » fixée par la directive. La production devra bien évidemment égaler la consommation à l'échelle de l'Union voire même la dépasser compte tenu des incertitudes liées à l'utilisation des renouvelables. Dans la pratique, le développement de l'électricité produite à base d'énergie renouvelable se fait souvent par le biais de tarifs de rachat incitatifs que doivent alors payer les gestionnaires du réseau de distribution auxquels sont connectées ces unités de production.

3.2.3. Soutenir la cogénération

La cogénération est une technique permettant de produire en un seul processus de la chaleur et de l'électricité à partir de différents combustibles et process (turbine, moteur thermique). Le rendement énergétique global, c'est à dire en incluant l'électricité et la chaleur produites, peut alors atteindre 90 %. A titre de comparaison, celui des centrales thermiques nucléaires ou à charbon est d'environ 35 % et celui des cycles-combinés à gaz de 55 %. En revanche, comme la chaleur doit être valorisée, il est primordial d'installer la cogénération à proximité de la demande. La Commission décide donc de favoriser le développement de cette technologie efficace par le biais de la directive [DIRF04] Européenne 2004/8/CE relative à la promotion de la cogénération. Cette dernière ne fournit pas d'objectif précis mais définit un cadre incitatif. A l'instar de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, le soutien à la cogénération s'effectue la plupart du temps par des tarifs de rachat avantageux.

3.3. Un travail considérable sur les usages

Le présent paragraphe n'a pas pour objectif de recenser l'ensemble de la législation Européenne concernant l'ensemble des usages de l'énergie mais seulement de présenter les mesures sur lesquelles les attentes sont importantes. La sécurité d'approvisionnement, priorité pour l'Union Européenne, signifie également changement de comportement des citoyens et des entreprises et passe nécessairement par une diminution des besoins d'une part mais également par une utilisation plus efficace de l'énergie.

3.3.1. Promouvoir l'efficacité énergétique

C'est dans ce contexte que la directive 2006/32/CE [DIRA06] sur l'efficacité énergétique et les services énergétiques a été votée définitivement en 2006. Elle a pour objectif d'inciter les utilisateurs à accroître le rendement énergétique dans leurs utilisations finales de l'énergie et ceci d'une manière vérifiable. En effet, la directive sur les quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ne s'applique qu'aux grands industriels soit quelques sites seulement. Le reste

de l'industrie, les autres secteurs économiques, le secteur public et les particuliers notamment constituent un potentiel diffus mais important dans sa globalité ne sont soumis à aucune incitation. Si l'industrie, dans une optique de réduction des coûts, est relativement consciente de l'intérêt des économies d'énergie, ce n'est pas nécessairement le cas des particuliers. De plus, alors qu'il devrait être un modèle, le secteur public est difficile à mobiliser pour des raisons administratives ou liées aux modes de financement qu'il requiert.

Dans le but d'accéder à ce potentiel diffus, la directive mise sur le développement des services énergétiques et des programmes d'efficacité énergétique. Un service énergétique est alors défini comme « l'élément de bien-être matériel offert aux utilisateurs finals de l'énergie résultant de la combinaison d'une énergie et d'une technique utilisant l'énergie, et dans certains cas les activités d'exploitation et d'entretien nécessaires à la prestation du service, sur la base d'un contrat de durée déterminée, et payé directement par le client ou l'agent qui en profite ». Les programmes d'efficacité énergétique sont, quant à eux, « des mesures visant les utilisateurs finals d'énergie ou les agents du marché et destinées à aider ceux-ci à prendre des mesures pour améliorer l'efficacité énergétique dans les utilisations finales, financées normalement par la collectivité et proposées par des agences nationales, des détaillants en énergie, des distributeurs et d'autres acteurs du marché ».

Les objectifs chiffrés d'économies d'énergie sont fixés pour chaque état-membre et ne concernent que les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et les entreprises de vente au détail d'énergie (électricité, gaz naturel, chauffage urbain, combustibles de chauffage et carburants) car ils disposent d'un contact direct avec les utilisateurs finals. L'objectif indicatif d'énergie à économiser au bout de neuf ans s'élève à 9 % (plus flexible qu'un objectif annuel de 1 %) de l'énergie distribuée ou vendue aux utilisateurs finals de l'année de référence. Pour atteindre leurs objectifs, les distributeurs d'énergie devront nécessairement promouvoir, inciter à la mise en œuvre ou implémenter directement ou indirectement les mesures d'efficacité énergétique auprès de leur clientèle.

3.3.2. Une transposition possible : les certificats d'économie d'énergie

Le Royaume-Uni, l'Italie et plus récemment la France [LOIJ05] ont fait le choix d'un modèle original pour encourager les différents acteurs à accroître l'efficacité énergétique dans leurs usages finals. Très proche du système d'échange des quotas d'émissions de CO_2, il y a de fortes chances pour qu'il soit généralisé à l'ensemble de l'Union Européenne s'il fournit des résultats encourageants. L'idée est donc de minimiser les coûts pour la collectivité de l'application de la directive Européenne en effectuant les économies d'énergies là ou elles sont les plus rentables. Les objectifs de réduction sont fixés par la directive pour chaque état-membre puis retranscrits directement à chaque distributeur d'énergie (ou obligé) sous forme de kilowattheures à économiser. Ces distributeurs peuvent alors atteindre leurs objectifs en mettant en œuvre des mesures d'efficacité énergétique directement sur leur process et obtiennent alors un certificat d'économie d'énergie pour chaque kilowattheure économisé. Certaines mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique du process peuvent s'avérer insuffisamment rentables et donc irrationnelles économiquement parlant. Pour atteindre ses objectifs le distributeur devra générer des économies d'énergie chez ses clients par des programmes ou des services qu'il mettra en œuvre directement ou via un intermédiaire expressément mandaté. Encore une fois, chaque kilowattheure économisé donne droit à un certificat. Les comptes sont effectués à la fin de l'exercice et naturellement, le nombre de certificats doit être supérieur ou égal aux objectifs fixés. Si c'est le cas, l'obligé garde le surplus de certificats pour l'exercice suivant. Sinon, le déficit doit être compensé soit en achetant des certificats à un autre acteur, obligé ou non, qui en détient plus qu'il n'en a

besoin, soit en payant une pénalité pour chaque kilowattheure non évité. Comme pour la tonne de CO_2, des mécanismes de marché régissent finalement le prix du kilowattheure.

3.3.3. Améliorer la performance énergétique des bâtiments

Le bâtiment fait partie des postes énergétiques visés par la Commission Européenne. A usage résidentiel ou tertiaire (tous les secteurs d'activité exceptées l'industrie et l'agriculture), il représente 41 % [COMM01] (soient 4410 TWh) de l'énergie consommée par l'Union Européenne en 1997. Le potentiel d'économies d'énergie s'élèverait d'ici à 2010, toujours d'après la Commission, à 22 % des consommations totales du secteur. Malheureusement, le flux annuel de constructions, le stock de bâtiments et la très longue durée de vie pouvant atteindre cinquante voire cent ans constituent des caractéristiques pénalisantes pour des progrès rapides du secteur. Avec la directive 2002/91/CE [DIRJ03] sur la performance énergétique des bâtiments (DPEB), la Commission Européenne se focalise sur les bâtiments existants soumis à rénovation et sur les projets futurs en leur fixant des objectifs d'efficacité.

Plus précisément, la directive s'articule autour de quatre axes. Dans un premier temps, les instances nationales devront développer une méthode de calcul des performances énergétiques du bâtiment. Ensuite, elles devront définir des valeurs minimales de performance avec plus ou moins de flexibilité en fonction du caractère neuf ou existant et du climat et qui devront nécessairement être revues tous les cinq ans. Puis, les performances de tout bâtiment faisant l'objet d'une construction, d'un agrandissement (pour les bâtiments dont la surface initiale atteint mille mètre carrés) d'une vente ou d'une location devront être certifiées. Ce certificat sera valide pendant dix ans et devra comporter des voies envisageables pour l'amélioration des performances. Les bâtiments publics sont en outre soumis à une obligation d'affichage. Enfin, les états-membres doivent mettre en place une inspection périodique des chaudières et des systèmes de climatisation. Nous détaillerons plus amplement cette dernière mesure dans le chapitre suivant.

3.4. Influence de ces mesures sur le marché de l'énergie

Les directives soutenant la cogénération et l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables vont engendrer des surcoûts chez les gestionnaires de réseau électriques car dans plusieurs Etats-Membres, ils doivent racheter l'électricité produite à un tarif avantageux pour le producteur donc supérieur au prix du marché. De plus, les objectifs d'économies d'énergie qui leurs sont imposés par la directive sur l'efficacité énergétique vont se traduire par des surcoûts liés aux éventuels travaux d'amélioration de l'efficacité du réseau, au développement de l'offre de services énergétiques ou au financement de programmes d'efficacité énergétique. Ces surcoûts seront naturellement retranscrits dans les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux. Si le distributeur fait partie intégrante d'une compagnie verticalement intégrée en production, la pression peut être renforcée par la directive établissant le système d'échange de quotas d'émission. En effet, les producteurs entrant dans le cadre de cette directive verront leurs émissions de gaz à effet de serre limitées par des quotas. Soit ils prennent des mesures pour accroître le rendement de leur process de combustion, soit ils sont pénalisés pour non-respect des objectifs en plus de devoir acheter les quotas manquants. Peu importe la stratégie, les quotas d'émissions sont nécessairement synonymes de surcoûts pour les producteurs et ils seront bien évidemment répercutées dans les prix vente de l'électricité aux acteurs suivant dans la chaîne énergétique.

4. Conclusion

En incitant les utilisateurs aux économies d'énergie d'un coté et en soutenant l'innovation dans la production de l'énergie de l'autre, l'Union Européenne n'introduit pas uniquement des critères de développement durable dans le marché des énergies mais bouleverse les comportements et pratiques du secteur. En effet, on ne se contente plus de remplacer à l'identique un appareil consommant de l'énergie mais on étudie l'opportunité d'intégrer des technologies plus efficaces.

De plus, les techniques novatrices et efficaces sont souvent plus coûteuses à l'investissement. Leur exploitation est généralement plus incertaine et risquée du fait du manque de recul dont disposent les professionnels. Les tarifs de l'énergie sont en outre beaucoup moins prévisibles qu'auparavant. Le maître d'ouvrage risque de demander à son prestataire de prendre davantage d'engagements dans son action afin de minimiser les incertitudes et les risques et ainsi assurer des bénéfices économiques,.

Finalement, cette nouvelle donne requiert, de la part des prestataires, une plus grande expertise technico-économique pour être en mesure d'envisager différents scénarios, d'évaluer avec précision leur rentabilité et de garantir le résultat de la solution technique retenue. Dans le chapitre suivant, nous présenterons et analyserons comment, certaines prestations de service permettent aux maîtres d'ouvrage de dégager des économies d'énergie et donc des gains financiers.

Chapitre 2

Typologie et analyse de services énergétiques courants dans le bâtiment

La variabilité des tarifs initiée par la libéralisation peut à tout moment réduire à néant les bénéfices issus de la mise en concurrence des fournisseurs d'énergie. Le plus sûr moyen, pour un maître d'ouvrage, de s'assurer d'une réduction de coûts n'est finalement pas de négocier à la baisse le tarif mais de réduire ses consommations. Encore faut-il que les économies d'énergie escomptées d'un projet soient effectivement au rendez-vous ! Le présent chapitre a donc pour objectif d'aborder les services générant ces économies chez les maîtres d'ouvrage qui les contractent.

Un contrat de performance énergétique, proposé par une ESCO (« energy service company »), permet de garantir financièrement au maître d'ouvrage le résultat énergétique de la prestation et ainsi de lui assurer une diminution de coûts. Par une analyse poussée des fondements historiques et structurels en France et aux Etats-Unis, nous verrons comment ce concept y a donné naissance à deux services radicalement différents portés, chacun, par des ESCO de structure non moins opposées. Malgré leurs différences, ces prestations permettent, toutes deux, de transférer tout ou partie des risques inhérents aux projets de MDE du maître d'ouvrage vers l'ESCO. Pour minimiser les risques, recourir au préalable à un audit énergétique approfondi devient alors quasiment obligatoire pour ce prestataire.

L'audit énergétique peut bien évidemment être envisagé comme un service à part entière permettant à un maître d'ouvrage de faire un point sur les niveaux technique, réglementaire et énergétique de ses installations. Par une modélisation du marché européen de la climatisation, nous démontrons une forte croissance du nombre d'appareils jusqu'en 2020. Dans ce contexte, l'audit énergétique ponctuel se révèle mal adapté à tous les problèmes. En effet, il est rarement utile sur un système de faible capacité car les améliorations se résument généralement au remplacement de l'appareil. Un mécanisme incitant à investir dans des machines performantes serait plus approprié. On voit en outre mal un maître d'ouvrage, aux procédures d'exploitation et de maintenance insignifiantes voire inexistantes, contracter un audit énergétique approfondi. Le suivi longitudinal du fonctionnement et des performances des installations de climatisation pendant son exploitation semble être le cœur du problème. Une inspection obligatoire et régulière des systèmes et actions menées pourrait venir combler ces manquements et renforcer l'incitation a l'audit.

1. Le modèle Anglo-Saxon des « ESCO »

1.1. Les limites des actions traditionnelles

Le processus vers les économies d'énergie est en réalité un chaînage de plusieurs leviers activés par les acteurs traditionnels du paysage politique, économique et plus particulièrement énergétique. Les crises pétrolières des années 1970 ont constitué une incitation naturelle aux économies d'énergie immédiatement soutenue par les législateurs (loi, norme, inspection, agence de l'énergie[1]) nationaux qui ont fixé des règles à respecter aux acteurs du secteur de l'énergie et aux utilisateurs de l'énergie. La législation a perduré lorsque la pression est redescendue et s'accélère depuis la fin du 20e siècle. Des mécanismes de promotion et d'incitation (publicité, programme, conseil, subvention, label) destinés aux utilisateurs finals prolongent l'action législative pour accélérer les investissements et la mise en œuvre des actions. Naturellement ou artificiellement, la recherche, le développement puis l'industrialisation d'équipements efficaces répondent à la demande croissante soutenue par les actions précédentes. Finalement, de purs services énergétiques (audit, études, travaux, exploitation, maintenance) ciblés sur l'utilisateur final qui désire en bénéficier et paye pour cela se développent dans ce contexte favorable.

	Législateur	**Agences**	**Bureaux d'études**	**Constructeurs**	**Installateurs**	**Fournisseurs d'énergie**	**Gestionnaires délégués**
Réglementations	MPI						
Labels		MPI		MPI		MPI	
Normes	MPI						
Programmes		MPI				MPI	C
Subventions		MPI					
Déductions fiscales	MPIC						
Amortissements accélérés	PIC						
Crédits d'impôt	MPIC						
Conseils		MPI	PI	MPI	MPIC	MPI	C
Audits			PI	MPI	MPIC	PI	C
Etudes			PI		MPIC		C
Travaux			PI		MPIC		C
Equipements				MPI			
Exploitation & Maintenance					MPIC		C
Service Après Vente				MPI	MPIC		

Tableau 2. Actions incitatives aux économies d'énergie chez différentes cibles (M=ménages, P=professionnels, I= industriels, C=collectivités)

Les acteurs en place dans les années 80 proposent une vaste gamme d'actions (Tableau 2) parmi lesquelles se trouvent l'audit, la gestion de postes énergétiques, les études, le montage et la réalisation de projets, l'exploitation et la maintenance, l'évaluation et le suivi des

[1] Plusieurs agences nationales et internationales furent crées suite au choc pétrolier de 1973 comme l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) et l'Agence pour les Economies d'Energie (AEE) en France qui devint plus tard l'Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie (AFME) en 1982 puis l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) en 1991.

économies d'énergie, la fourniture d'équipements, d'énergie primaire (électricité, gaz, fioul etc…) ou utile (chaleur, froid, air-comprimé etc…). Hormis certaines, ces prestations peinent à dégager massivement des économies d'énergie car elles se heurtent toujours aux barrières de l'investissement et de la prise de risques qui sont presque toujours associées à ce type de projet.

1.2. Le financement par tiers

Le concept du financement par tiers ou « Third Party Financing » (TPF) est inspiré d'un modèle canadien développé en 1981 par la compagnie Econoler [ECON06], filiale d'HydroQuébec. L'activité de la compagnie était exclusivement dirigée vers le financement des investissements d'économie d'énergie notamment ceux visant le remplacement des combustibles fossiles par des sources d'énergies renouvelables. L'originalité de la démarche à l'époque résidait dans le financement et le montage de projet « clefs en mains », Econoler n'effectuant elle-même aucune autre prestation – études, travaux, exploitation, maintenance – et ne fournissant pas de matériel. Un ou plusieurs partenaires techniques étaient alors requis pour mener à bien le projet.

1.3. Le changement initié par les ESCO

Une révolution intervient avec l'arrivée d'un nouveau type d'acteur, l'ESCO ou « Energy Service COmpany ». Les crises pétrolières sont à l'origine[1] de leur développement Etats-Unis car le coût de l'énergie à la fin des années 1970 et au début des années 1980 rend les services d'efficacité énergétique suffisamment rentables et donc très attractifs. La spécialité de l'ESCO est le « montage » pour un client d'un ou plusieurs projets techniques destinés à réduire les consommations d'énergie. La nouveauté réside dans les engagements contractuels suivants :

- Garantir, pour un projet, un volume d'économies d'énergie
- Financer directement le projet ou l'assurer par une garantie de résultat
- Vérifier les économies réellement engendrées
- Se rémunérer en fonction des résultats réellement atteints

Ces engagements constituent un « contrat de performance énergétique » (Figure 9). Ce contrat ne requiert finalement aucun investissement de la part du client car le financement est pris en charge. L'ESCO assure un remboursement du financeur (elle-même et/ou un tiers financeur) des travaux d'amélioration grâce aux bénéfices issus des économies d'énergie garanties et engendrées par un prestataire technique. Le coût de l'opération est alors intrinsèquement lié aux performances énergétiques réellement mesurées [WEST03]. Une ESCO est finalement une entité proposant des contrats de performance énergétique. Excepté aux Etats-Unis où le modèle s'est développé, peu de prestataires assurent finalement le statut d'ESCO car ces engagements sont autant de risques supplémentaires qui, certes soulagent le maître d'ouvrage à qui ils incombent normalement, mais introduisent également davantage d'incertitudes dans l'activité du prestataire.

[1] National Association of Energy Service Companies (NAESCO), What is an ESCO?, http://www.naesco.org/about/esco.htm

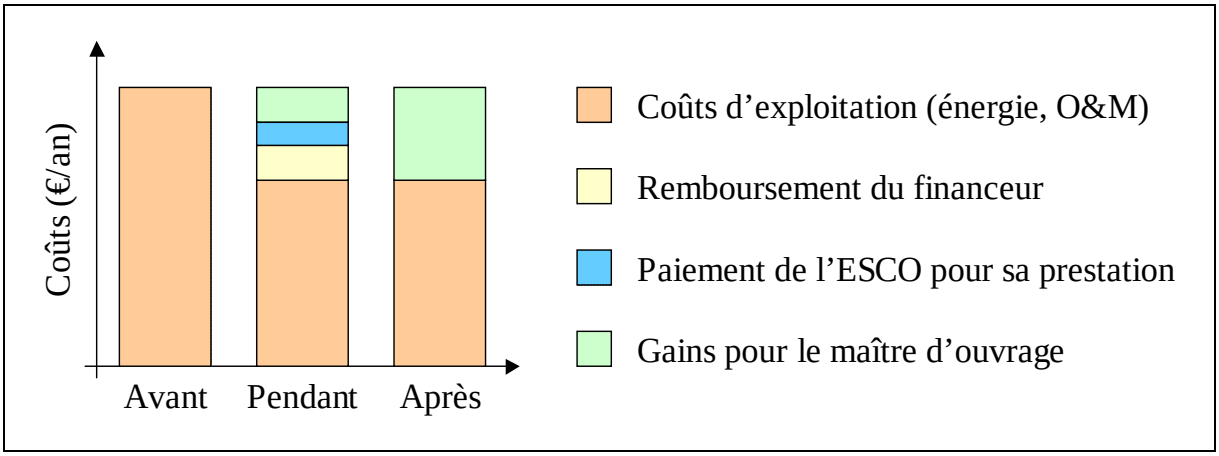


Figure 9. Fonctionnement financier d'un contrat de performance énergétique

1.4. Deux mécanismes contractuels

L'association américaine des ESCO (NAESCO) reconnaît deux mécanismes contractuels principaux [SING02] qui dépendent du risque pris par la société de services : « Shared Savings » ou économies partagées et « Guaranteed Savings » ou économies garanties.

1.4.1. Le mécanisme contractuel « Guaranteed Savings »

Par ce mécanisme, l'ESCO assume les risques liés aux études, aux travaux et à la garantie des économies d'énergie mais ne supporte pas celui lié au financement du projet (Figure 10) qui est pris en charge par un tiers souvent proposé par l'ESCO. Le montant de l'annuité ainsi que la durée du prêt sont établis d'un commun accord entre le client et le tiers-financeur. La différence avec l'offre d'un bureau d'études est notable dans le sens ou l'ESCO, en garantissant le volume d'économies d'énergie (d'où le nom du mécanisme), assure le remboursement du tiers-financeur. Les risques encourus par ce dernier sont réduits au minimum car il se concentre sur sa spécialité ce qui lui permet de proposer des taux d'intérêt attractifs. Les investissements dans l'efficacité énergétique en sont d'autant encouragés.

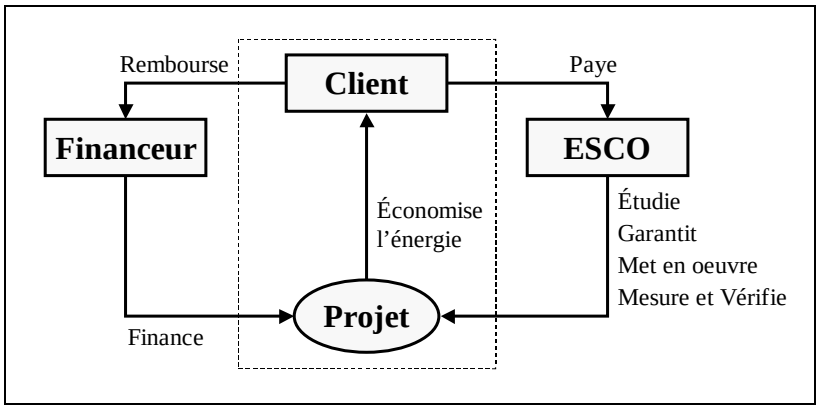


Figure 10. fonctionnement du mécanisme « Guaranteed Savings »

Si les économies mesurées sont inférieures à la garantie, l'ESCO doit couvrir le manque à gagner nécessaire au maître d'ouvrage pour le remboursement du tiers-financeur. Si elles sont supérieures aux prévisions, l'ESCO profite d'un pourcentage (fixé dans le contrat et dépendant du risque pris par l'ESCO) des bénéfices supplémentaires. Une variante à ce mécanisme nommée « Pay From Savings » [WEEA99] aligne le montant des annuités, désormais variables, sur les économies effectivement obtenues permettant ainsi d'accélérer le remboursement lorsqu'elles ont été sous-évaluées.

1.4.2. Le mécanisme contractuel « Shared Savings »

Une ESCO proposant un contrat « shared savings » prend en plus en charge le financement du projet (Figure 11) soit grâce à ses liquidités, soit par un tiers-financeur ou finalement par une combinaison des deux. Les investissements ou les remboursements disparaissent alors totalement de la comptabilité du maître d'ouvrage. L'ESCO se rémunère grâce aux bénéfices financiers tirés des économies d'énergies qu'elle a contribué à engendrer. Contrairement au mécanisme du type « First Out » [BERT05] par lequel l'ESCO se rémunère en prenant la totalité des bénéfices financiers associés aux économies d'énergie minimisant ainsi la durée de l'engagement, le contrat stipule ici une répartition (d'où le nom du mécanisme) des bénéfices engendrés afin qu'ils profitent dès le début au maître d'ouvrage.

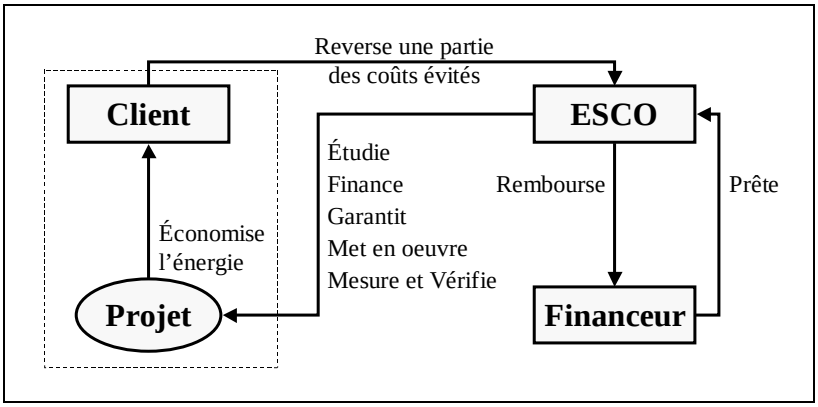


Figure 11. Fonctionnement du mécanisme « Shared Savings »

Cette fois, ce n'est plus la « quantité » d'énergie économisée qui est garantie mais son « coût » [POOL03]. En effet, le contrat doit fixer le tarif de l'énergie pour éviter que l'ESCO ne tire profit d'une hausse éventuelle. Garantir les économies d'énergie annuelles puis fixer le tarif et le pourcentage ponctionné revient alors à définir une annuité et une durée de contrat égale au temps de retour (matériel, service et intérêts du financement). La baisse du prix de l'énergie par rapport à la valeur fixée dans le contrat est une aubaine pour le maître d'ouvrage qui voit ses gains augmenter. En cas de hausse des tarifs, l'annuité de remboursement de l'ESCO reste en revanche au même niveau. Un exemple d'ESCO fonctionnant sur le mécanisme « Shared Savings » est proposé en annexe 1.

1.4.3. Cibles des contrats de performance énergétiques aux Etats-Unis

Les contrats de performances énergétiques aux Etats-Unis ciblent rarement une seule technologie. Ils sont généralement multi-techniques et multi-énergies [GOLD02]. L'éclairage intervient notamment dans 82 % des contrats, les installations de chauffage, ventilation et climatisation dans 68 %, les moteurs électriques dans 23 %, les réseaux hydrauliques dans 10 %, les chaudières dans 8 %, l'alimentation électrique dans 6 % et les process industriels spécifiques dans 2 % des cas.

1.4.4. Avantages et inconvénients de chaque mécanisme

Les maîtres d'ouvrage peuvent être en manque de liquidités ou avoir des difficultés à emprunter à faible coût. La plupart du temps, ils rechignent également à investir ailleurs que dans leur cœur de métier. En outre, dans les marchés émergents, il se peut que le système bancaire ne fonctionne pas correctement. La barrière de l'investissement se trouve d'office levée grâce au mécanisme « Shared Savings ».

Le marché des services énergétiques par « Shared Savings » favorise les ESCO puissantes et est difficile à pénétrer pour les nouvelles et plus petites d'entre elles. En effet, sans référence, il peut être difficile d'obtenir un prêt. L'accumulation des projets augmente évidemment l'endettement si bien qu'obtenir de nouveaux prêts est également difficile. Le mode « Guaranteed Savings » est donc plus abordable car moins risqué pour les petites structures mais requiert un système bancaire fonctionnant correctement. La faiblesse financière de certaines entreprises voire même leur faillite va à l'encontre de la notion de garantie qu'elles peuvent prôner.

Ces mécanismes sont très bien implantés dans les marchés publics aux Etats-Unis avec environ 73 % [GOLD02] des contrats de performance énergétique en 2000. Bien que théoriquement plus puissant, le mécanisme « Shared Savings » ne représente que 10 % des contrats [DREE02] environ contre 90 % pour le mécanisme « Guaranteed Savings ». Aux Etats-Unis, les marchés publics fédéraux représentent la majeure partie des contrats « Shared Savings » avec 7 % car la loi le requiert. Dans les faits, le mécanisme « Guaranteed Savings » est privilégié pour trois raisons :

- Le financement est la spécialité des tiers-financeurs qui sont alors les mieux à même d'optimiser cette prestation
- La comptabilité de l'ESCO présente des dettes limitées ce qui permet de contracter des emprunts éventuels plus facilement et de façon moins coûteuse
- Le client a la possibilité de rembourser plus rapidement son emprunt lorsque les aspects financier et technique sont dissociés

2. Mécanisme de développement des différents services énergétiques en France

2.1. Introduction

Le modèle français est également un contrat de performance énergétique mais basé sur l'exploitation et la maintenance, ce qui assure son efficacité. Un exploitant est rémunéré pour sa présence et ses soins en plus de proposer, le plus souvent, des améliorations techniques engendrant des économies d'énergie. Le secteur de l'exploitation d'installations énergétiques est dominé par d'importants groupes industriels (Dalkia, Elyo, Cofathec) désormais bien installés. Ces entreprises se sont développées à l'étranger dans des activités dérivées, pas toujours en exportant le modèle français. Toutefois, des succès récents en Italie notamment peuvent contribuer au développement de l'EPC à la française dans les autres pays européens. Plusieurs mécanismes se sont combinés pour développer cette offre française spécifique.

2.2. Premier type : délégation de service public

La considération historique du développement de l'offre de service public commençant par l'eau puis les réseaux de chaleur pose les bases en France du modèle de concession actuel qui s'applique encore aujourd'hui à l'offre d'électricité. Ainsi, depuis le moyen-âge, la délégation de services publics essentiels existe (ponts, impôts, compagnies maritimes, etc…), dans la mesure où l'intervention directe de l'état régalien était de fait très réduite (armée, police, justice, etc…). Mais elle prend une nouvelle dimension au 19^{e} siècle pour trois raisons : suite à la révolution, l'éventail des services publics devenus prioritaires est de plus en plus large (hygiène, enseignement, mines, poids et mesures, etc…) et les techniques pour y répondre sont de plus en plus intensives en capital (trains, canaux, télécommunications, etc…) si bien

que l'entreprise privée y acquiert une reconnaissance de premier plan. Ainsi, le régime de concession a permis dans les temps modernes de concilier nécessité de construire et modes de financement, en contrepartie d'une obligation de résultats. Notons que souvent, c'est une invention technologique privée qui a généré la définition d'un service public délégué.

L'après première guerre mondiale va marquer un second tournant, en imposant de plus en plus le recours aux régies et à l'économie mixte pour palier les carences du privé. Le second après guerre va enfin voir la consécration de la notion de service public et donc générer des concessions.

2.2.1. Eclairage public

L'éclairage public est un service public régalien mais souvent délégué. Pendant longtemps, le seul système d'éclairage public fut celui des lanternes à bougies, puis les réverbères à huile au 18e siècle. L'éclairage au gaz apparaît à Paris en 1829 pour se généraliser à partir de 1855. En 1859, le monopole de l'éclairage public privé est concédé à une compagnie fermière, la Compagnie de Chauffage et d'Eclairage par le Gaz. Le traité d'éclairage au gaz est actualisé en 1869. L'électricité se généralise vraiment à partir de 1887, après l'incendie de l'Opéra dû au gaz. Le premier texte réglementaire est le décret du 15 mai 1888. Six concessions concurrentes sont créées pour dix huit ans.

2.2.2. Distribution du gaz

La distribution de gaz a fait l'objet de concessions municipales sans réglementation propre jusqu'à la loi de nationalisation de 1946. En fait, elle a toujours été considérée comme un service public communal dans la mesure où une commune pouvait à la fois procéder à l'amélioration de l'éclairage public et à la fourniture des habitants. La commune signait un contrat avec des fournisseurs de gaz. Ainsi, seuls des textes généraux ont longtemps servi de base juridique, comme l'ordonnance du 14 novembre 1837 sur les concessions de services municipaux. Des traités gré à gré entre concessionnaire et commune étaient de mise. En général, la commune garantissait un monopole de l'éclairage public en échange de quoi, la compagnie s'engageait à fournir en gaz tout demandeur.

2.2.3. Distribution de l'électricité

Le développement de l'électricité en France conduit à la loi du 15 juin 1906 qui institue deux régimes juridiques pour la distribution d'électricité : la permission de voirie (sans disposition commerciale) et la concession sur la base d'un cahier des charges type. La loi du 27 février 1925 [LOIM25] soumet la distribution aux obligations de service public. La loi du 8 avril 1946 [LOIA46] laisse les communes compétentes, mais les oblige – à l'exception des régies préexistantes – à choisir EDF.

2.2.4. Distribution de l'eau

Les textes de réglementation sur l'eau sont très anciens (approvisionnement, marais, ponts, sources thermales et eaux minérales, curage, etc…). La question de l'hygiène est très tardive en France, puisqu'il faut attendre 1896 pour voir une installation de filtration digne de ce nom. La concession d'eau a été dès le 19e siècle une source de revenu pour les communes, confirmée par la loi du 5 avril 1884 [LOIA84] sur le produit des concessions d'eau. Les communes ont très vite délégué à des entreprises privées la distribution d'eau, mais aussi parfois le captage, l'adduction et le traitement, via l'utilisation de plusieurs cahiers des charges : le décret du 6 juillet 1907 fixe d'ailleurs un cahier des charges type. Les travaux d'aménagement et de construction sont bien sûr aux frais du concessionnaire, mais une

subvention est possible. Paradoxalement, à Paris et sa banlieue, le traité du 11 juillet 1860 [VIVE99] confie à la Compagnie Générale des Eaux (CGE) la « régie intéressée de ses eaux ». Il ne s'agit donc pas d'une simple concession comme déjà signée auparavant en province.

2.2.5. Chauffage urbain

La distribution de l'énergie calorifique aux habitants est un service public local spécifique. La loi du 15 juillet 1980 [LOIJ80] encourage son développement au nom des économies d'énergie. Un syndicat professionnel regroupe les entreprises auxquelles ces missions sont concédées, la SNCU[1], lui-même intégré au sein d'une fédération, la FG3E[2].

2.2.6. Production de chaleur

Avec la loi du 2 août 1949 qui modifie la loi de nationalisation de 1946, les communes peuvent produire chaleur et électricité en combiné. Quand elles ne produisent pas et sont clientes d'EDF ou de Charbonnage de France (CDF), elles ont des responsabilités financières concernant l'installation, le raccordement, l'exploitation etc… qui leur sont fixées par le décret du 13 mai 1981 [DECM81].

2.2.7. Distribution de chaleur

Il existe quelques cas de réseaux de chauffage privés, encadrés par la loi du 19 juillet 1977 [LOIJ77]. Mais de fait, la plupart des réseaux sont la propriété des communes. La circulaire 82-183 du 23 novembre 1982 [CIRN83] est le modèle de contrat pour la distribution d'énergie calorifique. Le service peut être concédé, affermé ou géré en régie directe. Il existe également la circulaire du 5 mai 1988 qui permet aux collectivités d'organiser les rapports entre usagers et le gestionnaire. Elle propose également un modèle de contrat d'abonnement.

2.2.8. Valorisation énergétique des déchets

La valorisation énergétique des déchets, très développée en France, a d'abord consisté en une alimentation du chauffage urbain mais sert de plus en plus à la production d'électricité. La FG3E intègre entre autres le syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés (SVCU) qui regroupe les entreprises de recyclage et de valorisation thermique et électrique.

2.3. Deuxième type: contrats d'exploitation des bâtiments publics et parapublics

2.3.1. Origine de la codification

Les contrats d'exploitation des installations de chauffage font l'objet d'un découpage des prestations pour diverses raisons : assurer l'indexation des prix, appliquer la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) à des taux différents, répartir les éléments de la facture conformément à la loi, entre propriétaire et locataires ou occupants, les rentrer dans la comptabilité publique. Comme la comptabilité publique n'est pas friande des incertitudes, on cherche toujours à aller vers des contrats de résultat, par rapport à des contrats de moyens plus aléatoires. Une description exhaustive de la décomposition des prestations sera fournie aux paragraphes 3.2 et 3.3.

[1] Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine
[2] Fédération française des entreprises gestionnaires de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement, http://www.fg3e.fr

2.3.2. Code marchés publics

Cahier des clauses techniques générales de marchés publics

La loi [CIRF83][DECD87] a fixé un cadre à la durée des contrats de chauffage et de climatisation, la commission centrale des marchés (CCM), et plus particulièrement son groupe permanent d'études des marchés de chauffage et de climatisation (GPEM/CC), a défini les principaux types de marché d'exploitation de chauffage pour les marchés publics [CCMA83][CCMA87] en établissant un cahier des clauses techniques générales (CCTG). Plus tard, les marchés privés se sont fortement inspirés de ce modèle de contrat. Si ces contrats types conviennent pour une première rédaction, ils doivent être adaptés à l'installation concernée et aux exigences propres de l'ouvrage. Ces adaptations peuvent être définies dans le cahier des clauses techniques particulières (CCTP).

Maîtrise de l'énergie avec garantie de résultat

La clause essentielle permettant les contrats de performances énergétiques dans les marchés publics est la clause de « maîtrise de l'énergie avec garantie de résultat » [RECD87][CCMA89] : si c'est l'exploitant en place qui propose les travaux, il peut se financer sur les économies. Cette disposition assure à la fois la meilleure décision et la meilleure réalisation possibles.

2.3.3. METP : marchés d'entreprises de travaux publics

Les marchés d'entreprises de travaux publics (METP) sont représentatifs des difficultés à normaliser la possibilité de confier à une même entreprise la construction d'un ouvrage et l'exploitation du service public qui lui est associé. Cette forme de contrat est longtemps restée marginale et n'a pas toujours été dénommée ainsi expressément. Elle a cependant suscité un regain d'intérêt au début des années 1990, lorsque la région Ile-de-France a conclu des « METP » pour la réhabilitation de ses lycées. L'objet de ces contrats est la réalisation, impliquant le financement, puis l'exploitation et l'entretien d'un ouvrage public, en sus, le cas échéant, de l'exploitation du service public auquel est affecté l'ouvrage public. La rémunération du titulaire prend la forme d'une redevance annuelle, généralement forfaitaire, versée par l'administration publique pendant toute la durée du contrat, celle-ci devant être assez longue pour permettre l'amortissement des investissements.

Cependant, cette formule a fait l'objet d'une utilisation abusive permettant un paiement différé par le donneur d'ordres des opérations de construction, chose formellement interdit par le code des marchés publics pour les collectivités autres que locales. Cette formule présente, selon les experts, de nombreux inconvénients comme l'endettement indirect de la collectivité locale n'apparaissant pas dans ses comptes explicitement, un coût supérieur pour la collectivité par rapport à des marchés séparés à cause de la durée des marchés, une opacité dans la répartition du marché entre les tâches qui la composent, un accès restreint des petites et moyennes entreprises (PME) à la commande publique, une diminution de la concurrence en réduisant le nombre des entreprises susceptibles de réaliser les travaux, en excluant les banques du marché et l'allongement de la durée des marchés pour le remboursement des travaux. De plus les METP n'étaient pas cohérents avec l'article 2 de la loi du 12 juillet 1985 [LOIJ85] relative à la maîtrise d'ouvrage publique qui fait du financement une exclusivité du maître d'ouvrage dont il ne peut être destitué. Pour ces différentes raisons, le nouveau code des marchés publics de 2001 [DECM01] a supprimé les METP.

La législation a encore évolué récemment puisque les partenariats public-privé (PPP) ont été introduits par l'ordonnance du 17 juin 2004 [ORDJ04] afin d'accélérer et de rendre la

commande publique plus efficace financièrement. Très proches des METP, ces PPP visent à rendre plus transparente la rémunération à l'origine des critiques [MINE04].

2.4. Troisième type: contrats d'exploitation des bâtiments privés

D'une manière générale, il y a plus de contrats de moyens et moins de contrats de résultats que dans le secteur public. Cela s'applique à différents segments : chauffage, groupes de secours électriques, etc.

2.4.1. Contrats de moyens

Dans le cadre d'un contrat avec obligation de moyens, le maître d'ouvrage confie à une entreprise l'exécution de certaines tâches. Ce type de contrat ne définit en général que les fréquences de visites, les actions classiques à exécuter ou les moyens matériels et en main d'œuvre.

Le meilleur exemple de contrat de moyens est le service après vente (SAV). La plupart du temps, l'achat d'un équipement donne accès au SAV du constructeur pour les dépannages. En cas de problème et de recours au SAV, chaque intervention est facturée individuellement. La prestation peut également être plus poussée et intégrer un certain nombre de visites annuelles de contrôle dans le but de déterminer les actions techniques (réparations, changements etc…) à mener sur l'installation. Les actions futures ne sont alors pas prises en charge par le contrat mais sont facturées en sus.

Ce type de contrats, appliqué aux installations de chauffage ou de climatisation, a un contenu énergétique très variable. Au mieux il limite la baisse inéluctable des performances de l'installation pendant sa durée de vie. Tout suivi de l'installation, aussi minime qu'il soit, vaut mieux qu'une utilisation passive ! Cependant, ces contrats ne sont pas obligatoires d'un point de vue énergétique mais se justifient par des besoins de sécurisation des installations. Des entreprises du secteur sont regroupées dans le SYNASAV[1] intégré à la FG3E, d'autres font partie de la fédération des installateurs, l'UCF[2]

En parallèle, la loi du 29 octobre 1974 [LOIO74], relative aux économies d'énergie et modifiée régulièrement, pose un principe général de renégociation des conventions d'exploitation pour prendre en compte les économies possibles par un nouvel investissement.

2.4.2. Contrats de résultats

Les contrats avec obligation de résultats engagent fortement la responsabilité de l'entreprise qui doit remplir avec succès la mission qui est définie contractuellement. Ainsi par un devis, l'entreprise donne son estimation sur des budgets de fonctionnement, sa garantie sur la qualité de la fourniture thermique ou du bien être dans les locaux, sur la maintenance des équipements qui lui sont confiés et le respect des règles de l'art. Le prestataire met en œuvre les moyens qu'il juge nécessaires à l'obtention du résultat escompté. L'introduction de tels contrats dans les marchés privés découle directement de la MEGR des marchés publics.

Alors qu'un contrat de moyens peut être de courte durée, le contrat de résultats ne peut être que de longue durée. En effet la garantie des résultats implique une parfaite connaissance des

[1] Syndicat national de maintenance et des services après vente, http://www.synasav.fr/
[2] Union Climatique de France, http://www.ucf.fr

installations techniques mais aussi, bien souvent, d'importants investissements en temps pour la connaissance (métrologie), la mise au point et le réglage.

2.5. Quatrième type: premières ESCOs françaises

La première vraie société de services énergétiques (SSE ou ESCO) en Europe, bien que les « exploitants de chauffage » en fasse partie, est SINERG. Cette entreprise française créée en 1983 en tant que filiale de la Caisse française des Dépôts et Consignations (CDC), a pour objectif de développer le financement par tiers. Ce modèle peut être décrit comme « la vente de l'économie d'énergie ». Bien que SINERG n'ait été ni une institution financière (banque, société de crédit-bail), ni une compagnie d'assurance, ni un exploitant, ni finalement un fournisseur d'équipements, elle pouvait néanmoins assembler et proposer un « paquet » regroupant plusieurs de ces activités dans un contrat. La prestation était alors triple: financement, réalisation technique et garantie des résultats. Cette garantie des résultats est l'atout majeur du TPF car les investissements sont remboursés à posteriori proportionnellement aux économies d'énergie réellement obtenues si bien que si elles ne sont pas au rendez-vous, il n'y aura aucun remboursement ! L'intérêt pour le client est alors triple:

- Financier car il peut investir sans les fonds nécessaires, le remboursement s'effectuant sur une base « Shared Savings » avec l'assurance d'un bénéfice net de l'exercice et d'un financement hors bilan
- Technique car le prestataire financeur, en gérant la totalité du processus notamment les travaux qui doivent être effectués, est contrainte à faire installer des équipements efficaces
- Économique car il est assuré contre tout problème technique ou toute variation des prix de l'énergie, garantissant ainsi le temps de retour

Avant d'offrir ses services, la société de financement doit s'assurer qu'elle peut maîtriser les risques technique et financier. Puis, le projet est soumis aux banques pour l'examen de la situation financière et économique du client et de la marge brute d'autofinancement. Un prêt adapté (prêt classique ou crédit-bail) est alors proposé. La durée du contrat est toujours supérieure (deux à quatre ans) au temps de retour sur investissement. Ainsi, la seule conséquence d'une variation de 10 % à 15 % sur l'économie est une plus longue période de remboursement, sans pertes sur le capital et les intérêts.

Dans ce type de service, la crédibilité de l'ESCO est primordiale aussi bien en termes d'expertise technique (personnel expérimenté), de ressources financières (niveau suffisant de capitaux propres, bons associés) et de gestion des risques.

Ce modèle s'est rapidement retrouvé confronté à la concurrence des exploitants de chauffage qui d'une part diversifient leur offre et d'autre part fournissent un mode de financement par tiers. Attirés par la simplicité des procédures, les clients ont privilégié ces offres car ils n'ont affaire qu'à un unique interlocuteur.

2.6. Cinquième type : automatisation et gestion technique du bâtiment

Avec le développement des nouvelles technologies, les réseaux de communication notamment, certaines sociétés, regroupées au sein du GIMELEC[1], proposent des services d'optimisation des consommations énergétiques par le biais d'automates de régulation

[1] Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés, http://www.gimelec.fr/

(annexes 2 et 3). Ce type d'équipement nécessite toujours un paramétrage initial pour s'adapter aux besoins du maître d'ouvrage et souvent une optimisation continue des performances. Le terme P2 est également employé pour qualifier l'exploitation et la gestion purement informatique de ces automates avec garantie de résultat sur les économies d'énergie engendrées. Un contrat P3 portant uniquement sur l'automate et non plus sur le ou les process régulés peut y être ajouté. Enfin, le financement peut aussi faire partie du « package » formant alors un vrai contrat de performance énergétique.

2.7. Sixième type : externalisation et « facility management »

Le « facility management » (FM) est apparu en France en 1973 (dès la fin des années soixante, « La lettre du SYPEMI », n°1) avec la signature pour les tours de la Défense d'un premier contrat offrant une prestation globale en matière de services. Ainsi depuis dix ans l'offre multiservices n'a cessé de se développer en France et dans le secteur tertiaire essentiellement avec notamment les agences bancaires et réseaux de magasins. Le principe majeur du FM est de permettre à un maître d'ouvrage d'externaliser certaines de ses tâches à un prestataire unique. Il n'existe pas de formule type car ces contrats se basent sur des offres forfaitaires sur mesure, négociables au cas par cas. L'intérêt de ces offres sur mesure pour le client est l'accroissement de sa productivité par un recentrage sur son cœur de métier, un service rendu et des conditions de travail améliorées. Une prestation globale peut inclure l'exploitation des équipements de chauffage/climatisation mais aussi de l'éclairage, de la bureautique, des ascenseurs ainsi que les ressources humaines, la téléphonie, les services de sécurité et de propreté. C'est pourquoi le SYPEMI[1] est né au sein de la FG3E et son offre se base sur le service du second pour proposer d'autres prestations dans un paquet global.

3. Méthode pour analyser une offre de service énergétique

3.1. Introduction

Les contrats d'exploitation et de maintenance d'installations thermiques sont très répandus en France car un cadre législatif pour leur application aux marchés publics a été fixé très tôt. Bien que d'autres types de prestations existent, ils demeurent la base de l'offre de services énergétiques en France. Ces contrats ont fait l'objet d'un découpage en prestations afin d'assurer l'indexation des prix, d'appliquer la TVA à des taux différents, de répartir les éléments de la facture conformément à la loi entre propriétaire et locataires ou occupants et de les rentrer dans la comptabilité publique. Le code des marchés publics définit quatre types de prestations : la fourniture de combustible (ou P1), l'exploitation et le petit entretien de l'installation (ou P2), la garantie totale de l'installation (ou P3) et le financement des travaux (ou P4). Les contrats de service signés avec une entité publique doivent dès lors posséder cette structure et être avec obligation de résultats. Les marchés privés s'en sont largement inspirés par la suite ce qui a permis d'aboutir à une offre standardisée indépendamment de l'exploitant.

[1] Syndicat professionnel des entreprises de multiservice immobilier et de facilities management, http://www.sypemi.com/public/sypemi/

3.2. Découpage conventionnel en « prestations »

3.2.1. P1 : fourniture de combustible

Cette prestation consiste à approvisionner le client en combustible, principalement le fioul et le charbon car ils sont livrables et stockables. Les énergies de réseau, faisant l'objet de monopoles, n'étaient pas concernées par cette option mais pouvaient être utilisées sous certaines conditions. Cependant, la libéralisation du marché des énergies de réseau en Europe permet aux exploitants de vendre leur propre énergie. De plus, avec la directive « renouvelables » qui valorise de nouveaux types de combustibles comme le bois, les possibilités du P1 peuvent également être étendues. Le P1 a réellement changé de nature via l'expansion de la vente d'énergie utile (chaleur, froid, air-comprimé) dans l'industrie.

3.2.2. P2 : exploitation et entretien courant avec garantie de résultat

Taillé sur mesure pour les marchés publics et leur comptabilité associée, c'est un contrat avec obligation de résultats. Le client définit les performances qu'il attend de l'utilisation de son installation (qualité de la fourniture, coûts d'exploitation, consommation ou la combinaison vertueuse des trois) et c'est à l'exploitant de se donner les moyens d'atteindre ces objectifs « gravés » dans le contrat. La prestation est facturée sous la forme d'un forfait annuel en accord avec la comptabilité publique. Incluant la main d'œuvre et les petites fournitures nécessaires, son montant est fixe sur toute la durée du contrat mais indexé sur les coûts de mains d'œuvre et de matériel. Il comporte normalement les prestations de mise en route (chauffage, climatisation), conduite et surveillance, d'entretien courant, de suivi des performances requises par la clause d'obligation de résultat. Les autres travaux de réparation ou de remplacement d'équipements ne sont pas inclus et sont facturés en sus.

3.2.3. P3 : garantie totale

La garantie totale assure au client la réparation ou le remplacement de tout équipement détérioré ou arrivant en fin de vie pendant la période du contrat. Cette option est facturée sous forme d'une redevance annuelle dont le montant est fixe sur toute la durée du contrat mais indexé sur les coûts de main d'œuvre et de matériels. Contractuellement, le renouvellement doit s'effectuer à l'identique des équipements afin d'assurer des performances équivalentes permettant d'atteindre les objectifs fixés par le P2. Cependant, le progrès technique et donc les économies d'énergie possibles, les coûts et risques de l'exploitation peuvent inciter le prestataire à anticiper les remplacements. Lorsqu'un contrat d'exploitation P2 est assorti d'une option P3, la durée de l'ensemble du contrat est généralement de huit à douze ans pour permettre à l'exploitant d'amortir les dépenses de remplacement d'équipements lourds qu'il peut être amené à entreprendre dès le début du contrat. Bien qu'il semble correspondre à la logique de budgétisation de l'état, ce contrat ne peut pas s'effectuer dans le cadre de marchés publics car il est basé sur des procédures de paiement anticipé interdites dans le code correspondant. Certains marchés publics se l'autorisent néanmoins.

3.2.4. P4 : financement des travaux sur l'installation

Durant le contrat qui le lie au client, l'exploitant joue également un rôle de conseiller. En effet, il doit tenir son client au courant des nouvelles technologies disponibles sur le marché ou des nouvelles normes en vigueur. La casse inopinée d'un équipement (en l'absence de P3) ou la mise aux normes de l'installation contraint souvent le client à investir d'importantes sommes d'argent qu'il n'a pas nécessairement provisionnées. L'exploitant peut alors fournir à son client un mode de financement en cours de contrat. Les investissements sont effectués par l'exploitant qui se fait rembourser par son client mensuellement sur toute la durée du contrat.

L'installation appartient au final au client. Similaire au P3 dans sa forme, l'option P4 est interdite par la comptabilité publique, car elle représente un engagement financier sur l'avenir, une dette cachée en quelque sorte. Toutefois, le crédit bail et certains reports (circulaire 3465/5G du 22 mai 1989 dite circulaire « Rocard ») sont autorisés. La clause de garantie de résultats donnée par un exploitant permet parfois de déroger à cette règle.

3.3. Modalités pratiques d'application des contrats d'exploitation

3.3.1. Typologie de base

Ces quatre prestations ne sont pas applicables indépendamment. P2 est la base de tout contrat d'exploitation sans lequel aucune autre option ne peut exister. La formule la plus classique est celle regroupant P1 et P2, P3 n'ayant d'intérêt pour le maître d'ouvrage que lorsque son installation est ancienne ou s'il souhaite réellement disposer d'une sécurité. P4 n'apparaît que lorsque des travaux sont nécessaires pendant ou avant le début du contrat. Dans le monde du bâtiment, les marchés proposés par les exploitants intègrent tous le P2 et le combinent au P1 de plusieurs façons pour des objectifs différents :

- PF ou prestation forfait est un simple service d'exploitation P2 avec tout de même une garantie de résultat.
- CP ou combustible prestation intègre en sus la fourniture de combustible à un prix unitaire fixé dans le contrat mais indexé sur les prix du marché. Le montant annuel du P1 dépend alors de la consommation.
- MF ou marché forfait consiste quant à lui à rémunérer l'exploitant pour la fourniture de combustible sous la forme d'un forfait dont le montant est fixé (mais indexé sur les prix du marché) par le contrat et indépendant des consommations réelles.
- MT ou marché température est en tous points identique au précédent mais spécifique aux applications thermiques dans le bâtiment puisque le forfait annuel P1 est établi à priori pour une saison moyenne puis corrigé en fonction des conditions climatiques réellement constatées durant la saison permettant ainsi de réduire la durée du marché.
- MC ou marché comptage consiste, à la différence du CP, à facturer au maître d'ouvrage non plus le volume de combustible utilisé mais directement l'énergie finale consommée.

Tous ces contrats peuvent ensuite être assortis des clauses P3 de garantie totale et P4 de financement en fonction des besoins du client. Cette typologie a été développée très tôt pour le chauffage, fourniture de base en France pour la quasi-totalité des bâtiments publics puis privés. La garantie de résultat s'exprimait alors la plupart du temps comme « la fourniture du confort thermique désiré au moindre coût ». Contractuellement, l'exploitant devait maintenir coûte que coûte l'ambiance (température, humidité etc…) définie par le maître d'ouvrage et présenter les factures, de combustible notamment, comme preuve de la maîtrise des coûts. Les contrats présentés servent donc à définir la façon dont est rémunéré l'exploitant pour sa prestation. Nous verrons par la suite que le choix de la formule peut influer sur le comportement des deux intervenants et donc sur les performances de l'installation.

3.3.2. Intéressement au résultat

Ces cinq contrats peuvent être assortis d'une clause d'intéressement aux économies d'énergie. Celle-ci permet au client de bénéficier partiellement des gains engendrés lorsque la consommation de combustible est inférieure à celle de l'année de référence définie dans le contrat. L'année de référence étant souvent la première année du contrat, cette clause n'est donc applicable qu'à partir de la deuxième année de contrat. Afin d'être vertueux,

l'intéressement consiste également à partager les pertes qui peuvent être générées en cas de dépassement par rapport à la consommation de référence. Le maître d'ouvrage est toujours le principal bénéficiaire de l'intéressement. En effet, la part des gains qui lui reviennent descend rarement sous les 50 % tandis que la part des pertes dues n'excède pas 50 %. En réalité, la répartition fixée aux deux parties pour les bénéfices est inversée en cas de déficit. La typologie des contrats avec intéressement devient alors respectivement PFI, CPI, MFI, MTI et MCI.

3.3.3. Durée du contrat

Les contrats longs ne sont pas appréciés par les marchés publics donc la durée des « contrats de moyens » est souvent d'un an. Les contrats de résultats nécessitent une connaissance parfaite de l'installation afin de définir les réglages optimaux si bien que leur durée est relativement longue. Pour les marchés publics, on parle d'un maximum de seize ans si le contrat comporte une clause P3 de garantie totale afin d'amortir les dépenses pouvant avoir lieu dès le début du contrat, de huit ans pour un contrat MF afin de lisser les aléas climatiques et de cinq ans dans les autres cas. Les durées restent assez longues dans les marchés privés même si la tendance est au raccourcissement.

3.3.4. Diversification des contrats

Ces contrats ont été développés à l'origine pour le chauffage. On le constate clairement avec le contrat MF qui n'est envisageable que lorsque les variations annuelles de la fourniture ne sont pas trop importantes ce qui est le cas du chauffage. Le process de chauffage est également bien maîtrisé et les consommations associées sont bien corrélées à la température extérieure (ou degrés-jours) autorisant ainsi le contrat MT. Ces contrats d'exploitation ont fait l'objet d'une diversification industrielle vers la fourniture « d'énergie utile » comme la vapeur, l'air comprimé, la chaleur, le froid et même d'énergie d'origine renouvelable comme nous le verrons au Chapitre IV. Il n'est en revanche pas concevable d'appliquer de tels forfaits à l'industrie puisque la fourniture d'énergie utile dépend de l'activité dont les fluctuations peuvent s'avérer plus importantes que celles du climat. Il est d'usage que l'externalisation d'une fourniture se base sur le contrat MC au comptage.

Ce type de contrat est également très répandu pour installations plus modestes, notamment dans le secteur résidentiel. Il se résume cependant souvent à un simple contrat de moyen (les pièces sont facturées en sus) de faible durée (1-3 ans) comprenant un nombre défini de visites et parfois une garantie d'intervention rapide en cas de problème. Ces « contrats d'entretien » peuvent être proposés par un constructeur à son client afin de lui garantir une disponibilité accrue. Les installateurs (plombiers, chauffagistes notamment) se muent également en exploitants en proposant de tels contrats aux particuliers par exemple pour leurs chaudières ou climatiseurs.

3.4. Méthode variationnelle pour analyser le report des risques des contrats

Nous nous sommes livrés à une analyse de ces différents services afin de savoir comment et surtout à quel prix les risques sont transférés vers le prestataire et de vérifier leur influence bénéfique ou néfaste sur les comportements des différents intervenants en termes de consommation d'énergie. Nous avons séparé cette analyse en deux parties distinctes : la maîtrise de la demande qui correspond à l'habitant ou au propriétaire et la partie efficacité énergétique qui correspond à l'exploitant.

3.4.1. Quels sont les risques inhérents à la garantie d'un résultat ?

Pour un prestataire, garantir un résultat quel qu'il soit, c'est prendre le risque d'un échec. Malheureusement, il y a peu de chance pour qu'un maître d'ouvrage assume seul ces risques. Pour vérifier si ces services sont réellement incitatifs, il faut contrôler quels risques sont pris en charge par le prestataire et surtout comment il traite l'incertitude engendrée. Pour un contrat de performance énergétique d'une installation de conversion de l'énergie que nous venons de présenter, les risques se situent généralement au niveau de :

- Risque de fourniture en énergie primaire. L'approvisionnement ou l'alimentation sont-ils assurés ? Quel est l'impact d'un arrêt pour le client et pour le prestataire ?
- Risque technique sur la fiabilité du process. Quel est le manque à gagner d'une panne de l'installation sur la production d'énergie transformée ?
- Risque client sur la variabilité de ses besoins. Une installation technique est dimensionnée a priori pour répondre à des besoins. Le client ayant bien évidemment le droit de réduire/augmenter ses besoins, quelle est alors l'influence sur la production d'énergie ?
- Risque financier du projet. Quelles sont alors les risques financiers encourus par le prestataire en cas de manquement à la garantie ?

Pour chiffrer ces risques du prestataire, il est d'abord nécessaire de modéliser la relation entre le résultat énergétique et les différents paramètres. Une méthode variationnelle permet alors de tester la sensibilité du résultat de la prestation aux variations des différents paramètres. Ceux qui ont une forte influence sur le résultat constituent des risques pour le prestataire. Ils donnent généralement lieu à des clauses ou des formulations contractuelles particulières définissant les droits et devoirs de chaque acteur. Ils peuvent aussi être répercutés comme des coûts supplémentaires rendant alors la prestation peut être moins intéressante financièrement et donc un peu moins incitative. L'application de cette méthode variationnelle à deux services énergétiques sera réalisée au Chapitre IV.

3.4.2. Comment ces contrats incitent le client à maîtriser ses besoins ?

Maîtriser sa demande pour un utilisateur consiste à consommer la juste quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins. Tous les types de contrats ne sont pas égaux devant la maîtrise de la demande d'énergie. Le contrat au forfait MF et MT, s'ils correspondent bien à des besoins de budgétisation, sont tout bonnement incompatibles avec la notion de MDE car leurs montants ne dépendent pas des consommations. Bien que le montant soit aligné sur les consommations observées lors des exercices précédents, le maître d'ouvrage qui paye ce forfait n'a aucun intérêt à diminuer ses consommations. Ces contrats ne peuvent être envisagés que pour un process dont les consommations sont prévisibles avec une bonne précision. Le chauffage répond bien à ces contraintes puisque les consommations sont bien corrélées aux degrés-jour. Au contraire, les contrats au comptage de type MC ou CP favorisent naturellement la MDE puisque le maître d'ouvrage ne paye que pour l'énergie qu'il consomme réellement. La maîtrise des consommations est alors valorisée par la diminution de la facture.

Le contrat au comptage MC n'est malgré tout pas exempt de défauts car le prix unitaire de l'énergie finale est souvent dégressif. Cette dégressivité provient de… En effet, le prestataire évalue les besoins de son client en analysant les consommations sur les exercices précédents et fixe son prix. Plusieurs modes de facturation existent comme un prix de l'unité d'énergie finale par palier ou utilisant une fonction affine en fonction de la demande moyenne sur une période donnée (année, mois etc…). Ce mode de tarification va à l'encontre de la notion de

Le maître d'ouvrage peut en effet être récompensé par une ristourne sur le prix unitaire de l'énergie finale et donc par une diminution de sa facture s'il accepte de consommer un peu plus ! Il est alors préférable d'appliquer plusieurs tranches tarifaires sur chacune desquelles le volume correspondant serait facturé à un prix différent

Le contrat PF n'est à priori pas concerné par cette analyse car il n'est qu'un simple contrat d'exploitation. Du point de vue du client (il en est autrement pour le prestataire), il est cependant appréhendé de la même façon que le contrat CP car dans les deux cas le maître d'ouvrage ne se voit facturé que le volume d'énergie primaire qu'il a réellement consommé. S'il veut diminuer sa facture de fourniture, le client doit alors faire en sorte de limiter ses besoins.

Applicable à l'ensemble des contrats présentés, la clause d'intéressement aux résultats de l'installation constitue bien évidemment une incitation à la maîtrise de la demande. En effet, si la consommation d'énergie est inférieure à une valeur de référence, l'exploitant et le client se partagent les bénéfices liés à cette réduction. Le client a donc tout intérêt à réduire ses besoins s'il veut réduire sa facture. Cette clause d'intéressement pose cependant plusieurs problèmes à l'exploitant puisque d'une part, en réduisant la somme perçue, le temps de retour sur investissement est également augmenté ce qui n'incite pas l'exploitant à inclure la clause et d'autre part, à process fixé, la réduction des consommations de combustible est davantage imputable à la diminution des besoins plutôt qu'à un effort de la part de l'exploitant. Souvent à l'avantage du maître d'ouvrage, la répartition des bénéfices doit être correctement définie afin que l'incitation soit optimale.

3.4.3. Comment ces contrats incitent l'utilisateur à maîtriser ses besoins ?

Tous ces contrats posent un problème lorsqu'un maître d'ouvrage regroupant plusieurs utilisateurs (un HLM, une copropriété ou une entreprise avec plusieurs sites par exemple) gère un seul et unique contrat de fourniture d'énergie car la facture globale doit être répartie à posteriori.

Une répartition optimale requiert un sous-comptage énergétique individuel. Cependant, lorsque les points de soutirage sont nombreux, le coût d'investissement dans la métrologie est très élevé. Certaines installations ne permettent parfois même pas l'installation de sous-compteurs. C'est le cas du chauffage hydronique collectif (chauffage au sol, radiateurs) dont le réseau généralement en « chandelles[1] » ou en « parapluies[2] » n'est pas prévu pour la mise en place de compteurs individuels. La facture individuelle est alors proportionnelle à la surface. Ce mode de répartition annihile toute velléité des utilisateurs à maîtriser leurs besoins (fermer les fenêtres, réduire la température) puisque le montant qui leur sera refacturé n'en tiendra pas compte.

Le type de contrat de fourniture n'a de plus que peu d'influence sur la motivation du maître d'ouvrage puisqu'il transfère intégralement les coûts sur les utilisateurs. Il y a donc peu de chance de le voir mettre en place une politique interne de sensibilisation. À l'échelle du bâtiment, cette contre-incitation transverse des deux acteurs risque de peser lourd dans la

[1] Structurer un réseau en « chandelles » consiste à distribuer d'abord horizontalement l'eau chaude en bas du bâtiment puis la pomper verticalement dans des colonnes, chacune d'elle alimentant un échangeur par étage.

[2] Structurer un réseau en « parapluies » consiste à pomper l'eau chaude d'abord verticalement puis horizontalement au sommet du bâtiment et de la faire redescendre dans des colonnes, chacune d'elle alimentant un échangeur par étage.

facture totale. Ce mode de refacturation a donc pour effet de réduire de façon égale l'incitation du client à réduire ses besoins.

3.4.4. Comment ces contrats incitent l'exploitant à accroître le rendement ?

Améliorer l'efficacité énergétique consiste à réduire les consommations d'énergie primaire pour le même niveau de service. Les contrats au forfait MF ou MT incitent fortement l'exploitant à améliorer ou du moins maintenir l'efficacité de l'installation dont il est responsable. En effet, le montant du forfait étant défini dans le contrat, l'exploitant a tout intérêt à réduire la facture d'énergie primaire en améliorant ou maintenant le rendement s'il veut accroître ou maintenir sa marge. Bien évidemment, afin d'éviter les abus consistant à surévaluer le montant forfaitaire de la fourniture et réduire les coûts dévolus à l'exploitation et la maintenance afin de pouvoir s'autoriser une décroissance du rendement tout en s'assurant de la profitabilité, le prestataire est tenu de justifier régulièrement à son client qu'il maîtrise les consommations d'énergie primaire.

Le contrat PF, en tant que prestation d'exploitation avec garantie de résultats, dispose naturellement d'un contenu en efficacité énergétique bien qu'il soit très variable d'une installation ou d'un exploitant à l'autre en plus d'être difficile à quantifier. En effet, il paraît peu probable qu'un exploitant mette autant de cœur à l'ouvrage pour un simple contrat PF que dans un contrat complet d'externalisation dont le montant total est bien plus élevé car les enjeux sont moindres. Même s'il remplit correctement ses objectifs, toute action nécessaire reste conditionnée par le maître d'ouvrage alors que tous les leviers lui sont plus facilement accessibles dans un contrat complet.

Du point de vue de l'exploitant, les prestations PF et CP sont considérées de façons très différentes. Tandis qu'il n'est qu'exploitant dans le cadre d'un contrat PF, le prestataire est également fournisseur de combustible pour un contrat CP si bien qu'une partie importante de ses gains provient de la vente de combustible. L'incitation naturelle n'existe plus car si l'exploitant réduit son action dans le P2, le rendement risque de se dégrader et mener à une surconsommation de combustible qui entraînera inévitablement l'accroissement de la prestation P1. Un exploitant peu disponible ou peu qualifié peut finalement être doublement gagnant sur ce type de prestation !

Dans un contrat MC, l'exploitant est en charge des approvisionnements de façon totalement invisible pour le maître d'ouvrage car celui-ci ne paye que l'énergie finale qu'il consomme dont le prix unitaire est fixé par le contrat. Dans les autres contrats, le rendement n'est pas nécessairement mesuré et reste une donnée pour l'exploitant et le maître d'ouvrage. Intégré au contrat, il devient dans ce cas le facteur de motivation de l'exploitant. Le contrat gagne également en transparence puisque le rendement est aisément calculable grâce au ratio énergie finale vendue sur approvisionnements. L'exploitant a donc tout intérêt à maintenir un rendement satisfaisant pour préserver sa marge sur le prix de l'énergie transformée finale d'une part et d'autre part pour prouver au maître d'ouvrage que son intervention lui est profitable.

On comprend alors pourquoi la clause d'intéressement, qui devrait théoriquement inciter l'exploitant à améliorer l'efficacité énergétique, n'agit pas nécessairement dans ce sens. En effet alors que l'exploitant tirait totalement profit d'une amélioration du rendement de l'installation, cette clause l'oblige à partager ses gains avec le maître d'ouvrage. La clause étant largement à l'avantage du client, il paraît peu probable que celui-ci effectue des efforts

supplémentaires en termes d'efficacité énergétique laissant alors le client maîtriser sa demande pour profiter d'une moindre part des économies.

3.4.5. Comment ces contrats engendrent-ils des économies d'énergie ?

En ajoutant les diverses incitations spécifiques à chaque acteur, il est possible d'en déduire la Figure 12. Cette dernière présente qualitativement quelles sont les formes de contrat P1+P2 les plus en faveur des économies d'énergie du point de vue de chaque intervenant.

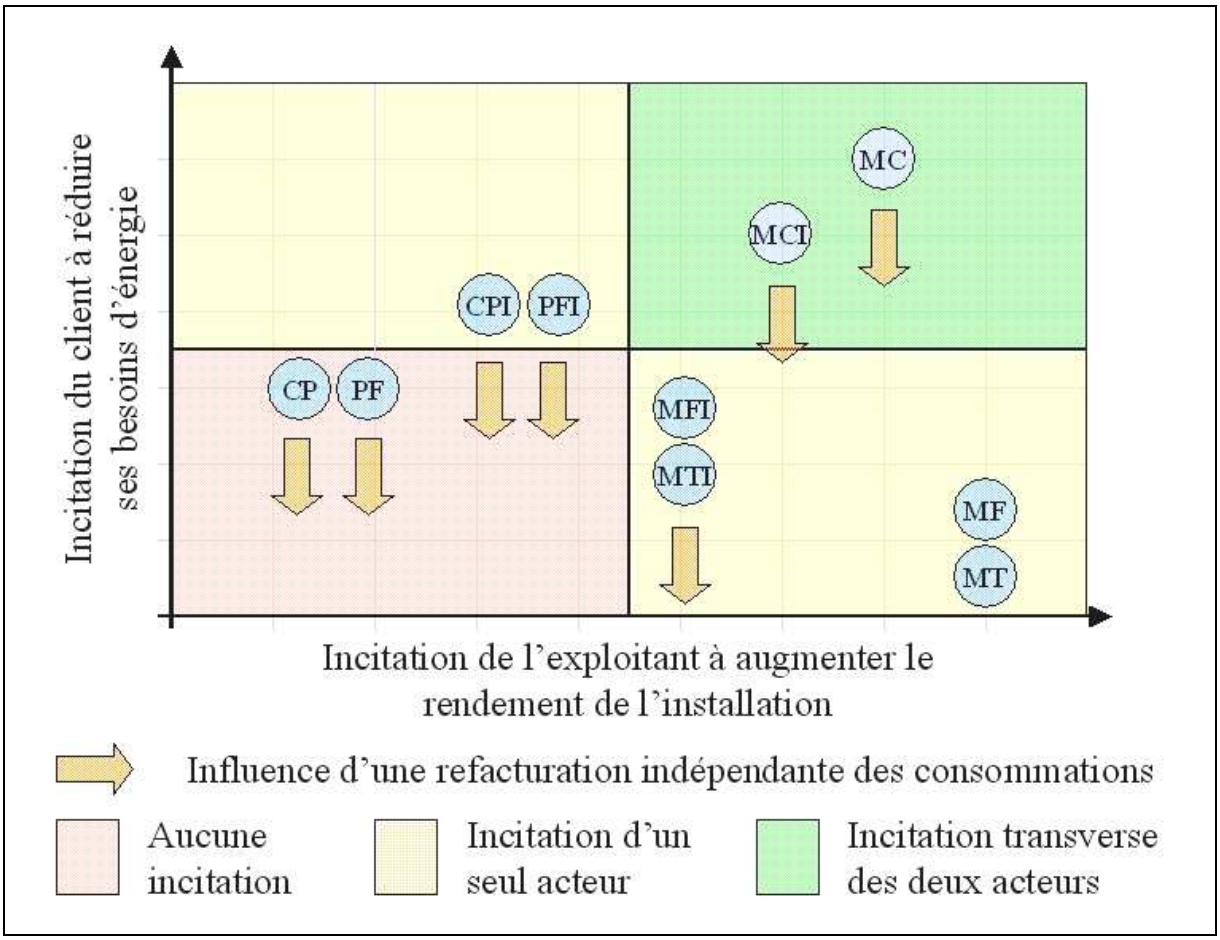


Figure 12. Incitations des différents contrats d'exploitation sur les différents acteurs

L'option P3 vise à se prémunir de la dégradation des performances due à l'approche de la « fin de vie » d'un équipement en constituant des provisions mensuelles. Leur montant est calculé en comptabilisant les équipements arrivant en fin de vie durant la période contractuelle et en divisant par la durée en mois du contrat. Plus l'installation est vétuste, plus l'option P3 sera coûteuse. Contractuellement, l'exploitant n'a l'obligation de renouveler l'installation à performances équivalentes qu'en cas de casse de matériel mais on peut imaginer que, le progrès technique, l'éventuel intéressement sur le P1 et/ou le P2 ou encore l'envie de réduire les risques et coûts d'exploitation conduisent ce dernier à anticiper les investissements et à s'orienter vers des remplacements plus avantageux en termes d'économie. Même si les équipements pris en charge ne tombent pas en panne, ils seront nécessairement renouvelés au terme du contrat afin de justifier les provisions effectuées, l'option P3 devenant alors une garantie de renouvellement. Dans le même esprit, l'option P4 permet de raccourcir les délais décisionnels et administratifs préalables et accélère ainsi les investissements pour le renouvellement des matériels. Ces deux options ont donc un vrai contenu en efficacité

énergétique et leur inclusion dans un contrat d'exploitation tend le déplacer vers la droite sur la Figure 12.

4. De nouvelles perspectives pour l'audit énergétique du bâtiment

4.1. Justifications techniques de la procédure d'audit

4.1.1. Une incitation transverse des parties prenantes

Pour dégager des économies financières, les entreprises investissent en priorité dans leur cœur de métier c'est-à-dire le « process » au sens large permettant la fabrication d'un produit ou la fourniture d'un service. Les investissements dans les utilités sont souvent jugés moins rentables. Ce préjugé est la plus grande barrière à l'efficacité énergétique. De plus, dans le secteur du bâtiment, les difficultés sont amplifiées par la multiplication des parties prenantes (propriétaire, occupants et exploitant) avec chacune ses propres intérêts, parfois opposés. Malgré leurs divergences, toutes sont intéressées par un audit énergétique du bâtiment et des installations techniques pour diverses raisons :

- L'occupant est sensible aux coûts de fonctionnement car soit il paye directement les factures s'il est également propriétaire, soit il se voit refacturer intégralement les charges par le propriétaire bailleur. La réduction de la facture énergétique constitue une motivation.
- Le propriétaire, principalement s'il occupe son bâtiment, est tout de même intéressé par la valeur de son bien au cas où il devrait le vendre[1]. Valoriser son patrimoine constitue une motivation.
- L'exploitant, parti prenante dans la gestion des installations avec parfois une garantie de résultat sur la facture énergétique, effectue toujours un audit avant de chiffrer et signer un contrat ceci afin d'évaluer et de planifier coûts et investissements éventuels. Réduire l'incertitude quant à ses bénéfices constitue une motivation.

4.1.2. Des systèmes de chauffage déjà complexes

Sans détailler outre mesure les installations de chauffage, un grand nombre de solutions techniques sont envisageables pour chauffer un bâtiment :

- Traitement local convectif (convecteur), local rayonnant (plancher ou plafond chauffant) ou central convectif (batterie de centrale de traitement d'air)
- Distribution par eau (hydronique), par air (aéraulique), par fluide frigorigène (thermodynamique) ou par câbles (électrique)
- Production électrique par effet joule (batterie ou chaudière électrique), thermodynamique sur l'air (pompe à chaleur aéraulique) ou sur l'eau circulant dans le sol (pompe à chaleur géothermique), thermique par combustible fossile (chaudière classique, à condensation, basse température), thermique par renouvelables (solaire, biomasse)

Sur une application donnée, chaque solution technique a ses avantages et ses inconvénients en termes de coûts d'investissement et d'exploitation. L'audit d'un expert peut être l'occasion de faire le point sur les nouvelles solutions techniques envisageables.

[1] Le certificat de performances énergétiques du bâtiment (paragraphe 1.5.3) risque de donner un poids supplémentaire à cette incitation.

4.1.3. Des systèmes de climatisation encore plus complexes

Le cycle de production du froid

Deux types de machines thermodynamiques sont généralement employées pour produire du froid : la machine à absorption et la machine à compression mécanique de vapeur (Figure 13). La seconde technique, ultra-majoritaire, est déclinée en trois familles principales d'installations, de la simple unité monobloc au système le plus complexe faisant intervenir un grand nombre d'équipements auxiliaires (unités terminales, pompes, échangeurs, tour de refroidissement, système de régulation etc…) localisés un peu partout dans le bâtiment. Chaque type d'installation a ses avantages et ses inconvénients sur une application donnée si bien qu'elles peuvent répondre de façon plus ou moins optimale aux besoins réels d'un maître d'ouvrage en termes de coûts d'investissement et d'exploitation.

Une des tendances actuelles est à la convergence du chauffage et de la climatisation par le même appareil. En effet, le cycle thermodynamique de compression mécanique de vapeur étant réversible, il est possible de produire du froid ou de la chaleur voire même les deux simultanément. Les conseils d'un professionnel s'avèrent donc essentiels pour que le maître d'ouvrage soit en mesure de faire les choix optimaux.

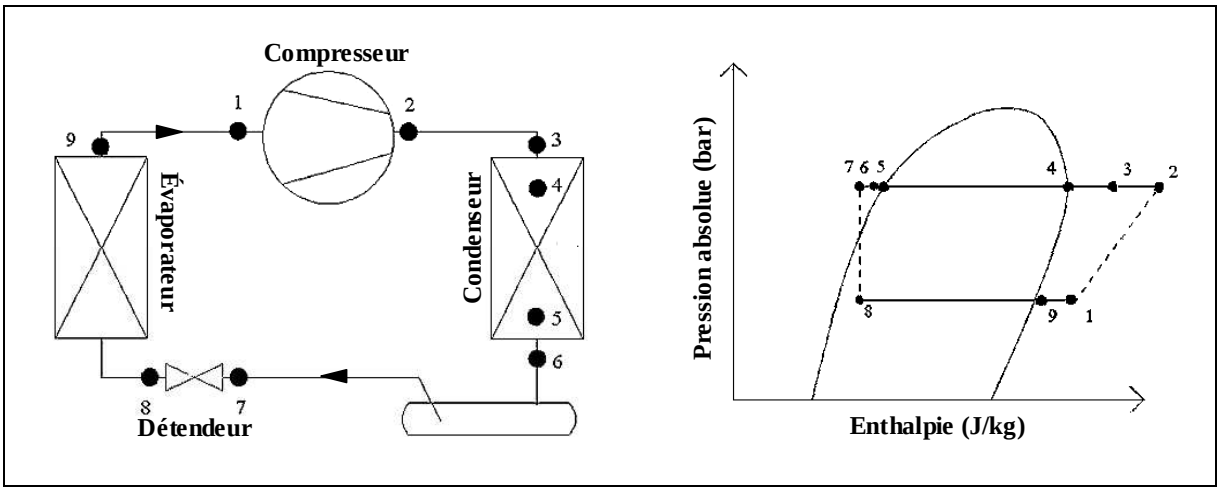


Figure 13. Fonctionnement d'un cycle frigorifique à compression mécanique de vapeur

Les systèmes à « détente directe »

L'évaporateur de l'appareil refroidit directement l'air de la zone où il est installé et requiert donc un système de renouvellement de l'air. Cette famille comprend plusieurs types d'appareils. Les armoires de climatisation, d'abord, sont installées directement dans ou à proximité de la zone traitée (Figure 14). Bien qu'elle puisse climatiser plusieurs pièces aux besoins similaires, une armoire climatise généralement une seule zone. Elles sont principalement utilisées dans les salles informatiques. Dans les applications de confort elles requièrent un renouvellement d'air.

Les unités de toiture (communément appelés « rooftops ») ensuite sont toujours installées à l'extérieur (Figure 14). À la différence des précédentes, elles permettent par défaut le mélange de l'air repris et de l'air neuf mais sur une base simple flux c'est à dire que les débits d'air neuf et d'air sont liés. Elles sont principalement utilisées pour les grands espaces tels que les supermarchés.

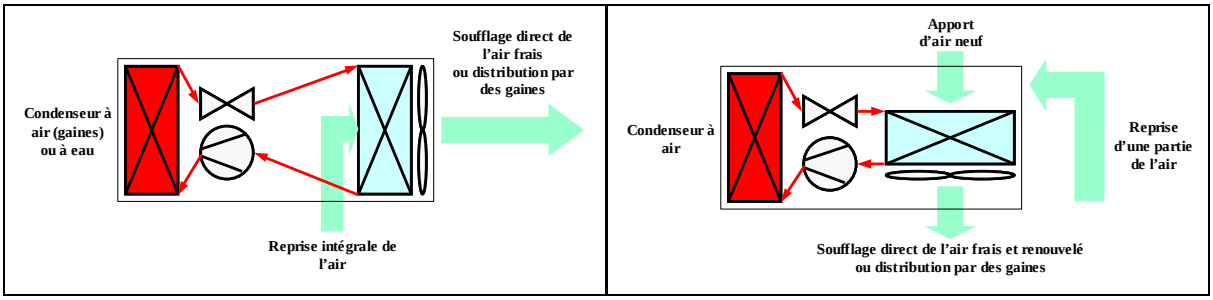


Figure 14. Synoptiques des armoires de climatisation (gauche) et des unités de toiture (droite)

Les systèmes multi-blocs[1] (communément appelés « split-systems ») extraient la chaleur de l'air des pièces, la transportent via un réseau de fluide frigorigène vers une unité extérieure qui se charge alors de l'évacuer (Figure 15). Plusieurs unités intérieures peuvent être connectées à une unité extérieure. Ces systèmes trouvent une application dans tout type de bâtiment mais requièrent une ventilation indépendante.

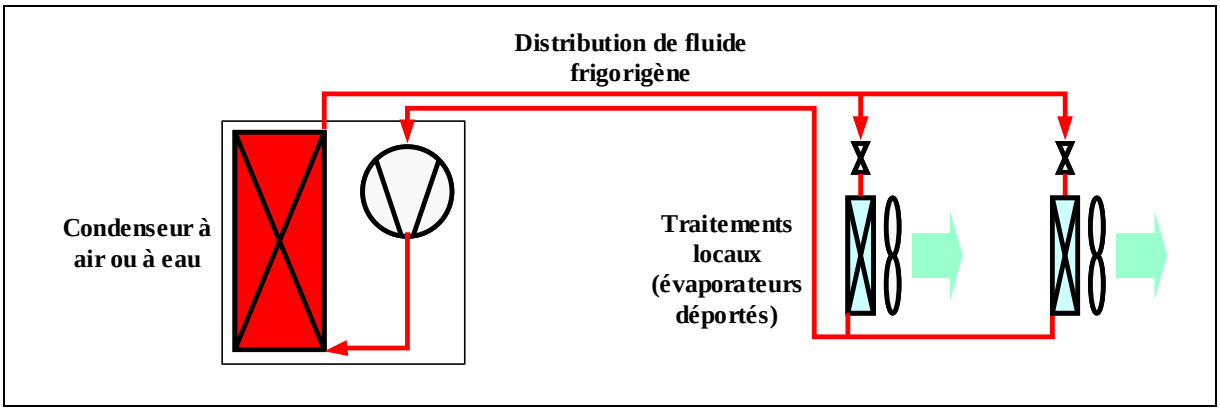


Figure 15. Synoptique des systèmes multi-blocs

Les systèmes « tout-eau »

Les systèmes « tout-eau » sont similaires aux installations chauffage à base de chaudière. Un groupe de production d'eau glacée (GPEG, communément appelé groupe frigorifique ou « chiller »), qui peut être à absorption, prépare centralement de l'eau glacée qui est ensuite distribuée via un réseau dans l'ensemble du bâtiment. Le rafraîchissement s'effectue localement par convection majoritairement grâce aux ventilo-convecteurs (VCV) ou en favorisant davantage le rayonnement grâce aux surfaces froides (poutres, plafonds ou planchers). Une ventilation indépendante doit presque toujours assurer le renouvellement de l'air (Figure 16).

[1] Les systèmes à débit de réfrigérant variable (DRV), bien qu'ayant les mêmes bases, constituent une évolution majeure des « split-systems ». Ils permettent d'allonger les réseaux et de multiplier les unités intérieures avec de bien meilleures performances grâce à un grand nombre d'optimisations.

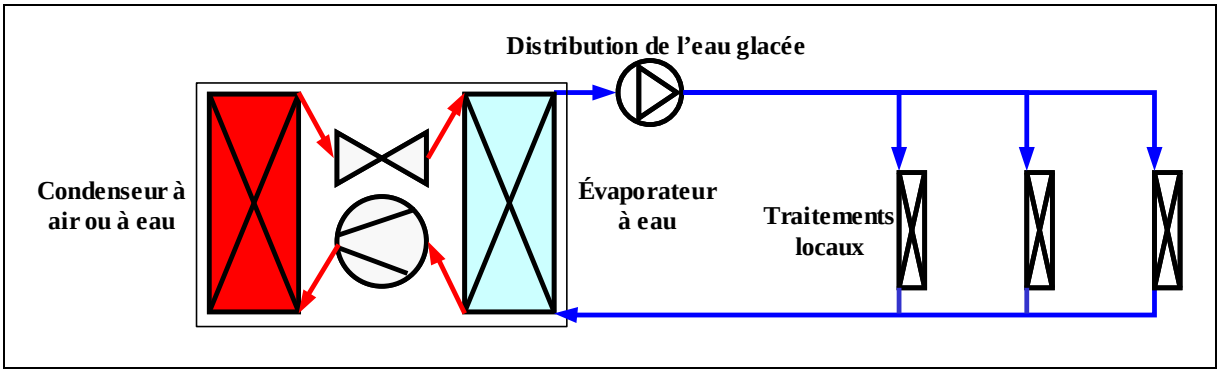


Figure 16. Synoptique des systèmes « tout-eau »

Les systèmes « tout-air »

Ces systèmes (Figure 17) préparent et renouvellent l'air centralement et le distribuent dans les zones via un réseau de gaines. La préparation s'effectue dans une centrale de traitement de l'air (CTA) composée d'un ou deux ventilateurs suivant qu'elle est simple ou double flux. Plusieurs traitements (chauffage, refroidissement, humidification, déshumidification) peuvent être appliqués et diverses options énergétiques (ventilation simple, mélange, récupération d'énergie, débit constant ou variable, « free-cooling ») sont permises. Bien qu'il existe des CTA à détente directe, un groupe de production d'eau glacée est presque toujours utilisé pour refroidir l'air et le chauffer s'il est réversible.

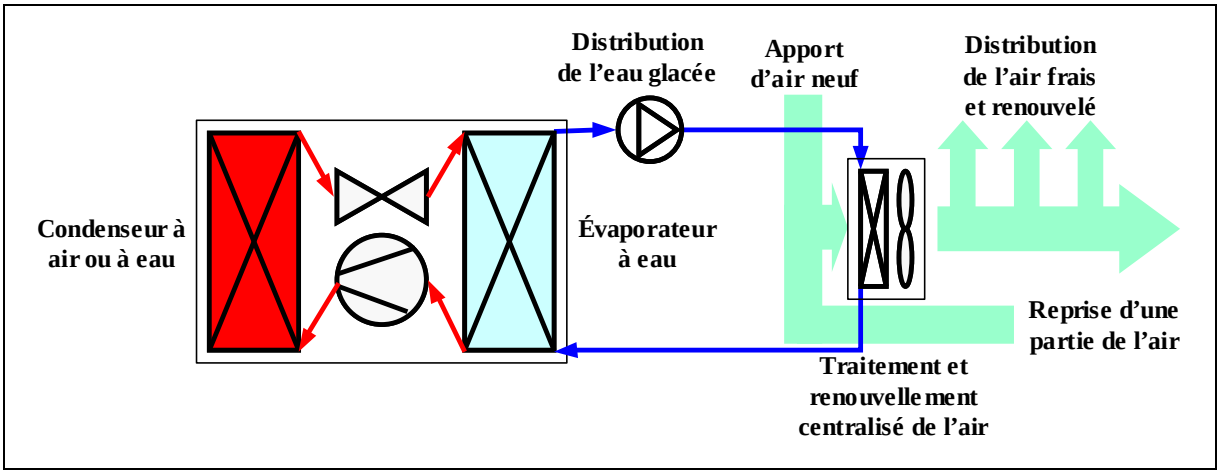


Figure 17. Synoptique des systèmes « tout-air »

Les systèmes mixtes

Il arrive souvent que les systèmes « tout eau » et « tout air » soient combinés l'un avec l'autre pour former un système mixte. La CTA renouvelle, filtre et rafraîchit d'abord l'air à une température insuffisamment basse pour satisfaire les besoins en froid des zones. La consigne de température est soit fixe, soit imposée par les besoins de la zone de moindres charges thermiques. La température de chaque zone est alors ajustée aux besoins locaux par action sur une batterie de refroidissement terminal.

Les pompes à chaleur sur boucle d'eau

Ce type d'installation assez rare est issu d'une « hybridation » entre systèmes « tout-eau » et à « détente directe ». Les pompes à chaleur (PAC) réversibles eau/air sont couplées à la boucle d'eau par un de leurs deux échangeurs. Chacune d'elle y prélève ou y rejette de la chaleur en fonction des besoins de la zone qu'elle traite (Figure 18). La température de l'eau dans la

boucle est alors régulée centralement par un système de chauffage (chaudière, récupérateur de chaleur) ou de refroidissement (groupe frigorifique, tour de refroidissement). Une ventilation est également indispensable pour satisfaire les conditions d'hygiène.

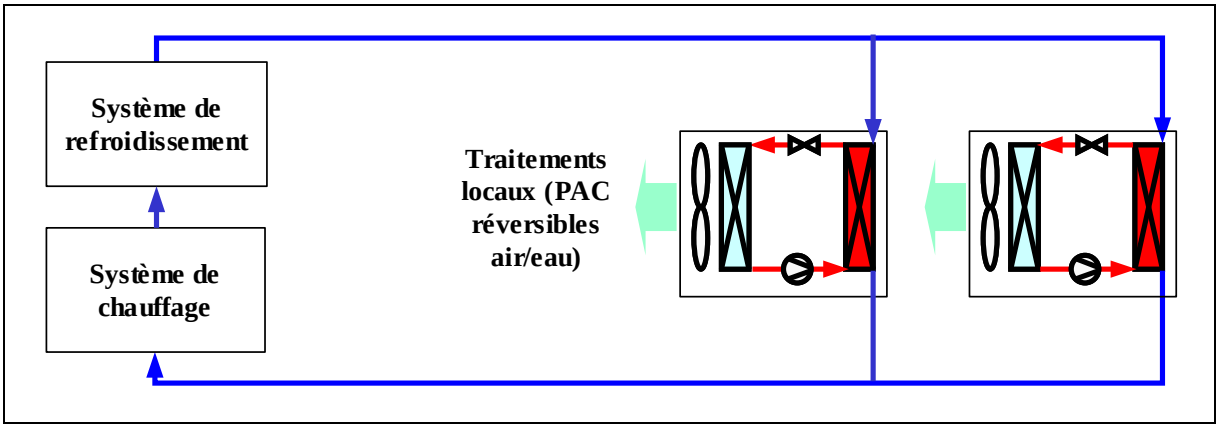


Figure 18. Synoptique des systèmes de pompes à chaleur sur boucle d'eau

L'évacuation de la chaleur extraite

En mode « refroidissement », l'évacuation de la chaleur extraite peut s'effectuer par deux vecteurs : l'air ou l'eau. Le refroidissement par air nécessite d'un aérocondenseur dans lequel le fluide frigorigène passe et transfère la chaleur à l'air extérieur mis en mouvement par un ou plusieurs ventilateurs. Généralement intégrés aux climatiseurs, ces aérocondenseurs peuvent également être déportés.

Le refroidissement par eau peut se faire de différentes façons. En faisant circuler dans le condenseur de l'eau provenant du réseau public ou d'une ressource naturelle (lac, rivière), le refroidissement est dit par « eau perdue » car l'eau est rejetée après utilisation. Comme cette pratique est coûteuse si l'eau vient du réseau et parfois réglementée du point de vue de la température de rejet, il est donc possible d'en recycler tout ou partie. Ce refroidissement, dit par « eau recyclée », fait alors intervenir un aéro-réfrigérant ou une tour de refroidissement (Figure 19). Ces auxiliaires autonomes influencent grandement le fonctionnement et les performances de l'installation et doivent faire l'objet d'une analyse au même titre que le groupe frigorifique.

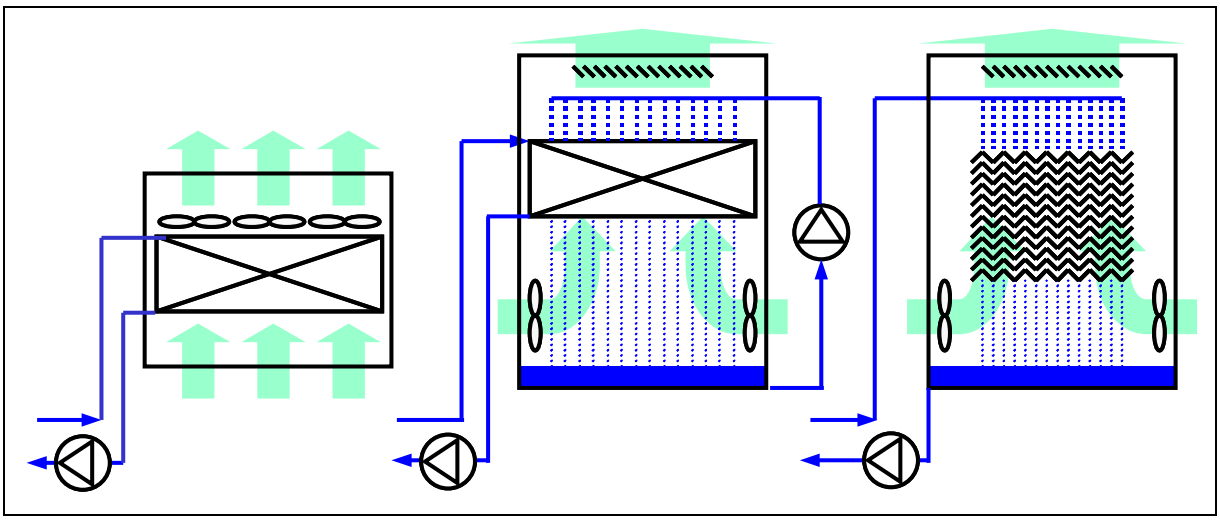


Figure 19. Synoptiques de l'aéro-réfrigérant (gauche), des tours humides fermée (centre) et ouverte (droite)

4.1.4. Des pertes énergétiques à différents les niveaux

Sur une installation de chauffage, ventilation et climatisation (CVC) comme sur tout autre process, la dégradation des performances a généralement quatre origines principales :

- Une mauvaise conception de l'installation entraînant d'office des performances inférieures à celles d'une installation munie des mêmes équipements qui aurait été pensée intelligemment
- Une mauvaise politique d'exploitation, de maintenance et de suivi depuis la mise en route de l'installation limitant chaque jour un peu plus les performances par rapport à leur niveau initial
- Une utilisation non optimale du maître d'ouvrage ou des occupants augmentant les consommations d'énergie par rapport à celles engendrées par une utilisation rationnelle
- Une obsolescence technique liée à l'âge des équipements ou à des investissements non rationnels lors de leurs mises en place entraînant des différences de performance par rapport à des équipements actuellement disponibles sur le marché.

4.1.5. Des installations très sensibles

Les installations de chauffage, ventilation et climatisation essentielles dans le bâtiment font généralement intervenir des équipements sensibles à plusieurs niveaux :

- Sécurité : les chaudières et plus généralement tous les équipements sous pression peuvent être dangereux pour les occupants du bâtiment. Lorsque ces équipements requièrent la combustion de combustibles fossiles, le danger peut être encore accentué.
- Santé : les fluides frigorigènes utilisés en climatisation sont des produits dangereux globalement par leur pouvoir[1] de réchauffement élevé qui accroît l'effet de serre. Les glycols (éthylène-glycol et propylène-glycol) utilisés pour la protection des réseaux d'eau contre le gel sont des produits toxiques susceptibles d'entraîner la mort en cas d'ingestion. Enfin, les installations (réseau, tour de refroidissement, stockage) produisant ou utilisant l'eau chaude peuvent être à l'origine de la prolifération et la dissémination de légionelles, responsables de la légionellose, maladie respiratoire mortelle.
- Hygiène : le renouvellement de l'air contribue à l'hygiène d'un bâtiment et donc à la santé de ses occupants.
- Confort thermique : par une régulation de la température et de l'humidité, ces équipements assurent le confort des occupants et donc leur productivité.

Tous ces points font l'objet d'une multitude de normes ou de réglementations techniques, sanitaires, de confort et de sécurité. Bien qu'elles aient normalement été prises en compte en amont de la réalisation du bâtiment et/ou de l'installation de chauffage, ventilation et climatisation, elles sont constamment en évolution. La pression des normes et réglementations s'accroît de plus en plus avec la meilleure prise en compte des problématiques environnementales. Comme un maître d'ouvrage n'est pas nécessairement bien averti, l'audit est alors la meilleure occasion pour faire le point sur la conformité des installations.

[1] Le potentiel d'effet de serre global (global warming potential, GWP) à cent ans du R-407c, R-410a et R-134a couramment utilisés en climatisation est compris entre 1300 et 1800 à comparer au CO_2 au GWP de 1.

4.1.6. Limiter le risque des contrats de performance énergétique

Lors d'un contrat de performance énergétique, le prestataire assume plusieurs risques principalement techniques et financiers. Nous analyserons davantage ces différents risques dans le chapitre IV du présent document et verrons comment le prestataire y fait face. L'audit reste toutefois indispensable en amont de la signature d'un contrat de performance énergétique afin d'éviter les situations irréversibles lors de son accomplissement. Ce type de contrat étant amené à croître, l'audit énergétique a finalement encore de belles perspectives même s'il n'est pas suivi d'un service.

4.2. Justification réglementaire : le diagnostic de performances énergétiques

Les ambitions de la DPEB en matière d'audit sont beaucoup plus vastes que la simple inspection de la climatisation et des chaudières. L'article 7 impose que lors de toute construction, vente ou location d'un bâtiment, un certificat de performance énergétique soit établi et communiqué au propriétaire puis transmis par le propriétaire au nouvel acquéreur ou au locataire. Quelle que soit la méthode retenue à l'échelle nationale, cette certification requiert un bilan des consommations d'énergie du bâtiment pour aboutir à une classe énergétique similaire à celle des appareils domestiques. Plus qu'un simple calcul, ce diagnostic devra également proposer des solutions techniques d'amélioration qui seront alors « gravées » dans le certificat.

En outre, les consommations d'énergie des bâtiments neufs d'une part et existants faisant l'objet d'un agrandissement d'autre part devront désormais être certifiées comme inférieures à des valeurs limites fixées par ailleurs par les instances nationales compétentes. Les performances énergétiques deviennent désormais un critère essentiel dans le choix de l'architecture, des matériaux, des équipements et de leur gestion. L'intervention d'un expert en maîtrise de l'énergie pour un audit énergétique en amont d'un projet devient de plus en plus inévitable.

4.3. Justification économique : forte croissance de la climatisation

Nous disposons de nombreuses sources sur l'état actuel du parc de systèmes mais de peu de projections. Nous proposons donc dans ce paragraphe une modélisation du futur marché de la climatisation en Europe. Nous avons décidé de limiter l'étude à cinq Etats-Membres, l'Italie, la France, l'Espagne, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Ces derniers représentent toutefois en 1998 environ 83 % du marché de la climatisation de l'Union Européenne.

4.3.1. Reconstitution des marchés annuels passés de la climatisation

Acquisition des données de marché

Les surfaces climatisées sont disponibles pour la France auprès du CEREN. Dans tous les pays, les ventes annuelles d'équipements sont régulièrement publiées dans la littérature spécialisée. De plus, la participation d'Eurovent au projet EECCAC [ADNO03], a permis d'avoir accès à des chiffres de marché relativement précis pour l'ensemble des Etats Membres de l'Union Européenne. L'analyse se base sur les statistiques de ventes d'équipements en 1998 (Tableau 3). Les résultats ont été confrontés aux données statistiques nationales disponibles en termes de puissances installées et de nombres d'unités afin de corriger éventuellement les erreurs.

	IT	ESP	FR	ALL	RU
Multi-blocs	4500	10000	2500	1400	3700
GPEG	24200	11600	8500	5800	2700
Armoire	3300	14800	4200	3000	2100
Unité de toiture	850	14200	1900	120	1700
Multi-blocs DRV	800	2200	1500	720	5000
Total Clim. Centralisée	**33650**	**52800**	**18600**	**11040**	**15200**
Total Clim. Individuelle	**604500**	**401800**	**198700**	**200000**	**169600**
Total Climatisation	**638150**	**454600**	**217300**	**211040**	**184800**

Tableau 3. Ventes d'appareils de climatisation dans l'Union Européenne en 1998 (source : Eurovent)

Acquisition des données moyennes de croissance

Nous avons pu calculer les taux moyens annuels de croissance par type d'équipement avant 1996 et entre 1996 et 2000. Le Tableau 4 résume les informations obtenues.

Taux moyens de croissance du marché 1996–2000 / 1975–1996	IT	ESP	FR	ALL	RU
Multi-blocs	3 % / 3 %	15% / 30%	35% / 30%	12% / 30%	15% / 15%
Multi-blocs DRV	15% / 40%	15% / 40%	20% / 40%	30% / 40%	20% / 40%
GPEG	10% / 4%	12% / 6%	6% / 6%	14% / 14%	0% / 6%
Armoire	8% / 15%	11% / 15%	0% / 15%	0% / 15%	0% / 0%
Unité de toiture	10% / 15%	12% / 15%	20% / 15%	15% / 15%	0% / 0%
Total Clim. Centralisée	11% / 7%	12% / 12%	8% / 9%	14% / 15%	3% / 7%
Total Clim. Individuelle	17% / 17%	12% / 12%	6% / 6%	14% / 14%	14% / 14%
Total Climatisation	14% / 11%	12% / 12%	7% / 8%	14% / 15%	7% / 10%

Tableau 4. Taux de croissance annuels moyens du marché des appareils de climatisation dans l'Union Européenne (source : Eurovent)

Reconstitution des marchés annuels

En utilisant les ventes de 1998 et des taux moyens x de croissance du marché, il est possible de reconstituer les marchés M(n) de chaque année n allant de 1975 à 2000 pour chaque type d'équipement grâce aux formules suivantes :

$$M(n) = M(1998).(1+x_{1996\text{-}2000})^{n\text{-}1998} \qquad \forall\, n \in\,]1998\,;\,2000]$$

$$M(n) = M(1998)\frac{1}{(1+x_{1996\text{-}2000})^{1998\text{-}n}} \qquad \forall\, n \in\, [1996\,;\,1998[$$

$$M(n) = M(1998)\frac{1}{(1+x_{1975\text{-}1996})^{1996\text{-}n}}\frac{1}{(1+x_{1996\text{-}2000})^{2}} \qquad \forall\, n \in\, [1975\,;\,1996[$$

4.3.2. Traduction du nombre d'équipements en surface climatisée

L'extrapolation du marché après 2000 est réalisée par le biais d'un modèle de saturation exprimé en termes de surfaces climatisées plutôt qu'en nombre d'équipements. Afin de transcrire un nombre d'appareils en surfaces climatisées, il est nécessaire d'une part de faire des hypothèses quant au dimensionnement et d'autre part de connaître la puissance moyenne de chaque type d'appareil dans chaque pays.

La climatisation dite centralisée comprend les systèmes multi-blocs de plus de douze kilowatts frigorifiques, les groupes de production d'eau glacée (GPEG), les unités de toiture, les armoires de climatisation et les systèmes multi-blocs à débit de réfrigérant variable (DRV). En accord avec les pratiques de dimensionnement en Europe, nous optons pour un ratio de puissance frigorifique par unité de surface climatisée égal à 120 W/m^2 pour la climatisation centralisée. Pour les climatiseurs individuels de moins de douze kilowatts frigorifiques, nous faisons l'hypothèse « arbitraire » de 240 W/m^2. Ce ratio élevé traduit le surdimensionnement important et parfois arbitraire de ces appareils. En effet, l'utilisateur recherche une solution de confort et donc une réponse rapide aux besoins de froid, l'installateur a intérêt à vendre une puissance plus importante et les climatiseurs individuels sont fabriqués en série, et seules quelques puissances sont disponibles (effet de gammes).

Les puissances frigorifiques nominales moyennes sont issues des statistiques de ventes pour chaque pays. D'importantes variations existent d'un pays à l'autre pour un même produit ce qui témoigne de conceptions et de choix d'équipements de climatisation différents. Ces informations sont récapitulées dans le Tableau 5.

		IT	**ESP**	**FR**	**ALL**	**RU**
Puissance frigorifique moyenne (kW)	Multi-blocs	13	24	22	23	17
	GPEG	71	130	110	140	231
	Armoire de climatisation	51	30	30	30	30
	Unité de toiture	51	40	40	40	40
	Multi-blocs DRV	22	20	20	20	20
	Clim. centralisée	60	96	66	66	60
	Clim. individuelle (<12kW)	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
	Climatisation moyenne	8	21	11	13	10

Tableau 5. Puissances frigorifiques nominales moyennes par type d'appareil

A tout moment, nous sommes en mesure avec cette méthode de transformer des surfaces climatisées par chaque type d'appareil en nombre d'appareils et vice-versa.

4.3.3. Calcul du parc de surfaces climatisées

Nous faisons l'hypothèse ici que la durée de vie moyenne des appareils est de quinze ans pour tous les équipements exceptés les groupes de production d'eau glacée dont l'espérance de vie s'élève à vingt-cinq ans. La somme des marchés des années n-26 à n-1 pour les GPEG et n-16 à n-1 pour les autres appareils permet de connaître le parc de surfaces climatisées à l'année n. Ce stock d'équipement peut être installé dans des bâtiments de plus de quinze ans qui subissent d'importantes réhabilitations tous les trente ans environ. On ne considèrera alors pas les surfaces correspondant à des standards antérieurs à 1975.

4.3.4. Projections jusqu'à l'horizon 2020 : le modèle de saturation du parc

Projection du marché de la climatisation individuelle

Les climatiseurs individuels (RAC) du secteur résidentiel font exception aux règles précédentes. Les projections sont calculées à partir du taux de pénétration des climatiseurs individuels dans les ménages français. La croissance du stock des logements individuels a été prise en compte. Les chiffres globaux de l'étude EERAC [ADNO99] ont été conservés et intégrés aux résultats obtenus pour les autres équipements de climatisation, décrits ci-après. Les prévisions sont basées sur celles du marché italien, fournie par l'association des professionnels italiens du froid et du conditionnement d'air[1], transposée à la France.

Projection du marché de la climatisation centralisée

Afin de modéliser le parc de surfaces climatisées après 2000, nous faisons l'hypothèse que la répartition des systèmes dans le marché (et par conséquent celle des secteurs d'activité des bâtiments) était fixe.

Nous disposons désormais du parc des surfaces climatisées jusqu'à l'année 2000, noté SC(n) et le marché jusqu'à la même année noté MC(n). Soit S(n) la surface totale construite hors résidentiel à l'année n et qui est susceptible d'être climatisée c'est-à-dire qu'elle ne prend pas non plus en compte les surfaces industrielles. L'évolution des surfaces climatisées SC(n) est donnée par la loi suivante :

$$SC(n)=SC(2000).L_1(n).\frac{L_2(n)}{L_2(2000)} \qquad \forall\ n > 2000$$

Le terme L_1 représente alors l'indice de croissance de la surface totale des bâtiments construits dans le secteur tertiaire, cette croissance se caractérisant par un taux k. Nous ferons l'hypothèse que ce taux de croissance est le même pour tous les autres secteurs économiques, résidentiel excepté. L'indice L_1 s'applique donc à la surface totale construite dans tous ces secteurs économiques S.

$$L_1(n-2000)=(1+k)^{n-2000} \qquad \forall\ n > 2000$$

Le terme L_2 représente en fait le taux de pénétration de la climatisation exprimé à l'année n comme le rapport des surfaces climatisées SC(n) au total des surfaces construites S(n) que nous considérons intégralement chauffée pour le secteur tertiaire. Nous considérons que ce taux de pénétration est une fonction logistique classique dont la relation de récurrence est la suivante :

$$L_2(n+1)-L_2(n)=A.L_2(n)\left(1-\frac{L_2(n)}{L_2(\infty)}\right) \qquad \forall\ n > 2000$$

Le taux de pénétration L_2 de la climatisation va alors croître linéairement au début du fait du paramètre A. A l'approche de la limite appelée « saturation » et caractérisée par un taux de pénétration final $L_2(\infty)$, la croissance commence à ralentir. Le taux de pénétration final ou à saturation représente alors la sensibilité du marché de la climatisation au climat. En

[1] Associazione Italiana Condizionamento dell'Aria Riscaldamenta Refrigerazione (AICARR) http://www.aicarr.it/

considérant des pays de niveau de développement équivalent, plus la température moyenne et/ou l'humidité est élevée, plus $L_2(\infty)$ sera grand.

Le terme $L_2(n+1) - L_2(n)$ représente finalement le gain en taux de pénétration d'une année à l'autre. Il prend en compte d'une part les surfaces nouvellement climatisées durant l'année n et celles dont l'installation de climatisation requiert une rénovation après quinze (ou vingt-cinq pour les GPEG) années d'exploitation. Il représente alors une sorte de « flux adimensionnel » traduisant la différence entre les marchés des années n et n-15 (ou n-25 pour les GPEG) divisée par le parc de surfaces climatisées SC(n) de l'année n.

Paramétrage du modèle de saturation du parc

Le marché de la climatisation aux Etats-Unis est déjà très mûr voire quasiment saturé. L'analyse du marché en 2000 nous a permis d'extraire deux situations extrêmes associées chacune à une zone climatique. La zone nord est caractérisée en 2000 par un taux de pénétration de la climatisation de 30 % environ tandis qu'il s'établit à 70 % pour la zone sud. Par analogie, nous considérerons que les taux de pénétration finals $L_2(\infty)$ de la climatisation respectivement des pays du nord (Pays Scandinaves, Allemagne, Royaume-Uni etc…) et des pays du sud (Portugal, Espagne, Grèce, Italie etc…) de l'Europe seront les mêmes que ceux des Etats-Unis en 2000. Compte tenu de la diversité des climats en France, nous avons utilisé une situation intermédiaire caractérisée par un taux de pénétration final à 50 % (Tableau 6). Par analogie à la croissance du marché américain, la saturation en Europe est attendue en 2030.

	IT	**ESP**	**FR**	**ALL**	**RU**
Taux de pénétration final $L_2(\infty)$ (%)	70 %	70 %	50 %	30 %	30 %
Croissance moyenne des constructions k (%)	0,6 %	2,3 %	1,4 %	0,6 %	0,6 %
Surface construite « climatisable » S ($.10^6$ m²)	631	432	641	900	646

Tableau 6. Caractéristiques du modèle de croissance du parc de surfaces climatisées

La valeur du paramètre A (A=0,16) a été déterminée pour la France afin d'approcher la saturation à moins de 0,5 % en 2030 et a été utilisée pour les autres pays. La croissance moyenne des surfaces construites est issue de l'étude SAMELEC. Les surfaces construites ont été recueillies auprès des pays participants au projet EECCAC. Ses chiffres prennent en compte la totalité des surfaces susceptibles d'être climatisées soit les bâtiments de tout usage excepté industriel.

Résultats de la projection du parc à l'horizon 2020

La projection du parc grâce au modèle de saturation présente une forte croissance des surfaces climatisées dans chaque pays comme prévu par la fonction logistique. Plus précisément, la croissance déjà entamée en 1980 se poursuit fortement dans chaque pays jusqu'en 2015, moment à partir duquel la saturation commence à se faire sentir (Figure 20).

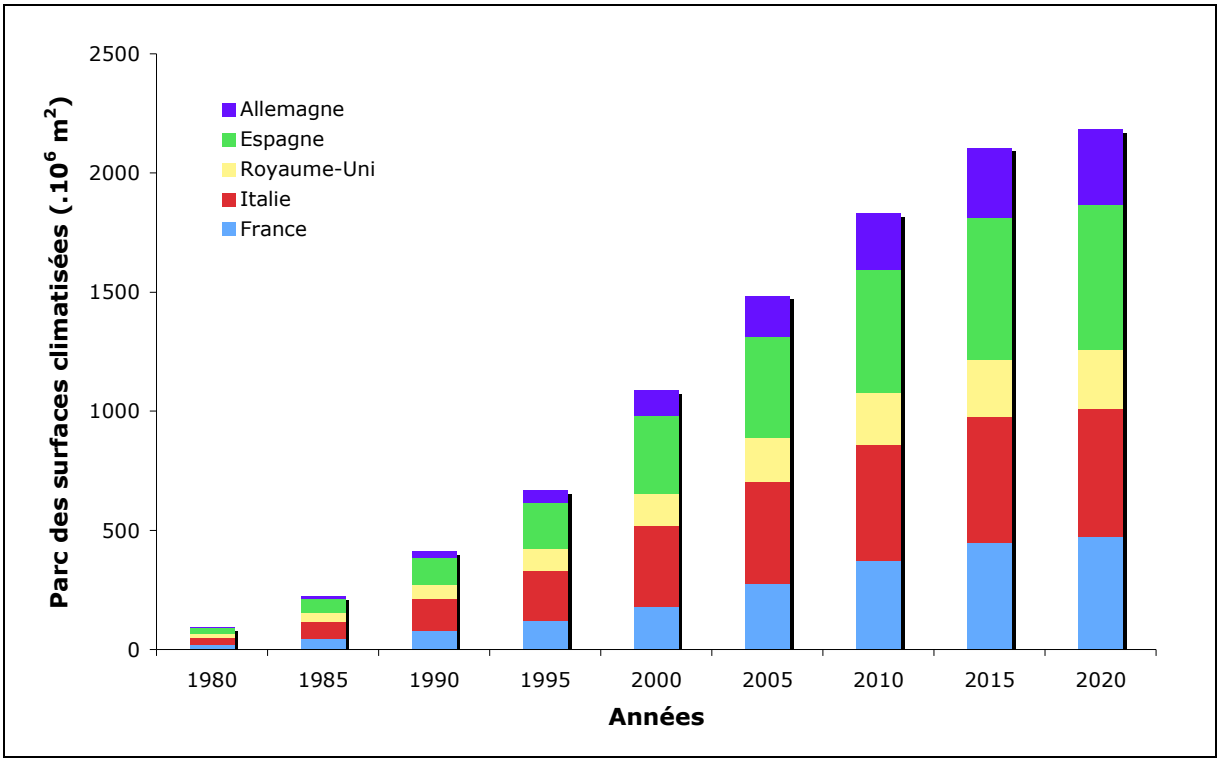


Figure 20. Projection du parc de surfaces climatisées à l'horizon 2020

4.4. Chiffrage du marché et du potentiel de l'audit en climatisation

4.4.1. Projections du marché en termes de surfaces climatisées

Un audit n'est pas obligatoire. Il est susceptible d'intervenir à n'importe quel moment du cycle de vie du système de climatisation mais plus vraisemblablement avant toute première installation et/ou toute rénovation. Nous ne retiendrons donc que ces deux occasions. Le marché de l'audit n'est donc pas facilement ni précisément estimable. Il est toutefois possible d'en évaluer le marché maximal potentiel.

Nous avons pour cela besoin de connaître les marchés annuels de rénovation et de première installation de la climatisation dans un bâtiment. En effet, l'audit est primordial dans le but de dimensionner et concevoir l'installation. Dans le cas d'un renouvellement, le maître d'ouvrage dispose d'une expérience dans le domaine et dispose des consommations de son ancienne installation comme référence et pourra être davantage tenté par un audit énergétique complet (enveloppe + équipements + comportement).

Le modèle précédent de saturation du stock (2005, 2010, 2015, 2020) permet d'en déduire les marchés moyens par période de cinq ans. Comme le parc des surfaces climatisées stagne dès lors qu'on approche la saturation, le marché subit un ralentissement en conséquence (Figure 21).

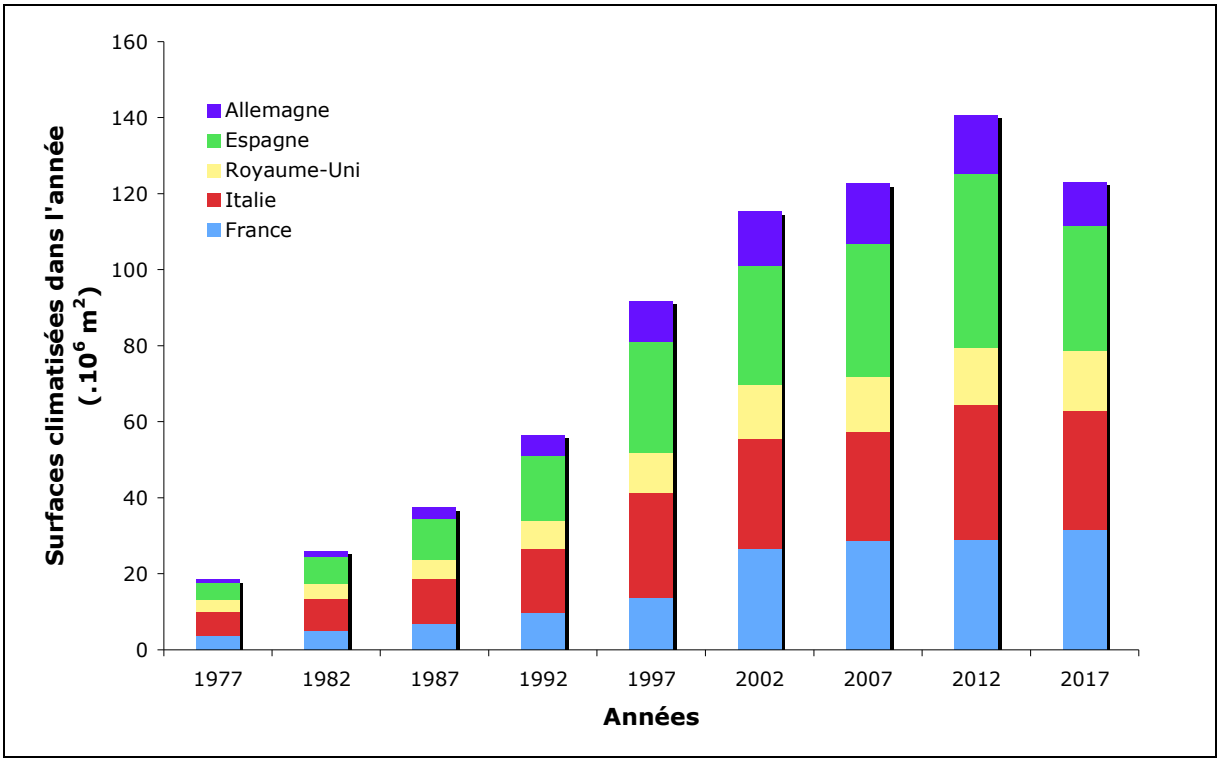


Figure 21. Extrapolation du marché total des surfaces climatisées à l'horizon 2020

En reprenant l'hypothèse d'une durée moyenne de vie de quinze ans pour tous les appareils exceptés les GPEG dont la durée de vie s'étend à vingt-cinq ans, il est désormais possible de connaître les marchés de la climatisation en termes de « renouvellement de surfaces déjà climatisées » et de « climatisation de nouvelles surfaces » par simple différence des marchés aux années n et n-15 (n-25 pour les GPEG). L'approche de la saturation a pour conséquence de déplacer le marché du neuf vers le renouvellement. Les résultats sont donnés par la Figure 22.

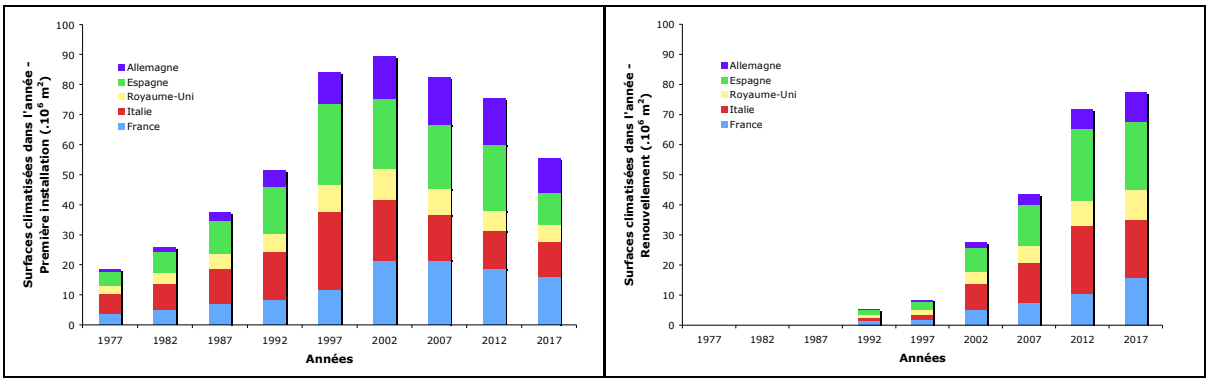


Figure 22. Marchés de la climatisation en surfaces climatisées à l'horizon 2020 (première installation à gauche, renouvellement d'une installation existante à droite)

4.4.2. Déduction des marchés en nombre d'appareils

Afin d'évaluer le marché de l'audit, il est nécessaire de revenir d'abord à des données par équipement car les données surfaciques ne sont pas exploitables. Nous appliquons donc la méthode présentée au paragraphe 4.3.2. Les résultats sont donnés par la Figure 23.

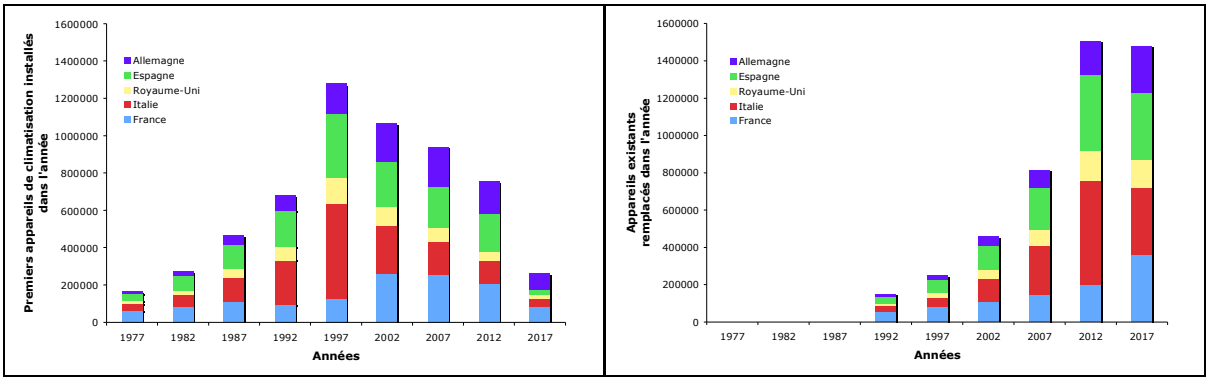


Figure 23. Marchés de la climatisation en nombre d'appareils à l'horizon 2020 (première installation à gauche, renouvellement d'une installation existante à droite)

Ces figures ont une toute autre forme que celles exprimées en termes de surfaces climatisées. Ceci s'explique par le fait que la répartition des équipements dans chaque pays est différente et que les climatiseurs individuels doivent être plus nombreux pour traiter une surface équivalente climatisée de façon centralisée.

4.4.3. Hypothèses sur le nombre de bâtiments climatisés

Il nous faut de plus des données sur le nombre moyen d'appareils de climatisation dans chaque bâtiment. Nous ferons l'hypothèse qu'un bâtiment est muni exclusivement soit de climatiseurs individuels soit de systèmes centralisés de climatisation mais jamais d'une combinaison des deux.

Le nombre de climatiseurs individuels par bâtiment a été estimé, indépendamment de l'Etat-Membre, en considérant qu'au-delà de douze kilowatts, soient trois climatiseurs individuels environ, un maître d'ouvrage opterait pour une installation centralisée plutôt que de les multiplier à outrance. En pratique, les maîtres d'ouvrage commencent souvent par climatiser un bâtiment localement par des petits climatiseurs individuels. Dès que leur concentration devient trop importante, ils sont remplacés par un système centralisé.

On s'attend naturellement à n'avoir qu'une seule installation centralisée par bâtiment. Malgré le qualificatif « centralisé », ce n'est pas systématiquement le cas du fait de la division en zones qui nécessite parfois plusieurs installations. En effet, le bâtiment peut d'abord avoir fait l'objet d'un agrandissement ou de travaux de climatisation en plusieurs phases imposant le recours à plusieurs installations centralisées. Ensuite, les maîtres d'ouvrage s'orientent vers davantage de flexibilité et l'utilisation de plusieurs systèmes permet d'optimiser la maintenance en cas de panne et de ne pas bloquer l'ensemble du process.

Une étude Bâtim-Etude sur la climatisation dans le bâtiment en France chiffrait à 2,9 le nombre moyen d'unités de toiture par bâtiment, à 1 le nombre de GPEG et à 3,1 celui des multi-blocs DRV. Afin que ces chiffres soient les plus représentatifs possibles, nous en avons calculé, pour chaque Etat-Membre, une moyenne pondérée par les surfaces climatisées par chaque type de système (Tableau 7).

Les maisons sont majoritairement munies d'un seul climatiseur individuel de puissance frigorifique inférieure à douze kilowatts et n'entrent alors pas dans le cadre de l'inspection périodique. Il se peut cependant que plusieurs appartements d'un immeuble soient chacun équipés d'un climatiseur individuel dépassant ainsi la limite des douze kilowatts. Un tel bâtiment devrait en toute logique être inspecté. Conscients de fausser l'estimation des

marchés de l'inspection et de l'audit en ne prenant pas en compte l'ensemble des bâtiments, nous considérerons cependant que le secteur résidentiel (22 % des climatiseurs individuels) ne sera ni inspecté ni audité pour des raisons de facilité.

	IT	ESP	FR	ALL	RU
Parc climatisé par GPEG en 2000 (10^6 m²)	220,53	165,89	111,85	64,52	80,80
Parc climatisé par multi-blocs DRV en 2000 (10^6 m²)	0,85	2,06	1,33	0,65	4,52
Parc climatisé par unités de toiture en 2000 (10^6 m²)	2,94	37,81	4,74	0,26	7,98
Nombre moyen d'installations centralisées par bâtiment	1,03	1,37	1,10	1,03	1,26

Tableau 7. Nombre moyen d'installations centralisées par bâtiment

4.4.4. Déduction du marché de l'audit des bâtiments climatisés

Dans l'estimation du marché de l'audit en climatisation, nous séparerons ici les bâtiments équipés de climatiseurs individuels (RAC) et ceux munis d'une climatisation centralisée (CAC). L'expérience prouve en effet que l'analyse précédant l'installation d'un système de climatisation n'est pas du même niveau lorsqu'on a affaire à une installation centralisée ou quelques climatiseurs individuels. A la limite, ces derniers ne font même pas l'objet d'un audit préalable.

Le marché de l'audit des bâtiments équipés de climatiseurs individuels est difficilement chiffrable car l'hypothèse du nombre d'appareils par bâtiment paraît sous-estimé et donc pas en mesure de refléter la réalité. Nous obtiendrons toutefois une estimation « plafond » du nombre d'audits. En revanche, l'hypothèse du nombre d'installation de climatisation centralisée par bâtiment, beaucoup plus réaliste car basée sur une étude statistique, permet d'évaluer avec davantage de précision ce que sera le marché de l'audit dans ce cas (Tableau 8).

		2007		2012		2017	
		RAC	**CAC**	**RAC**	**CAC**	**RAC**	**CAC**
Italie	**Neuf**	40300	21100	26100	18600	7300	18700
	Remplacement	62800	17200	137700	22300	87300	25400
Espagne	**Neuf**	49300	20800	45400	20900	5000	7600
	Remplacement	53500	15700	94500	30700	86100	25000
France	**Neuf**	60000	21400	48600	18600	16300	15800
	Remplacement	36900	6700	49000	12200	89100	14600
Allemagne	**Neuf**	52200	12100	41500	11900	20200	9100
	Remplacement	24000	2200	46400	4600	63000	6600
Royaume-Uni	**Neuf**	17700	6900	11600	4800	3800	3100
	Remplacement	20400	6100	39400	9900	34300	11400

Tableau 8. Evolution du marché annuel de l'audit des bâtiments climatisés

4.5. L'audit : réponse adaptée à tous les problèmes ?

4.5.1. Mise en œuvre de la procédure d'audit

Un audit énergétique est une étude technico-économique permettant de déterminer quelle action ou combinaison d'actions – réglage, investissement dans des appareils annexes, rénovation, remplacement – sur un ou plusieurs équipements de l'installation étudiés sont envisageables et surtout rentables en tenant compte des contraintes imposées par le maître d'ouvrage. Il s'effectue généralement en plusieurs étapes afin de permettre des voies de sortie lorsque les résultats ne sont pas concluants :

- Étude de faisabilité[1] ou pré-audit : premier contact avec le maître d'ouvrage pour cerner ses besoins consistant en une rapide visite du site pour évaluer grossièrement le potentiel, juger de la faisabilité technique et de la rentabilité d'un projet. Cette étape dure généralement moins d'une journée.
- Audit[2] technique : analyse détaillée de l'état et des performances actuelles du système nécessitant une collecte d'informations (besoins et contraintes, données techniques, factures, etc…), des contrôles (fonctionnement, défauts, normes et réglementations etc…), des mesures (consommations, rendement etc…) et/ou des simulations. Cette phase permet de définir les solutions techniques les mieux adaptées, leurs potentiels d'économies d'énergie et d'évaluer grossièrement la rentabilité du projet. Plusieurs jours d'intervention sont généralement nécessaires pour la campagne de mesures mais la durée précise dépend étroitement du site.
- Audit avant investissement (ou audit avant travaux) : l'objectif est ici de chiffrer et de justifier précisément, par une analyse coûts/bénéfices complète, l'investissement nécessaire à la mise en œuvre des solutions techniques retenues.

Les conclusions d'un audit doivent être fiables techniquement et économiquement afin que le maître d'ouvrage ait toutes les cartes en main pour prendre les meilleures décisions. La procédure est donc coûteuse puisqu'elle requiert de la métrologie de précision afin d'accroître l'exactitude des informations et nécessite du temps pour que les mesures soient suffisamment représentatives de l'exploitation réelle. La procédure se limite souvent à l'étude de faisabilité pour les plus petites installations mais il est fortement conseillé de l'appliquer dans son intégralité pour tout projet technique d'envergure. Ces trois phases deviennent même indispensables pour un prestataire qui propose une garantie de résultat sur les économies d'énergie engendrées, ceci afin de mieux bâtir le contrat et de se prémunir contre le risque d'éventuelles pénalités financières.

4.5.2. Les limites de l'audit énergétique dans ce contexte

En l'état actuel de croissance du marché de la climatisation, il est impossible d'effectuer un audit énergétique digne de ce nom à l'ensemble des bâtiments. En effet, lorsqu'il est effectué dans les règles de l'art, il est très coûteux du fait de la métrologie, de l'expertise technique, du temps nécessaire à la mise en place des appareils de mesure, à l'acquisition des données et au dépouillement des informations. Il est donc vraiment adapté aux importantes installations. Les plus petites doivent se contenter d'une analyse plus légère voire superficielle menant simplement au remplacement d'un équipement certes par un plus efficace mais parfois sans corriger les erreurs initiales de conception et de dimensionnement et surtout sans proposer de nouvelle solution à même de réduire vraiment les consommations. Quelle que soit la taille de

[1] La typologie de l'ADEME retient le terme de « pré-diagnostic énergétique »
[2] La typologie de l'ADEME retient les termes « diagnostic énergétique » ou « étude technique énergétique »

l'installation, ce phénomène est amplifié lorsque l'audit intervient après une panne car les auditeurs ont tendance à se focaliser et à ne résoudre que le défaut visé.

L'audit est effectivement partial, orienté et incomplet puisque effectué par des acteurs (constructeur, installateur, BET, ESCO, exploitant/mainteneur, fournisseur d'énergie) pas vraiment objectifs et parfois intéressés par autre chose que les économies d'énergie. Un fournisseur d'énergie ne peut pas être totalement intéressé par la baisse des consommations de ses clients. Un constructeur cherche à placer ses équipements sans forcément tenir compte des besoins réels du maître d'ouvrage. Un installateur privilégie certains fabricants ou produits et peut avoir « la main lourde » sur le dimensionnement, comme le constructeur, pour maximiser sa marge. Plus général, tous les acteurs peuvent attirer l'attention sur certains problèmes auxquels ils peuvent apporter une solution technique, intellectuelle ou financière tout en délaissant les autres. Seules les agences peuvent réellement se targuer de fournir des prestations vraiment exhaustives même si les solutions proposées prouvent parfois une orientation davantage écologique qu'économiquement rationnelle.

De plus, l'audit est certes en mesure de détecter les pratiques parfois irrationnelles des maîtres d'ouvrage et des occupants mais ne propose pas une solution totalement satisfaisante au problème. En effet, dans le meilleur des cas la solution proposée, basée sur des outils de régulation et de gestion, limite l'influence des occupants. Cette limitation reste partielle car le maître d'ouvrage reste le seul à décider des réglages. Dans le même esprit, le manque de maintenance est souvent flagrant mais ne peut être résolu simplement en installant de la métrologie pour suivre les performances, encore moins en changeant les équipements endommagés. La solution réside davantage dans l'inculcation et le rappel régulier aux utilisateurs et maîtres d'ouvrage des bonnes pratiques qui sinon se perdent rapidement.

Enfin, l'audit énergétique précède généralement des travaux afin d'en déterminer les coûts et bénéfices pour le maître d'ouvrage. Il intervient donc rarement en pleine période d'exploitation mais plutôt en amont pour justifier la construction d'une nouvelle installation ou avant un renouvellement. Ce n'est donc pas un outil de suivi. Le caractère facultatif de l'audit ainsi que de la mise en œuvre des actions préconisées ne permet pas d'en faire une solution adaptée aux problèmes d'exploitation et de maintenance notamment. L'augmentation de l'efficacité énergétique des installations de climatisation passe nécessairement par d'autres mesures.

5. Introduction d'un nouvel outil de suivi : l'inspection périodique

5.1. Fondements de l'inspection périodique

5.1.1. D'importants besoins en exploitation et maintenance

Au-delà de la conception, en climatisation comme en chauffage, plusieurs pièces sont contraintes thermiquement d'une part, mécaniquement d'autre part et également soumises à des dépôts divers (encrassement, calcaire, rouille). Les dégradations qui s'en suivent requièrent une maintenance importante et régulière au risque de voir les performances diminuer fortement. Ces équipements sont également très sensibles aux réglages et requièrent donc une exploitation efficace pour maintenir les performances initiales sur l'ensemble de la période d'exploitation.

Les défauts courants des appareils de climatisation

La littérature nous permet de localiser les principales faiblesses des machines frigorifiques, notamment les unités de toiture [BREU98] (Tableau 9) et les GPEG [COMS02] (Figure 24 et Figure 25).

Causes for "No Air Conditioning" Service Call	% Total Occurrences	General Classification of Faults	% Total Occurrences
Controls error	21%	Compressor	24%
Electrical problem	20%	Controls	10%
Refrigerant leak	12%	Condenser	9%
Condenser	7%	Electrical	7%
Air handling	7%	Evaporator	6%
Evaporator	6%	New installation	6%
Compressor	5%	Air handling	5%
Cooling water loop	4%	Refrigerant leak	5%
Plugged filters	2%	Installation/start-up	4%
Personnel error	2%	Cooling water loop	4%
Expansion device	2%	Fan belt	2%
Can't classify	12%	Others	18%

Tableau 9. Répartition en fréquence (gauche) et en coût (droite) des défauts des unités de toiture [BREU98]

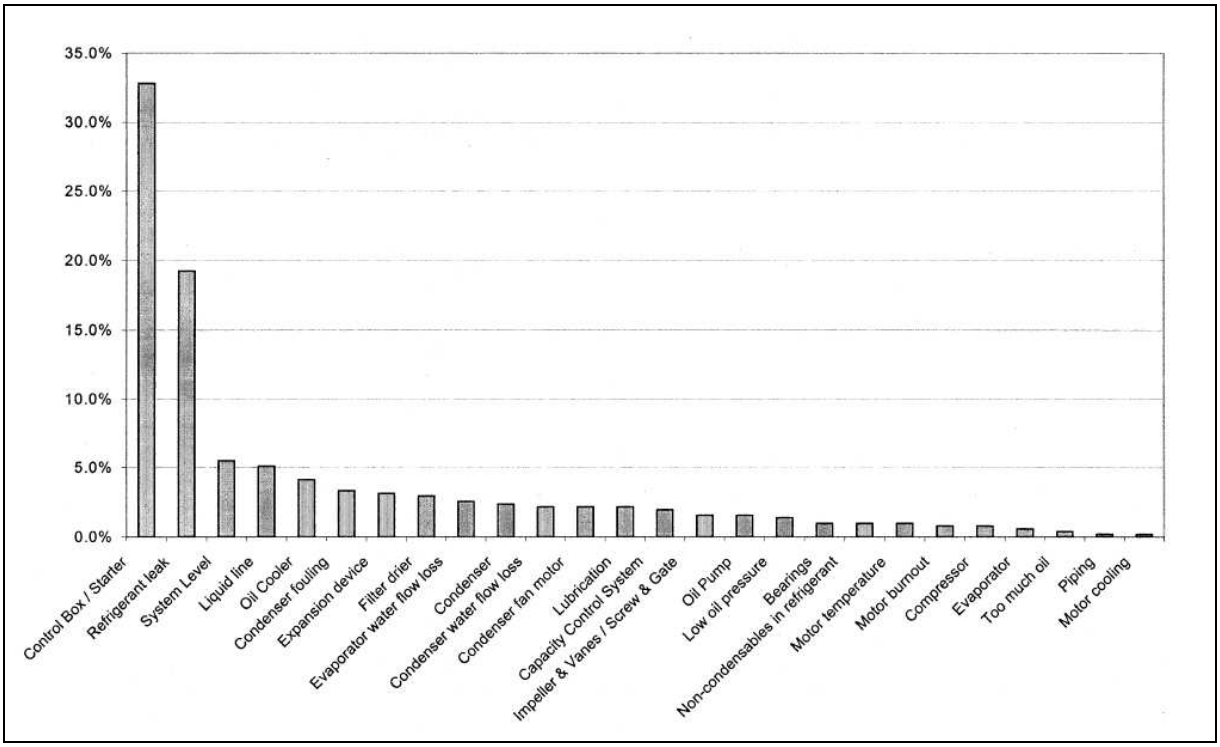


Figure 24. Fréquence des différents défauts sur les GPEG [COMS02]

Les résultats obtenus pour les unités de toiture peuvent logiquement être généralisés aux armoires de climatisation car leur fonctionnent est identique exactement. Les défauts des multi-blocs normaux et DRV restent sensiblement les mêmes car ils appartiennent également à la famille des appareils de climatisation à détente directe. Les seules différences devraient concerner les défauts du traitement de l'air (« air-handling » sur le Tableau 9), plus limités du

fait de la division des débits d'air entre plusieurs évaporateurs, et les fuites de fluide frigorigène, supérieures à cause des travaux de plomberie nécessaires à l'assemblage des systèmes multi-blocs en général.

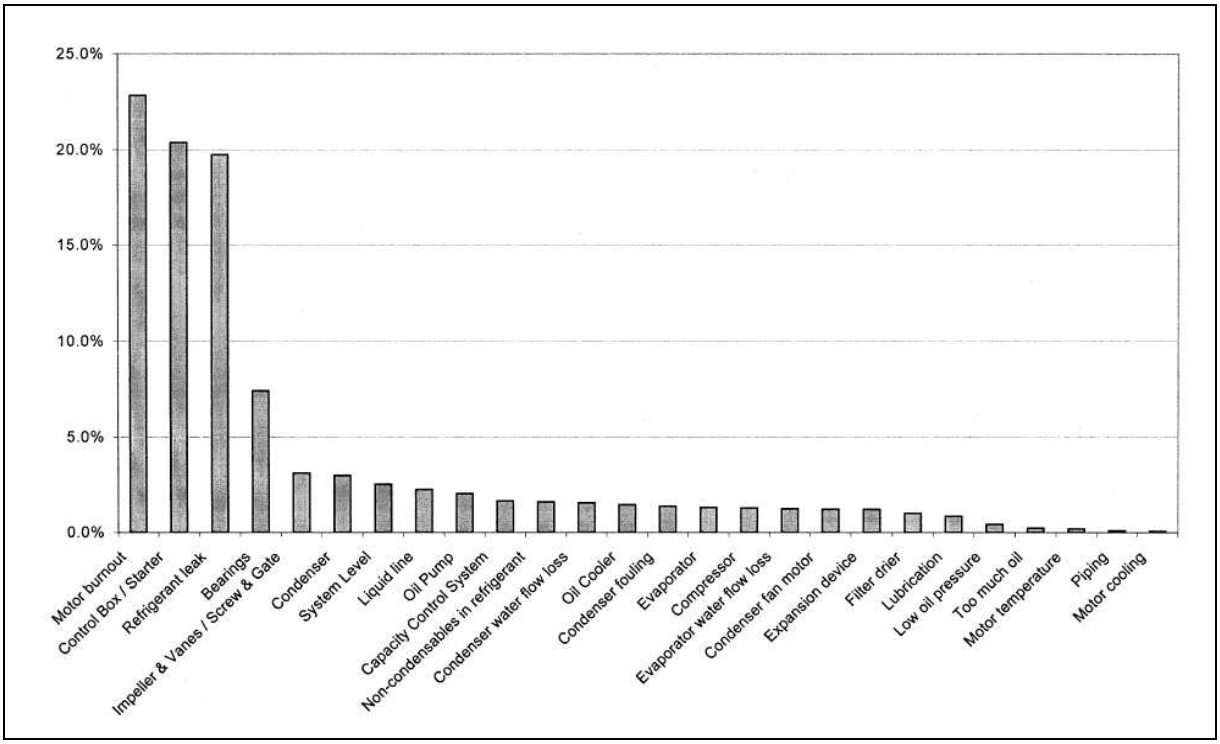


Figure 25. Coûts des différents défauts sur les GPEG [COMS02]

Les principaux problèmes de ces appareils semblent se situer au niveau de la régulation et du circuit de fluide frigorigène régulièrement soumis à des fuites. Parmi les organes principaux, le condenseur est généralement davantage soumis aux problèmes que le compresseur et l'évaporateur. Le détendeur subit des fortunes diverses suivant le type d'appareil étudié. Il fait partie des premières causes de pannes pour les GPEG tandis qu'il semble très fiable sur les unités de toiture. Ces derniers systèmes utilisent majoritairement des détendeurs thermostatiques, très fiables car uniquement mécaniques, tandis que les GPEG intègrent de plus en plus souvent un détendeur électronique peut être davantage soumis aux problèmes. Cette hiérarchie en fréquence est confirmée par une large étude [HALE01] statistique basée sur les données de maintenance des équipements énergétiques (production, distribution, chauffage, ventilation, climatisation) de l'armée américaine.

En termes de coûts de maintenance (pièces et main d'œuvre), la hiérarchie des défauts est globalement la même qu'en termes de fréquence (Figure 26). Le compresseur échappe toutefois à cette règle puisque, bien que très fiable, il n'en reste pas moins coûteux et son changement requiert du temps pour le démontage/remontage avec généralement un tirage au vide préalable. Des variations plus ou moins importantes peuvent être constatées au niveau des fuites de fluide frigorigène (inclus dans « piping » sur la Figure 26) et du système de régulation (« control box » sur la Figure 26)

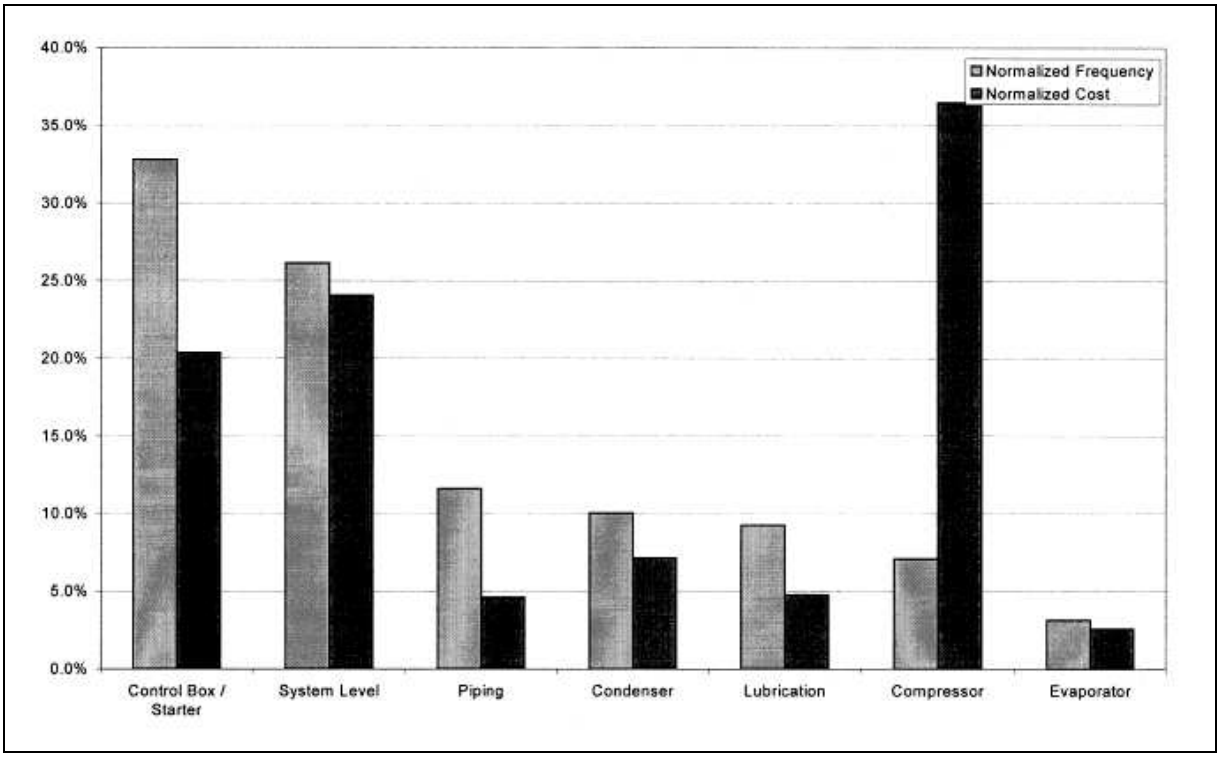


Figure 26. Classification simplifiée en fréquence et en coût des défauts des GPEG

Les principaux postes énergétiques des installations de climatisation

Les unités de toiture et armoires de climatisation sont autonomes et ne requièrent quasiment aucun auxiliaires puisqu'ils peuvent prendre en charge le renouvellement de l'air. Les consommations des unités intérieures des systèmes multi-blocs, lorsqu'elles sont nombreuses, peuvent représenter une part importante de la facture énergétique. Ces systèmes nécessitent toutefois une ventilation indépendante. Généralement les systèmes à détente directe sont refroidis à l'air et n'ont pas besoin d'un système d'extraction de la chaleur du condenseur.

La situation est radicalement différente pour les systèmes « tout-eau » et « tout-air » qui font intervenir un GPEG, des unités locales de traitement (ventilo-convecteurs généralement), une ou plusieurs CTA et parfois une tour de refroidissement. L'ensemble de ces auxiliaires pèsent [KAVA00] de façon importante sur la facture énergétique de la climatisation comme en témoigne la Figure 27. Dans l'optique de réduire les consommations d'énergie de l'installation de climatisation, l'exploitation et la maintenance doivent intégrer l'ensemble des équipements et pas uniquement la machine frigorifique.

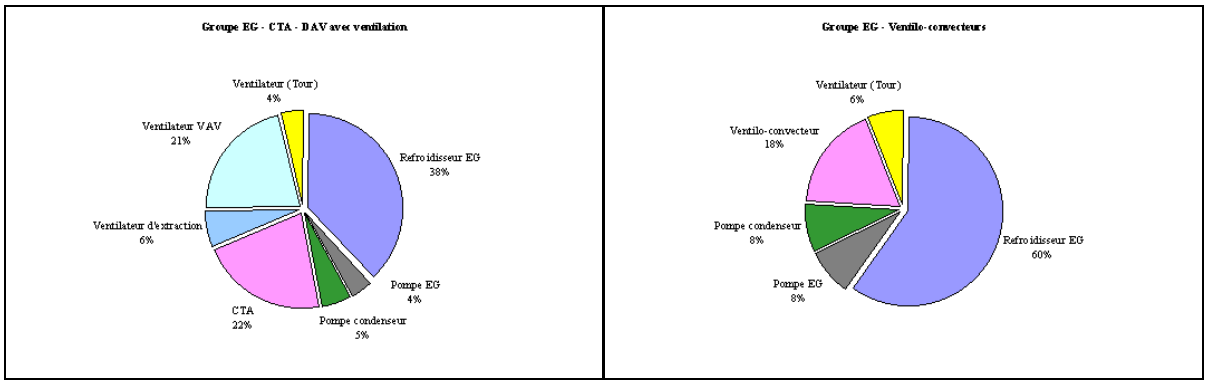


Figure 27. Parts des consommations d'énergie d'un système centralisé de climatisation [KAVA00]

5.1.2. Préalable à un audit énergétique

L'inspection périodique et le diagnostic énergétique du bâtiment peuvent, pour certains maîtres d'ouvrage, constituer leur seul contact avec un expert en énergétique. Ce suivi, même s'il n'est pas fréquent, permet aux maîtres d'ouvrage de prendre conscience des performances de leurs installations et peu les inciter à mieux exploiter leurs équipements énergétiques. Indépendamment de leur contenu, ces deux actions ne se substitueront vraisemblablement jamais à un vrai audit énergétique personnalisé. Cependant, ils peuvent agir sur les maîtres d'ouvrage comme une incitation supplémentaire à faire auditer leur bâtiment.

5.1.3. Contrôler les pratiques du secteur de la climatisation

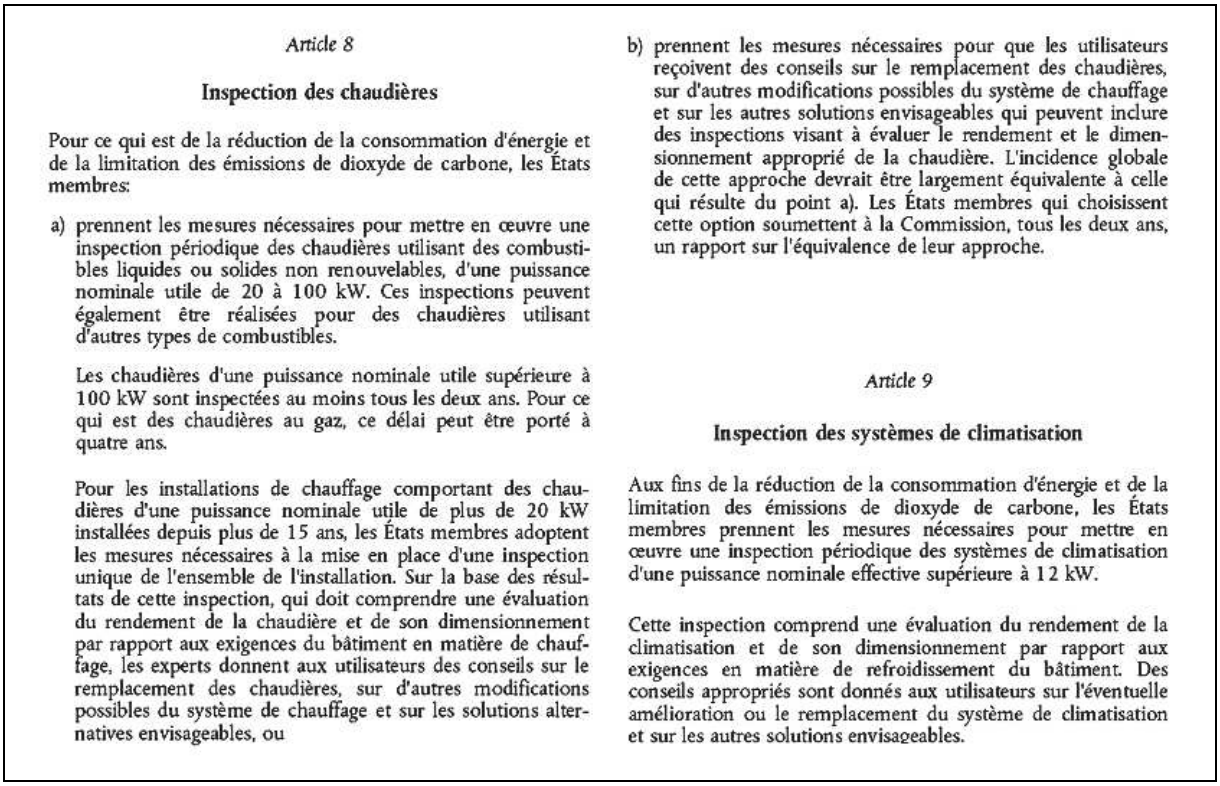
Les climatiseurs individuels destinés au secteur résidentiel sont désormais disponibles en grande distribution sans que les vendeurs aient suivi de formation spécifique. Seul l'étiquetage [DIRA02] des performances énergétiques (Tableau 15) est obligatoire pour les climatiseurs dits « individuels » dont la capacité frigorifique est inférieure à douze kilowatts. L'explosion du marché constitue en outre une aubaine pour des personnes peu qualifiées aux pratiques (conseil, dimensionnement, choix du matériel, installation, service) parfois douteuses. Ces deux changements peuvent avoir à terme des conséquences énergétiques néfastes et des répercussions négatives sur une technologie qui reste cependant porteuse d'économies d'énergie.

Contrairement au chauffage, la climatisation est restée longtemps à l'abri de toute réglementation, notamment en ce qui concerne les rendements et le niveau de confort. Tant que la climatisation s'est restreinte aux usages commerciaux, où la maîtrise des coûts prédomine depuis les chocs pétroliers, l'impact énergétique était limité car les consommations sont « relativement » prévisibles et maîtrisées par les maîtres d'ouvrages. La pénétration de la climatisation dans le secteur résidentiel, où le confort prédomine les coûts, a un impact énergétique moins prévisible à cause des pics de chaleur et difficilement maîtrisable à cette échelle compte tenu de la diversité des performances, des utilisations et des pratiques de maintenance. Sans référence, les pratiques de dimensionnement sont plus aléatoires et la comparaison des performances plus difficile. Il était donc primordial de mieux contrôler et maîtriser l'impact énergétique du développement et du remplacement de ces équipements.

5.2. Mise en œuvre de l'inspection périodique en climatisation

5.2.1. Définition légale de l'inspection périodique

Dans la directive sur la performance énergétique des bâtiments (DPEB) [DIRJ03], ce sont les articles 8 et 9 qui introduisent respectivement l'inspection des chaudières et des systèmes de climatisation (Figure 28). Par « chaudière », la DPEB entend un ensemble corps de chaudière-brûleur destiné à transmettre à l'eau la chaleur libérée par la combustion. La « puissance nominale utile » d'une chaudière est alors la puissance calorifique (en kilowatts) maximale fixée et garantie par le constructeur comme pouvant être fournie en marche continue tout en respectant les rendements utiles annoncés par le constructeur. De même, un « système de climatisation » est une combinaison de toutes les composantes nécessaires pour assurer une forme de traitement de l'air dans laquelle la température est contrôlée ou peut être abaissée, éventuellement en conjugaison avec un contrôle de l'aération, de l'humidité et de la pureté de l'air.



Article 8

Inspection des chaudières

Pour ce qui est de la réduction de la consommation d'énergie et de la limitation des émissions de dioxyde de carbone, les États membres:

a) prennent les mesures nécessaires pour mettre en œuvre une inspection périodique des chaudières utilisant des combustibles liquides ou solides non renouvelables, d'une puissance nominale utile de 20 à 100 kW. Ces inspections peuvent également être réalisées pour des chaudières utilisant d'autres types de combustibles.

Les chaudières d'une puissance nominale utile supérieure à 100 kW sont inspectées au moins tous les deux ans. Pour ce qui est des chaudières au gaz, ce délai peut être porté à quatre ans.

Pour les installations de chauffage comportant des chaudières d'une puissance nominale utile de plus de 20 kW installées depuis plus de 15 ans, les États membres adoptent les mesures nécessaires à la mise en place d'une inspection unique de l'ensemble de l'installation. Sur la base des résultats de cette inspection, qui doit comprendre une évaluation du rendement de la chaudière et de son dimensionnement par rapport aux exigences du bâtiment en matière de chauffage, les experts donnent aux utilisateurs des conseils sur le remplacement des chaudières, sur d'autres modifications possibles du système de chauffage et sur les solutions alternatives envisageables, ou

b) prennent les mesures nécessaires pour que les utilisateurs reçoivent des conseils sur le remplacement des chaudières, sur d'autres modifications possibles du système de chauffage et sur les autres solutions envisageables qui peuvent inclure des inspections visant à évaluer le rendement et le dimensionnement approprié de la chaudière. L'incidence globale de cette approche devrait être largement équivalente à celle qui résulte du point a). Les États membres qui choisissent cette option soumettent à la Commission, tous les deux ans, un rapport sur l'équivalence de leur approche.

Article 9

Inspection des systèmes de climatisation

Aux fins de la réduction de la consommation d'énergie et de la limitation des émissions de dioxyde de carbone, les États membres prennent les mesures nécessaires pour mettre en œuvre une inspection périodique des systèmes de climatisation d'une puissance nominale effective supérieure à 12 kW.

Cette inspection comprend une évaluation du rendement de la climatisation et de son dimensionnement par rapport aux exigences en matière de refroidissement du bâtiment. Des conseils appropriés sont donnés aux utilisateurs sur l'éventuelle amélioration ou le remplacement du système de climatisation et sur les autres solutions envisageables.

Figure 28. Articles 8 et 9 de la DPEB introduisant l'inspection périodique [DIRJ03]

5.2.2. L'inspection périodique : un pré-audit réglementé

L'inspection périodique partage les mêmes fondements que l'audit énergétique en visant à améliorer les performances du bâtiment existant. Une inspection est d'ailleurs une forme de pré-audit dont l'application fait l'objet d'une réglementation par les pouvoirs publics :

- Le cadre d'application ainsi que le contenu de l'analyse sont strictement définis par la loi sous forme de points de contrôles et parfois de valeurs limites, l'expert ne pouvant tenir compte dans son verdict de constatations non imposées
- Elle est obligatoire pour toute installation entrant dans le cadre de la loi et son application effective peut alors faire l'objet de contrôles
- Elle est régulière, sa fréquence est fixée par la loi et donne lieu à un marquage certifiant à quelle date elle a été pratiquée
- Les mesures et les contrôles mis en œuvre ne doivent être intrusifs, encore moins destructifs
- Sa durée ou une valeur maximale peut être spécifiée par la loi, parfois uniquement de manière indicative
- Son coût est réglementé
- Les conclusions d'un expert sont objectives et doivent pouvoir être reproduites par un autre expert, indépendamment de sa qualité

Une inspection est donc plus proche du pré-audit que de l'audit car l'analyse menée n'est ni totalement exhaustive ni vraiment précise du fait notamment de sa focalisation sur un thème précis (comme la sécurité pour le contrôle technique automobile), du nombre souvent élevé d'installations entrant dans le cadre d'application et d'une durée volontairement réduite pour limiter l'indisponibilité éventuelle. Les méthodes d'analyse étant similaires, une inspection ne diffère finalement d'un pré-audit que par son périmètre d'application précis, son caractère obligatoire et régulier et enfin son coût réglementé indépendant du maître d'ouvrage et de l'expert. Enfin, comme le pré-audit, l'inspection sert à informer les maîtres d'ouvrage sur le

potentiel d'économies d'énergie et n'a par conséquent d'intérêt que si ces derniers agissent soit directement lorsque les recommandations sont simples à mettre en œuvre soit indirectement, en passant par un audit, lorsque l'accomplissement du potentiel requiert des investissements importants.

5.2.3. Les différents cadres d'application envisageables

L'objectif de l'étiquetage énergétique est d'écrémer « naturellement » le marché de la climatisation à usage domestique. Au-delà de douze kilowatts de puissance frigorifique, aucune contrainte n'est en revanche imposée sur les performances des installations de climatisation. Pour combler ce manque, le seuil d'application de l'inspection périodique s'est alors naturellement imposé à douze kilowatts alors que les objectifs et les moyens mis en œuvre sont radicalement différents.

L'article 8 concernant les chaudières laisse peu de place à l'incertitude en étant très clair dans ses définitions et dans son cadre d'application. Le cadre d'application qui transparaît de l'article 9 est relativement flou. Sa rédaction reflète clairement les lacunes actuelles dans la connaissance du process de climatisation et surtout le manque de retour d'expérience. En effet, si le terme « système de climatisation » est correctement défini, la « puissance nominale effective », elle, peut être interprétée de différentes manières. Le seuil des douze kilowatts peut alors donner lieu à différents cadres d'application suivant qu'on l'entend par :

- Appareil : seuls les climatiseurs ou groupes frigorifiques dont la puissance frigorifique nominale excède ce seuil font l'objet d'une inspection
- Zone climatique thermo-régulée : tous les appareils, quelles que soient leurs puissances frigorifiques respectives, traitant une même zone thermo-régulée par un système commun à tous les appareils font l'objet d'une inspection lorsque la puissance frigorifique totale excède le seuil
- Zone climatique : tous les appareils, quelles que soient leurs puissances frigorifiques respectives, traitant une même zone climatique font l'objet d'une inspection lorsque la puissance frigorifique totale excède le seuil
- Bâtiment : tous les appareils, quelles que soient leurs puissances frigorifiques respectives, présents dans un bâtiment font l'objet d'une inspection lorsque la puissance frigorifique totale excède le seuil

La directive cible en outre le bâtiment en tant que structure indépendamment de la notion de propriété ou de gérance qui peuvent être multiple au sein d'un même édifice. Il est donc possible d'appliquer les quatre cadres précédents non plus à un périmètre délimité physiquement par l'enveloppe du bâtiment mais à un périmètre juridique associant une surface à un propriétaire. Ce cadre maximise le nombre d'inspections mais limite fortement le nombre d'appareils à inspecter à chaque visite. Sa force réside dans le ciblage plus précis du propriétaire responsable permettant ainsi d'accélérer l'application des mesures recommandées par l'inspecteur.

Du choix du périmètre découlent d'une part le potentiel d'économies d'énergie réalisable et d'autre part les effectifs d'inspecteurs nécessaires ainsi que leur charge de travail.

5.2.4. Des contraintes imposées par le marché

Les enjeux de l'inspection périodique des installations de climatisation sont importants. Outre les bénéfices en termes d'énergie économisée qu'elle doit entraîner, elle se doit d'être la plus transparente possible vis-à-vis du marché de la climatisation, c'est-à-dire n'y introduire

aucune distorsion. En effet, un cadre d'application non judicieux et/ou une procédure trop longue, trop fréquente et donc trop contraignante et coûteuse pour le maître d'ouvrage pourrait les amener à privilégier les équipements n'entrant pas dans le cadre réglementaire de l'article 9. Si distorsion il y a, elle ne devra se faire que vers les appareils plus efficaces à l'instar de l'étiquetage et non vers une catégorie ou famille de produits spécifiques. Il est donc primordial de tenir compte de ces contraintes lors du développement des procédures d'inspection.

Les législateurs ne pourront pas se permettre d'imposer une inspection qui soit coûteuse au risque de se heurter au refus des maîtres d'ouvrages. En effet, par rapport à un audit « désiré », l'inspection risque d'être davantage « subie » par les maîtres d'ouvrage. Les bénéfices potentiels de l'audit étant plus élevés et davantage garantis, l'inspection aura sûrement des difficultés à convaincre les maîtres d'ouvrage du fait de bénéfices limités réellement visibles uniquement à grande échelle.

Toute réglementation se heurte généralement aux critiques des acteurs du secteur qu'elle vise à réguler. Pour limiter la subjectivité des jugements envers certaines technologies, certains constructeurs et leurs produits ou certains professionnels et leurs pratiques, il a été décidé que l'inspecteur serait indépendant. Les acteurs ne peuvent que bien accueillir une telle mesure qui permettra d'écrémer davantage les produits et les pratiques. Cependant, le personnel indépendant et techniquement capable d'inspecter les installations de climatisation est limité. Les experts en audit énergétique sont peut-être déjà suffisamment occupés ou pas intéressés par cette activité. Former spécifiquement et certifier des inspecteurs supplémentaires nécessite du temps ne présente pas nécessairement les mêmes garanties de qualité.

L'influence sur le marché risque d'être d'autant plus forte que le seuil retenu pour l'inspection sera bas. En effet, les appareils en compétition sont nombreux pour les faibles besoins de puissance frigorifique tandis que le choix se réduit fortement et devient plus spécifique lorsque les besoins sont importants. De même, le nombre de bâtiments soumis à inspection croît lorsque le seuil retenu diminue. Enfin, les professionnels susceptibles de pratiquer une analyse des besoins en amont de l'installation sont d'autant plus nombreux que les besoins de froid sont faibles. En effet, si un plombier-chauffagiste suffit pour dimensionner et installer un multi-blocs dans une maison, il faut prévoir un bureau d'études pour le dimensionnement et une entreprise de travaux pour installer un système centralisé dans un immeuble de bureaux.

5.2.5. Les apports du Comité Européen de Normalisation

Le Comité Européen de Normalisation (CEN) a été mandaté par la Commission Européenne de proposer des méthodes pour faciliter et accélérer la transposition de la DPEB dans les droits nationaux, son application sur le terrain et ainsi aboutir rapidement à des résultats mesurables.

Un cadre d'application très strict

Le cadre retenu par CEN dans la future (en enquête d'utilité publique) norme EN 15240 [CENO05] sur l'inspection est très strict. En effet, la définition retenue de la « puissance nominale effective d'un système de climatisation » semble être la somme des puissances frigorifiques individuelles (nominales et certifiées [CENOM4] comme telles) de tous les appareils de production de froid à usage de climatisation compris dans le bâtiment. Tout bâtiment devra donc être inspecté dès lors que la puissance frigorifique totale installée en son sein atteint douze kilowatts. Le seuil d'inspection n'étant pas fixé par appareil mais par

bâtiment, l'inspection prend même en compte les climatiseurs individuels déjà soumis à l'étiquetage. Le CEN a clairement pris le parti d'élargir au maximum le cadre d'application dans le but de maximiser le potentiel d'économie d'énergie de la mesure. La norme est même très stricte car elle impose une fréquence d'inspection tous les trois ans (parfois tous les deux ans lorsque certaines actions sont imposées) et ce indépendamment de la puissance, de la taille et/ou de la complexité de l'installation.

Une analyse limitée et subjective

Les contraintes de coût et de personnel imposent naturellement une durée et un niveau d'expertise réduits. Conscient de ces difficultés, le CEN a donc logiquement nivelé la « profondeur » de la méthode pour en limiter la durée de mise en œuvre. Relativement superficielle, la procédure est basée essentiellement sur des contrôles visuels, tels que prônés par la méthode du CIBSE[1], et a pour principal objectif de détecter les défauts flagrants de conception, de fonctionnement mais principalement le manque d'entretien sur l'installation. Certains relevés et mesures sont conseillés mais restent essentiellement focalisés sur les paramètres de fonctionnement (pression, température, puissance absorbée) et peu sur les données énergétiques, le but étant de contrôler que l'appareil fonctionne correctement et donc à des performances relativement proches de la normale, moyennant une dégradation normale due à son âge. La faisabilité des relevés est en outre directement conditionnée par l'existence d'une métrologie sur l'installation (compteurs, capteurs).

L'inspection faisant la part belle aux contrôles visuels laisse finalement une place importante à la subjectivité. En l'absence de données de référence, deux inspecteurs analysant la même installation peuvent aboutir à des conclusions divergentes. En effet, juger du niveau de performance d'une installation uniquement par des constatations visuelles reste dans les cordes d'un expert en climatisation mais pas à la portée de n'importe quel inspecteur formé sur le tas.

Une solution inadaptée aux enjeux de la climatisation individuelle

Enfin, que dire du potentiel d'économies d'énergie des climatiseurs individuels ? Il ne fait aucun doute qu'avec le nombre de ces appareils, le moindre pourcent économisé sur chacun d'eux représente énormément à l'échelle de l'Etat-Membre. Cependant, l'inspection ne semble pas être la meilleure solution pour ce type de produit, le potentiel se situant principalement au niveau du circuit de fluide frigorigène sûrement soumis à davantage de fuites du fait d'un suivi plus restreint que sur les installations centralisées d'une part, des utilisateurs qui fixent les consignes d'autre part et enfin des performances nominales de l'appareil. Hormis le premier potentiel, les deux autres peuvent être atteints par des mesures de sensibilisation et une réglementation plus stricte sur les performances des climatiseurs. Plusieurs pays comme les Etats-Unis, le Japon, la Corée ou la Chine par exemple, sont allés beaucoup plus loin que le simple étiquetage en imposant, sur leurs marchés respectifs, des performances énergétiques minimales (« Minimum Energy Performance Standards » ou MEPS) aux climatiseurs [ENCO05].

5.3. Chiffrage du marché et du potentiel de l'inspection périodique

La présente étude se base sur et fait suite à la modélisation du parc de surfaces climatisées présentée au paragraphe 4.3.4.

[1] Chartered Institution of Building Services Engineers (CIBSE), http://www.cibse.org/

5.3.1. Transformation du parc de surfaces climatisées en nombre d'appareils

Contrairement à l'audit qui, même s'il est fortement conseillé reste facultatif, l'inspection est, elle, obligatoire et s'applique à l'ensemble du parc d'équipements éligibles en exploitation. Le nombre annuel d'inspections à réaliser dépend donc de la périodicité imposée. Ce sont l'installation de climatisation et à un degré moindre le bâtiment qui font l'objet de l'analyse. Il nous faut donc repasser le parc de surfaces climatisées sous la forme d'un parc d'appareils de climatisation. Nous appliquons la méthode du paragraphe 4.3.2.

5.3.2. Déduction du marché de l'inspection périodique

Nous reprenons pour l'inspection les mêmes hypothèses que pour l'audit concernant le nombre d'installations par bâtiment (Chapitre 2, Paragraphe 4.4.3) et envisageons la même séparation (Chapitre 2, Paragraphe 4.4.4). Comme préconisé par la future norme EN 15240, l'inspection de l'installation de climatisation d'un même bâtiment aura lieu tous les trois ans. Les bâtiments munis de climatiseurs individuels représentent finalement plus de 75 % des inspections annuelles (Tableau 10).

	2007		**2012**		**2017**	
	RAC	**CAC**	**RAC**	**CAC**	**RAC**	**CAC**
Italie	489100	161300	562900	186300	587100	202100
Espagne	405000	124400	490500	151100	545400	167500
France	311300	89300	405100	119400	477900	141900
Allemagne	239200	44200	322900	60300	384100	72100
Royaume-Uni	161700	53100	191300	62700	205700	68500

Tableau 10. Evolution du marché de l'inspection en climatisation

5.3.3. Moyens humains à mettre en œuvre

Les moyens humains à mettre en œuvre dépendent du choix des pouvoirs publics concernant les personnes habilitées à effectuer l'inspection périodique. S'ils jugent que la procédure nécessite des « experts » en climatisation, les pouvoirs publics pourront faire appels aux bureaux d'études. Ces derniers ne pourront alors pas consacrer toute leur activité à l'inspection des installations de climatisation. En revanche, s'ils optent pour des « inspecteurs » sans expertise particulière mais ayant suivi une formation spécifique, il est possible que ces derniers consacrent tout leur temps à l'inspection périodique. Afin de chiffrer les moyens humains nécessaires (Tableau 11), nous ferons les hypothèses suivantes :

- la durée de l'inspection d'une installation de climatisation est en moyenne d'une journée
- un inspecteur dont l'activité est totalement dévolue à l'inspection périodique est susceptible de réaliser 200 inspections annuelles
- un expert (de bureau d'études par exemple) ayant une activité principale mais consacrant une part importante de cette dernière à l'inspection périodique est en mesure de réaliser 100 inspections annuelles

Si la norme EN 15240 demeurait en l'état, il serait préférable qu'un expert réalise l'inspection car il est plus compétent pour juger qualitativement de fonctionnement et des performances des installations de climatisation d'une part et élargir le champ de l'analyse et ainsi prendre en compte les interactions avec l'enveloppe du bâtiment.

	2007		2012		2017	
	Inspecteurs	**Experts**	**Inspecteurs**	**Experts**	**Inspecteurs**	**Experts**
Italie	3300	6600	3800	7600	3900	7800
Espagne	2600	5200	3200	6400	3600	7200
France	2000	4000	2600	5200	3100	6200
Allemagne	1400	2800	1900	3800	2300	4600
Royaume-Uni	1100	2200	1300	2600	1400	2800

Tableau 11. Evolution des moyens humains nécessaires à l'inspection

5.3.4. Analyse coûts-bénéfices de l'inspection périodique

Le potentiel d'une telle mesure est difficile à évaluer. En effet, il existe un potentiel direct lié à la correction de certains défauts limitant les performances mais également un potentiel indirect lié à l'orientation du maître d'ouvrage vers l'amélioration voire le remplacement de l'installation existante. Le potentiel indirect d'économies d'énergie est difficile à évaluer à priori de par sa variabilité car ce type d'actions dépend du bon vouloir du maître d'ouvrage ainsi que d'autres paramètres (financier, priorité, indisponibilité de l'installation…). Malheureusement, les gains les plus importants sont nécessairement consécutifs à d'importants travaux sur les installations et non à la simple correction de défauts. Nous estimons que le potentiel moyen de l'inspection excèdera difficilement 10 % des consommations. Ces économies seront vraisemblablement atteintes uniquement à la suite de la première inspection car les défauts risquent d'être davantage surveillés après.

Afin d'estimer les coûts et bénéfices de l'inspection périodique pour l'année 2007, nous ferons les hypothèses suivantes :

- Tous les systèmes présentés au paragraphe 5.3.2 sont inspectés
- L'inspection dure en moyenne une journée
- Un expert en climatisation se charge de l'inspection
- Le coût d'une journée « expert » est évalué à 1000 €, en accord avec les pratiques courantes en France (EDF, Bureau Véritas, LM Control)
- Le tarif de l'électricité est compris entre 20 et 60 €/MWh, en accord avec les tarifs moyens actuels des marchés spots en Europe (POWERNEXT, EEX, OMEL, UKPX)
- Les ratios surfaciques de consommation de climatisation sont issus des simulations effectuées dans l'étude EECCAC, en accord avec les valeurs couramment utilisées dans le secteur de la climatisation (25-50 kWh/m²) [CEPR03]
- Le potentiel moyen d'économies d'énergie par inspection est de 10 %

Visiblement, la mesure d'inspection périodique des installations de climatisation ne semble, à première vue, pas rentable (Tableau 12). A l'instar du contrôle technique automobile, coûteux pour le propriétaire d'un véhicule bien entretenu, ce type de réglementation vise à générer des bénéfices à l'échelle nationale et non individuelle. Le potentiel indirect sera également largement supérieur dès que les mauvaises pratiques auront été bannies et que les maîtres d'ouvrage se verront proposer des audits et/ou services énergétiques.

	Surfaces climatisées ($.10^6$ m^2)	Ratio de consommations (kWh/m^2)	Consommations de climatisation (TWh)	Coût des inspections ($.10^6$ €)	Bénéfices potentiels ($.10^6$ €)
Italie	370	50,1	18,6	660	37,2 – 111,6
Espagne	410	81,5	33,4	520	66,8 – 200,4
France	270	32,6	8,8	400	17,6 – 52,8
Allemagne	190	22,8	4,3	280	8,6 – 25,8
Royaume-Uni	170	19,7	3,3	220	6,6 – 19,8

Tableau 12. Coûts et bénéfices de l'inspection périodique de la climatisation en 2007

Réalisme de la mesure

En outre des problèmes financiers engendrés par l'inspection périodique s'ajoutent des problèmes techniques liés à l'application de la mesure sur le terrain. A titre de comparaison, le Danemark s'est lancé dans l'inspection des chaudières en 1997. En 2004, 70 % du stock de chaudières a été inspecté. Le Danemark pense arrêter l'inspection car les professionnels sont convaincus qu'il ne sert à rien de mesurer un rendement tous les dix ans. En effet, bien entretenue, une chaudière peut maintenir un haut niveau de performance pendant vingt ans tandis que mal entretenue, les performances peuvent chuter rapidement après la mise en route. Les mêmes conclusions peuvent s'appliquer à la climatisation.

L'exploitation et la maintenance en continu sont donc des éléments primordiaux dans le fonctionnement de ce type d'appareils car le moindre défaut fait chuter les performances. Il est donc primordial d'en tenir compte lors de l'établissement des procédures d'inspection et d'audit. En effet, il paraît légitime de faire bénéficier les maîtres d'ouvrage d'un régime dérogatoire sur la fréquence d'inspection lorsque ces derniers ont signé un « bon » contrat d'exploitation et de maintenance. Ceci permettrait d'inciter les maîtres d'ouvrage vers davantage de maintenance mais aussi d'alléger le nombre d'inspections annuelles.

5.3.5. Recommandations pour améliorer le potentiel de l'inspection périodique

L'inspection périodique introduite précédemment impose uniquement l'évaluation du dimensionnement et des performances de l'installation de climatisation. L'audit technique analysera vraisemblablement l'installation sans tenir compte des interactions avec l'enveloppe du bâtiment et les utilisateurs. Seul un audit énergétique complet du bâtiment est alors en mesure de maximiser le potentiel d'économie d'énergie. Accroître le potentiel d'économies d'énergie des procédures d'inspection et d'audit requiert de prendre en compte le maximum de paramètres influant sur les performances énergétiques. Les sept points susceptibles d'être optimisés sont décrits ci dessous.

Réduire les charges thermiques de climatisation

Un système ne pourra être qualifié d'efficace si les apports « externes » et « internes » de chaleur ne sont pas optimisés. Les apports « externes » par infiltration d'air, par rayonnement à travers les vitrages et par conduction à travers l'enveloppe doivent donc être minimisés. Ce dernier cas est un peu problématique car un bâtiment moins bien isolé évacue plus facilement le surplus de chaleur lors des périodes d'inoccupation. L'éclairage et plus généralement tous les appareils électriques, l'occupation et le renouvellement de l'air associé constituent des apports « internes » de chaleur à compenser. Ces charges thermiques augmentent d'autant plus que les rendements sont faibles et l'utilisation mal optimisée. Comme ils conditionnent le dimensionnement de l'installation autant qu'ils influent sur son niveau de fonctionnement en exploitation, il semble pertinent de les prendre en compte dans l'analyse.

Dimensionner l'installation au plus près des besoins

Un grand nombre d'équipements utilisés en conditionnement d'air tels que les pompes, ventilateurs et surtout les groupes frigorifiques voient leurs performances énergétiques varier plus ou moins fortement avec leurs points de fonctionnement. Dimensionner tous les équipements sur le point de fonctionnement le plus représentatif de l'exploitation est efficace du point de vue des consommations d'énergie, mais l'est nettement moins en termes de confort puisque l'installation de climatisation sera dans l'incapacité de l'assurer durant un « pic » de charges thermiques. Une installation est donc généralement dimensionnée pour satisfaire, parfois largement, les besoins maximaux de froid, soit quelques heures dans l'année, et fonctionne alors à charge partielle soit à rendement réduit le reste du temps. Le dimensionnement adéquat d'un équipement doit donc faire en sorte qu'il fonctionne le plus longtemps possible au plus près du régime pour lequel son rendement est maximal. C'est pourquoi il semble également inévitable, dans le cadre de l'analyse des performances, de prêter une attention particulière aux méthodes de dimensionnement aussi bien des groupes frigorifiques que des auxiliaires.

Accroître l'efficacité énergétique de l'installation de climatisation

Une installation ne peut être performante sans équipement efficace. Le rendement en exploitation d'un appareil est la conjonction de deux facteurs: son efficacité intrinsèque et son dimensionnement par rapport aux besoins réels. Le rendement global en exploitation d'une installation reste quoi qu'il en soit borné supérieurement par les rendements intrinsèques maximaux de chaque équipement qu'elle intègre. Le choix d'appareils efficaces est donc primordial.

Adapter en temps réel la fourniture aux besoins de froid

Un dimensionnement optimal passe d'abord par une évaluation précise des besoins de froid et de leurs variations avec le temps. Ensuite, il est primordial de bâtir l'installation de climatisation avec le maximum de flexibilité possible afin qu'elle tolère des variations dans les besoins tout en minimisant les surconsommations engendrées. Par exemple, il est souvent préférable d'utiliser plusieurs climatiseurs de puissance frigorifique réduite fonctionnant en cascade plutôt qu'un seul et unique appareil très puissant. Comme c'est le rôle du système de contrôle-commande – métrologie, régulateurs, actionneurs – d'adapter la fourniture frigorifique de l'installation aux charges thermiques fluctuantes du bâtiment, son analyse est inévitable.

Ajuster les périodes de fonctionnement à l'occupation

La puissance frigorifique fournie ne représente qu'une composante des consommations de froid, la seconde étant la durée de la fourniture. Une gestion optimale ne devrait autoriser une installation de climatisation à fonctionner que lorsque d'une part les besoins de froid sont non nuls et d'autre part lorsque le bâtiment ou la zone est occupé. La première condition est assurée par le système de régulation qui détermine le niveau de fourniture nécessaire au confort. Or il peut arriver que les besoins de froid soient non nuls lorsque le bâtiment est inoccupé à cause de l'inertie thermique si bien que la climatisation fonctionne inutilement. Un système de régulation, un tant soit peu évolué, propose certaines options pour gérer les plages de fonctionnement, encore faut-il qu'elles soient implémentées effectivement et correctement. La gestion des périodes de fonctionnement est essentielle et permet d'engendrer d'importantes économies d'énergie. Une analyse doit donc la prendre en considération.

Rationaliser le comportement des utilisateurs

Les occupants et utilisateurs de la climatisation ont une double influence sur les consommations des installations de climatisation. Ils constituent d'abord une source naturelle de charges sensibles et latentes au sein du bâtiment contre lesquelles l'installation de climatisation doit lutter. De plus, des raisons physiologiques et parfois purement psychologiques et irrationnelles peuvent les inciter à augmenter le niveau de confort entraînant un surplus de fourniture et donc des surconsommations d'énergie. En effet, même si les conditions moyennes de confort thermique sont connues statistiquement [ASHR55], le ressenti individuel peut varier. Quoi qu'il en soit, des pratiques pouvant paraître aberrantes de prime abord sont souvent la conséquence d'un problème au niveau de l'installation de climatisation, de l'architecture du bâtiment et/ou du système de renouvellement d'air. L'analyse du comportement des occupants et la prise en compte de leurs attentes vis à vis de la climatisation doivent faire partie des procédures d'inspection et d'audit.

Développer la politique d'exploitation, maintenance et de suivi

Toutes ces mesures ne suffisent pas à assurer la constance des performances de l'installation sur toute sa durée de vie. L'exploitation et la maintenance sont essentielles pour lutter contre l'inévitable dégradation du rendement, de la disponibilité, de la fiabilité de l'installation et donc contre l'accroissement des coûts. L'analyse du contenu de la politique d'exploitation et de maintenance mise en œuvre par le maître d'ouvrage ainsi que le contrôle de son application effective sur site doivent être inclus dans de telles procédures.

La politique d'exploitation/maintenance doit être replacée dans celle, plus large, du suivi des performances de l'installation. Un suivi continu et régulier des consommations d'énergie et des éventuelles dérives permet en effet de détecter et diagnostiquer les défauts en amont d'une panne et d'y répondre plus rapidement soit en adaptant les réglages de l'installation soit en prenant la décision du remplacement de tout ou partie de l'équipement en cause. La métrologie, la valorisation des données mesurées (indicateurs de performance, ratios, « benchmarking » etc…) et les actions correctives prises jouant un rôle essentiel pour le maintien des performances, il paraît pertinent de les inclure l'analyse.

6. Conclusion

Les contrats de performances énergétiques, même financièrement avantageux, sont généralement difficiles et longs à mettre en œuvre du fait des importantes négociations qu'ils nécessitent en amont de la signature. En effet, il n'est pas rare qu'il s'écoule de six mois à un an entre le premier contact et le démarrage du projet puis de deux à quinze ans de contrat en fonctions du type de prestation, du process et du temps de retour. Excepté sur les applications simples à évaluer comme l'éclairage, il y a peu de chance pour qu'ils se démocratisent totalement pour des applications complexes telles que la climatisation pour laquelle les indicateurs énergétiques manquent.

Les performances de ces systèmes restent cependant très sensibles aux dégradations. Les services énergétiques aux propriétaires de petites installations sont malheureusement loin d'être aussi exemplaires du point de vue de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande d'énergie que les contrats de performances énergétiques même si ceux qui les proposent en revendiquent l'appartenance. Ces derniers doivent alors se contenter d'audits souvent « orientés » de la part de professionnels généralement intéressés par autre chose que les économies d'énergie et donc de services sans garantie de résultat :

- Un fournisseur d'énergie privilégie traditionnellement (bien que ce soit de moins en moins vrai) une énergie par rapport aux autres et n'est pas totalement intéressé par une diminution des consommations
- Un constructeur peut alors chercher à placer ses produits avant tout sans investiguer les potentiels auxquels il ne peut apporter sa propre solution technique. Sa marge brute augmentant généralement avec la puissance et/ou le prix du produit, son incitation à surdimensionner est importante.
- Un installateur est intéressé par la revente des appareils mais surtout les travaux associés. Comme sa marge brute est d'autant plus importante que l'appareil est puissant et/ou cher, le surdimensionnement devient très tentant.

Cet effet « lampadaire » – un prestataire n'oriente le client que vers les solutions techniques qu'il est en mesure de mettre en œuvre sans investiguer au-delà – prive finalement les Etats-Membres d'un vivier important d'économies d'énergie. Seul un contrôle régulier et obligatoire du fonctionnement, de l'état d'entretien et des performances des installations par un inspecteur indépendant peut permettre d'écrémer ces pratiques et sensibiliser les maîtres d'ouvrage sur le vrai potentiel d'amélioration de leurs installations. Encore faut-il disposer des bons outils !

Chapitre 3

Proposition d'une méthode d'audit des installations de climatisation

Les contrats de performance énergétique et même l'audit en climatisation risquent de se cantonner aux installations importantes laissant alors le potentiel diffus d'économies d'énergie à l'inspection périodique. Compte tenu de la croissance du marché de la climatisation, sa mise en œuvre s'annonce ardue pour les pouvoirs publics. Elle doit alors gagner en flexibilité pour tenir compte des contraintes de temps, de coût et d'expertise disponible tout en restant aussi exhaustive que possible. Certains potentiels peuvent être détectés par des contrôles visuels voire même une analyse de la documentation technique plutôt que des mesures. En outre, comme le niveau d'analyse dépend de l'installation, certaines se prêtant mieux aux mesures, il y a un besoin de méthodes pouvant s'appliquer à tout process. Ce chapitre ambitionne de proposer certaines procédures d'analyse du fonctionnement et des performances des installations de climatisation.

Il est d'abord essentiel de découper la procédure complète en plusieurs étapes. Chacune d'elles doit être exhaustive au sens des potentiels cités précédemment mais la précision avec laquelle le potentiel sera détecté et évalué varieront en fonction des contraintes. Nous avons donc retenu trois niveaux d'investigation compatibles avec les différents types de dégradations déjà présentées :

- Une analyse qualitative de type inventaire permettant une meilleure appréhension préalable du système. Grâce notamment à la documentation et aux relevés déjà effectués par le maître d'ouvrage ou l'exploitant, certains défauts de conception et de fonctionnement peuvent être détectés. Même s'il est préférable d'observer le fonctionnement, elle est réalisable à l'arrêt.
- Une inspection plus détaillée est ainsi rendue plus rapide et plus simple du fait du travail qualitatif préalable. Elle devra être réalisée lorsque les équipements fonctionnent et préférentiellement en été lorsque les besoins sont suffisamment élevés. Des relevés et des mesures ponctuelles permettront alors détecter les défauts de fonctionnement et parfois d'évaluer le dimensionnement et les performances.
- Un audit doit permettre d'acquérir une parfaite maîtrise du fonctionnement et des performances du process. Il aboutit à des améliorations, au chiffrage de leur potentiel et à l'évaluation des temps de retour afin de faciliter les choix d'investissements. Il requiert des mesures continues pour gagner en représentativité et en précision.

Ce chapitre peut finalement être appréhendé comme un guide pour l'inspection et l'audit des installations de climatisation. Ces trois niveaux seront alors composés de listes de vérifications, contrôles, mesures ou relevés à effectuer ainsi que de méthodes et outils d'analyse des données ainsi récoltées.

1. Première phase : inventaire, description et analyse qualitative du fonctionnement et des performances théoriques de l'installation de climatisation

1.1. Contenu et déroulement de la procédure

1.1.1. Enjeux de l'inventaire

L'objectif de cette étape n'est pas de quantifier précisément les performances de l'installation de climatisation mais plutôt de décrire et d'analyser son fonctionnement à la lumière des bonnes pratiques du domaine. Cette phase devra alors être relativement exhaustive du point de vu des points cités au paragraphe précédent. En effet, il ne suffit pas que l'installation soit composée d'équipements efficaces pour qu'elle soit jugée performante. En d'autres termes, cette étape consiste à inventorier les équipements, les appareils de régulation, de gestion et la métrologie installés, les stratégies de régulation et de gestion mises en place ainsi que les procédures de suivi mises en œuvre dans le but de comparer chaque point à ce qui ce fait de mieux. Sans mesures, les performances de l'installation seront alors jugées uniquement d'un point de vue théorique, c'est à dire uniquement par rapport aux choix technologiques et stratégiques effectués lors de la conception sans prendre en compte l'état d'entretien des équipements ou les éventuels défauts rencontrés en exploitation.

En tant que préalable à une prestation plus complète, le temps et l'argent consacrés à cette tâche constituent les contraintes principales. En effet, ils se doivent nécessairement d'être limités et ce même pour une installation complexe. Cette étape ne devrait théoriquement pas nécessiter une grande expertise. Malheureusement, l'analyse d'une installation uniquement à partir d'une description qualitative requiert quant à elle beaucoup d'expérience et d'expertise technique.

Hormis l'analyse, cette étape reste relativement simple à réaliser. S'il souhaite prendre une part active au suivi de son installation et ainsi accélérer la procédure et en réduire les coûts, le maître d'ouvrage (ou son représentant technique) a l'opportunité de l'effectuer lui-même en partie s'il a un minimum de compétences techniques. Il peut à défaut la faire effectuer par son exploitant.

1.1.2. Une procédure sous forme de « checklists »

Afin de guider la personne en charge de l'inventaire, de la description et de l'analyse qualitative du fonctionnement et des performances théoriques de l'installation de climatisation, nous avons construit un outil sous forme d'une combinaison de plusieurs fiches. Ces fiches contiennent les informations utiles qu'il est nécessaire de réunir pour analyser au mieux le fonctionnement et les performances de l'installation de climatisation. Pour faciliter la lecture de l'outil et davantage argumenter nos choix, nous avons intégré directement les fiches au texte de ce chapitre.

La fiche commune 0 concernant le bâtiment ou la zone (si le bâtiment n'est climatisé que localement) s'applique à chaque cas de figure. Cette dernière devra être combinée à des fiches spécifiques au type d'installation de climatisation rencontré sur site :

Fiche 1 : Unité monobloc à détente directe de traitement et distribution de l'air
Fiche 2 : Unité multi-blocs à détente directe
Fiche 3 : Groupe de production d'eau glacée et réseau de distribution
Fiche 4 : Système autonome de refroidissement du condenseur

Fiche 5 : Centrale de traitement de l'air et réseau de distribution
Fiche 6 : Unité locale de traitement de l'air

Appliquer la procédure à des installations simples de type « unité de toiture » ou « armoire de climatisation » requiert uniquement deux fiches (0 et 1). La même procédure sur des installations plus complexes faisant intervenir un « groupe de production d'eau glacée », une « centrale de traitement de l'air », des « ventilo-convecteurs » pour un traitement localisé et une « tour de refroidissement » requiert quant à elle cinq fiches (0, 3, 4, 5 et 6). Entre les deux se trouvent les installations de type « multi-blocs » simples ou à « débit de réfrigérant variable » qui nécessitent la plupart du temps les fiches 0, 2 et 5.

1.1.3. Philosophie des fiches

Ces fiches auraient pu être conçues sous forme de questions à choix multiples ou alors de façon à être remplies en cochant oui ou non. Cette solution s'avérait vraiment simple pour la personne en charge de la remplir et permettait d'entrer vraiment dans les détails car une aide contextuelle était prévue. Cependant, nous avons constaté d'une part qu'il était inutile de construire un outil accessible au commun des maîtres d'ouvrage alors que seuls les experts seront en mesure de pouvoir tirer des conclusions sur le fonctionnement et le niveau des performances de l'installation uniquement à partir d'une description qualitative.

D'autre part, étant donné le grand nombre de types d'installation de climatisation, chacun faisant intervenir différents choix technologiques, auxquels on ajoute une multiplicité de stratégies de régulation et de gestion nous aboutissons à la conclusion que chaque installation de climatisation est en quelque sorte un cas particulier. Vouloir décrire intégralement une installation quelconque avec une seule « checklist » est utopique car cela nécessiterait beaucoup de points de contrôle ce qui rendrait l'outil surdimensionné pour les petites installations. En partant du principe que la personne qui analysera le fonctionnement et les performances de l'installation disposera d'un certain niveau d'expertise technique, il devient finalement superflu de détailler autant les fiches. Il est préférable de laisser libre cours à l'inspecteur tout en le guidant vers les points pertinents qu'il est indispensable de connaître et de voir apparaître dans le rapport.

1.1.4. Déroulement de la procédure d'inventaire

La première étape est bien évidemment de récolter la documentation technique de l'installation de climatisation puis de l'analyser. Une installation correctement documentée doit finalement permettre d'accélérer les étapes suivantes et donc l'ensemble de la procédure. La documentation pouvant être éparpillée sur le site, il est primordial de la rassembler et de la confier à une seule personne pour faciliter toute recherche lors de futures interventions. On peut également envisager, en pré-requis à l'analyse, que le maître d'ouvrage s'occupe de la rassembler avant la venue de l'expert.

Après plusieurs années d'exploitation, il est peu probable que la documentation soit totalement complète soit parce qu'elle a été égarée, soit parce que le bâtiment ou le système ont fait l'objet de modifications soit parce qu'elle n'a jamais été fournie par les installateurs. Il est alors primordial de la compléter et ceci de trois façons :

- Par une visite de l'installation et de ses équipements
- Par une rencontre avec les personnes agissant à différents niveaux sur l'installation
- Par une recherche complémentaire de documentation

La visite technique doit permettre de dresser un inventaire des principaux équipements de l'installation de climatisation ayant une responsabilité dans les consommations d'énergie. Cette visite devant absolument s'effectuer avec un accompagnateur afin de s'assurer contre les problèmes qui pourraient intervenir lors du passage de l'inspecteur. L'accompagnateur peut être soit directement le maître d'ouvrage soit son responsable technique si le premier n'en a pas la charge. Idéalement, une personne responsable de l'exploitation et de la maintenance devrait être présente. Cette visite peut alors être l'occasion de leur poser quelques questions techniques afin de compléter les informations obtenues par constatation. Ces dernières pourront alors être recoupées avec les renseignements provenant des occupants qui sont les mieux placés pour juger de la qualité et des performances de l'installation de climatisation.

Finalement, une fois l'inventaire complet réalisé, il est possible de rechercher certaines informations techniques manquantes grâce aux références des équipements relevées sur site notamment en consultant les sites Internet des constructeurs, en les contactant directement, en consultant le site Internet d'Eurovent[1] et finalement en effectuant une recherche sur Internet.

1.2. Acquisition des données techniques essentielles à l'analyse qualitative

1.2.1. La documentation technique de conception

La première documentation à trouver est celle qui concerne le bâtiment, notamment les plans à jour, son occupation et les « plannings » quotidiens approximatifs d'évolution de celle-ci. Les deux dernières informations peuvent finalement ne concerner que les zones climatisées du bâtiment. Ces données sont primordiales car elles conditionnent le taux de renouvellement de l'air, influencent fortement le niveau de puissance frigorifique à installer et finalement imposent les plages de fonctionnement et jouent donc un grand rôle dans la facture énergétique de l'installation de climatisation.

Lors de la mise en place de la climatisation, le bâtiment a sûrement fait l'objet d'une étude des charges thermiques ceci afin de dimensionner le système. Ces informations sont essentielles pour contrôler les méthodes utilisées, leur précision ainsi que la rigueur avec laquelle elles ont été appliquées et ainsi détecter les possibles surdimensionnements. De même, les études de dimensionnement des réseaux hydrauliques et aérauliques, notamment leurs courbes caractéristiques (Q_v ; Δp), sont primordiales dans l'optique de contrôler le dimensionnement des pompes et ventilateurs.

Un ou plusieurs plans doivent permettre de mieux localiser chaque équipement de l'installation de climatisation au sein du bâtiment. Idéalement, ils devraient être accompagnés d'un inventaire à jour récapitulant les principaux équipements techniques et appareils de régulation installés. Cet inventaire permet d'obtenir rapidement les références des appareils.

Plus précisément, chaque appareil, qu'il soit dévolu au process, à la régulation ou à la gestion, devrait normalement comporter ses manuels d'installation et d'utilisation, les deux pouvant parfois faire partie du même document. Ces derniers sont essentiels car ils sont une « mine »

[1] www.eurovent-certification.com/fr/Les_produits_certifies.php?rub=03&srub=&ssrub=&lg=fr pour les gammes actuelles et www.eurovent-certification.com/fr/Ingenieurs_conseils/Ingenieurs_conseils.php?rub=04&srub=01&ssrub=&lg=fr pour les gammes antérieures

d'informations sur les performances et les réglages de l'équipement ainsi que la maintenance dont il doit faire l'objet.

1.2.2. Données techniques du bâtiment climatisé

La conception de l'installation de climatisation devra être évaluée à la lumière d'une certaine connaissance du bâtiment qu'elle traite. Dans un premier temps, on cherchera à recueillir les informations techniques concernant les charges thermiques externes du bâtiment :

- ✓ La localisation permet d'évaluer rapidement les besoins de froid en tenant compte du climat local.
- ✓ L'orientation du bâtiment permet de connaître la répartition spatiale et temporelle des apports externes de chaleur par rayonnement solaire.
- ✓ Le type de vitrage, la surface vitrée, l'existence et le type de protections solaires influencent fortement la part du rayonnement solaire transmis aux pièces du bâtiment.
- ✓ La date de construction du bâtiment permet d'évaluer statistiquement le niveau de l'isolation thermique ou les infiltrations d'air. Des constatations visuelles plus précises permettent d'affiner l'évaluation.
- ✓ Le type de construction permet d'estimer l'inertie thermique du bâtiment (Annexe 4).

Dans un second temps, on complètera les informations précédentes par les données conditionnant les charges thermiques internes du bâtiment :

- ✓ Le secteur activité permet de se faire une idée rapide sur le niveau et la répartition temporelle des besoins de froid
- ✓ La « surface hors œuvre nette » (SHON) du bâtiment s'il est intégralement climatisé. On lui préfèrera la surface réellement traitée du bâtiment si ce dernier n'est que très partiellement climatisé.
- ✓ Le type d'espace climatisé (pièces individuelles, grands espaces paysagers) influe sur les besoins d'air neuf et donc de froid.
- ✓ Le type de ventilation (naturelle, mécanique, mécanique contrôlée) du bâtiment joue un rôle important dans les besoins de froid

1.2.3. Données techniques communes aux équipements de production du froid

Dans l'optique de caractériser le fonctionnement et les performances d'un climatiseur/groupe frigorifique, les principales informations techniques à recueillir sont :

- ✓ Sa référence et son âge afin de pouvoir obtenir des informations plus détaillées auprès du constructeur
- ✓ Le fluide frigorigène utilisé et sa charge (kg) afin de connaître pressions/températures caractéristiques du cycle thermodynamique
- ✓ Le type de compresseur qui conditionne les performances de l'équipement et donc permet d'en avoir un ordre de grandeur par combinaison avec d'autres caractéristiques (âge, type de refroidissement du condenseur etc…)
- ✓ Le type de détendeur qui conditionne clairement le fonctionnement et les performances de l'équipement en permettant ou non l'optimisation (détendeur électronique)
- ✓ Les puissances frigorifique et électrique ainsi que l'EER au point nominal [CENM04] de fonctionnement permettent de caractériser les performances normalisées et certifiées de l'équipement

- ✓ L'ESEER[1] et la classe énergétique[2] permettent d'affiner la connaissance des performances concernant le fonctionnement à charge partielle pour le premier et par rapport aux équipements similaires du marché pour le second
- ✓ La puissance calorifique et le COP au point nominal de fonctionnement si l'équipement est réversible et peut alors fournir de la chaleur
- ✓ Le type de condenseur et surtout la technique de refroidissement retenue car cela conditionne les performances de l'équipement en jouant sur la pression de condensation donc sur le taux de compression du compresseur et finalement sur la puissance électrique absorbée
- ✓ La présence éventuelle d'un récupérateur de chaleur au condenseur

Ces informations peuvent être acquises de trois façons différentes. Le moyen évident et le plus classique est de relever les valeurs des afficheurs des capteurs. Cependant, il faut également penser à vérifier l'existence de métrologie embarquée renvoyant directement les mesures au panneau de contrôle de l'appareil. Elle peut fournir un grand nombre de données. L'appareil peut également être connecté à une gestion technique du bâtiment (GTB). Cette dernière centralise un grand nombre de paramètres de fonctionnement relevés sur les différents équipements et permet souvent de les visualiser grâce à une supervision voire même de les contrôler.

1.2.4. Données techniques spécifiques aux systèmes à eau glacée

Les systèmes à eau glacée se basent sur un réseau plus ou moins complexe de canalisations. L'analyse de leur fonctionnement doit donc prendre en considération les éléments suivants :

- ✓ Le zonage du réseau permet de répondre aux caractéristiques individuelles des différentes zones du bâtiment qui n'ont pas nécessairement les mêmes besoins au même moment du fait de leur orientation et occupation différentes
- ✓ L'équilibrage du réseau est souvent étudié en phase de conception mais l'encrassement génère souvent des disparités dans les débits de chaque branche de distribution obligeant à augmenter globalement la fourniture pour satisfaire tout le monde
- ✓ Le découplage des réseaux de production et de distribution permet souvent une gestion plus fine et efficace de chaque zone de distribution
- ✓ Le stockage frigorifique est également un outil de gestion car il permet de lisser les appels de puissance grâce par inertie en contrepartie d'un allongement du temps de mise en température du réseau lors de la relance matinale
- ✓ Le calorifugeage du réseau permet de limiter les pertes thermiques
- ✓ La protection contre le gel accroît les pertes thermiques (traçage), les pertes de charge (eau glycolée), les coefficients d'échange (eau glycolée) et donc le rendement global

Généralement le réseau primaire de production de l'eau glacée qui circule à travers l'évaporateur du groupe frigorifique requiert une seule pompe. Chacun des réseaux secondaires de distribution alimentant une ou plusieurs batteries requiert également une

[1] L'ESEER (European Seasonal Energy Efficiency Ratio) est équivalent à l'IPLV (Integrated Part Load Value) américain en place depuis plusieurs années outre-Atlantique. Il a pour but de mieux caractériser les performances des climatiseurs à charge partielle soit pour des points de fonctionnements différents du régime « nominal » ou « pleine charge » pris en compte par la norme Européenne de certification des performances.

[2] La directive 2002/31/CE impose l'affichage de la classe énergétique à tous les climatiseurs présents sur le marché Européen et dont la puissance frigorifique nominale certifiée est inférieure à 12 kW. Eurovent a étendu de façon volontaire cette mesure à l'ensemble des groupes de production d'eau glacée de ses participants.

pompe. Chacune d'elle consomme de l'électricité si bien que son fonctionnement et ses performances doivent être analysés grâce aux critères suivants :

- ✓ Sa référence et son âge afin de pouvoir obtenir des informations plus détaillées auprès du constructeur
- ✓ Son type qui donne une idée de la forme de sa courbe caractéristique pression/débit et ses performances
- ✓ Caractéristiques hydrauliques nominales (débit, pression différentielle)
- ✓ Caractéristiques électriques nominales (puissance électrique, rendement, facteur de puissance)

1.2.5. Données techniques relatives au traitement centralisé de l'air

L'air est un mauvais fluide caloporteur en comparaison de l'eau par exemple. Distribuer l'air nécessite alors des ventilateurs puissants fonctionnant pendant de longues périodes. Il est donc primordial de surveiller ces équipements en détaillant les points suivants :

- ✓ La référence et l'âge du caisson afin de pouvoir obtenir des informations plus détaillées auprès du constructeur
- ✓ Les différentes classes énergétiques du caisson (voir paragraphe 1.4.3)
- ✓ La référence, l'âge, le type de transmission, les caractéristiques aérauliques (débit, pression différentielle) et électriques des ventilateurs
- ✓ Le calorifugeage du réseau permet de limiter les pertes thermiques
- ✓ L'équilibrage du réseau n'est pas toujours réalisé à la mise en service et l'encrassement au fil du temps accroît les disparités dans les débits de chaque branche.

Une centrale de traitement de l'air peut faire intervenir différents types de traitement plus ou moins énergivores qu'il est nécessaire de détailler :

- ✓ Le type de centrale de traitement de l'air (simple ou double-flux, tout air-neuf, mélange) joue un rôle important dans les consommations de froid.
- ✓ Le nombre et les caractéristiques d'occupation et de confort des zones traitées par la centrale.
- ✓ Le type, la référence et les caractéristiques aérauliques des filtres utilisés.
- ✓ Le type (évaporatif, source naturelle, GPEG, détente directe) et la puissance du refroidissement.
- ✓ Le type (électrique, PAC, réseau) et la puissance du chauffage
- ✓ L'humidification et la déshumidification sont des traitements très coûteux en termes d'énergie.
- ✓ Le nombre et les caractéristiques techniques des traitements terminaux installés localement.
- ✓ Le type (plaques, rotatif, PAC air/air, caloducs), la puissance et l'efficacité du récupérateur de chaleur employé.

1.2.6. Données techniques relatives au traitement local de l'air

Le rafraîchissement des pièces peut s'effectuer soit de façon centrale via une CTA qui prend alors en charge le renouvellement de l'air, soit de façon locale grâce à des unités terminales associées à une ventilation naturelle ou mécanique. Ces deux modes extrêmes peuvent être combinés si bien qu'une CTA peut préparer l'air à une température convenant à l'ensemble des pièces. Ce type d'équipement local peut être associé soit à une simple ventilation naturelle ou mécanique soit à une centrale de traitement de l'air qui prépare en amont l'air à une certaine température. Il est donc primordial de les contrôler en détaillant les points suivants :

- ✓ Le type (terminal à détente directe, ventilo-convecteur, éjecto-convecteur, surface froide, poutre froide, grille équipée) et les traitements (déshumidification ?) que l'équipement est en mesure de dispenser
- ✓ Les caractéristiques calorifique, frigorifique et électrique nominales
- ✓ La référence et l'âge de l'appareil de traitement afin de pouvoir obtenir des informations plus détaillées auprès du constructeur
- ✓ La surface, les caractéristiques d'occupation et de confort de la zone traitée par l'unité

La principale difficulté réside dans le nombre important des équipements de traitement terminal au sein du bâtiment étudié rendant alors l'inventaire relativement long. Cependant, la plupart du temps, le même équipement est installé dans plusieurs pièces aux caractéristiques similaires. À la limite, la référence reste la même, seule la puissance de l'équipement varie d'une pièce à l'autre.

1.2.7. Données techniques relatives au système de refroidissement du condenseur

Dans l'optique de caractériser le fonctionnement et les performances d'un système d'extraction de la chaleur du condenseur, les principales informations techniques à recueillir sont :

- ✓ Le type de système qui conditionne les performances de la machine frigorifique à laquelle il est associé (voir paragraphe 1.5.6)
- ✓ Sa référence et son âge afin de pouvoir obtenir des informations plus détaillées auprès du constructeur
- ✓ Ses puissances nominales calorifique extraite et électrique absorbée pour contrôler l'adéquation avec les besoins de refroidissement du process

1.2.8. Métrologie disponible sur l'installation de climatisation

Afin que le maître d'ouvrage ou son service de maintenance soit en mesure de suivre de façon efficace le fonctionnement et les performances de l'installation de climatisation, il aura besoin de métrologie fixe, les appareils portatifs ne pouvant pas tout mesurer.

Production du froid

Sur une machine frigorifique, une métrologie installée exhaustive devrait normalement permettre de visualiser les paramètres suivants :

- ✓ Pressions d'évaporation et de condensation indiquent le taux de compression du compresseur qui lui même influe sur la puissance électrique absorbée. Ces deux pressions dépendent également des conditions de fonctionnement aux échangeurs.
- ✓ Pressions d'aspiration et de refoulement du compresseur. Elles peuvent être différentes des deux premières notamment lorsque des organes intermédiaires sont disposés respectivement entre l'évaporateur et le compresseur et entre le compresseur et l'évaporateur.
- ✓ Températures d'évaporation et de condensation. Elles sont intrinsèquement liées respectivement aux pressions d'évaporation et de condensation de par la nature du fluide frigorigène.
- ✓ La présence de gaz et d'humidité au voyant de la ligne liquide du circuit de fluide frigorigène. Ces phénomènes sont synonymes de défauts sur le cycle thermodynamique.
- ✓ Temps de fonctionnement et nombre de démarrages du compresseur. Suivis et comparés d'une année à l'autre, ils permettent de détecter les dérives causées par des défauts.

- ✓ Puissance électrique absorbée qui retranscrit ponctuellement le niveau de fonctionnement de l'équipement et globalement les consommations d'énergie.
- ✓ Puissance frigorifique/calorifique produite qui retranscrit ponctuellement le niveau de fonctionnement de l'équipement et globalement les besoins de froid/chaleur.

Production et distribution de l'eau glacée

Sur chaque branche d'un réseau hydraulique de production et distribution de l'eau glacée, une métrologie installée exhaustive devrait normalement permettre de visualiser les paramètres suivants :

- ✓ La puissance électrique absorbée retranscrit le dimensionnement, l'état de fonctionnement et globalement les consommations d'énergie de la pompe.
- ✓ La pression différentielle de la pompe retranscrit les pertes de charges du réseau et permet de contrôler son état de fonctionnement.
- ✓ Le débit d'eau glacée permet de contrôler l'état de fonctionnement de la pompe et, en association avec les températures de départ et de retour, d'évaluer la puissance frigorifique nécessaire à la zone étudiée.
- ✓ Les températures de départ et de retour du réseau permettent généralement d'avoir une idée des besoins de froid de la zone étudiée.
- ✓ La pression différentielle à l'évaporateur traduit les pertes de charge engendrées par l'organe et donc son encrassement.
- ✓ Concentration en glycol du réseau hydraulique

Traitement et distribution centralisée de l'air

Sur une centrale de traitement de l'air, une métrologie installée exhaustive devrait normalement permettre de visualiser les paramètres suivants :

- ✓ Températures extérieure, intérieures, de soufflage et de reprise. Elles permettent de connaître le mode de fonctionnement de la centrale de traitement de l'air.
- ✓ Pertes de charge des filtres. Elles représentent leur état d'encrassement.
- ✓ Pression différentielle du ventilateur. Elle permet d'avoir un aperçu des pertes de charge globales du réseau aéraulique associé.
- ✓ Débits d'air repris et soufflé et particulièrement d'air neuf. Ils permettent d'avoir une idée du fonctionnement car ce dernier engendre des charges thermiques supplémentaires
- ✓ Puissance électrique absorbée par le ventilateur. C'est un bon indicateur de suivi du fonctionnement et des performances mais également des pertes de charges globales du réseau aéraulique.
- ✓ Puissance thermique transférée à l'air par la centrale. Elle représente les besoins de froid de la zone desservie.

1.2.9. Données relatives à la régulation et la gestion de l'installation

Production de froid en général

Informations techniques relatives à la régulation de la production de froid :

- ✓ Régulation de la haute pression (TOR, paliers, cascade, vitesse variable)
- ✓ Type de régulation de la puissance frigorifique (voir paragraphe 1.5.4)

Production et distribution de l'eau glacée

Informations techniques relatives à la régulation de la production et distribution de l'eau glacée :

- ✓ Type de régulation du débit de distribution de l'eau glacée (voir paragraphe 1.5.2)
- ✓ Nombre de circuits de distribution. C'est un bon indicateur du zonage du réseau et du bâtiment.
- ✓ Type et montage du stockage frigorifique (en série sur le retour, sur le départ, en parallèle).
- ✓ Consignes de la boucle d'eau.
- ✓ Loi d'eau[1].
- ✓ Localisation de la sonde de régulation de la température d'eau glacée. Elle influe directement les performances de l'installation, notamment à charge partielle.
- ✓ Cascade de groupes frigorifiques (GPEG seulement)

Traitement et distribution centralisés de l'air

Informations techniques relatives à la régulation du traitement et de la distribution centralisés de l'air :

- ✓ Régulation du débit de soufflage (débit fixe, registre de laminage, variation de l'orientation des pales, vitesse de rotation variable).
- ✓ Régulation de la température (consigne fixe pour traitement terminal ou adaptation directe aux besoins)
- ✓ Régulation du débit d'air neuf (fixe, étagé par programmateur, variable par comptage des occupants, variable par sonde CO_2). Le choix de la stratégie a des conséquences importantes sur l'hygiène du bâtiment et les consommations d'énergie.
- ✓ Mode « free-cooling[2] » (nocturne et/ou diurne, thermique, enthalpique, conditions de fonctionnement). Il consiste à extraire les charges thermiques du bâtiment sans mobiliser les machines frigorifiques.
- ✓ Mode « pré-cooling[3] ». Il consiste à refroidir le bâtiment avant l'arrivée des occupants et donc sans avoir à introduire d'air neuf peut être chargé.
- ✓ Indexation automatique des consignes de confort aux conditions extérieures.
- ✓ Consignes de confort (température, humidité). Le choix des consignes a des conséquences directes sur la facture énergétique de la climatisation.

Informations techniques relatives à la régulation du traitement local ou terminal de l'air :

- ✓ Régulation automatique du confort. Elle ajuste automatiquement et de façon optimale la fourniture de froid aux besoins.
- ✓ Indexation automatique à la température extérieure des consignes de confort. Cette technique permet de limiter l'impact des températures extérieures élevées sur la facture énergétique de la climatisation.
- ✓ Restriction d'accès et de réglage des consignes de confort. Ces barrières ont pour but de limiter les abus.
- ✓ Reset automatique des consignes optimales de confort. L'objectif ici est de limiter les abus tout en laissant aux occupants davantage de flexibilité.
- ✓ Arrêt automatique de la climatisation si les fenêtres sont ouvertes.

[1] Une « loi d'eau » diminue en moyenne la température de l'eau glacée préparée lorsque la température extérieure augmente. Par exemple la consigne de départ de l'eau glacée peut être fixée à 12°C en hiver, 9°C en saison intermédiaire et 7°C en été.

[2] Le « free-cooling » consiste à rafraîchir un bâtiment ou une zone par circulation d'air sans avoir recours aux batteries froides. Ce mode est donc conditionné par une différence suffisante entre les enthalpies/températures intérieure et extérieure. Le fonctionnement diurne est toujours intéressant alors le fonctionnement nocturne n'a de réel d'intérêt que lorsque le bâtiment est de forte inertie thermique.

[3] Le « pré-cooling » consiste à rafraîchir un bâtiment ou une zone en circuit fermé (sans renouvellement d'air) avant son occupation.

- ✓ Variation du débit de soufflage. Il permet d'atteindre plus rapidement le confort désiré.
- ✓ Pertinence de la localisation du thermostat (par rapport à la configuration de la pièce, aux sources de chaleur et aux courants d'air) ?
- ✓ Consignes de confort distinctes pour les modes occupation/inoccupation
- ✓ Consignes de confort (température, humidité). Le choix des consignes a des conséquences directes sur la facture énergétique de la climatisation.
- ✓ Pertinence de la localisation de l'appareil par rapport à la configuration de la pièce (sources de chaleur, courants d'air, bouches de ventilation, rayonnement solaire)

Système de refroidissement du condenseur

Informations techniques relatives à la régulation du système de refroidissement à eau du condenseur :

- ✓ Haute pression flottante[1]
- ✓ Régulation du débit d'eau secondaire (débit fixe TOR, vitesse de rotation variable)
- ✓ Régulation du débit d'air (voir paragraphe 1.5.5)
- ✓ Concentration en glycol du réseau hydraulique (aéro-réfrigérant ou tour fermée humide)

1.2.10. Cohérence avec la législation en vigueur

Outre les normes techniques, il semble logique que le bâtiment climatisé et l'installation de climatisation soient compatibles avec la législation en vigueur. En France, les bâtiments doivent par exemple respecter la réglementation thermique en vigueur au moment où le permis de construire a été effectué. Principalement conçue autour du chauffage, les versions récentes de cette dernière intègrent de plus en plus la problématique du confort d'été. L'application effective des règles de base [ARRA88][ARRN00][ARRM06] concernant l'enveloppe du bâtiment, la ventilation et la climatisation doit donc être contrôlée par l'inspecteur. Un résumé des règles élémentaires est fourni en Annexe 5. De même, l'inspection des chaudières devra bien évidemment vérifier l'application des articles relatifs au chauffage.

1.3. Outils de jugement du dimensionnement de l'installation

1.3.1. Dimensionnement du traitement terminal

La simulation dynamique des charges thermiques du bâtiment permet de dimensionner le traitement de chaque zone avec précision lors des études de conception. Malheureusement, cette méthode coûteuse n'est pas économiquement rentable pour les bâtiments de surface climatisée limitée. La puissance de l'unité locale de traitement est donc déterminée par ratios. Cette méthode manquant de précision, une marge d'erreur plus ou moins grande est souvent prise en compte afin que le confort thermique puisse être assuré quelles que soient les conditions extérieures.

[1] La « haute pression flottante » consiste à profiter de la baisse de la température du fluide de refroidissement (en hiver) pour diminuer la température/pression de condensation et donc la consommation du compresseur. L'implémentation de la procédure de régulation requiert un détendeur électronique pour gagner en souplesse.

Utilisation d'un ratio global

Cette méthode simple consiste à appliquer un ratio (W/m²) unique dépendant du secteur d'activité (Tableau 13) à la surface climatisée. Elle est fortement déconseillée pour dimensionner une installation car elle ne tient compte ni de l'enveloppe du bâtiment ni du climat. Elle est cependant envisageable pour avoir un ordre de grandeur des charges thermiques du bâtiment considéré.

Secteur d'activité du bâtiment	**Charges thermiques (W/m²)**
Bureau (en moyenne)	125
Zones intérieures*	70
Zones périphériques** – 60% de surface vitrée	120
Zones périphériques** – 65% de surface vitrée	180
Banque	160
Salle informatique	400
Hôtel	150 – 300
Restaurant	220
Commerce	140
* Plus de sept mètres des murs extérieurs ** Moins de six mètres des murs extérieurs	

Tableau 13. Méthode basée sur un ratio global unique [BSRI03]

Bilan détaillé des charges thermiques

Cette méthode consiste à comptabiliser, zone par zone, chaque charge thermique en leur appliquant un ratio spécifique. Les ratios climatiques sont souvent calculés pour des situations extrêmes si bien que la méthode tend naturellement à surdimensionner la puissance frigorifique lors des saisons intermédiaires. Certaines méthodes permettent cependant de choisir plusieurs climats pour effectuer le dimensionnement comme l'Annexe 6 le démontre. Cette méthode de dimensionnement est en général utilisée dans le secteur résidentiel individuel ou, seulement quelques pièces sont climatisées. Elle est difficilement applicable sur les bâtiments de plus surface plus importante étant donné qu'il faut la réitérer pour chaque zone. Cependant, les grands bâtiments étant composés de zones très similaires (chambre d'un hôtel, bureaux d'un immeuble), ce calcul pourra n'être effectué que quelques fois et ses résultats multipliés. Il faut cependant faire attention au foisonnement des besoins dans le bâtiment. En effet, ces derniers n'étant pas simultanés donc la puissance frigorifique installée sera vraisemblablement inférieure à la somme des besoins frigorifiques zone par zone.

1.3.2. Dimensionnement de la production de froid

Juger le dimensionnement de la production de froid en se basant uniquement sur des observations qualitatives est une tâche assez complexe. En effet, même correctement dimensionnée pour satisfaire les besoins maximaux de froid, une installation n'en reste pas moins surpuissante la majeure partie du temps car les besoins varient continûment.

Utilisation de la puissance frigorifique certifiée de l'installation de climatisation

La façon la plus simple de procéder est donc de comparer la puissance frigorifique totale installée dans le bâtiment avec les pratiques courantes de dimensionnement en vigueur. Pour cela, il est possible d'utiliser l'indicateur « puissance frigorifique installée par unité de surface du bâtiment ». Quelques valeurs de référence sont données dans le Tableau 14 suivant.

Type d'installation de climatisation	Puissance frigorifique installée (W/m² SHON)	
	EDF R&D[1] (secteur d'activité)	Littérature (échantillon/minimum/maximum)
Multi-blocs	70 (bureaux)	-
Multi-blocs	100 (commerces)	-
Multi-blocs DRV	80 (bureaux)	80 (5/37/137)
VCV	100 (bureaux)	100 (4/76/133)
VCV	70 (hôtels)	-
Surface froide	-	75 (6/50/127)
CTA (avec ou sans VCV)	-	95 (6/28/173)
Unité de toiture	100 (industrie)	125 (4/72/198)

Tableau 14. Puissance frigorifique moyenne installée par mètre-carré dans un bâtiment

Il y a finalement peu de chance de connaître avec précision la surface climatisée du bâtiment. Ces valeurs de référence ont donc été calculées en considérant la surface hors œuvre nette (SHON) du bâtiment. Leur fiabilité n'est finalement correcte que lorsque la surface climatisée du bâtiment s'approche de sa SHON c'est à dire quand il est fortement climatisé. Il est impossible d'aboutir à un jugement catégorique avec cet indicateur compte tenu de la forte dispersion due aux différences de structure de bâtiment, de climat et de confort recherché.

Utilisation de la puissance électrique certifiée de l'installation de climatisation

En l'absence de documentation, il faut se référer aux plaques des appareils. Il arrive parfois que seule la puissance électrique nominale de l'appareil soit lisible. Le BSRIA propose [BSRI03] dans ce cas d'estimer la puissance électrique requise pour compenser les charges de climatisation totales évaluées grâce au Tableau 13 en les multipliant par un coefficient k (0,5 pour les systèmes centralisés ou 0,78 pour les systèmes décentralisés à base de climatiseurs individuels). Si la puissance électrique obtenue est inférieure à la somme des puissances électriques nominales des machines, l'installation est potentiellement surdimensionnée, la différence représentant le surdimensionnement.

1.3.3. Dimensionnement du renouvellement de l'air

Le renouvellement de l'air doit être en mesure de satisfaire les conditions d'hygiène du bâtiment. Cependant, l'apport d'air neuf, fortement « chargé » en plein été, accroît les consommations d'énergie de l'installation de climatisation. Il est donc primordial de veiller à ce que le renouvellement d'air fournisse strictement les débits hygiéniques. L'Annexe 7 présente les taux de renouvellement de l'air préconisés par la norme américaine ASHRAE [ASHR62] en fonction des caractéristiques de la zone concernée. Comme chaque pays peut avoir sa propre norme ou réglementation (Code du Travail en France par exemple) dans le domaine, il peut exister des différences. L'ordre de grandeur reste toutefois similaire.

1.4. Outils de jugement des performances de l'installation

1.4.1. Appréciation des performances nominales des machines frigorifiques

Analyse qualitative oblige, les performances des climatiseurs/groupes frigorifiques seront jugées uniquement sur un point de fonctionnement, ce dernier étant le point nominal de

[1] L'étude d'EDF R&D a été réalisée sur une centaine d'installations de climatisation

fonctionnement défini par la norme européenne NF EN 14511 [CENM04]. Afin d'inciter davantage au renouvellement des appareils obsolètes, nous avons choisi de comparer l'EER nominal certifié du climatiseur/groupe frigorifique considéré quels que soient son âge à ceux des produits actuels, globalement plus efficaces du fait des réglementations et de l'évolution technique. Si l'EER nominal n'est pas spécifié sur la plaque et que la documentation est manquante, l'Annexe 8 propose une méthode pour son estimation à partir de l'année et de certaines caractéristiques techniques.

La législation Européenne stipule que les climatiseurs de moins de douze kilowatts frigorifiques disposent d'une étiquette visible présentant clairement l'EER nominal ainsi que la classe énergétique (Tableau 15). Eurovent a volontairement étendu cette classification (Tableau 16) à tous les groupes frigorifiques qu'il certifie indépendamment de leur puissance frigorifique. Ces classes énergétiques servent alors de référence pour le « benchmarking » des performances.

Condenseur		**Air**	**Air**	**Eau**	**Eau**
Type		**Bibloc/Multi-blocs**	**Monobloc**	**Bibloc/Multi-blocs**	**Monobloc**
Classe EER	**A**	> 3,2	> 3	> 3,6	> 4,4
	B	]3 ; 3,2]	]2,8 ; 3]	]3,3 ; 3,6]	]4,1 ; 4,4]
	C	]2,8 ; 3]	]2,6 ; 2,8]	]3,1 ; 3,3]	]3,8 ; 4,1]
	D	]2,6 ; 2,8]	]2,4 ; 2,6]	]2,9 ; 3,1]	]3,5 ; 3,8]
	E	]2,4 ; 2,6]	]2,2 ; 2,4]	]2,7 ; 2,9]	]3,2 ; 3,5]
	F	]2,2 ; 2,4]	]2 ; 2,2]	]2,5 ; 2,7]	]2,9 ; 3,2]
	G	≤ 2,2	≤ 2	≤ 2,5	≤ 2,9

Tableau 15. Classification énergétique des climatiseurs individuels [DIRA02]

Condenseur		**Air/Direct**	**Air/Gaines**	**Air/Direct**	**Eau**	**Eau**	**Déporté**
Utilisation		**Batterie**	**Batterie**	**Plancher**	**Batterie**	**Plancher**	**Batterie**
Classe EER	**A**	≥ 3,1	≥ 2,7	≥ 3,8	≥ 5,05	≥ 5,1	≥ 3,55
	B	[2,9 ; 3,1[	[2,5 ; 2,7[	[3,65 ; 3,8[	[4,65 ; 5,05[	[4,9 ; 5,1[	[3,4 ; 3,55[
	C	[2,7 ; 2,9[	[2,3 ; 2,5[	[3,5 ; 3,65[	[4,25 ; 4,65[	[4,7 ; 4,9[	[3,25 ; 3,4[
	D	[2,5 ; 2,7[	[2,1 ; 2,3[	[3,35 ; 3,5[	[3,85 ; 4,25[	[4,5 ; 4,7[	[3,1 ; 3,25[
	E	[2,3 ; 2,5[	[1,9 ; 2,1[	[3,2 ; 3,35[	[3,45 ; 3,85[	[4,3 ; 4,5[	[2,95 ; 3,1[
	F	[2,1 ; 2,3[	[1,7 ; 1,9[	[3,05 ; 3,2[	[3,05 ; 3,45[	[4,1 ; 4,3[	[2,8 ; 2,95[
	G	< 2,1	< 1,7	< 3,05	< 3,05	< 4,1	< 2,8

Tableau 16. Classification énergétique des GPEG (source : Eurovent)

Cette classification n'englobe malheureusement pas tous les appareils, notamment les climatiseurs monoblocs, bi-blocs et multi-blocs de plus de douze kilowatts frigorifiques. Il est donc nécessaire de la compléter par un autre outil. Nous avons alors étudié la répartition de l'EER sur un échantillon[1] d'appareils certifiés listés sur le site Eurovent. La Figure 29 prouve que la classification des climatiseurs de moins de douze kilowatts peut s'appliquer, en première approximation, également aux climatiseurs refroidis par air de puissance frigorifique supérieure. Comme les appareils de plus forte capacité sont susceptibles d'être exploités sur de plus longues périodes et peuvent utiliser des technologies plus efficaces que celles des petits appareils, il est normal d'être plus strict dans le jugement de leurs performances. Nous pouvons donc envisager de décaler vers le haut les bornes de chaque classe de 0,1 pour les monoblocs et de 0,3 pour les biblocs et multi-blocs.

[1] L'échantillon étudié compte 352 produits refroidis par air, 64 % de biblocs, 16 % de multi-blocs et 20 % de monoblocs. Les sept constructeurs représentés sont présents sur le marché européen et proviennent du Japon (Daikin, Mitsubishi, Hitachi), des Etats-Unis (Trane, York) et de France (ACE/Airwell).

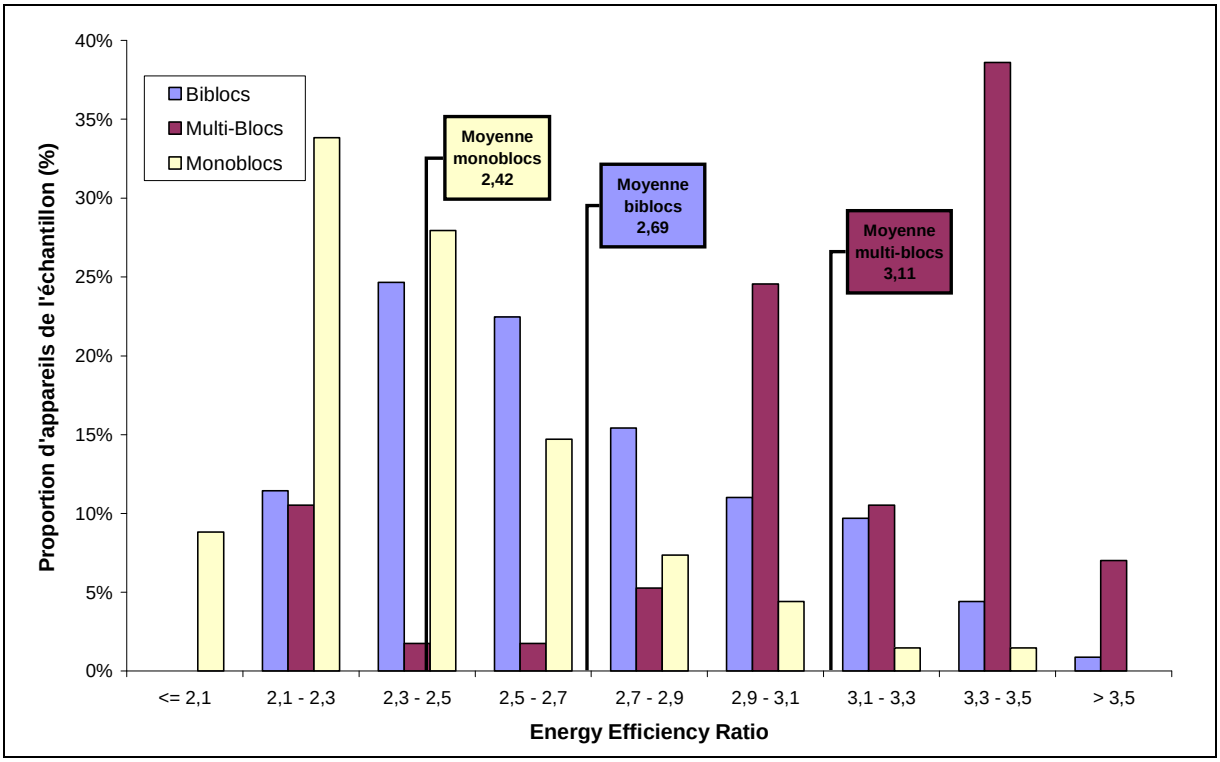


Figure 29. Répartition de l'EER des climatiseurs de puissance frigorifique supérieure à 12 kW (Source : Eurovent)

1.4.2. Appréciation des performances des groupes frigorifiques en exploitation

L'EER caractérise les performances énergétiques des appareils de climatisation pour le seul point nominal défini par la norme. Un climatiseur fonctionne finalement peu de temps à ce point nominal en exploitation et quasiment jamais s'il a été surdimensionné. Ses performances à charge partielle sont donc plus importantes que l'EER nominal.

L'ESEER (European Seasonal Energy Efficiency Ratio) retenu par Eurovent et l'EMPE (efficacité saisonnière moyenne pondérée en italien) mis en avant par l'italienne AICARR sont équivalents à l'IPLV (Integrated Part Load Value) de l'ARI (American Refrigeration Institute) en place depuis plusieurs années outre-Atlantique. Ces trois ratios ont pour objectif de mieux caractériser les performances à charge partielle, c'est à dire à des points de fonctionnements différents du régime nominal. L'Annexe 9 montre comment interpréter les performances d'un GPEG à charge partielle en fonction de son architecture et de son EER nominal.

1.4.3. Appréciation des performances des caissons de traitement de l'air

La norme EN 1886 [CENJ04] définit les niveaux de performance mécanique des caissons de traitement et distribution de l'air. Trois caractéristiques du caisson sont alors testées, une classe lui étant attribuée suivant les résultats :

- Le taux de fuite (classes B, A, 3A par ordre décroissant de performance)
- La résistance thermique (classes T1à T5 par ordre décroissant de performances)
- Le facteur de pont thermique (classes TB1 à TB5 par ordre décroissant de performances)

Ces trois caractéristiques sont importantes car elles quantifient les pertes de la centrale de traitement de l'air. Les classes énergétiques les plus élevées sont bien évidemment recommandées, surtout si le caisson est placé à l'extérieur.

1.4.4. Appréciation des performances nominales des pompes

Un groupe de pompage étant constitué d'un moteur, d'une transmission et d'un corps de pompe, son rendement est donc le produit des rendements de chacun de ses composants. En négligeant les pertes de transmission (car généralement directe), le rendement global η_{pomp} d'une pompe est la combinaison des rendements du moteur électrique η_m et du corps de pompe η_p. Il est défini par la relation suivante :

$$\eta_{pomp} = \eta_m . \eta_p = \frac{P_{mécanique}}{P_{électrique}} \frac{P_{hydrauliqu\ e}}{P_{mécanique}} = \frac{\Delta p_{pomp} . Q_{v\text{-}pomp}}{P_{pomp}}$$

Avec $Q_{v\text{-}pomp}$ (m^3/h) le débit volumique circulant dans le réseau, Δp_{pomp} (Pa) la pression différentielle générée et P_{pomp} (W) la puissance électrique absorbée par le moteur de la pompe.

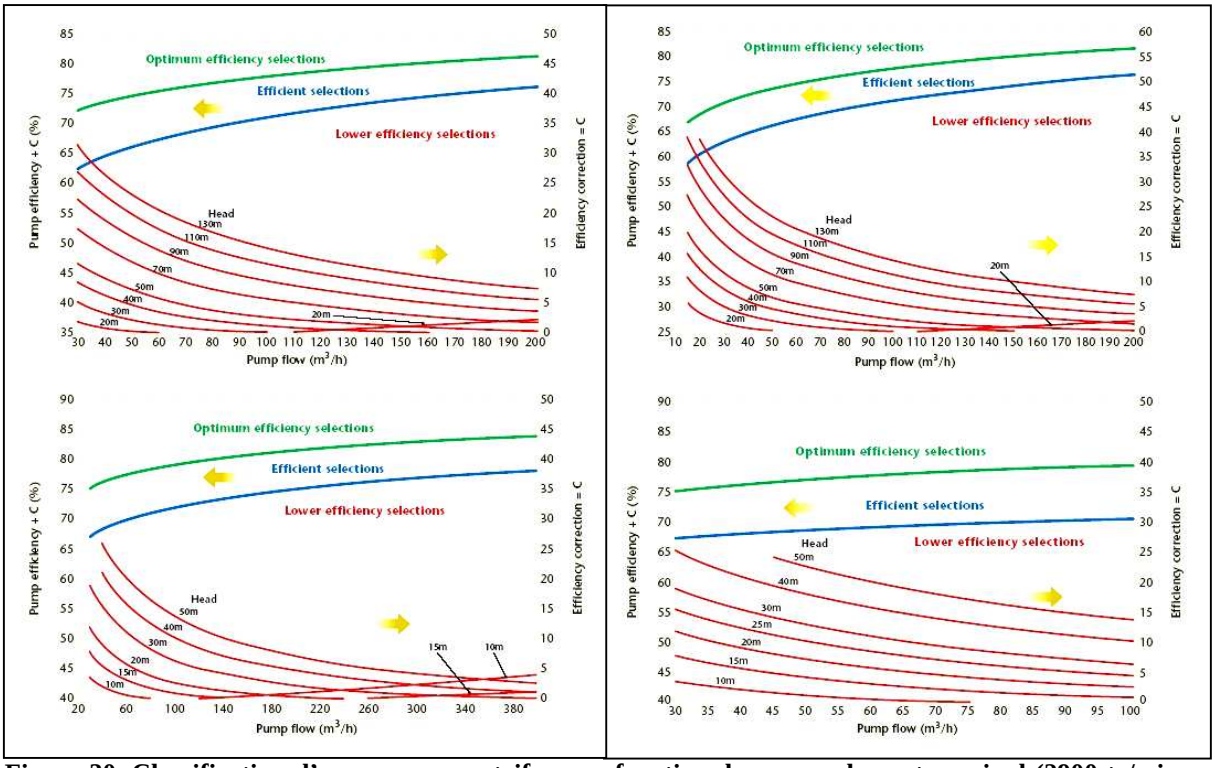


Figure 30. Classification d'une pompe centrifuge en fonction de son rendement nominal (2900 tr/min en haut ; 1450 tr/min en bas ; pompe simple à gauche ; pompe double à droite)

Le « benchmarking » que nous proposons sur le rendement nominal global η_{pomp} d'un groupe de pompage se base sur les données du guide[1] européen d'aide au choix des pompes centrifuges. Cet outil permet au maître d'ouvrage de contrôler ou se situe (Figure 30), par rapport aux produits existants actuellement sur le marché, le rendement de la pompe qu'il a sélectionné pour une utilisation à un régime donné. Les caractéristiques du régime désiré, débit $Q_{v\text{-}pomp}$ et pression différentielle Δp_{pomp} (ou H comme « head » en anglais qui s'exprime en mH_2O) permettent de déterminer un facteur correctif C (échelle de droite) qui doit alors être ajouté au rendement nominal η_{pomp} de la pompe sélectionnée. Le point ($Q_{v\text{-}pomp}$, η_{pomp} + C), caractéristique du fonctionnement de la pompe à ce régime, peut alors se

[1] European Commission, European guide to pump efficiency for single stage centrifugal pumps, http://energyefficiency.jrc.cec.eu.int/motorchallenge/pdf/EU_pumpguide_final.pdf, May 2003

situer dans trois zones respectivement de faible (rouge), moyen (bleue) et haut (vert) rendements. Le maître d'ouvrage s voit alors conseillé de ne sélectionner que les pompes à haut rendement.

Il est possible de détourner cet outil pour l'utiliser en tant que référence pour le jugement des performances nominales d'une moto-pompe déjà installée. L'outil s'utilise alors de façon similaire, en prenant connaissance, via la documentation technique, des caractéristiques ($Q_{v\text{-}pomp}$, Δp_{pomp}) du régime et du rendement nominal η_{pomp} du groupe de pompage.

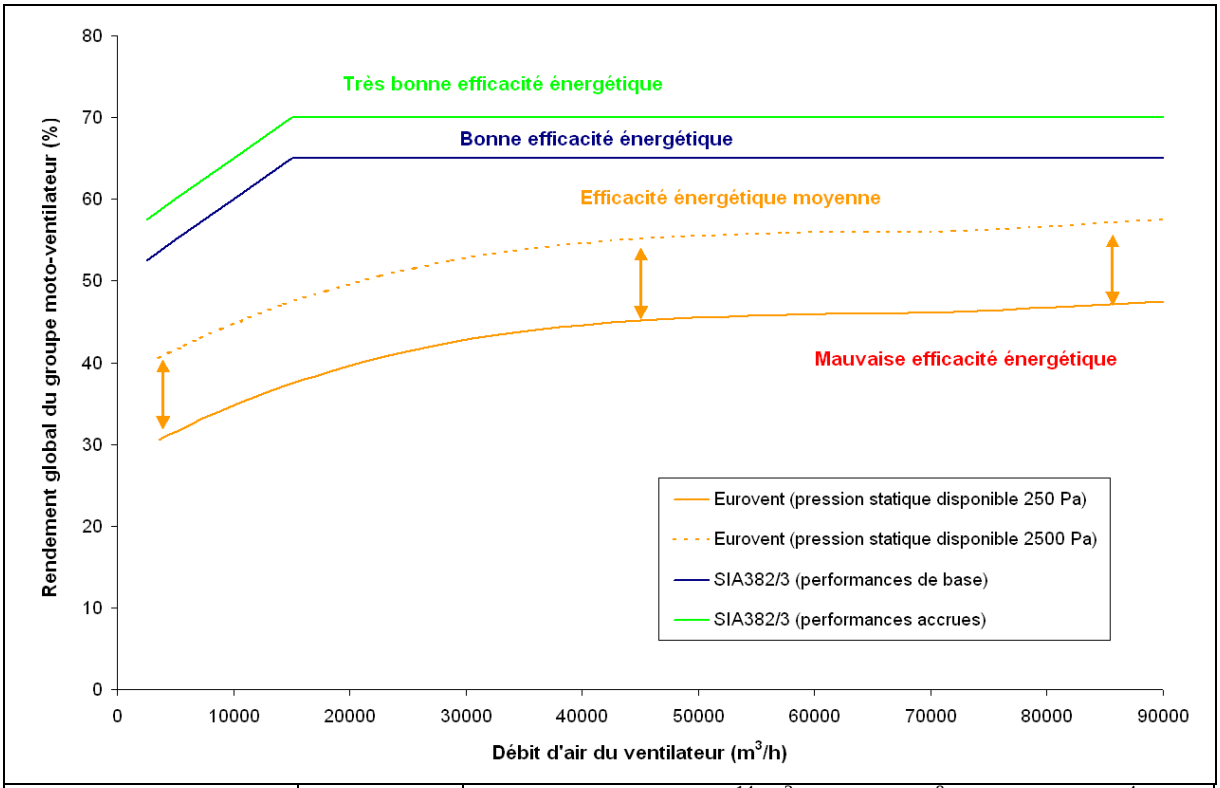
1.4.5. Appréciation des performances nominales des ventilateurs

Un groupe de ventilation étant constitué d'un moteur, d'une transmission et d'un ventilateur, son rendement η_{vent} (%) est donc le produit des rendements de chacun de ses composants. Les pertes de transmission (courroie) ne sont pas négligeables pour un ventilateur. Le rendement global η_{vent} de ce dernier est donc la combinaison des rendements du moteur électrique η_m, de la transmission η_t et du corps de ventilateur η_v. A l'instar de la pompe, il est défini par la relation suivante :

$$\eta_{vent} = \eta_m . \eta_t . \eta_v = \frac{P_{aéraulique}}{P_{électrique}} = \frac{\Delta p_{vent} . Q_{v\text{-}vent}}{P_{vent}}$$

Avec $Q_{v\text{-}vent}$ (m^3/h) le débit volumique circulant dans le réseau, Δp_{vent} (Pa) la pression différentielle et P_{vent} (W) la puissance électrique absorbée par le moteur.

Les rendements minimaux préconisés par Eurovent [ADNO03] pour les groupes de ventilation sont relativement modestes par rapport aux exigences suisses. La norme suisse SIA 382/3 [SIAR92] de la Société suisse des Ingénieurs et Architectes est effectivement nettement plus stricte, même si seulement la moitié du temps de fonctionnement du ventilateur y est soumis. La corrélation entre le rendement η_{vent} minimum d'une part et les paramètres de pression statique p disponible au ventilateur et de débit d'air $Q_{v\text{-}vent}$ d'autre part que nous avons établi donne une erreur de 3 % maximum par rapport aux données d'origine. Les exigences de la SIA 382/3 sont nettement plus simples à exprimer car elles ne dépendent que du débit d'air $Q_{v\text{-}vent}$. La Figure 31 présente les différentes zones d'efficacité énergétiques retenues pour le jugement des performances des groupes moto-ventilateurs.



$\eta \leq f(Q_v,p)$	**Mauvais**	$f(Q_v,p) = 6{,}364.10^{-14}Q_v^3 - 1{,}232.10^{-8}Q_v^2 + 8{,}127.10^{-4}Q_v + 1{,}271.10^{-9}p^3 - 8{,}085.10^{-6}p^2 + 1{,}784.10^{-2}p + 23{,}834$	
$\eta \in]f(Q_v,p) ; g(Q_v)]$	**Moyen**	$\forall p \in [250Pa ; 2500Pa]$	$\forall Q_v \in [3600\ m^3/h ; 90000\ m^3/h]$
$\eta \in]g(Q_v) ; h(Q_v)]$	**Bon**	$g(Q_v) = 10^{-3}Q_v + 50$ $g(Q_v) = 65$	$\forall Q_v \in [2500\ m^3/h ; 10000\ m^3/h]$ $\forall Q_v > 10000\ m^3/h$
$\eta > h(Q_v)$	**Très bon**	$h(Q_v) = 10^{-3}Q_v + 55$ $h(Q_v) = 70$	$\forall Q_v \in [2500\ m^3/h ; 10000\ m^3/h]$ $\forall Q_v > 10000\ m^3/h$

Figure 31. Classification d'un ventilateur en fonction de son rendement nominal (Source : Eurovent et SIA)

1.4.6. Efficacité des récupérateurs de chaleur sur l'air

Un récupérateur de chaleur sur l'air est un échangeur à contre-courant. Avec une surface infinie d'échange, les températures des deux fluides T_{e1} et T_{e2} à l'entrée de l'échangeur à contre-courant s'égalisent. La surface étant limitée, on définit l'efficacité e (%) comme le rapport du flux réellement transmis au flux qui aurait été transmis avec une surface d'échange infinie.

$$e = \frac{T_{si} - T_{ei}\ (\text{fluide i au } Q_{mi}.C_{pi} \text{ le plus faible})}{T_{e1} - T_{e2}}$$

Où Q_{mi} (kg/s) est le débit massique du fluide i, C_{pi} (J/kg.K) sa capacité calorifique massique et T_{si} (K) sa température en sortie d'échangeur.

Le gouvernement anglais a mis en place le « Enhanced Capital Allowance[1] » (ECA) en novembre 1999. Ce mécanisme vise à inciter les maîtres d'ouvrage à investir dans l'efficacité énergétique grâce aux crédits d'impôts uniquement sur les appareils éligibles respectant des

[1] Enhanced Capital Allowance (ECA), http://www.eca.gov.uk/

performances énergétiques minimales préalablement définies [ECAL06]. Une action identique en Suède, BELOK, propose des valeurs similaires sans toutefois exiger des pertes de charge limitées. Enfin, Eurovent recommande [ADNO03] également certaines performances (pertes de charge et rendement thermique) minimales en fonction du type de récupérateur de chaleur sur l'air.

L'ensemble de ces exigences sont récapitulées dans le Tableau 17. Trois classes d'efficacité énergétique peuvent alors être définies :

- Efficacité énergétique faible lorsque les pertes de charges et le rendement du récupérateur ne respectent pas les limites basses (par exemple 45 % et 300 Pa pour les caloducs) d'Eurovent
- Efficacité énergétique moyenne lorsque les pertes de charges ou le rendement du récupérateur se situent entre les limites basse et haute d'Eurovent
- Efficacité énergétique élevée lorsque les pertes de charges et le rendement du récupérateur se trouvent au-delà des limites hautes (par exemple 75 % et 125 Pa pour la roue) du tableau

Malgré les consommations supplémentaires d'électricité, un récupérateur « actif » à base de pompe à chaleur réversible est une solution très pertinente du point de vue des performances du fait de l'effet de COP/EER.

	Eurovent**	**ECA**	**BELOK-2005**
Roue			
Efficacité* minimale (%)	65 % – 70 % – 75 %	70 %	
Pertes de charge maximales (Pa)	200 Pa – 150 Pa – 125 Pa	200 Pa	
Echangeur à plaques			
Efficacité* minimale (%)	45 % – 50 % – 55 %	50 %	60 %
Pertes de charge maximales (Pa)	250 Pa – 200 Pa – 150 Pa	250 Pa	-
Echangeur à plaques (by-pass)			
Efficacité* minimale (%)	40 % – 45 % – 50 %		
Pertes de charge maximales (Pa)	300 Pa – 250 Pa – 200 Pa		
Echangeur à caloducs			
Efficacité* minimale (%)	45 % – 50 % – 55 %		
Pertes de charge maximales (Pa)	300 Pa – 250 Pa – 200 Pa		
Batteries sur boucle d'eau			
Efficacité* minimale (%)	40 % – 45 % – 50 %	45 %	50 %
Pertes de charge maximales (Pa)	300 Pa – 250 Pa – 200 Pa	100 Pa	-
* Efficacité calculée avec les températures sèches et un rapport de débit massique unitaire ** Durées annuelles de fonctionnement respectivement de moins de 3000 h/an, de 3000 à 6000 h/an et de plus de 6000 h/an			

Tableau 17. Exigences de performances pour les récupérateurs de chaleur sur l'air (source : Eurovent, ECA, BELOK)

1.4.7. Appréciation des performances des ventilo-convecteurs

Les seuils d'efficacité énergétique ont été établis statistiquement à partir de la base de données Eurovent (Tableau 18). La classe « efficacité faible » intègre le tiers le moins performant du marché. La classe « efficacité élevée » contient le tiers supérieur seulement. Le tiers restant des appareils appartient à la classe « d'efficacité moyenne ».

	Efficacité énergétique		
Type de ventilo-convecteur	**Elevée**	**Moyenne**	**Faible**
2 tubes	< 2,1%	[2,1% ; 2,3%[	≥ 2,3%
2 tubes/2 fils	< 2,6%	[2,6% ; 3,4%[	≥ 3,4%
4 tubes	< 2,7%	[2,7% ; 3,5%[	≥ 3,5%

Tableau 18. Ratio « puissance électrique absorbée par le VCV sur puissance frigorifique sensible transférée » (source : Eurovent)

1.4.8. Appréciation de la concentration en glycol des circuits hydrauliques

La concentration en glycol des solutions utilisées dans les réseaux hydrauliques (eau glacée, eau de refroidissement) est un paramètre important. Lorsqu'elle augmente, le réseau est mieux protégé contre le gel. Les pertes de charge sont également plus fortes car la viscosité s'en trouve accrue et les transferts thermiques sont plus faibles à cause d'une capacité calorifique réduite. Le Tableau 19 présente l'influence de la concentration en glycol sur les performances d'un groupe frigorifique et de sa pompe de distribution de l'eau glacée. Le choix de la concentration en glycol pourra être analysé à la lumière des températures minimales constatées dans la région.

	Ethylène glycol			Propylène glycol		
Concentration en glycol (%)	**Protection (°C)**	$\frac{EER}{EER(0\%)}$	$\frac{\Delta p}{\Delta p(0\%)}$	**Protection (°C)**	$\frac{EER}{EER(0\%)}$	$\frac{\Delta p}{\Delta p(0\%)}$
0	0	1	1	0	1	1
10	-4	0,9895	1,0422	-2,5	0,9847	1,0403
20	-9	0,9778	1,1582	-6,5	0,9676	1,1343
30	-17	0,9647	1,3342	-13	0,9487	1,2683
40	-27	0,9501	1,5702	-21	0,9280	1,4423

Tableau 19. Influence de la concentration en glycol sur les performances hydraulique et thermique (source : Carrier[1])

1.5. Outils de jugement de la performance des stratégies de régulation

Excepté pour les appareils à détente directe les plus simples, une installation de climatisation utilise souvent plusieurs régulations imbriquées.

1.5.1. Techniques de régulation locale du confort thermique

La régulation du confort thermique doit être analysée en priorité car elle fait le lien entre l'occupant et ses besoins d'une part et l'installation de climatisation d'autre part et conditionne la puissance frigorifique nécessaire. Dans la pratique, les zones sont généralement thermo-régulées c'est à dire que la puissance frigorifique fournie est ajustée pour y maintenir la température désirée par l'occupant en :

1. Commandant le ventilateur en tout ou rien tandis que le débit circulant dans le terminal à eau glacée (ventilo-convecteur) reste constant.
2. Adaptant le débit circulant dans la surface rayonnante grâce à une vanne.

[1] Les valeurs des coefficients multiplicateurs de l'EER et des pertes de charges Δp ont été obtenues sur les groupes frigorifiques de la gamme Carrier 30RA (017 à 240) et ne sont donc valables que pour ces appareils. La tendance des variations reste toutefois indépendante de l'appareil.

3. Adaptant le débit circulant dans le terminal à eau grâce à une vanne tandis que le ventilateur fonctionne en tout ou rien ou ajuste sa vitesse de rotation par palier.
4. Adaptant le débit de fluide frigorigène circulant dans l'évaporateur grâce au détendeur pour les appareils à détente directe tandis que le ventilateur ajuste sa vitesse de rotation par palier.
5. Régulant le débit d'air circulant dans la zone pour les installations tout air à volume variable.

Même si elle est désormais marginale, la régulation manuelle doit absolument être bannie car elle est fortement subjective et sujette à l'oubli. Les techniques citées s'appliquent à des installations différentes, il est donc difficile de les classer. Naturellement, la flexibilité permet d'atteindre le confort voulu plus rapidement. C'est pour cela que, pour les terminaux à eau, la première méthode évoquée est la moins performante. L'autre facteur à prendre en compte est le dimensionnement du terminal. Si ce dernier est surdimensionné par rapport aux besoins réels, la régulation aura tendance à imposer la fermeture de la vanne ou du registre accroissant alors les pertes de charge du réseau.

1.5.2. Techniques de régulation du débit d'eau glacée distribué par une pompe

La distribution de l'eau glacée s'effectue généralement selon cinq méthodes (Figure 32) classées ici par ordre croissant d'efficacité énergétique :

1. Pompage à débit fixe et une vanne 3-voies (V3V) sur chacun des échangeurs régulant le débit localement par by-passage de la surface d'échange (Figure 32 en haut à gauche). L'eau glacée circulant dans l'ensemble du réseau quels que soient les besoins de froid, ce mode de régulation est plutôt énergivore.
2. Pompage à débit fixe avec une vanne 2-voies (V2V) sur chacun des échangeurs régulant le débit localement par étranglement et une vanne disposée en parallèle des branches aller et retour équilibrant leurs pressions respectives (Figure 32 en haut à droite). Cette solution atténue légèrement les pertes de charge et les pertes thermiques globales car l'eau glacée « inutile » by-passe le réseau. Les V2V sont en outre moins coûteuses.
3. Pompage à débit fixe mais étranglement par V2V afin de maintenir une pression constante dans le réseau aval, ce dernier étant soumis à des variations de pression dues aux V2V régulant le débit de chaque échangeur par étranglement (Figure 32 au centre).
4. Pompe à débit variable maintenant sa pression différentielle constante avec une V2V sur chaque échangeur régulant le débit localement par étranglement. Ce mode de régulation avantageux du point de vue « facilité d'installation » ne tire que partiellement profit de la réduction du débit consécutif à la fermeture des V2V (Figure 32 en bas à gauche).
5. Pompage à débit variable en maintenant une pression différentielle constante entre les branches aller et retour avec une V2V sur chacun des échangeurs régulant le débit localement par étranglement. Cette régulation, en intégrant les pertes de charge du réseau, tire pleinement profit de la réduction du débit consécutif à la fermeture des V2V (Figure 32 en bas à droite).

Il faut ici faire très attention lors du jugement de l'installation. Lorsque la variabilité des besoins est faible, la variation du débit de distribution ne se justifie pas économiquement et le maître d'ouvrage peut avoir raison de privilégier les deux premières solutions avec toutefois des pompes de rendement supérieur. Si elle est justifiée, le maître d'ouvrage doit privilégier une des deux dernières solutions, la troisième étant une aberration énergétique.

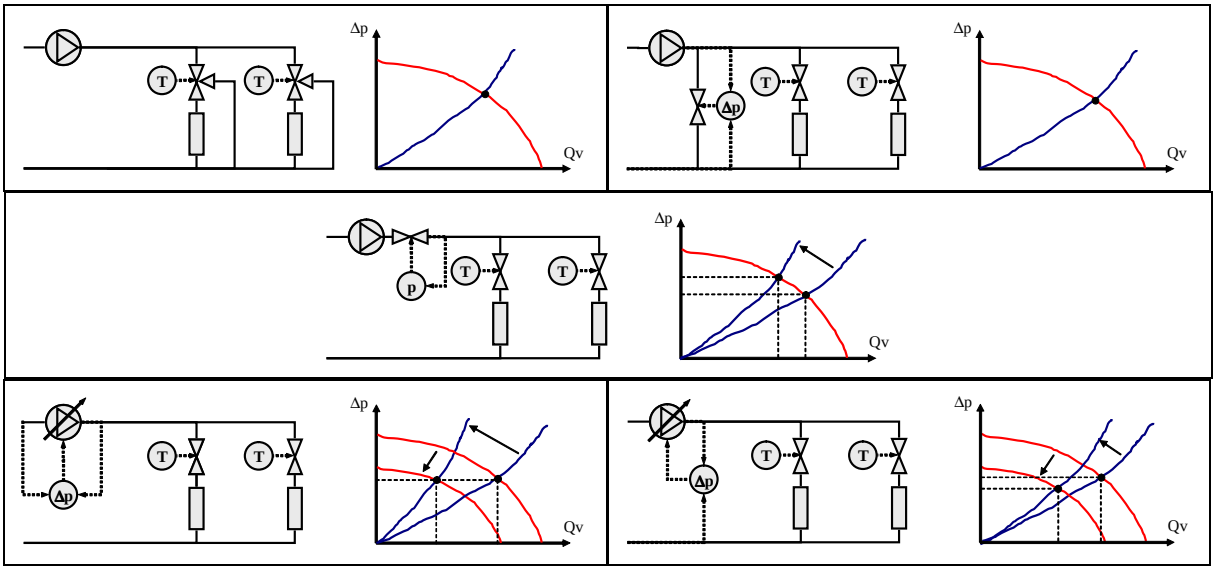


Figure 32. Techniques de régulation du débit de distribution de l'eau glacée

1.5.3. Techniques de régulation du débit d'air soufflé par un ventilateur

A la différence des systèmes de traitement de l'air à débit d'air constant (DAC) qui régulent la température de soufflage en fonction des besoins de froid, certains systèmes font varier le débit d'air (DAV) tout en maintenant la température de soufflage constante. Les besoins individuels sont donc satisfaits en régulant localement le débit de soufflage grâce à des registres. Comme l'ouverture et la fermeture des différents registres font varier la pression du réseau, les débits d'air des ventilateurs de soufflage et de reprise sont donc ajustés pour la maintenir constante. Cette adaptation peut alors s'effectuer selon cinq méthodes classées ici par ordre croissant (Figure 33) d'efficacité énergétique :

1. Le laminage du flux d'air par un registre au soufflage est davantage adapté aux ventilateurs centrifuges à aubes vers l'avant car ils disposent d'une courbe caractéristique plate en comparaison des ventilateurs centrifuges à aubes vers l'arrière dont la courbe est pentue. Cette technique rend instable le fonctionnement des ventilateurs axiaux.
2. La variation de la surface d'aspiration des ventilateurs centrifuges par rapprochement ou éloignement d'un disque.
3. La pré-rotation de l'air à l'aspiration par des ailettes n'est pas adaptée aux ventilateurs centrifuges à aubes vers l'avant car elle dégrade beaucoup trop son rendement.
4. La variation de l'inclinaison des pales, réservée aux ventilateurs axiaux, est très efficace et offre une large plage de variation.
5. La variation de la vitesse de rotation du ventilateur s'adapte à tous les types de ventilateurs et permet de tirer profit de la fermeture des registres locaux en maintenant la pression constante dans le réseau. Elle offre également une large plage de variation.

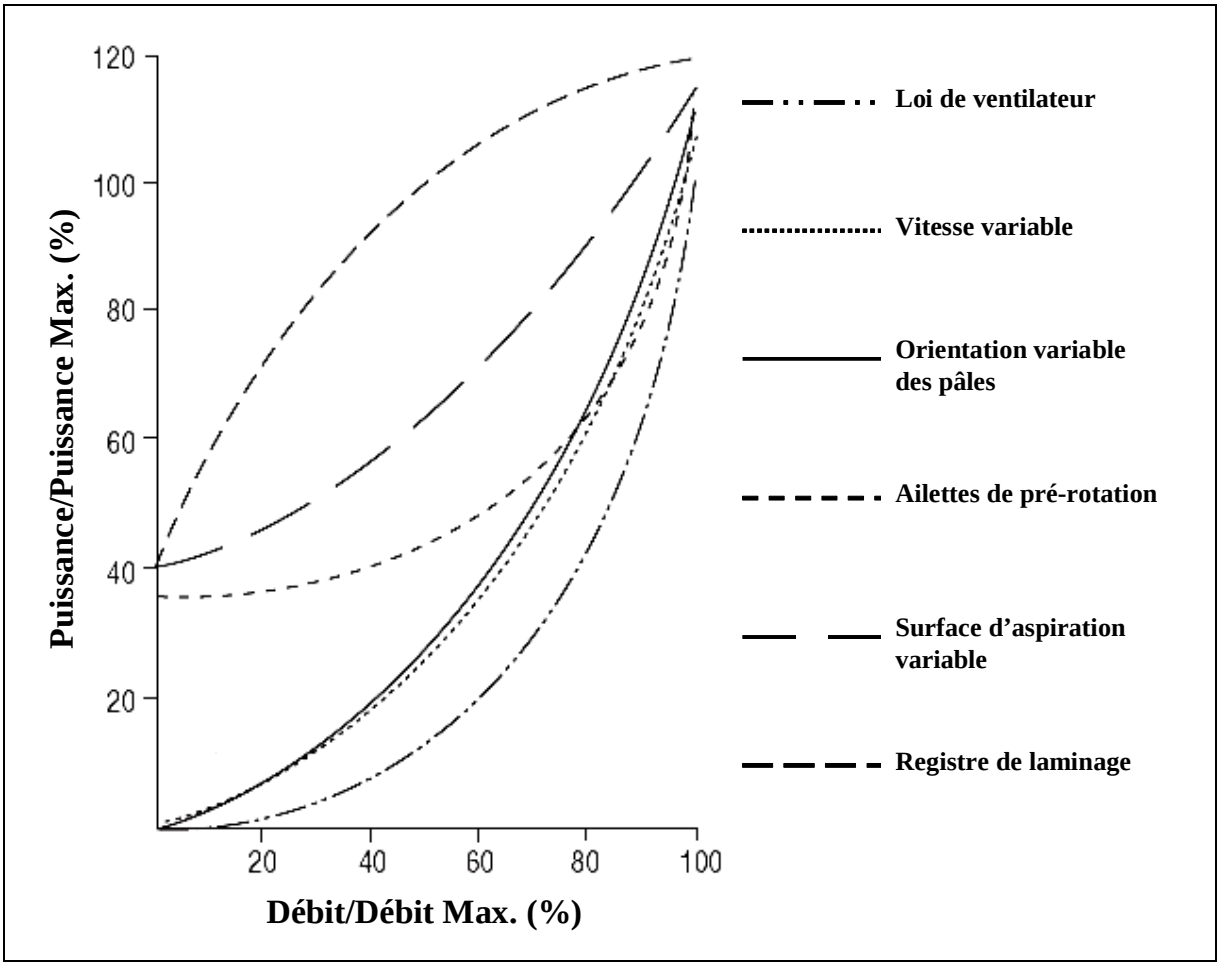


Figure 33. Performance énergétique des stratégies de régulation du débit d'air [USDO03]

1.5.4. Techniques de régulation de la puissance frigorifique produite

Une fois les besoins de froid connus, la machine frigorifique doit alors adapter sa puissance. Les techniques de régulation sont nombreuses et ont des performances énergétiques très variables [BOUT96] [BOUT97] [BOUT98]. Bien que l'ordre puisse être bouleversé par l'introduction d'autres critères de sélection, nous tentons ici de fournir des indices de classification des performances.

1. Ajuster progressivement la puissance frigorifique sans influencer la puissance électrique absorbée. Une première technique consiste à simuler des charges thermiques à l'évaporateur en y injectant des gaz chauds issus du compresseur, ceci dans le but de rendre invisible la diminution des besoins de froid. La deuxième consiste faire recirculer une partie du gaz comprimé dans le compresseur. Tout le fluide est donc comprimé mais seule une partie est utilisée. La dernière consiste à maintenir la pression d'évaporation constante par étranglement avant le compresseur, ce dernier opérant alors à taux de compression constant. Ces techniques doivent être prohibées.
2. Adapter la puissance frigorifique par fonctionnement tout-ou-rien (TOR). Le compresseur démarre et s'arrête afin de maintenir la consigne de température moyennant le différentiel. La régulation intègre une temporisation pour limiter le cyclage cause d'usure du compresseur. Cette méthode est très sensible au dimensionnement et ses performances à charge partielle sont fortement dégradées.
3. Réduire la puissance frigorifique en réduisant également la puissance électrique absorbée. Certains compresseurs à pistons intègrent une réduction de puissance soit par

neutralisation de cylindres en laissant ouvertes leurs soupapes d'admission et de refoulement, soit en obturant totalement leur orifice d'aspiration. La production de froid gagne en flexibilité et s'adapte aux variations de charges thermiques. Malheureusement, seulement un, parfois deux, niveaux intermédiaires sont possibles par compresseur et la puissance absorbée diminue dans des proportions inférieures à celles de la puissance frigorifique.

4. Adapter la puissance frigorifique par pallier. Soit les compresseurs d'un groupe soit les différents groupes démarrent en cascade. Cette technique flexibilise l'installation et accroît ses performances à charge partielle. Comme maximiser les niveaux de puissance en multipliant le nombre de compresseurs/groupes identiques est assez coûteux, il peut être judicieux d'optimiser les enclenchements/déclenchements de compresseurs/groupes de puissances différentes. Ces régulations en cascades sont très proches [RIVI04], en termes de rendement, des stratégies du type « inverter ».
5. Adapter progressivement la puissance frigorifique. Cette solution optimale s'effectue, sur les compresseurs à vis, via un tiroir limitant la course de la vis. Bien que la plage de variation soit large, ses performances énergétiques diminuent fortement à partir de 50% de la charge nominale. Sur les compresseurs à spirale, la variation de la vitesse de rotation (inverter) est privilégiée. Elle offre un rendement maximal sur une large plage de variation. Ces solutions peuvent être utilisées seules ou alors introduites un dans le schéma en cascade pour prendre en charge la « dentelle ».

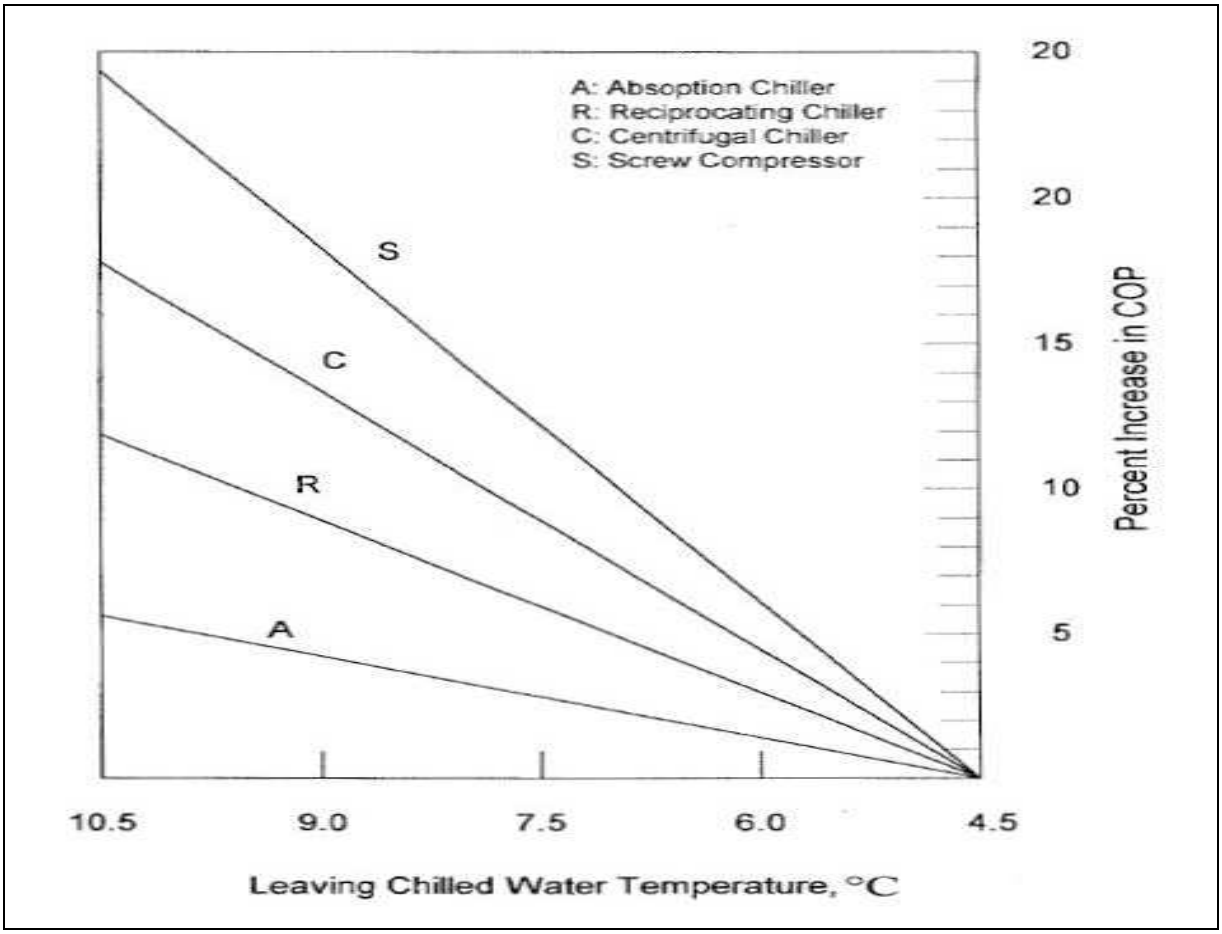


Figure 34. Influence de la température d'évaporation sur l'EER du GPEG [KRAR00]

Quelle que soit la technique de régulation de la machine frigorifique, on veillera à contrôler le niveau de la température d'évaporation imposé soit par la température de confort (détente

directe) ou le régime de la boucle d'eau (GPEG). En effet, la température d'évaporation a un impact important sur les performances énergétiques de la machine frigorifique (Figure 34). En moyenne, on estime à 3 % l'augmentation de l'EER engendré par une augmentation de la température d'évaporation de 1 K [KRAR00].

1.5.5. Techniques de régulation du débit d'air neuf

Nous avons présenté (paragraphe 1.3.3) comment dimensionner la ventilation pour qu'elle assure de façon optimale les besoins hygiéniques de renouvellement de l'air tout en minimisant les consommations d'énergie. Ce dimensionnement correspond à une situation normale qui ne correspond pas à l'occupation variable d'un bâtiment. Une ventilation performante doit permettre d'ajuster le taux de renouvellement de l'air en fonction de l'occupation du bâtiment.

Techniquement, c'est un registre disposé sur la prise d'air neuf qui ajuste le taux de renouvellement de l'air. Il existe cependant différentes stratégies pour la régulation de l'ouverture de ce registre en fonction des besoins d'air neuf du bâtiment. Elles sont ici classées par niveau croissant de performance énergétique :

1. Consigne fixe réglée une fois pour toute et adaptée à l'occupation normale voire maximale du bâtiment. Il n'y a donc dans ce cas aucune régulation.
2. Consigne programmée a priori à partir d'un planning type d'occupation du bâtiment.
3. Consigne issue d'un comptage (pointage, vente de ticket etc…) en temps réel des occupants du bâtiment.
4. Consigne issue d'une mesure en temps réel du taux de CO_2 du bâtiment.

Notons qu'une centrale de traitement de l'air peut également fonctionner uniquement avec de l'air neuf. Dans ce cas, il est préférable qu'elle soit munie d'un récupérateur de chaleur (paragraphe 1.4.6) sur l'air extrait pour limiter les pertes par extraction et surtout l'ajout trop important de charges thermiques.

1.5.6. Techniques de régulation du refroidissement du condenseur

Il existe deux stratégies différentes pour extraire la chaleur du condenseur. La première consiste à réguler directement la pression de condensation en agissant sur le débit de fluide de refroidissement. Les principales techniques sont ici classées par ordre croissant de performance énergétique tout en prenant en compte d'autres paramètres :

1. Sur un condenseur à eau perdue de réseau, le débit d'eau est ajusté par une vanne pressostatique assurant une pression de condensation constante. Cette solution est efficace du point de vue de l'EER du groupe mais comme l'eau du réseau est rejetée après, elle doit être bannie.
2. Sur un condenseur à air régulé en tout-ou-rien, le ventilateur démarre et s'arrête en fonction de la commande envoyée par le pressostat haute pression.
3. Le débit d'air au condenseur peut être ajusté par palier (ventilateur multi-vitesses, cascade de ventilateurs) en fonction de l'écart entre la pression mesurée et la consigne. La solution la plus efficace étant de recourir à la variation de vitesse de rotation pour réguler le débit d'air.
4. Le condenseur à eau perdue naturelle fonctionne de façon similaire à celui à eau perdue mais requiert une puissance de pompage supplémentaire pour amener l'eau jusqu'au

condenseur. Le refroidissement par eau du condenseur permet d'accroître l'EER de la machine.

5. Le condenseur évaporatif fonctionne de la même façon qu'une tour fermée humide en évitant de transiter par un fluide caloriporteur. La chaleur latente de vaporisation permet de diminuer encore la température de condensation et d'augmenter l'EER.

La baisse de température de condensation permet d'augmenter les performances de la machine frigorifique (Figure 35). Globalement, 5 K de réduction sur cette température engendre entre 4 et 20 % d'accroissement de l'EER suivant le type de machine. Naturellement, la seconde stratégie qui consiste à alimenter le condenseur avec de l'eau recyclée à température quasiment fixe combine performance et faibles besoins en eau. La température de l'eau est régulée par un organe autonome et indépendant comme un aéro-réfrigérant ou une tour de refroidissement. Le premier est globalement moins efficace que la seconde. En effet, une tour de refroidissement, en tirant profit de la chaleur latente de vaporisation, peut refroidir l'eau à des températures plus faibles.

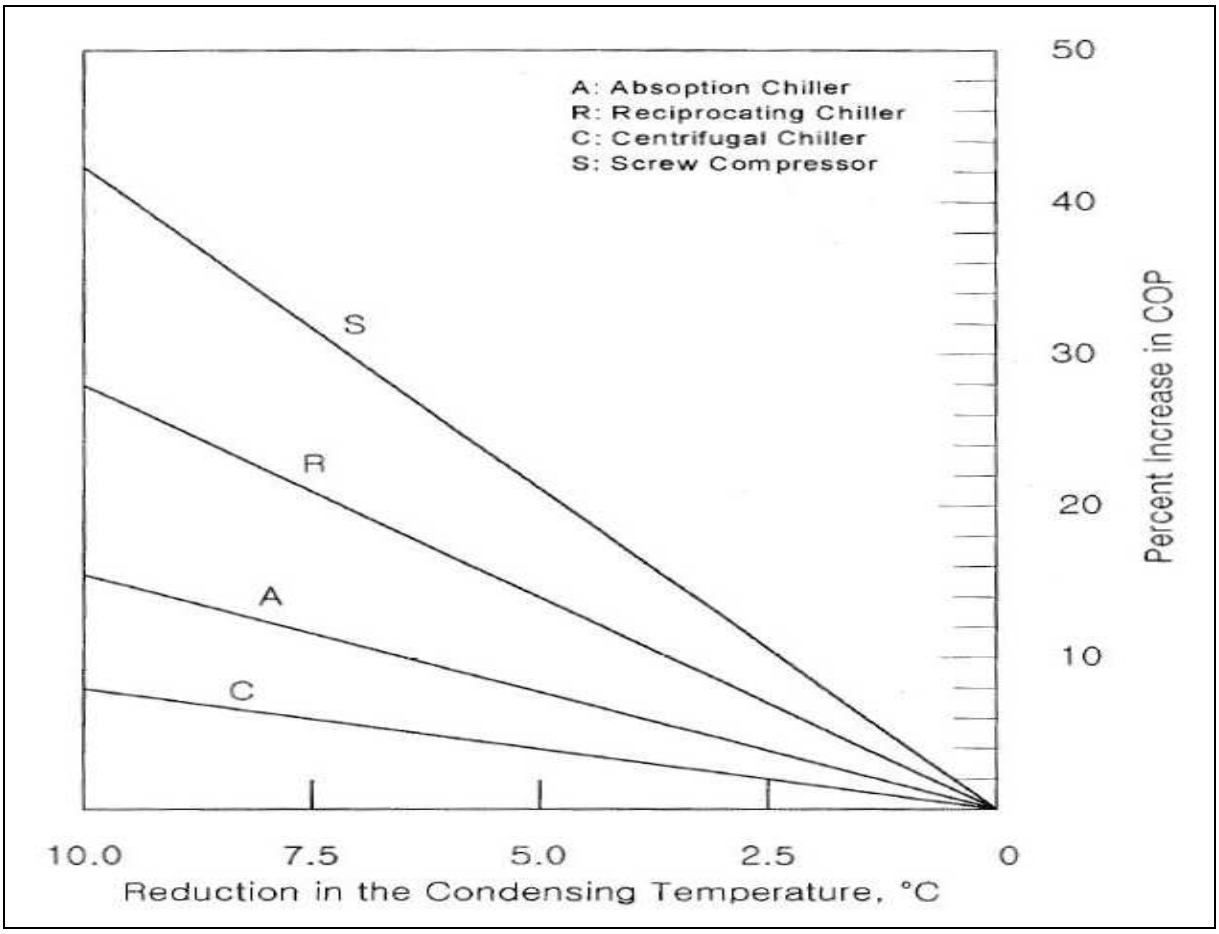


Figure 35. Influence de la température de condensation sur l'EER du GPEG [KRAR00]

Pour départager chacune des solutions, il faut analyser avec quelle finesse elles peuvent adapter leur puissance, la plus performante est celle qui, pour extraire la même quantité de chaleur, consomme le moins d'énergie pour faire circuler les fluides. La variation de la puissance de refroidissement peut être réalisée en utilisant des pompes et des ventilateurs multi-vitesses, installés en cascade ou alors en faisant varier leur vitesse de rotation.

1.5.7. Performances des outils et des stratégies de gestion

Hormis dans les bâtiments dont l'inertie thermique est élevée et/ou les charges internes importantes, la climatisation répond davantage à un besoin de confort durant les heures d'occupation. Elle peut donc généralement être arrêtée la nuit grâce au rafraîchissement naturel et le week-end du fait de l'absence de charges dans les bureaux par exemple. On veillera donc à ce que les programmations soient en accord avec les heures d'occupation du bâtiment.

2. Deuxième phase : inspection et analyse du fonctionnement et des performances de l'installation de climatisation en exploitation

2.1. Contenu et déroulement de la procédure

2.1.1. Enjeux de l'inspection

Le potentiel de l'inventaire est forcément limité car la procédure se restreint à l'analyse de la conception. Certaines installations sont effectivement mal conçues ce qui a pour conséquence de limiter leurs performances en exploitation. La plupart des installations sont heureusement correctement pensées mais leurs performances en fonctionnement peuvent s'avérer dégradées par certains défauts, la seule phase d'inventaire ne permettant pas de les détecter.

Cette prestation plus approfondie, consiste en une visite technique dans le but de procéder à un certain nombre de relevés, tests ou constatations liés au fonctionnement de l'installation. Cette étape nécessite une expertise technique plus importante que pour la phase d'inventaire. En effet, il est primordial que l'inspecteur ait à l'esprit des valeurs de référence ou des ordres de grandeur des paramètres mesurés ou relevés.

Lorsque la phase d'inventaire a correctement été effectuée, il est possible de s'appuyer sur elle pour accélérer la procédure d'inspection. La documentation, désormais rassemblée, peut alors être utilisée par l'inspecteur pour extraire des données techniques de référence comme les rendements nominaux des équipements. De plus, la description et l'analyse précédentes permettent de cibler plus rapidement les principaux défauts de l'installation. Enfin, la métrologie existante permet de préparer, en amont de la visite, la métrologie portable nécessaire et donc de faciliter et d'accélérer la procédure.

Le principal gain de temps ne réside pas seulement dans la réalisation complète de phase d'inventaire. L'exploitation, la maintenance et le suivi de l'installation, qu'ils soient effectués en interne ou en externe, permettent d'assurer un fonctionnement et des performances optimales compte tenu de la conception. Pour pouvoir en tirer profit, l'inspecteur devra être certain que les vérifications et contrôles prévus sont effectivement mis en œuvre.

2.1.2. Déroulement de la procédure d'inspection

Prouver l'efficacité du suivi passe d'abord par la vérification de la documentation spécifique à l'exploitation, la maintenance et le suivi en général. Les documents à étudier sont donc les contrats d'exploitation et de maintenance et particulièrement les annexes techniques contenant la liste et la fréquence des actions entreprises. Il est primordial de vérifier que les vérifications programmées sont en accord avec les préconisations des constructeurs dans les manuels d'installation et d'utilisation de leurs produits. Naturellement, ces procédures ne sont pas

nécessairement mises en œuvre sur le terrain. L'étude des cahiers d'exploitation et de maintenance permettra de contrôler en partie leur application effective. Outre l'entretien courant de l'installation de climatisation, certaines prestations comme l'équilibrage des réseaux aérauliques et hydrauliques, les contrôles de leur étanchéité ainsi que la charge [GRAC05] en fluide frigorigène devront être prises en considération car le potentiel d'économie qui leur est associé est important.

Il est alors primordial, lors de la visite de l'installation, de traquer tout indice prouvant le manque de suivi. Au cas où le suivi de base effectué ne répond pas totalement aux attentes de l'inspecteur, ce dernier devra alors effectuer certains relevés et contrôles visuels afin de palier aux manques. Les valeurs mesurées ainsi que les constatations seront alors archivées dans un fichier pour pouvoir être utilisées lors d'une analyse future en tant que valeurs de référence dans la détection de dérives.

Le fonctionnement et les performances des composants d'une installation peuvent effectivement être en partie évalués par des mesures et des constatations visuelles. Les appareils de régulation et leurs réglages requièrent d'autres méthodes car leur action s'évalue sur une échelle temporelle souvent plus longue que le temps que l'inspecteur pourra lui consacrer. Par exemple, constater la variation de puissance frigorifique d'un climatiseur s'effectue aisément en saison intermédiaire mais lors de fortes chaleurs, ce dernier est censé fonctionner presque continûment à pleine puissance. Encore une fois, l'inventaire et l'analyse préliminaires sont primordiaux pour connaître le fonctionnement théorique de la régulation. Des tests fonctionnels consistant à « simuler » un événement (tromper une sonde, forcer un contact etc…) peuvent alors permettre de contrôler le fonctionnement de la régulation et d'éprouver les réactions du système.

2.1.3. Métrologie requise

Outre la métrologie déjà présente sur l'installation, il est primordial de se munir des appareils portables suivants :

- Sonde de température de contact pour la mesure non intrusive sur les réseaux
- Sonde de température pour la mesure intrusive au sein des flux d'air
- Sonde de température d'ambiance
- Sonde hygrométrique pour la mesure de l'humidité de l'air
- Manomètre pour la mesure des pressions régnant dans les gaines de ventilation
- Pince ampère-métrique pour la mesure des puissances électriques absorbées
- Tachymètre de contact/optique pour la mesure des vitesses de rotation
- Chronomètre pour la mesure des temps de fonctionnement
- Débitmètre à fil chaud ou à hélice pour la mesure dans les gaines aérauliques
- Cônes de débits et débitmètre adaptable pour la mesure au niveau des bouches

Les mesures/relevés doivent rester ponctuels pour limiter les temps d'acquisition et de dépouillement des résultats.

2.2. Etablir certains indicateurs du fonctionnement et des performances

2.2.1. Production du froid

Les compteurs à relever

Sur une installation de climatisation, on trouve couramment des compteurs de temps de fonctionnement T (h), de consommations d'électricité E_{group} (kWh) et parfois des compteurs d'énergie frigorifique E_{frigo} (kWh) fournie et de démarrages N. Ces compteurs peuvent être intégrés au système de régulation ou avoir été ajoutés sur l'installation. Pour effectuer des bilans et tirer des conclusions sur les performances de la machine lors de l'inspection, il faut que des relevés réguliers aient été effectués et soient accessibles. Si aucun suivi n'est effectué, il est conseillé de le mettre en place, ce relevé servant alors de référence pour la suite (inspections et/ou audits futurs).

Les mesures ponctuelles à effectuer (les paramètres de suivi)

Les différents paramètres cités dans le Tableau 20 doivent être mesurés lors d'une inspection. Idéalement, l'exploitant/mainteneur interne ou externe devrait réaliser régulièrement ces mesures et consigner les résultats dans le cahier d'exploitation/maintenance. Ceci permettrait (à lui ou à un inspecteur/auditeur indépendant) de suivre l'évolution du fonctionnement de la machine frigorifique avec le temps.

Paramètre	Intitulé	Métrologie/Procédure d'obtention
p_{cond}	Pression de condensation du fluide frigorigène (bar)	Manomètre installé ou embarqué
P_{evap}	Pression d'évaporation du fluide frigorigène (bar)	Manomètre installé ou embarqué
P_{aspi}	Pression d'aspiration du compresseur (bar)	Manomètre installé ou embarqué
p_{refoul}	Pression de refoulement du compresseur (bar)	Manomètre installé ou embarqué
T_{cond}	Température de condensation du fluide frigorigène (°C)	Table/Graduation équivalente sur le manomètre
T_{evap}	Température d'évaporation du fluide frigorigène (°C)	Table/Graduation équivalente sur le manomètre
T_{ffse}	Température du fluide frigorigène à la sortie de l'évaporateur (°C)	Sonde de contact/Métrologie embarquée
T_{ffsc}	Température du fluide frigorigène à la sortie du condenseur (°C)	Sonde de contact/Métrologie embarquée
T_{frec}	Température du fluide de refroidissement à l'entrée du condenseur (°C)	Sonde de contact/Sonde embarquée ou installée
T_{frsc}	Température du fluide de refroidissement à la sortie du condenseur (°C)	Sonde de contact/Sonde embarquée ou installée
T_{fcee}	Température du fluide caloporteur à l'entrée de l'évaporateur (°C)	Sonde de contact/Sonde embarquée ou installée
T_{fcse}	Température du fluide caloporteur à la sortie de l'évaporateur (°C)	Sonde de contact/Sonde embarquée ou installée
t	Temps effectif de fonctionnement sur une heure (min/h)	Chronomètre/Compteur embarqué ou installé
n	Nombre de démarrages sur cette même heure (h^{-1})	Comptage manuel, embarqué ou installé
P_{frigo}	Puissance frigorifique fournie par le groupe (W)	Métrologie embarquée
P_{group}	Puissance électrique absorbée par le groupe (W)	Pince ampère-métrique
P_{vent}	Puissance électrique absorbée par chaque ventilateur (W)	Pince ampère-métrique

Tableau 20. Paramètres à mesurer sur les machines frigorifiques

Les indicateurs de fonctionnement et de performance à établir

Les paramètres cités précédemment permettent de calculer des indicateurs (Tableau 21) pouvant alors être comparés à des valeurs de référence connues techniquement ou statistiquement pour juger des performances du système.

Indicateur	Valeur	Intitulé
$\Delta T1$	$T_{ffsc} - T_{cond}$	Sous-refroidissement du fluide frigorigène au condenseur
$\Delta T2$	$T_{frsc} - T_{frec}$	Différence de température du fluide de refroidissement au condenseur
$\Delta T3a$	$T_{cond} - T_{frec}$	Différence entre les températures de condensation et du fluide de refroidissement en entrée du condenseur
$\Delta T3b$	$T_{cond} - T_{frsc}$	Différence entre les températures de condensation et du fluide de refroidissement en sortie du condenseur
$\Delta T6$	$T_{ffse} - T_{evap}$	Surchauffe du fluide frigorigène à l'évaporateur
$\Delta T7$	$T_{fcse} - T_{fcee}$	Différence de température du fluide caloporteur à l'évaporateur
$\Delta T8a$	$T_{fcee} - T_{evap}$	Différence entre les températures du fluide caloporteur en entrée de l'évaporateur et d'évaporation
$\Delta T8b$	$T_{fcse} - T_{evap}$	Différence entre les températures du fluide caloporteur en sortie de l'évaporateur et d'évaporation
$\Delta p1$	$p_{evap} - p_{aspi}$	Différence entre les pressions d'évaporation et d'aspiration
$\Delta p2$	$p_{refoul} - p_{cond}$	Différence entre les pressions de refoulement et de condensation
X_f	$P_{frigo}/P_{frigo\text{-}nom}$	Taux de charge frigorifique de la machine
X_e	$P_{group}/P_{group\text{-}nom}$	Taux de charge électrique de la machine
EER	$X_f P_{frigo\text{-}nom}/P_{group}$	Energy Efficiency Ratio ponctuel du GPEG
SEER	E_{frigo}/E_{group}	Energy Efficiency Ratio saisonnier du GPEG
t_{cycl}	t/n	Durée moyenne du cycle sur une heure
t_{eqpc}	$E_{group}/P_{group\text{-}nom}$	Temps de fonctionnement équivalent pleine charge
$P_{group\text{-}moy}$	E_{group}/T	Puissance moyenne absorbée sur une période longue

Tableau 21. Indicateurs de performance des machines frigorifiques

2.2.2. Production et distribution de l'eau glacée

Les compteurs à relever

On trouve couramment, disposés sur le réseau d'eau glacée, des compteurs d'énergie frigorifique fournie E_{frigo} (kWh) et d'appoint en eau $Q_{appoint}$ (m^3). Pour effectuer des bilans et tirer des conclusions sur les performances de l'installation lors de l'inspection, il faut que des relevés réguliers aient été effectués et soient accessibles. Si aucun suivi n'est effectué, il est conseillé de le mettre en place, ce relevé servant alors de référence pour la suite (inspections et/ou audits futurs).

Les mesures ponctuelles à effectuer

Pressions différentielles et puissances électriques (Tableau 22) sont des indicateurs des pertes de charge (globales et particulières) du réseau. Relevés régulièrement, ils permettent de contrôler l'encrassement du réseau. Valables à un débit donné, ils devront être comparés « toutes choses égales par ailleurs » c'est à dire à débit et/ou vitesse de rotation identiques.

Paramètre	Intitulé	Métrologie/Procédure d'obtention
Δp_{pomp}	Pression différentielle de la pompe (bar)	Manomètre installé
ω_{pomp}	Vitesse de rotation de la pompe (tr/min)	Indicateur sur le variateur installé/Tachymètre
P_{pomp}	Puissance absorbée par la pompe (W)	Pince ampère-métrique
$Q_{v\text{-}pomp}$	Débit de la pompe (m^3/h)	Débitmètre installé/Extrapolation de Δp, ω, P et de la courbe
T_{fcd}	Température du fluide caloporteur distribué aux batteries (°C)	Sonde de contact/Métrologie installée
T_{fcr}	Température du fluide caloporteur au retour des batteries (°C)	Sonde de contact/Métrologie installée
Δp_{evap}	Pertes de charge de l'évaporateur (Pa)	Manomètre installé
t_{pomp}	Temps de fonctionnement annuel de la pompe (h/an)	Compteur/Programmateur/GTB
C_{glycol}	Concentration de glycol dans l'eau du réseau (%)	

Tableau 22. Paramètres à mesurer sur les pompes de production/distribution d'eau glacée

Les indicateurs de fonctionnement et de performance à établir

On cherchera bien évidemment à mesurer le rendement global η_{pomp} (%) de la pompe dont la formule de calcul est décrite plus haut (paragraphe 1.4.4). Il est également possible de calculer l'efficacité spécifique de pompage R_p ($Wh/m^3.mH_2O$). Son lien avec le rendement η_{pomp} (%) est évident et défini par la relation suivante :

$$R_p = \frac{P_{pomp}}{H_{pomp}\, Q_{v\text{-}pomp}} = \frac{2{,}825}{\eta_{pomp}}$$

Avec H_{pomp} (mH_2O) la hauteur manométrique générée (liée à la pression différentielle par la relation $H_{pomp}=\Delta p_{pomp}/\rho g$) et $Q_{v\text{-}pomp}$ (m^3/h) le débit volumique d'eau circulant dans le réseau.

L'efficacité spécifique de pompage R_p n'apporte aucune information supplémentaire par rapport au rendement car ces deux indicateurs sont étroitement liés. Toutefois, il faut noter qu'elle est souvent préférée au rendement en tant qu'indicateur de performance en exploitation car elle indique plus clairement les consommations d'énergie d'une pompe.

2.2.3. Traitement et distribution centralisés de l'air

Les mesures ponctuelles à effectuer

Pressions différentielles et puissances électriques (Tableau 23) sont des indicateurs des pertes de charge (globales et particulières) du réseau. Relevés régulièrement, ils permettent de contrôler l'encrassement du réseau. Ils se suffisent à eux-mêmes pour une centrale à débit constant (DAC) mais doivent être accompagnés d'une mesure du débit et/ou de la vitesse de rotation pour une centrale à débit variable (DAV) afin de faire des comparaisons « toutes choses égales par ailleurs ».

Paramètre	Intitulé	Métrologie/Procédure d'obtention
Δp_{filtre}	Pression différentielle du filtre (bar)	Manomètre portable/Installé
Δp_{chaud}	Pression différentielle de la batterie chaude (bar)	Manomètre portable/Installé
Δp_{froid}	Pression différentielle de la batterie froide (bar)	Manomètre portable/Installé
Δp_{vent}	Pression différentielle du ventilateur (bar)	Manomètre portable/Installé
ω_{vent}	Vitesse de rotation du ventilateur (tr/min)	Indicateur sur le variateur installé/Tachymètre
P_{vent}	Puissance absorbée par le ventilateur (W)	Pince ampère-métrique
$Q_{v\text{-}vent}$	Débit du ventilateur (m^3/h)	Débitmètre installé/Extrapolation de Δp, ω, P et de la courbe
$Q_{v\text{-}neuf}$	Débit d'air neuf (m^3/h)	Débitmètre installé/Débitmètre à hélice/Fil chaud
T_{fcd}	Température du fluide caloporteur distribué aux batteries (°C)	Sonde de contact/Métrologie installée
T_{fcr}	Température du fluide caloporteur au retour des batteries (°C)	Sonde de contact/Métrologie installée
t_{CTA}	Temps de fonctionnement annuel de la CTA (h/an)	Compteur/Programmateur/GTB

Tableau 23. Paramètres à mesurer sur les centrales de traitement de l'air

Les indicateurs de fonctionnement et de performance à établir

On vérifiera dans un premier temps l'adéquation du renouvellement de l'air à l'occupation normale du bâtiment en utilisant $Q_{v\text{-}neuf}$, le nombre d'occupants de la zone et l'Annexe 7. On cherchera bien évidemment à mesurer le rendement global η_{vent} (%) du ventilateur dont la formule de calcul est décrite plus haut (paragraphe 1.4.5). Il est également possible de calculer l'efficacité spécifique de ventilation (ventilateurs et réseaux) R_v (Wh/m^3) définie par la relation suivante :

$$R_v = \frac{P_{souf} + P_{extrac}}{Q_{v\text{-}vent}}$$

Avec P_{souf} (W) et P_{extrac} (W) les puissances électriques P_{vent} (W) des ventilateurs de soufflage et d'extraction et $Q_{v\text{-}vent}$ (m^3/h) le débit volumique d'air circulant dans le réseau qui doit logiquement être le même dans les deux branches du réseau.

L'efficacité spécifique de ventilation R_v indique clairement les consommations d'énergie nécessaire à la distribution d'un mètre-cube d'air traité. Elle est donc couramment employée pour caractériser les performances d'une installation de ventilation en exploitation.

2.2.4. Unité de traitement terminal

La première chose à effectuer est de relever les consignes de température $T_{int\text{-}cons}$ et d'humidité $HR_{int\text{-}cons}$ sur chaque appareil de régulation du confort ou sur la gestion technique du bâtiment (GTB). Si le thermostat le permet, il serait intéressant de noter la température $T_{int\text{-}aff}$ et l'humidité $HR_{int\text{-}aff}$ affichées par le boîtier de régulation. Ensuite, il faut mesurer grâce à la sonde d'ambiance la température T_{int} et l'humidité HR_{int} dans chaque zone thermo-régulée lorsque la climatisation est en fonctionnement.

2.2.5. Les systèmes autonomes de refroidissement du condenseur

Les mesures ponctuelles à effectuer

Pressions différentielles et puissances électriques (Tableau 24) sont des indicateurs des pertes de charge. Relevés régulièrement, ils permettent de contrôler l'encrassement du réseau et des organes. Valables pour un débit donné, la mesure de ce dernier et/ou de la vitesse de rotation permet de faire des comparaisons « toutes choses égales par ailleurs ».

Paramètre	Intitulé	Métrologie/Procédure d'obtention
T_{sext}	Température extérieure sèche (°C)	Sonde d'ambiance/Sonde embarquée ou installée
T_{hext}	Température extérieure humide (°C)	
T_{frec}	Température du fluide de refroidissement à l'entrée du condenseur (°C)	Sonde de contact/Sonde embarquée ou installée
P_{vent}	Puissance absorbée par le ventilateur (W)	Pince ampère-métrique
Δp_{pomp}	Pression différentielle de la pompe (bar)	Manomètre installé
Δp_{cond}	Pertes de charge au condenseur (Pa)	Manomètre installé
P_{pomp}	Puissance absorbée par la pompe (W)	Pince ampère-métrique
C_{glycol}	Concentration de glycol dans l'eau du réseau (%)	

Tableau 24. Paramètres à mesurer sur les organes autonomes de refroidissement du condenseur

Les indicateurs de fonctionnement et de performance à établir

Ces indicateurs sont utiles pour juger du dimensionnement, du fonctionnement et donc des performances des organes autonomes de refroidissement du condenseur.

Indicateur	Valeur	Intitulé
ΔT4a	$T_{cond} - T_{sext}$	Différence entre les températures de condensation et extérieure sèche
ΔT4b	$T_{cond} - T_{hext}$	Différence entre les températures de condensation et extérieure humide
ΔT5a	$T_{frec} - T_{sext}$	Différence entre les températures du fluide de refroidissement en entrée du condenseur et extérieure
ΔT5b	$T_{frec} - T_{hext}$	Approche

Tableau 25. Indicateurs de performance des organes autonomes de refroidissement du condenseur

2.2.6. L'importance de la connaissance du débit

Les paragraphes précédents montrent bien à quel point le débit est essentiel dans le calcul des indicateurs. La mesure intrusive du débit d'air dans une gaine est réalisable facilement et rapidement mais est assortie d'une importante erreur si elle est effectuée en un seul point. Si on souhaite réduire cette erreur, la mesure intrusive devient beaucoup plus longue car elle doit s'effectuer en plusieurs points. La mesure du débit à une bouche de soufflage ou d'aspiration est simple, rapide et fiable grâce aux cônes de débits mais il faut les multiplier pour pouvoir remonter au débit total. La mesure non-intrusive du débit d'eau dans une canalisation ne peut, quant à elle, s'effectuer que par le biais d'une métrologie coûteuse (débitmètre à ultrasons) mais aboutit cependant à des résultats fiables. Bien évidemment, lorsque l'installation opère à débit variable tout devient plus compliqué. Ces techniques n'étant envisageables qu'en phase d'audit, d'autres méthodes sont envisagées dans l'Annexe 10 en phase d'inspection.

2.3. Associer les relevés à des constatations visuelles

Lors de l'inspection des différents équipements, il faut bien évidemment effectuer des vérifications d'ordre technique. Il est également essentiel de contrôler le fonctionnement de leur régulation. Malheureusement, lorsqu'elles sont « très » progressives ou que le régime de fonctionnement est stabilisé, l'analyse peut être allongée de façon importante. Il faut donc recourir à des tests fonctionnels, c'est à dire « forcer » la régulation à réagir. Avec les sécurités, il faudra toutefois faire attention lors de la manipulation de la régulation.

2.3.1. Production du froid

Lors de la visite technique l'installation de climatisation, il est primordial de juger une machine frigorifique à la lumière des points suivants :

- ✓ La localisation des machines frigorifiques refroidies par air doit être pertinente. Elles doivent être placées à l'endroit le plus frais possible et éviter la proximité directe des sources de chaleur.
- ✓ L'état du condenseur à air doit être satisfaisant. L'encrassement et l'écrasement de ses ailettes réduisent les échanges thermiques, accroissent les pertes de charge et augmentent donc les consommations de l'appareil.
- ✓ Un bruit anormal au niveau des parties mobiles est synonyme de frottement mécanique et donc de pertes énergétiques ou de vibrations et donc d'usure prématurée.
- ✓ Une fuite d'huile est synonyme de fuite de fluide frigorigène car les deux sont mélangés
- ✓ La présence de bulles de gaz au voyant liquide prouve l'existence d'une anomalie sur le cycle frigorifique qui dégrade les performances du cycle thermodynamique.
- ✓ La présence d'humidité au voyant liquide prouve l'existence d'incondensables dans le circuit de fluide frigorigène. Ces derniers perturbent le fonctionnement et dégradent les performances du cycle thermodynamique.

Un moyen d'effectuer un test fonctionnel du climatiseur monobloc/groupe frigorifique est de diminuer la consigne d'ambiance/de température de la boucle d'eau glacée pour forcer l'appareil à réagir. Ce forçage permet de vérifier le bon fonctionnement de la régulation et les enchaînements des niveaux de puissance.

Pour les appareils refroidis par air, il est en outre possible d'effectuer un test fonctionnel de la régulation de la haute pression en obturant la surface d'échange de l'échangeur. Suite à la réduction de la surface d'échange du condenseur, la pression de condensation va augmenter. En réaction, soit le ventilateur passe à une vitesse supérieure soit les ventilateurs vont démarrer en cascade. L'inspecteur veillera à ne pas déclencher la sécurité haute pression.

2.3.2. Refroidissement du condenseur

Il est primordial de juger un système autonome de refroidissement à la lumière des points suivants :

- ✓ Sa localisation doit être pertinente. Le système doit éviter la proximité directe des sources de chaleur et être placé à l'endroit le plus frais possible.
- ✓ L'état de l'échangeur doit être satisfaisant. Son encrassement, son écrasement et son entartrage réduisent les échanges thermiques, accroissent les pertes de charge et augmentent la consommation électrique de l'appareil.
- ✓ La rotation du ventilateur ne doit pas être perturbée
- ✓ Noter les pressions d'enclenchement/déclenchement des pressostats de régulation de la pression de condensation

- ✓ Un bruit anormal au niveau des parties mobiles est synonyme soit de frottement mécanique et donc de pertes énergétiques soit de vibrations et donc d'usure prématurée.

2.3.3. Distribution de l'eau glacée

Il est primordial de juger un système de distribution d'eau glacée à la lumière des points suivants :

- ✓ Le réseau d'eau doit être calorifugé, les branches circulant à l'extérieur particulièrement. Le calorifuge doit être en bon état pour garder une efficacité optimale.
- ✓ Sur les parties accessibles du réseau, une trace d'humidité sur le calorifuge ou sur la tuyauterie peut être due à une fuite synonyme de pertes thermiques.
- ✓ Une trace d'humidité sur la tuyauterie, le calorifuge ou sur un faux plafond peut être due à (1) une fuite d'eau et/ou (2) à la condensation de l'air humide sur la tuyauterie d'eau glacée non isolée. Dans les deux cas, ce sont des pertes thermiques.
- ✓ Une vanne manuelle à moitié fermée est souvent la preuve d'une conception non optimale du réseau et/ou d'un mauvais dimensionnement de la pompe.
- ✓ Un bruit anormal au niveau des parties mobiles est synonyme soit de frottement mécanique et donc de pertes énergétiques soit de vibrations et donc d'usure prématurée.

Un moyen d'effectuer un test fonctionnel de la régulation du débit d'eau est de fermer progressivement une vanne manuelle du circuit de distribution pour forcer la régulation à réagir. Si la vanne actionnée se situe après la prise de pression, la vitesse de rotation de la pompe doit logiquement diminuer, la vanne by-pass s'ouvrir ou la vanne d'étranglement se fermer. L'inverse est observé si la vanne actionnée se situe entre la pompe et la prise de pression.

2.3.4. Traitement et distribution centralisés de l'air

Il est primordial de juger le traitement et la distribution centralisés de l'air à la lumière des points suivants :

- ✓ La prise d'air neuf doit être le plus éloigné possible des sources de pollution ou des bouches d'extraction.
- ✓ L'obstruction des bouches du réseau aéraulique engendre des pertes de charge et augmente la consommation des ventilateurs. Lorsqu'elle est volontaire, elle prouve souvent une anomalie de conception, de fonctionnement ou d'exploitation.
- ✓ Le réseau d'air doit être calorifugé, les branches circulant à l'extérieur particulièrement. Le calorifuge doit être en bon état pour garder une efficacité optimale.
- ✓ Les filtres de la CTA doivent être propres. Leur encrassement accroît les pertes de charge et augmente la consommation du ventilateur.
- ✓ Les batteries de la CTA doivent être en bon état. L'encrassement et l'écrasement de leurs ailettes réduisent les échanges thermiques, accroissent les pertes de charge et augmentent la consommation du ventilateur.
- ✓ Un registre manuel à moitié fermé est souvent la preuve d'une conception non optimale du réseau et/ou d'un mauvais dimensionnement du ventilateur.
- ✓ Un bruit anormal au niveau des parties mobiles est synonyme soit de frottement mécanique et donc de pertes énergétiques soit de vibrations et donc d'usure prématurée.

Un moyen d'effectuer un test fonctionnel de la régulation du débit d'air est de fermer progressivement un registre manuel du réseau pour forcer la régulation à agir. Si le registre actionné se situe après la prise de pression, la vitesse de rotation du ventilateur devrait logiquement diminuer ou le registre de laminage se fermer. L'inverse est observé si le registre actionné se situe entre le ventilateur et la prise de pression.

Il est également possible de tester la régulation de la température de soufflage. En diminuant la consigne d'ambiance, le débit d'eau glacée passant dans la batterie froide devrait diminuer suite à la fermeture progressive d'une vanne de régulation (2 ou 3 voies).

Enfin, il est possible d'effectuer un test fonctionnel du mode « free-cooling » de la CTA en « trompant » la mesure de la température extérieure. En effet, ce mode s'enclenche lorsque la température extérieure est suffisamment inférieure à la température de l'air extrait ($\Delta T>8K$). Lorsque cette condition est vérifiée, les registres d'air neuf et d'extraction devraient s'ouvrir totalement et assez rapidement.

2.3.5. Unité de traitement terminal

Il est primordial de juger les unités de traitement terminal à la lumière des points suivants :

- ✓ Le fonctionnement continuel en grande vitesse d'une unité terminale est la preuve d'une anomalie dans son dimensionnement ou sa régulation.
- ✓ L'obstruction de l'unité terminale perturbe les flux d'air et limite le confort de la zone. Elle peut entraîner une surconsommation si l'occupant cherche à compenser.
- ✓ Le filtre de l'unité terminale et l'évacuation des condensats doivent être propre. Ils prouvent l'existence d'un suivi de l'installation.
- ✓ L'échangeur de l'unité terminale doit être en bon état. Son encrassement et l'écrasement de ses ailettes réduisent les échanges thermiques, accroissent les pertes de charge et augmentent donc la consommation du ventilateur.

Un moyen d'effectuer un test fonctionnel de la régulation du confort est de diminuer la consigne de température pour forcer l'unité à réagir. La température de soufflage devrait diminuer et s'établir entre 12 et 15 °C pour les multi-blocs et les ventilo-convecteurs en régime 7/12 °C. La vitesse du ventilateur peut également augmenter pour accélérer l'établissement des nouvelles consignes.

2.4. Juger du fonctionnement et des performances de l'installation

2.4.1. Groupe frigorifique/Climatiseur

Fonctionnement du cycle thermodynamique

En général, le nombre de démarrages par heure n d'un compresseur ne peut excéder 4 à 7 suivant la technologie. En prenant en compte la sécurité anti-court-cycle des compresseurs qui temporise tout redémarrage de quatre ou cinq minutes, la période moyenne de cyclage t_{cycl} ne doit pas descendre en dessous de neuf minutes environ, faute de quoi un appareil non défectueux est vraisemblablement surdimensionné.

Les différences de températures relevées lors de l'inspection peuvent finalement être comparées aux valeurs courantes qui servent lors de la mise en route des appareils. Des valeurs plus précises peuvent être obtenues en connaissant le fluide frigorigène utilisé. Afin

de rendre l'outil applicable à un maximum d'installations, nous avons choisi de ne fournir ici que des plages de valeurs (Tableau 26 et Tableau 27).

	Type de condenseur						
	Air	Eau					Évaporatif
		Plaque	Perdue	Recyclée Tour ouverte	Recyclée Tour fermée	Recyclée Dry-cooler	
ΔT1	3-5 / 3-5	- / 1-5	3-7 / 3-7	3-7 / 3-7	3-7 / 3-7	3-7 / 3-7	3-7 / 3-7
ΔT2	3-8 / 3-8	-	10-15 / 10-15	5 / 5	5 / 5	5 / 5	-
ΔT3a	12-15 / 12-15	-	-	-	-	-	-
ΔT3b	-	- / 3-5	5 / 5	5 / 5	5 / 5	5 / 5	-
ΔT6	4-6 / 4-7	- / 4-7	4-6 / 4-7	4-6 / 4-7	4-6 / 4-7	4-7 / 4-7	4-6 / 4-7
ΔT7	5 / 4-5	-	5 / 4-5	5 / 4-5	5 / 4-5	5 / 4-5	5 / 4-5
ΔT8a	-	-	-	-	-	-	-
ΔT8b	4-6 / 2-5	- / 2-5	4-6 / 2-5	4-6 / 2-5	4-6 / 2-5	4-6 / 2-5	4-6 / 2-5

Tableau 26. Valeurs typiques des différences de températures pour un GPEG en fonction du type de condenseur et d'évaporateur (tubes/plaques) [JACQ04]

Les défauts du cycle thermodynamique qui augmentent les consommations d'énergie du compresseur influent nécessairement sur ses pressions d'aspiration et de refoulement. En effet, plus le rapport (taux de compression) entre ces deux pressions est élevé, plus la puissance absorbée par le compresseur est importante. Or, ces deux pressions sont égales, aux pertes de charge près, respectivement aux pressions d'évaporation et de condensation qui sont imposées par les températures d'échanges à l'évaporateur et au condenseur. Pour fabriquer un arbre de défauts simple à utiliser, nous avons choisi de fournir une liste non-exhaustive des causes possibles (Annexe 11) [JACQ04] des variations des quatre paramètres p_{aspi}, p_{refoul}, p_{evap} et p_{cond}.

	Type de condenseur					
	Air	Eau				Évaporatif
		Perdue	Recyclée Tour ouverte	Recyclée Tour fermée	Recyclée Dry-cooler	
ΔT1	3-5 / 3-5	3-7 / 1-5	3-7 / 1-5	3-7 / 1-5	3-7	3-7
ΔT2	3-8 / 3-8	10-15 / 10-15	5 / 5	5 / 5	5 / 5	-
ΔT3a	12-15 /12-15	-	-	-	-	-
ΔT3b	-	5 / 2-5	5 / 2-5	5 / 2-5	5 / 2-5	-
ΔT6	4-7 / 4-7	4-7 / 4-7	4-7 / 4-7	4-7 / 4-7	4-7 / 4-7	4-7 / 4-7
ΔT7	2-5 / 2-5	2-5 / 2-5	2-5 / 2-5	2-5 / 2-5	2-5 / 2-5	2-5 / 2-5
ΔT8a	6-10 / 6-10	6-10 / 6-10	6-10 / 6-10	6-10 / 6-10	6-10 / 6-10	6-10 / 6-10
ΔT8b	-	-	-	-	-	-

Tableau 27. Valeurs typiques des différences de températures sur les systèmes à détente directe et multi-blocs en fonction du type de condenseur (tubes/plaques) [JACQ04]

Il est des défauts qui influencent également l'intermittence de fonctionnement du compresseur. Si les cycles du compresseur sont courts, ses performances sont généralement réduites car le régime a tout juste le temps de se stabiliser. S'ils sont longs, les consommations sont accrues du fait de l'important temps de fonctionnement. Dans les deux cas, le compresseur subit une usure mécanique et électrique importante. L'Annexe 11 propose une liste non-exhaustive des causes possibles de ces modes de fonctionnement dégradé.

Paramètres énergétiques d'une installation de climatisation

Le temps annuel de fonctionnement équivalent à pleine charge T_{fepc} d'un climatiseur individuel oscille entre 500 et 1000 h/an [CEPR03] suivant le pays en Europe et le secteur d'activité. De même, le temps annuel de fonctionnement équivalent à pleine charge d'une machine frigorifique correctement dimensionnée s'établit entre 800 et 1200 h/an [WALL06] mais ces chiffres varient de façon importante suivant le pays. Pour les machines régulées en tout ou rien, T_{fepc} est strictement égal au temps de fonctionnement réel du compresseur. Pour

le connaître, il faut équiper l'appareil d'un compteur de temps de fonctionnement. Pour les machines à puissance frigorifique variable, le temps de fonctionnement équivalent à pleine charge T_{fepc} sur une période donnée est égal au rapport de ses consommations électriques E_{abs} sur la période (lue sur un compteur) par la puissance électrique nominale $P_{group-nom}$.

Les consommations annuelles surfaciques E_{abs}/SHON (production de froid et auxiliaires) pour la climatisation se situent entre 25 et 50 kWh/m² [CEPR03] dans les bureaux. D'après le BRE [BRES00], ces ratios tournent davantage autour de 100 kWh/m², mais l'étude comportait un grand nombre de systèmes tout-air. [WALL06] s'oriente quant à lui plutôt sur 60-70 kWh/m². Mis à part les bâtiments densément chargés du type sites informatiques, il y a de grandes chances pour que la consommation électrique de la climatisation de la majorité des bâtiments se situe dans cette plage de valeurs. Si le comptage électrique ne concerne que les équipements de production de froid et n'inclut pas les auxiliaires (pompes, CTA, ventilo-convecteurs, tour de refroidissement), le ratio précédent n'est plus adapté. On pourra toutefois lui appliqué la répartition présentée sur la Figure 27.

Il est également possible d'utiliser des ratios plus spécifiques aux secteurs d'activité si l'occupation prédomine la surface dans l'influence des consommations d'énergie de la climatisation. L'idée est d'utiliser comme dénominateur le paramètre prédominant pour chaque secteur d'activité :

- $E_{abs}/N_{chambre}$ (kWh/chambre/an) pour un hôtel
- E_{abs}/N_{lit} (kWh/lit/an) pour un hôpital
- $E_{abs}/N_{étudiant}$ (kWh/étudiant/an) pour les écoles
- E_{abs}/N_{ticket} (kWh/ticket/an) pour les musées, salles de concert ou toute activité payante

Malheureusement, nous ne disposons pas de valeur de référence pour ces ratios sectoriels. Le retour d'expérience de l'inspection périodique permettra sans doute de venir combler ce manque.

Les compteurs indiquent généralement une valeur totale (temps de fonctionnement et consommations depuis l'installation du compteur) qui n'est valorisable que si des relevés réguliers sont effectués. Ces ratios souffrent alors d'une importante incertitude dans ces conditions de mesure.

2.4.2. Systèmes autonomes de refroidissement du condenseur

Comme pour les machines frigorifiques, on peut proposer des valeurs de référence. Le fonctionnement des systèmes d'extraction de chaleur du condenseur à eau est généralement optimal lorsque les différences de températures relevées lors de l'inspection sont proches des valeurs typiques du Tableau 28. Une liste non-exhaustive des causes possibles aux problèmes constatés est proposée en Annexe 12.

	Type de condenseur			
	Eau			**Évaporatif**
	Recyclée	**Recyclée**	**Recyclée**	
	Tour ouverte	**Tour fermée**	**Dry-cooler**	
ΔT4a	-	-	17-22	-
ΔT4b	-	-	-	10-12
ΔT5a	-	-	7-12	-
ΔT5b	3-7	7-15	-	-

Tableau 28. Valeurs typiques des différences de températures pour les systèmes d'extraction de la chaleur du condenseur à eau

2.4.3. Pompe de distribution

Pour juger du rendement global η_{pomp} des pompes en général (production/distribution d'eau glacée, tour de refroidissement, aéro-réfrigérant) il est possible ici d'utiliser les mêmes valeurs de référence que pour l'inventaire (paragraphe 1.4.4). Certains industriels effectuent en outre un « benchmarking » interne sur les puissances spécifiques de leurs pompes. L'exemple issu de mesures sur des pompes de caractéristiques et de puissances différentes et fourni sur la Figure 36 peut être utilisé comme référence pour un premier jugement des performances.

Une analyse statistique du BRE [BRES00] sur des immeubles de bureaux stipule des consommations surfaciques annuelles $P_{pomp}.t_{pomp}/SHON$ courantes pour les pompes de distribution de l'eau glacée autour de 20 kWh/m².an. Ces données ont été établies en incluant des systèmes tout-air VAV dont le réseau hydraulique est généralement moins complexe que les installations à base de ventilo-convecteurs. Le BRE précise qu'un ratio de 10 kWh/m².an peut être atteint.

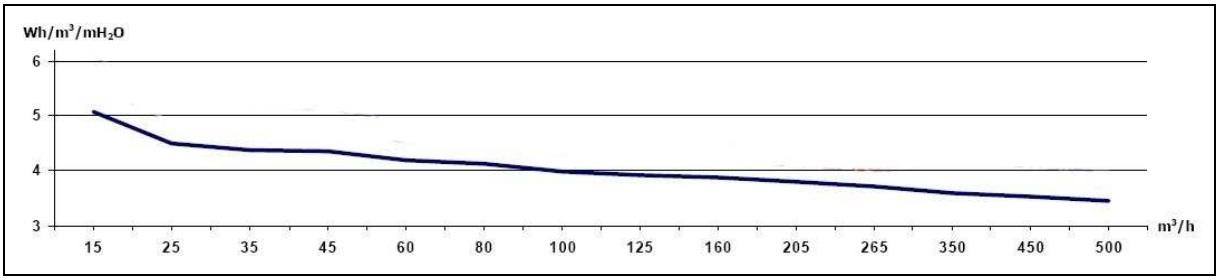


Figure 36. Efficacité spécifique de pompage (source : Veolia Water)

2.4.4. Distribution de l'air traité

Il faut d'abord vérifier que le point de fonctionnement du réseau ($Q_{v\text{-}vent}$; Δp_{vent}) correspond bien à une zone de rendement élevé sur les courbes caractéristiques du ventilateur. Si ce n'est pas le cas, le ventilateur a été mal choisi. On déterminera ensuite la puissance mécanique nécessaire. En cas de transmission directe, il n'y a pas de problème car le moteur est généralement choisi à priori. Dans le cas d'une transmission par courroie[1], le moteur a pu être choisi dans une gamme. Il faut alors vérifier que la puissance mécanique requise à l'arbre du moteur se situe bien aux alentours de 75 % (taux de charge pour lequel son rendement η_m est légèrement plus élevé que son rendement nominal $\eta_{m\text{-}nom}$) de la valeur nominale inscrite sur la plaque du moteur. Le rendement d'un moteur variant très peu par rapport à sa valeur nominale $\eta_{m\text{-}nom}$ au-delà de 60 % de charge mécanique, on pourra tolérer cette plage plus large.

Pour juger du rendement global η_{vent} des ventilateurs des centrales de traitement de l'air, il est possible ici d'utiliser les mêmes valeurs de référence que pour l'inventaire (paragraphe 1.4.5). Si toutefois l'inspecteur a préféré évaluer la puissance spécifique de ventilation R_v, il pourra utiliser les valeurs de référence [SIAR92] suivantes :

- Si R_v est inférieur à 0,42 Wh/m³, l'efficacité énergétique de la ventilation est plutôt bonne
- Si R_v est compris entre 0,42 et 0,7 Wh/m³, l'efficacité énergétique de la ventilation est moyenne

[1] Le rendement de transmission par courroie est évalué à 90 % pour une puissance mécanique nominale jusqu'à 7,5 kW, puis 92 % jusqu'à 11 kW, 94 % jusqu'à 22 kW, 95 % jusqu'à 30 kW, 96 % jusqu'à 55 kW, 97 % jusqu'à 75 kW et 97,5 % jusqu'à 100 kW [WALL06].

- Si R_v est supérieur à 0,7 Wh/m³, l'efficacité énergétique de la ventilation est plutôt mauvaise.

Cette puissance spécifique peut paraître moins physique que le rendement mais les Δp en réseau aéraulique sont beaucoup plus stables. Elle qualifie à la fois le rendement global du ventilateur et la limitation des pertes de charge. La réglementation américaine [ADNO03] concernant les réseaux aérauliques destinés au conditionnement de l'air impose des efficacités spécifiques de ventilation R_v du même ordre de grandeur : 0,47 Wh/m³ maximum pour les installations à débit d'air constant (CAV) et 0,57 Wh/m³ maximum pour installations à débit d'air variable (VAV).

Une analyse statistique du BRE [BRES00] sur des immeubles de bureaux stipule une valeur courante pour les VAV de 0,84 Wh/m³ mais précise que 0,56 Wh/m³ sont accessibles. Le BRE ajoute que les consommations surfaciques annuelles $P_{CTA}.t_{CTA}/SHON$ courantes pour les CTA VAV sont autour de 43 kWh/m².an. L'étude précise qu'un ratio de 23 kWh/m².an peut être atteint.

2.4.5. Confort thermique dans le bâtiment

Dans un premier temps, on vérifiera que les consignes de confort intérieur respectent les conditions $T_{int\text{-}cons} \geq 25$ °C et $HR_{int\text{-}cons} \geq 45$ % excepté si un process de la pièce requiert des valeurs plus strictes. Ces valeurs sont issues de la norme ASHRAE 55 [ASHR55] sur le confort thermique (Figure 37). Quelles que soient les coordonnées dans la zone de confort d'été (rouge), les insatisfaits restent statistiquement en nombre limité. Il n'y a donc aucun intérêt à programmer des consignes de confort trop strictes. Par exemple, pour une unité intérieure d'un climatiseur multi-blocs, 1 K gagné à l'évaporateur représente 3 % de consommations électriques en moins au compresseur [KRAR00].

Lorsque le thermostat le permet, il faut comparer, pour un fonctionnement stabilisé, la température T_{int} mesurée à la valeur affichée par le régulateur $T_{int\text{-}aff}$. Une différence est fortement probable mais elle devra être limitée (< 1 K). Si $T_{int\text{-}aff} - T_{int} > 1$ K, la sonde de température du thermostat est probablement mal étalonnée ou défectueuse. Des économies d'énergie sont donc accessibles puisque la pièce n'est pas à la température réellement désirée. A l'inverse, si $T_{int} - T_{int\text{-}aff} > 1$ K, les conséquences énergétiques sont limitées mais il y a un problème de confort surtout si l'occupant n'est pas maître des consignes. Cette différence peut être la conséquence d'une sonde mal étalonnée ou défectueuse mais également d'un sous-dimensionnement de l'unité terminale ou d'un problème sur la vanne de réglage du débit d'eau glacée. Il arrive souvent que les thermostats n'affichent pas les paramètres qu'ils mesurent. Dans ce cas, l'inspecteur pourra effectuer la même procédure en remplaçant la température affichée $T_{int\text{-}aff}$ par la consigne $T_{int\text{-}cons}$ réglée dans le thermostat.

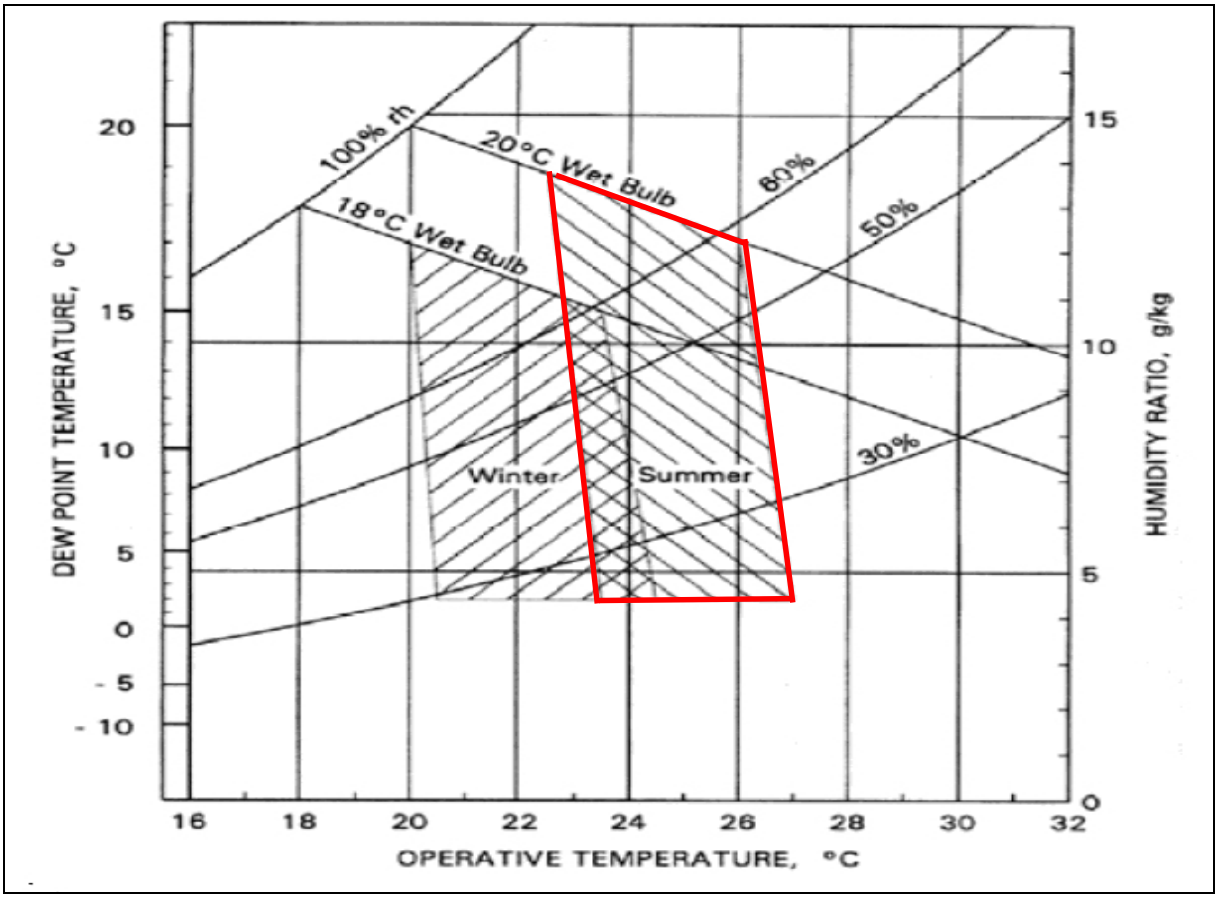


Figure 37. Zones de confort thermique d'été et d'hiver [ASHR55]

3. Troisième phase : audit des consommations de l'installation de climatisation et chiffrage du potentiel

3.1. Contenu et déroulement de la procédure

3.1.1. Enjeux de l'analyse

L'audit doit permettre d'acquérir une connaissance quasi-parfaite du fonctionnement et des performances de l'installation de climatisation. Si le fonctionnement peut être relativement bien caractérisé par l'inspection, les performances déduites précédemment sont entachées d'incertitudes et pas nécessairement représentatives d'une période d'exploitation plus longue. Les objectifs de l'audit des installations de climatisation sont donc :

- Détecter les défauts invisibles lors d'une visite ponctuelle
- Chiffrer les performances de l'installation sur la période d'audit
- Chiffrer le potentiel d'économie d'énergie accessible sur la période d'audit
- Extrapoler ce potentiel sur une période d'exploitation complète

3.1.2. Ciblage des relevés

Les plages de fonctionnement effectives ainsi que les puissances moyennes des différents équipements n'étant pas chiffrées précisément par une visite ponctuelle, il est difficile de faire des bilans énergétiques représentatifs. Une mesure continue de la puissance électrique absorbée permettrait par contre de visualiser l'impact énergétique des équipements tout en contrôlant leurs plages de fonctionnement. L'audit énergétique rentable d'une installation de

climatisation passe donc nécessairement par une mesure approfondie des puissances électriques absorbées.

A l'instar du rendement pour les pompes et autres ventilateurs, les performances d'une machine frigorifique se mesurent en termes d'EER, rapport de la puissance frigorifique fournie par la puissance électrique absorbée. Ce rapport peut également être globalisé en intégrant la puissance absorbée par les auxiliaires. Calculé ponctuellement, il n'est pas représentatif car fortement influencé par des paramètres (température extérieure, consigne) pouvant varier sur une longue période d'exploitation. Lorsque c'est techniquement faisable, l'audit devra intégrer la mesure de la puissance frigorifique et ce sur une période suffisamment représentative afin de pouvoir effectuer des bilans et accéder à l'EER moyen. Bien que la mesure directe de l'énergie frigorifique fournie soit réalisable grâce à un compteur, elle demeure rare. La plupart du temps, obtenir cette donnée en temps réel signifie la reconstituer à partir du débit du fluide et de deux températures. Ces trois mesures continues devront être mises en œuvre lors d'un audit même si, nous le verrons, il sera souvent possible de simplifier la procédure.

Il semble toutefois peu probable que les contraintes du client autorisent que des relevés soient effectués sur une durée totale supérieure à un mois. Il est donc primordial, lors de l'audit, de pouvoir reconstituer les performances de l'installation durant les périodes n'ayant pas fait l'objet de mesure. Pour cela, les précédents relevés devront être accompagnés par l'acquisition des paramètres influençant les besoins de climatisation durant l'année. La température extérieure et l'occupation (ou ses dérivés) du bâtiment sont par exemple les dénominateurs les plus répandus.

3.2. Mesure et analyse des puissances électriques absorbées

3.2.1. Différents niveaux d'investigation envisageables

Dans ce paragraphe, nous fournissons à l'auditeur des informations techniques quant aux opportunités de mesure des puissances électriques absorbées qui s'offrent à lui. Il existe différents niveaux d'investigation, chacun ayant ses avantages et inconvénients en termes de précision, de temps et de coûts :

- Minimum : puissance électrique absorbée au niveau du compteur général
- Intermédiaire : puissance électrique absorbée par usage de l'électricité
- Maximum : puissance électrique absorbée par équipement de climatisation

Nous laissons à l'auditeur, suivant les besoins du maître d'ouvrage et la complexité de son installation, le choix du niveau d'investigation. Nous nous contentons ici de détailler la métrologie et la procédure les mieux adaptées à la mesure souhaitée.

3.2.2. Mesure de la courbe de charge au niveau du compteur électrique général

Il est possible de mesurer en continu la puissance électrique absorbée au niveau du compteur électrique général. Il suffit alors de placer, à l'alimentation du bâtiment, une pince ampère-métrique associée à un enregistreur (ou data-logger) consignant le paramètre mesuré à une fréquence définie par l'auditeur. La mémoire de l'enregistreur étant limitée, plus la fréquence est élevée, plus la campagne de mesure sera courte. Toutefois, si la fréquence d'échantillonnage est trop faible, les mesures perdent en précision, les dates précises des démarrages et arrêts des appareils importants pouvant ne pas être observées. Certains enregistreurs permettent donc de relever le paramètre à une fréquence d'échantillonnage élevé

(5 s par exemple) puis d'en calculer une moyenne sur une période plus longue (10 min par exemple). Dans le cas de la puissance électrique, nous obtenons alors une puissance moyenne par tranche de dix minutes permettant alors de remonter plus facilement aux consommations d'énergie. Certains appareils fonctionnant sur la même base sont encore plus simples d'utilisation car on les installe sur les compteurs existants[1]. Ils permettent d'enregistrer et de convertir la fréquence des impulsions des compteurs électromagnétiques (à roue) et électroniques (à diode) en puissance électrique.

Cette méthode d'analyse des puissances électriques est simple à mettre en œuvre mais ne permet pas de fournir des informations aussi détaillées et précises que l'analyse individuelle de chaque appareil. Elle a cependant le mérite de permettre d'acquérir une vision globale des consommations d'énergie de tous les usages du bâtiment. Il faut néanmoins, avant de commencer, vérifier que les variations des usages que l'on cherche à caractériser sont suffisamment prépondérantes et pas noyées dans l'ensemble de la courbe de charge.

3.2.3. Mesure de la courbe de charge au niveau du chaque usage de l'électricité

Cette procédure est analogue à la précédente dans son caractère globalisant. La mesure ne s'effectue cette fois par usage sur une armoire regroupant des équipements identiques (pompes, groupes frigorifiques ou CTA). Il faut bien évidemment que l'architecture électrique du bâtiment le permette, c'est-à-dire que les mêmes appareils soient alimentés par une même armoire ce qui est loin d'être toujours le cas en pratique. En effet, lorsque les équipements sont regroupés par installation (GPEG + pompes + VCV) ou par zone géographique, cette mesure est impossible. Lorsque la mesure est possible, l'analyse peut être plus fine du fait du nombre plus limité d'appareils intégrés dans la même mesure. Elle permet par exemple de calculer des consommations annuelles surfaciques de pompage ou de ventilation comme présenté dans les paragraphes 2.4.3 et 2.4.4.

3.2.4. Mesure de la puissance électrique absorbée par un appareil particulier

Identifier les appareils en fonctionnement

Dans les deux paragraphes précédents, la puissance électrique mesurée est une agrégation de courbes de charges de plusieurs appareils. Afin de tirer parti de ces mesures, l'auditeur doit être capable d'identifier à tout moment chaque appareil ou du moins les plus importants pour valoriser totalement ce type de relevé. Pour cela, il faut nécessairement avoir une idée de la puissance électrique absorbée et du mode de fonctionnement (continu, programmé, TOR, variable par palier, variable continûment) de chaque appareil. Ce type d'informations peut bien évidemment être obtenu par la documentation, sur les plaques éventuelles ou par quelques mesures préalables. Il peut être intéressant, pour les appareils majeurs du process, de procéder à des mesures individuelles de puissance électrique absorbée selon les procédures suivantes.

Équipements à régime constant imposé sur des plages de fonctionnement

Certains appareils fonctionnent continûment à régime constant indépendamment des besoins. C'est le cas notamment des pompes de circulation et des ventilateurs dédiés à la ventilation ou au traitement de l'air des locaux des bâtiments correctement gérés. Les plages de fonctionnement de l'appareil peuvent toutefois être imposées par un automate de régulation Lorsque ces plages sont inconnues, connues seulement approximativement par le maître

[1] Fludia, http://www.fludia.com/

d'ouvrage ou alors inaccessibles dans l'automate, il est conseillé de les déterminer avec précision.

S'il est réaliste de contrôler les horaires de démarrage et d'arrêt d'un équipement, la tâche devient relativement longue dès lors que plusieurs équipements sont concernés. Il est alors préférable d'utiliser un enregistreur d'évènements qui, comme son nom l'indique, enregistre les dates et horaires de démarrage et d'arrêt des machines. Pour les applications de climatisation, ce sont souvent des moteurs dont on cherche les plages de fonctionnement. L'enregistreur d'évènements peut alors constater les variations du champ magnétique ou les vibrations.

Une seconde technique consiste à mesurer en continu la puissance électrique sur une période représentative du fonctionnement normal mais pas nécessairement durant l'ensemble de la campagne de mesures. Par exemple pour les bureaux, la période de mesure pourra intégrer la nuit et le week-end durant lesquels le bâtiment est normalement vide et ou les appareils devraient être à l'arrêt. Cette mesure s'effectuera alors grâce à une pince ampère-métrique reliée à un enregistreur (ou data-logger). Le régime étant fixe vraisemblablement sur de longues périodes, une mesure toutes les dix minutes suffit à déterminer les horaires de démarrage et d'arrêt.

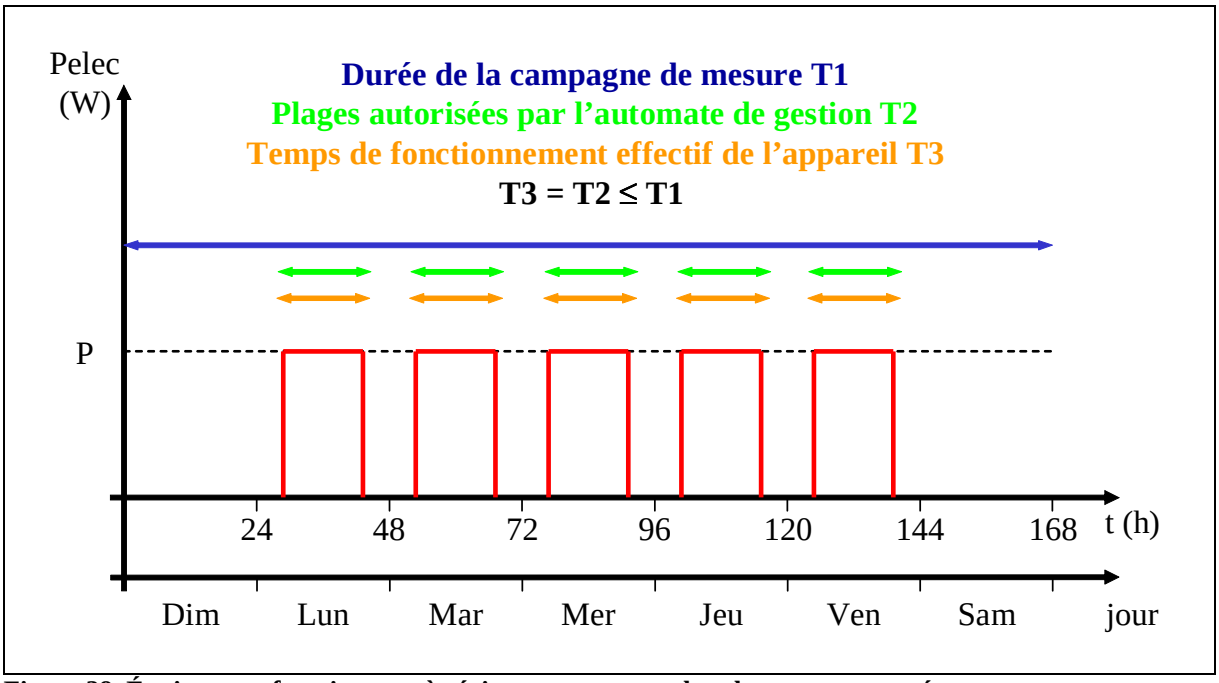


Figure 38. Équipement fonctionnant à régime constant sur des plages programmées

Le régime varie en réalité très légèrement avec certains paramètres indépendants de l'équipement (pertes de charge du réseau par exemple). La puissance absorbée reste toutefois globalement constante. Une fois la certitude des plages de fonctionnement acquise, il suffit alors de relever la puissance électrique moyenne absorbée en fonctionnement soit en effectuant une mesure ponctuelle si l'auditeur a utilisé un enregistreur d'événement, soit en analysant les relevés s'il a utilisé une pince ampère-métrique reliée à un enregistreur. L'énergie consommée (kWh) par l'équipement sur une période donnée est donc le produit de la puissance absorbée (kW) par le temps de fonctionnement effectif (h) sur cette période (Figure 38). L'extrapolation des consommations d'énergie à une période plus longue est donc

très simple puisque le fonctionnement de l'appareil est indépendant des besoins et donc du moment de l'année.

Équipements à régime constant commandé en tout ou rien en fonction des besoins

Certains appareils fonctionnent à régime fixe mais leur fourniture est régulée en tout-ou-rien (TOR), la machine démarrant et s'arrêtant en fonction des besoins. C'est le cas par exemple des climatiseurs ou des groupes de production d'eau glacée à un seul niveau de puissance frigorifique. Indépendamment de la régulation de la fourniture, un automate peut en outre imposer certaines plages de fonctionnement.

Bien que la mesure continue de la puissance électrique absorbée soit envisageable, il est également possible d'effectuer une mesure ponctuelle de la puissance électrique absorbée par l'équipement puis de déterminer ses plages de fonctionnement grâce à un enregistreur d'évènements. L'énergie consommée (kWh) par l'équipement sur la campagne de mesure est donc le produit de la puissance absorbée (kW) par le temps de fonctionnement effectif (h) mesuré sur cette période (Figure 39).

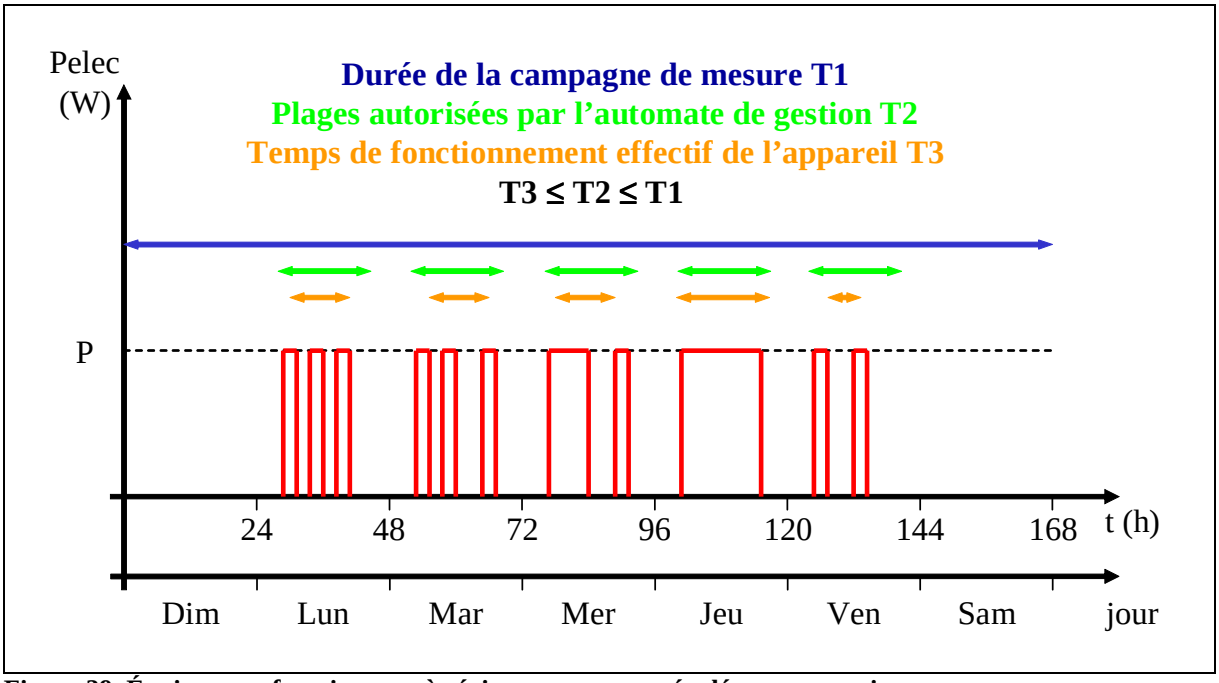


Figure 39. Équipement fonctionnant à régime constant et régulé en tout ou rien

L'extrapolation à une période plus longue n'est plus évidente dans ce cas car le temps de fonctionnement étant imposé par les besoins qui varient continuellement durant une période d'exploitation. Une méthode de projection sera détaillée dans le paragraphe 3.5.6.

Équipements à régime variable régulés en fonction des besoins

Certains appareils peuvent fonctionner à différents régimes en fonction des besoins, la régulation s'effectuant alors soit par paliers soit continûment. La plupart des groupes de production d'eau glacée disposent de plusieurs niveaux de puissance frigorifique. Le compresseur des climatiseurs, les ventilateurs et pompes peuvent aussi fonctionner à vitesse variable et adapter leur fourniture. Indépendamment de cette régulation, un automate peut en outre leur imposer certaines plages de fonctionnement. Il est préférable dans ce cas de mesurer la puissance électrique absorbée par l'appareil en continu grâce à une pince ampère-

métrique et un enregistreur. Les plages et les niveaux de fonctionnement sont ici obtenus par cette seule métrologie. L'énergie consommée (kWh) par ce dernier sur une période donnée est donc l'intégrale sur cette période temporelle de la puissance absorbée (kW) en fonction du temps (Figure 40). Pour les mêmes raisons que précédemment, l'extrapolation à une période plus longue n'est plus aussi simple.

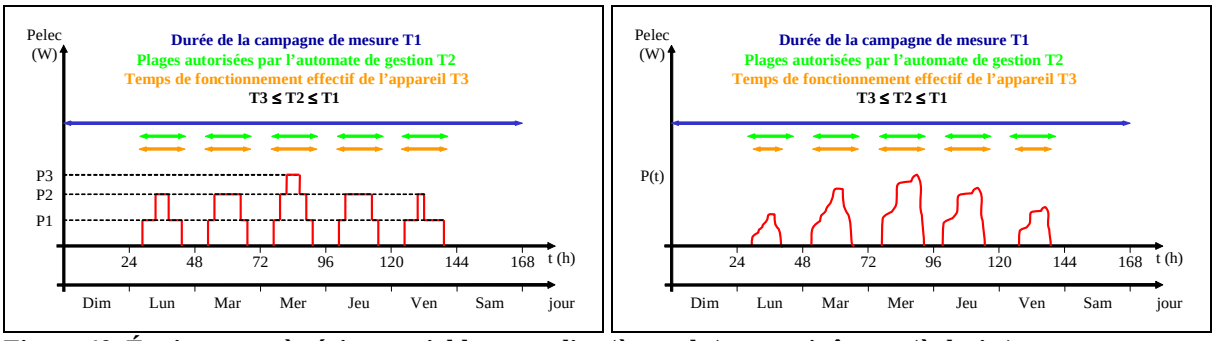


Figure 40. Équipements à régime variable par palier (à gauche) et continûment (à droite)

3.2.5. Analyser la courbe de puissance électrique absorbée

Traquer les périodes de fonctionnement inutiles

Quelle que soit la méthode retenue pour la mesure des puissances électriques absorbées, la première chose à faire est de traquer les appareils qui fonctionnent lorsque le bâtiment est inoccupé. Mis à part dans certains cas particuliers – le mode « free-cooling » nocturne des CTA, des unités de toiture et le stockage frigorifique nocturne – une installation de climatisation à usage de confort peut être mise à l'arrêt sur ces périodes sous nos latitudes.

Il arrive qu'un système de climatisation soit maintenu en fonctionnement pour compenser les dégagements de chaleur de process (éclairage, bureautique par exemple) qui ne sont pas arrêtés en période d'inoccupation. La mesure au niveau du compteur général est donc particulièrement intéressante dans ce cas.

Le potentiel d'économies d'énergie est très important et comme l'investissement requis est faible, le temps de retour de la mesure est très intéressant.

Extrapoler « grossièrement » les besoins de froid

Le stockage frigorifique, en lissant et parfois même en décalant les appels de puissance frigorifique, fausse l'analyse en temps réel des besoins de froid. En l'absence de stockage et moyennant l'inertie du réseau, la mesure en continu de la puissance électrique absorbée par un climatiseur/groupe frigorifique permet d'extrapoler les besoins en froid des zones desservies.

Il est préférable dans un premier temps d'intégrer par tranches horaires la puissance électrique absorbée par la machine frigorifique. Il suffit alors de multiplier ces consommations électriques horaires par l'EER de la machine frigorifique. On privilégiera alors l'ESEER si la période de mesure s'étend sur les saisons intermédiaires, l'EER nominal à défaut ou une estimation (Annexe 8) de ce dernier s'il n'est pas disponible. Le résultat obtenu représente les besoins horaires de froid (Figure 41).

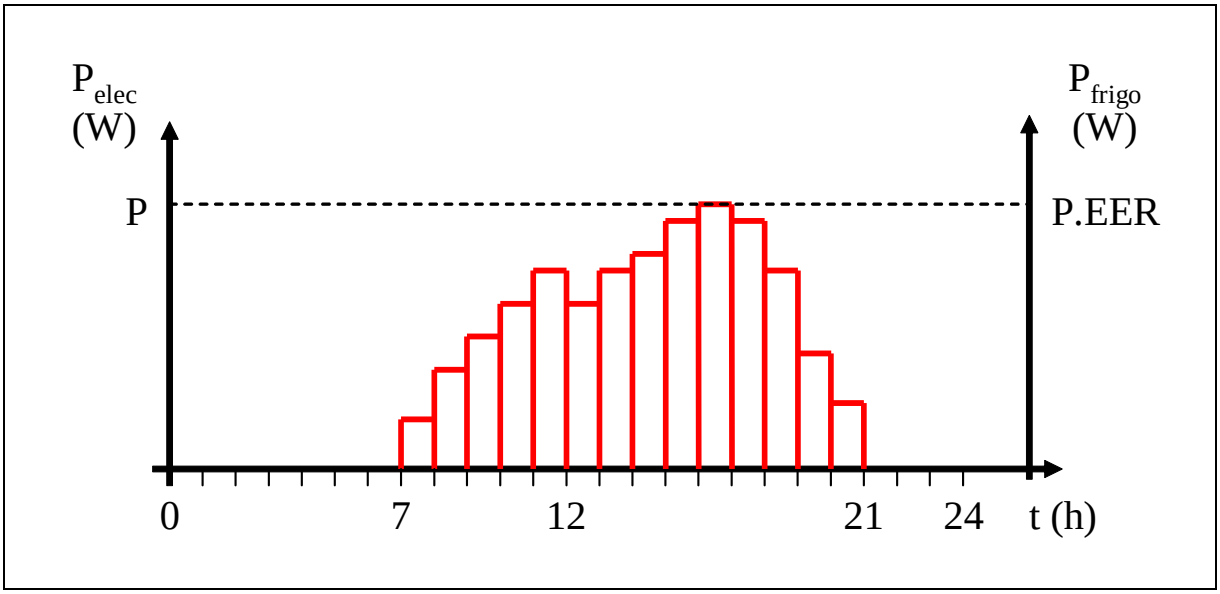


Figure 41. Déduction des besoins de froid à partir de la puissance électrique absorbée par le climatiseur

Cette méthode n'est bien évidemment pas totalement rigoureuse étant donné que l'EER d'un climatiseur dépend du dimensionnement, de l'utilisation et des conditions climatiques. Elle permet néanmoins de visualiser les périodes de pointes dans les besoins et de les évaluer. On pourra notamment comparer à les puissances frigorifiques maximale atteinte et nominale. Si la première atteint difficilement 80 % de la seconde lorsque les charges externes et internes sont proches du maximum de dimensionnement, la machine est surdimensionnée. Si telle est la conclusion, on pourra alors utiliser les valeurs extrapolées comme base pour un remplacement éventuel.

Identifier les anomalies de puissance

Quel que soit l'appareil, la puissance électrique nominale inscrite sur sa plaque ou dans sa documentation technique constitue souvent une valeur maximale. Un fonctionnement en surpuissance est généralement synonyme d'un défaut sur l'appareil ou de problème sur le système au sein duquel il agît.

Sans parler de surpuissance, un appareil dont le fonctionnement est régulé (en TOR, par palier ou continûment) en fonction des besoins et qui opèrerait continûment à proximité de son point maximal de fonctionnement a de fortes chances d'être sous-dimensionné. Ceci constitue a priori un avantage pour le rendement énergétique mais peut poser des problèmes de confort si l'appareil n'arrive plus à satisfaire les besoins.

A l'inverse, lorsque la puissance moyenne absorbée par un appareil (pompe, ventilateur, machine frigorifique) en fonctionnement normal est continuellement très inférieure à sa valeur nominale, il y a de fortes chances qu'il soit surdimensionné par rapport aux besoins. Si la puissance électrique absorbée par une machine frigorifique n'atteint jamais 80 % de la puissance nominale lorsque les charges externes et internes sont proches du maximum de dimensionnement, la machine est surdimensionnée. De même, le rendement maximal d'un moteur, très légèrement supérieur au rendement nominal$\eta_{m\text{-}nom}$, se situe généralement aux alentours de 75 % de charge mécanique à l'arbre. Le rendement reste en général très proche du rendement nominal $\eta_{m\text{-}nom}$ entre 60 et 100 % de charge. Indépendamment de l'organe mis en mouvement, un moteur électrique fonctionnant à vitesse constante devrait absorber une puissance électrique comprise entre 75 et 100 % de sa valeur nominale.

Analyser l'intermittence du fonctionnement

Ces problèmes de puissance peuvent également se traduire sous forme d'intermittence de fonctionnement. En effet, comme nous l'avons vu, la fourniture d'un appareil fonctionnant en tout-ou-rien est adaptée aux besoins en jouant sur la durée de fonctionnement. Par conséquent, un organe non-défectueux et continuellement en marche est visiblement sous-dimensionné puisqu'il peine à satisfaire les besoins de froid. A l'inverse, un appareil fonctionnant en cycles courts et peu fréquents paraît surdimensionné puisque les besoins sont satisfaits rapidement après son enclenchement. Ces deux modes de fonctionnement engendrent une usure importante du moteur et réduisent donc fortement sa durée de vie. La période moyenne de cyclage t_{cycl} et les nombres de démarrages par heure n fournis en phase d'inspection peuvent servir de valeur de référence pour les groupes frigorifiques.

Détecter les problèmes de séquençage

Lorsqu'un appareil dispose de plusieurs paliers de puissance ou que plusieurs appareils fonctionnent en cascade comme par exemple les groupes frigorifiques, pompes ou ventilateurs, les séquences de démarrage et d'arrêt doivent être contrôlées. Les ordres de démarrage/arrêt sont fournis en série pour réguler un paramètre (pression pour ventilateurs et pompes ou température pour les groupes frigorifiques) à un ou plusieurs points du réseau.

A la différence des process industriels qui peuvent nécessiter une variation rapide et importante de fourniture du fait de leur activité, les besoins de froid et d'air neuf varient généralement beaucoup plus progressivement en fonction du temps. Les exceptions, comme les relances, sont finalement assez rares et localisées. Par conséquent, le séquençage des appareils doit lui aussi être progressif. Il faut donc détecter les démarrages synchrones d'appareils normalement en cascade et les niveaux de puissance d'un unique appareil qui seraient systématiquement évités (Figure 42).

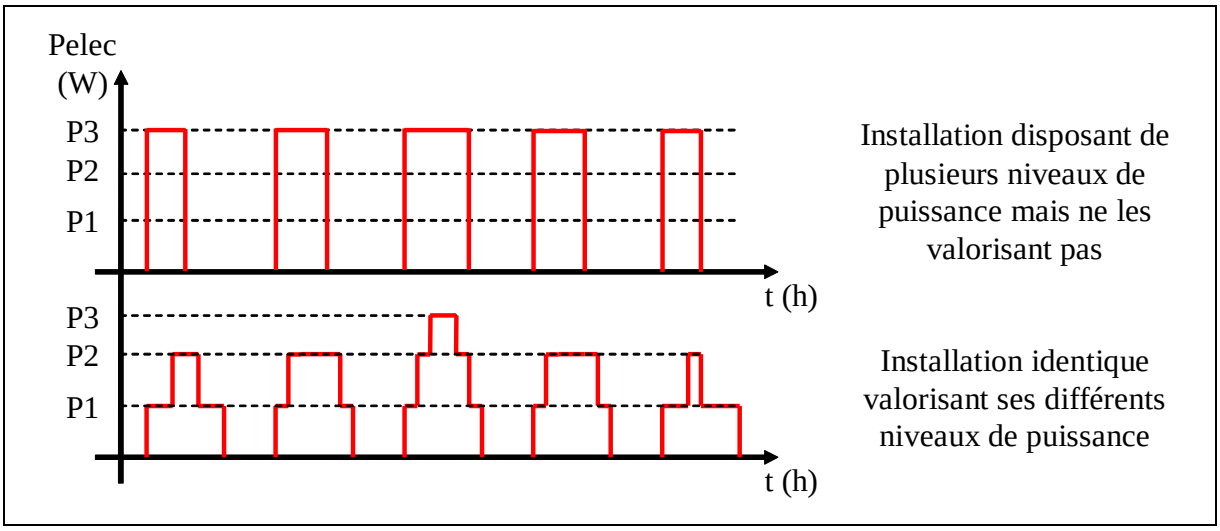


Figure 42. Exemple de problème dans la régulation des séquences de fonctionnement

Ces problèmes sont uniquement dus à une mauvaise régulation et leur traitement en exploitation ne requiert que peu d'investissement. Toutefois, il peut être envisageable d'investir dans un système de régulation plus complexe. Les bénéfices sont importants en ce qui concerne la gestion de la courbe de charge et la facturation de l'énergie. En effet, un

mauvais séquençage peut aboutir à des pics importants de puissance électrique et donc des dépassements coûteux sur la facture.

3.3. Mesurer le débit dans les réseaux aéraulique et hydraulique

3.3.1. Mesure standardisée des débits dans les réseaux

En cas d'absence de débitmètre fixe sur un réseau aéraulique, ce qui est le cas dans une grande partie des installations aérauliques, la mesure des débits d'air peut être réalisée ponctuellement et avec assez de précision aux bouches de soufflage ou d'aspiration grâce à un débitmètre à fil chaud installé sur un cône de débit. Pour remonter à un débit global avec cette méthode, il faut relever le débit à chaque bouche ce qui peut être long. La norme européenne EN 12599 [CENO00] précise alors comment effectuer des mesures de débits d'air en gaine. En effet, le profil d'écoulement n'est pas uniforme et parfois même dissymétrique à cause des singularités du réseau. La mesure doit alors s'effectuer sur une branche du réseau de grande longueur sans singularité. Il faut de plus quadriller le plan d'écoulement pour pouvoir obtenir une valeur précise (10 % d'erreur minimum) du débit, la précision dépendant du nombre de points de mesure. La métrologie adaptée dans ce cas peut être l'anémomètre à fil chaud.

La mesure du débit dans un réseau hydraulique ne pose pas autant de problèmes car la métrologie fixe est généralement plus répandue. Au pire, la mesure non-intrusive est possible avec un appareil portable comme le débitmètre à ultrasons. Quelle qu'elle soit, la procédure de mesure du débit reste lourde. Dans un certain nombre de cas, nous pourrons la simplifier en nous basant sur des méthodes déjà présentées en phase d'inspection.

3.3.2. Débit constant

Le fluide circule à débit constant dans un réseau aéraulique ou hydraulique lorsqu'il n'existe aucune régulation du débit déjà présentée. C'est le cas généralement dans une boucle de production d'eau glacée, dans bon nombre de réseaux de ventilation ou dans les gaines d'air de la majorité des unités de toiture. Si les caractéristiques techniques de l'organe moteur sont connues, il est possible de procéder comme détaillé dans l'Annexe 10. Si, en revanche, les caractéristiques techniques sont inconnues et indisponibles, il faut procéder à une mesure classique détaillée au paragraphe précédent. Cette procédure reste acceptable lors d'un audit énergétique du fait du régime fixe. Le débit est alors déterminé une fois pour toutes.

3.3.3. Régulation du débit par étranglement

Il est possible de faire varier, sur une plage limitée, le débit du fluide en jouant sur les pertes de charge, l'organe moteur fonctionnant à vitesse fixe. Même si cette régulation n'est pas efficace du point de vue énergétique, certaines installations de traitement d'air (CTA DAV) ou de distribution d'eau glacée fonctionnent de cette façon.

Afin d'éviter une mesure continue du débit pendant la campagne, il est préférable de procéder à une reconstitution des points de fonctionnement du réseau. En effet, le registre de laminage et la vanne d'étranglement, en se fermant pour réduire le débit, engendrent des pertes de charge supplémentaires dans le réseau. L'organe moteur, fonctionnant à vitesse de rotation constante, garde sa courbe caractéristique initiale. Il faut donc mesurer, sur une plage aussi large que possible, plusieurs valeurs de la puissance électrique absorbée P_{elec} par l'organe moteur et utiliser sa courbe caractéristique pour en déduire les débits Q_v correspondants en

chaque point. Ces quelques points permettent de reconstituer approximativement la fonction $P_{elec}=f(Q_v)$.

Cette méthode s'applique davantage aux pompes car leur courbe caractéristique lie directement le débit à la puissance électrique absorbée du fait de la transmission directe. Un ventilateur est souvent couplé au moteur par une courroie lui permettant de régler facilement le rapport de transmission. Ses courbes caractéristiques ne fournissent donc pas de relation directe entre puissance absorbée par le moteur et débit d'air. Il faut donc commencer par mesurer, grâce à un tachymètre optique ou de contact, la vitesse de rotation du ventilateur, sûrement différente de celle du moteur. Ensuite, il faut établir la relation entre la pression différentielle Δp (égales aux pertes de charges du réseau) engendrée et la puissance électrique absorbée P_{elec} par le moteur. Enfin, chaque mesure de la pression différentielle Δp trouve son équivalent en débit d'air Q_v grâce à la courbe caractéristique du ventilateur et sa vitesse de rotation comme détaillé dans l'Annexe 10. Ces quelques points permettent de reconstituer approximativement la fonction $P_{elec}=f(Q_v)$.

Une simple mesure de puissance électrique absorbée permet désormais de connaître le débit de fluide et par extension la pression différentielle et donc les pertes de charge du réseau.

3.3.4. Régulation du débit par variation de vitesse

Il est possible de faire varier, sur une large plage, le débit du fluide circulant dans un réseau aéraulique ou hydraulique en faisant varier la vitesse de rotation de l'organe moteur. Certaines installations de ventilation, de traitement d'air (CTA DAV) ou de distribution d'eau glacée fonctionnent de cette façon.

Afin d'éviter une mesure continue du débit pendant la campagne, il est préférable de procéder à une reconstitution des différents points de fonctionnement de l'organe moteur. En effet, la vitesse de ce dernier sera adaptée pour maintenir une pression constante dans le réseau, celle-ci variant en fonction de l'ouverture des organes locaux (vanne, registre) de réglage. Lorsque les besoins locaux de puissance diminuent, le débit baisse et la puissance absorbée également. Le débit variant proportionnellement au cube de la puissance mécanique du moteur, une petite diminution du premier engendre une forte baisse de la seconde.

Pour une pompe, on tachera de corréler la puissance électrique absorbée P_{elec} par le moteur au débit d'eau Q_v mesuré grâce à un débitmètre à ultrasons. Quelques points permettent de reconstituer la fonction $P_{elec}=f(Q_v)$.

Pour un ventilateur, on tachera de corréler la puissance électrique absorbée P_{elec} par le moteur à la vitesse de rotation ω du ventilateur mesurée grâce à un tachymètre optique ou de contact. Or, d'après les lois de similitude, le débit varie proportionnellement avec la vitesse de rotation. Il reste alors à déterminer, comme dans l'Annexe 10, le débit à une vitesse de rotation donnée pour obtenir la relation $P_{elec}=g(\omega)=f(Q_v)$.

3.3.5. Limitation du nombre de mesures par utilisation d'un modèle

Des corrélations entre la puissance électrique absorbée et le débit volumique sont souvent utilisées en simulation numérique pour calculer les consommations d'énergie. Une fois paramétrées, elles permettent de déterminer le débit par une simple mesure de la puissance absorbée. Nous proposons ici les corrélations utilisées par CONSOCLIM [CONP00][CONF02] pour les pompes et ventilateurs.

$$FFLP = C_0 + C_1.PLR + C_2.PLR^2 + C_3.PLR^3 \quad \text{où} \quad C_0 + C_1 + C_2 + C_3 = 1$$

Avec FFLP, la « fraction of full-load power », rapport de la puissance électrique mesurée $P_{elec-mes}$ par la puissance électrique nominale $P_{elec-nom}$ et PLR, le « part load ratio », rapport du débit volumique mesuré Q_{v-mes} par le débit volumique nominal Q_{v-nom}.

La formule varie en fonction de l'organe. Pour les ventilateurs, c'est un modèle du second ordre avec $C_3 = 0$. Pour les pompes, le modèle reste du troisième ordre mais pour calculer le PLR, il est préférable de transiter par le débit massique $Q_v = Q_m/\rho$ afin de tenir compte de l'utilisation par la pompe, dont les performances sont certifiées avec de l'eau pure, d'autres liquides. Pour les installations de climatisation et de chauffage, la masse volumique ρ de la solution utilisée dépend de la concentration en glycol dans l'eau.

Etant donné les deux ou trois coefficients à déterminer suivant l'organe, l'auditeur pourra se limiter respectivement à deux et trois points de mesure en plus de la connaissance des caractéristiques nominales Q_{v-nom} et $P_{elec-nom}$ de l'organe pour reconstituer la relation $P_{elec}=f(Q_v)$.

Théoriquement, il est même possible d'éviter les mesures lorsque les constructeurs, au lieu de ne donner que le point nominal de fonctionnement, fournissent quelques points à charge partielle. Ces points peuvent servir à caler le modèle et ainsi déterminer les coefficients C_i. Ce cas de figure est néanmoins rare et en outre, ces points sont représentatifs de l'organe neuf et non après un temps d'exploitation.

Les coefficients C_i des ventilateurs ont été déterminés statistiquement grâce à un grand nombre de données constructeur à charge partielle (Tableau 29) et intégrés à CONSOCLIM. Il est donc possible, à partir des seules caractéristiques nominales, de reconstituer la relation entre la puissance électrique absorbée et le débit. De telles valeurs n'existent malheureusement pas pour les pompes.

	Technique de régulation du débit d'air			
	VSD	**Pré-rotation**	**Pré-rotation / Deux vitesses**	
C_0	0,5722	0,55	0,2583	0,55
C_1	-1,6278	-0,425	-0,1	-0,425
C_2	2,0556	0,875	0,5	0,875
Domaine de validité	0,4<TLR<1	0,2<TLR<1	0,18<TLR<0,75	0,75<TLR<1

Tableau 29. Coefficients par défaut du modèle de ventilateur (source : CONSOCLIM)

3.4. Calculer une puissance frigorifique

3.4.1. La connaissance essentielle du débit et des températures

La puissance P (W) transmise ou cédée par un fluide s'exprime comme la différence entre les enthalpies en amont h_1 et aval h_2 de l'échange. Généralement, l'enthalpie h d'un fluide s'écrit, à une constante près, comme le produit de son débit massique Q_m (kg/s) par sa capacité calorifique massique à pression constante C_p (J/kg.K) et sa température T (K) si bien que l'expression de la puissance P se réduit à :

$$P = h_2 - h_1 = Q_m C_p (T_2 - T_1)$$

Comme les puissances thermiques peuvent, dans un grand nombre de cas, être formulées de la façon précédente, la connaissance des débits et températures est essentielle effectuer des bilans énergétiques en conditionnement de l'air. Les appareils de type multi-blocs sont d'office exclus de cette analyse du fait de la multiplicité des évaporateurs nécessitant de multiplier la métrologie à installer et les bilans à effectuer. Le champ d'application de cette analyse se limitera alors aux systèmes « tout-eau » et « tout-air » principalement et à un degré moindre aux unités « monobloc ».

3.4.2. Puissance frigorifique distribuée aux batteries à eau glacée

Cette donnée est généralement difficile à mesurer à cause du nombre de circuits de distribution souvent largement supérieur au nombre de boucles de production. Par conséquent, il est utopique de vouloir accéder à la puissance frigorifique transférée à chaque batterie à eau glacée. Le seul cas de figure ou la mesure est envisageable est celui ou le circuit de distribution alimente une seule batterie froide, vraisemblablement une CTA.

Dans le cas ou plusieurs batteries sont alimentées par un même circuit, la connaissance de la puissance frigorifique sur chaque circuit apporte beaucoup d'informations sur les besoins en froid la zone traitée. Il suffit alors de mesurer en continu la différence de température entre les branches aller et retour du circuit et le débit d'eau glacée à la pompe. Lorsqu'une des deux températures est fixe parce que régulée, il est possible de n'effectuer qu'une seule mesure de température et d'utiliser la valeur de consigne pour la seconde, après avoir toutefois vérifié la précision de la sonde de régulation grâce à quelques mesures ponctuelles.

3.4.3. Puissance frigorifique produite par un GPEG

En l'absence de stockage frigorifique et moyennant l'inertie du réseau, la mesure en continu de la puissance frigorifique produite par un GPEG permet d'obtenir des informations sur les besoins en froid de l'ensemble des zones desservies. En effet, le stockage, en lissant et parfois même en décalant les appels de puissance frigorifique, fausse l'analyse en temps réel des besoins de froid.

Une fois mesuré le débit d'eau (généralement constant) circulant dans la boucle de production, il est aisé d'accéder à la puissance frigorifique transférée à l'eau glacée par un groupe frigorifique. Il suffit dans ce cas de mesurer la variation de température crée par l'évaporateur grâce à un enregistreur muni de deux sondes de température de contact. Lorsque la régulation du GPEG s'effectue sur une de ces températures, il est possible de considérer celle-ci globalement constante dans le temps et égale à sa consigne, après avoir toutefois vérifié, par quelques mesures ponctuelles, que la sonde de régulation n'était pas faussée. La mesure de la puissance frigorifique est bien évidemment moins précise mais également plus simple puisqu'il ne reste alors qu'une température à mesurer en continu.

La puissance frigorifique produite par un GPEG, issue des températures et du débit, n'est alors comptabilisée que lorsque le groupe frigorifique est en marche c'est à dire lorsque sa puissance absorbée, mesurée par ailleurs, est positive.

3.4.4. Utilisation d'un modèle pour déterminer la puissance frigorifique

La puissance frigorifique d'un GPEG peut être déterminée sans avoir recours à une mesure aussi complexe en combinant des relevés ciblés à un modèle. Nous proposons ici les corrélations utilisées par le logiciel CONSOCLIM [CONG02].

Les températures nominales à l'entrée du condenseur T_{ecn} (K) et à la sortie de l'évaporateur T_{sen} (K) sont fixées par la norme EN 14511 [CENO04] de certification des performances des climatiseurs. A ce régime de fonctionnement, la puissance frigorifique nominale P_{fn} (W), la puissance électrique nominale absorbée P_{an} (W) et finalement l'energy efficiency ratio (EER) nominal, rapport des deux précédentes puissances, sont mesurés puis certifiés. Ce régime « nominal » ou « pleine charge », définit la limite de fonctionnement du groupe frigorifique mais pas nécessairement ses performances maximales.

La majeure partie du temps, lorsque le régime de fonctionnement est différent du régime nominal, la puissance frigorifique pleine charge P_{ffl} (W) – puissance frigorifique maximale disponible – à ce régime est différente de la puissance frigorifique nominale P_{fn} (W) et peut être modélisée par l'équation suivante :

$$P_{ffl} = P_{fn}.\left(1 + D_1.\left(T_{ec} - T_{ecn}\right) + D_2.\left(T_{se} - T_{sen}\right)\right)$$

Avec D_1 et D_2, des coefficients par défaut dépendant du type de groupe frigorifique.

La puissance électrique normalement absorbée à pleine charge pour ce régime de fonctionnement est également différente de la puissance électrique nominale absorbée P_{an} (W) et peut être modélisée par l'équation suivante :

$$\frac{P_{afl}}{P_{ffl}} = \frac{P_{an}}{P_{fn}} \times \left(1 + C_1.\Delta T + C_2.\Delta T^2\right) \text{ où } \Delta T = \frac{T_{ec}}{T_{se}} - \frac{T_{ecn}}{T_{sen}}$$

Avec C_1 et C_2, des coefficients par défaut dépendant du type de groupe frigorifique.

CONSOCLIM modélise la variation de la puissance appelée par un groupe frigorifique en fonction de la charge thermique sous une forme parabolique passant par le point (0,0), en faisant l'hypothèse que la puissance appelée à charge frigorifique nulle est nulle, et le point (1;1) correspondant à la valeur à pleine charge :

$$\frac{P_a}{P_{afl}} = K_{cp}.\frac{P_f}{P_{ffl}} + (1 - K_{cp})\left(\frac{P_f}{P_{ffl}}\right)^2$$

Avec K_{cp}, un paramètre caractéristique de la charge partielle qui traduit la dégradation des performances du compresseur, et qui dépend par conséquent du type de compresseur du groupe frigorifique.

Les coefficients C_1, C_2, D_1, D_2 et K_{cp} peuvent être déterminés pour chaque groupe frigorifique en utilisant les points de fonctionnement à charge partielle fournis par le constructeur. Toutefois, comme ces données sont rarement accessibles, il est possible d'utiliser des coefficients par défauts (Tableau 30) obtenus statistiquement grâce aux catalogues constructeurs disponibles.

	Condenseur à air			Condenseur à eau		
	Piston	**Vis**	**Spirale**	**Piston**	**Vis**	**Spirale**
C_1	4,5	8,15	8,15	6,92	7,05	8,93
C_2	-0,04	24,15	24,15	21,9	25,89	69,74
D_1	-0,014	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
D_2	0,034	0,033	0,033	0,032	0,03	0,032
K_{cp}	1,04	1,12	0,82	0,82 (ou 1)	1,26	0,8

Tableau 30. Coefficients par défaut du modèle de ventilateur (source : CONSOCLIM)

Les coefficients par défaut combinés à la mesure des températures à l'entrée du condenseur T_{ec} (K) et à la sortie de l'évaporateur T_{se} (K) permettent de déduire P_{afl} (W) et P_{ffl} (W). La mesure de la puissance électrique absorbée P_a (W) permet de calculer P_a/P_{afl}. La charge P_f/P_{ffl} à ce régime de température est accessible en résolvant l'équation du second degré précédente. Comme la puissance frigorifique maximale P_{ffl} à ce régime est connue, la puissance frigorifique P_f est accessible.

3.4.5. La puissance frigorifique produite par une CTA

Une fois la principale difficulté levée avec la mesure du débit d'air, le calcul de la puissance frigorifique fournie par une CTA est simple à réaliser. Il suffit dans ce cas de mesurer la variation de température crée par la batterie froide (à eau ou à détente directe) grâce à un enregistreur muni de deux sondes de température plongées dans le flux d'air. Cette technique peut être également envisagée pour les unités de toiture et les armoires de climatisation. Cette procédure reste difficile à mettre en œuvre lorsque le site dispose de multiples appareils de ce type.

Cette mesure de la puissance frigorifique peut toutefois être simplifiée. Comme nous l'avons dit dans le paragraphe 3.4.2, il est plus simple de procéder à une mesure de la puissance frigorifique livrée à la batterie froide dès lors qu'elle est seule sur la boucle de distribution. De plus, si la centrale de traitement d'air est régulée pour souffler l'air à température fixe (CTA DAV ou CTA avec traitements terminaux), cette dernière peut être considérée globalement constante dans le temps et égale à sa consigne, après avoir toutefois vérifié, par quelques mesures ponctuelles, que la sonde de régulation n'était pas faussée. Enfin, il se peut qu'une loi d'air soit implémentée dans la CTA. Une fois connues les caractéristiques de cette loi, la température de soufflage pourra être considérée comme égale à la consigne imposée par la loi d'air.

3.4.6. Analyser la courbe de puissance frigorifique

Etablir un profil moyen des besoins de froid

La puissance frigorifique étant connue dans le temps, il est possible de dresser le profil des besoins de froid dans les zones étudiées. On veillera dans un premier temps à intégrer la puissance frigorifique par tranches horaires afin de se débarrasser des fonctionnements intermittents et de reconstituer des besoins qui évoluent continûment. L'auditeur dispose désormais du profil horaire journalier.

La campagne s'étalant normalement sur plusieurs jours, il est possible de dresser un profil journalier moyen des besoins en froid. On veillera néanmoins à ne sommer que des jours similaires de la période d'exploitation. Une distinction semaine/week-end pourra être effectuée pour un immeuble de bureaux par exemple.

Une fois ces profils moyens obtenus, il faut repérer et noter le moment et la magnitude du pic de puissance frigorifique. Ce dernier permettra de mieux dimensionner l'éventuelle future installation. L'auditeur, avec l'aide du maître d'ouvrage, tentera alors d'expliquer le profil d'après l'activité du bâtiment et le climat extérieur. Un soin particulier sera porté à l'analyse de la puissance frigorifique fournie durant les périodes d'inoccupation.

Déterminer l'EER du groupe frigorifique

Pour chaque groupe frigorifique, il peut être intéressant d'établir l'évolution de l'EER avec le temps. Il suffit en effet de calculer heure par heure le rapport de la puissance frigorifique délivrée à la puissance électrique absorbée par le groupe frigorifique. En intégrant sur une période plus longue, il est possible d'en déduire un EER moyen. En intégrant sur l'ensemble de la saison de climatisation on obtient le SEER (« seasonal energy efficiency ratio ») représentatif de l'exploitation de l'installation de climatisation à ce climat. Cet indicateur est accessible facilement si l'installation est équipée de compteurs de frigories et électrique dédiés.

Déterminer l'EER global du groupe frigorifique et de ses auxiliaires

La même méthode peut être appliquée à un système plus large composé du groupe frigorifique et de ses auxiliaires comme les pompes de distribution, les centrales de traitement de l'air, les ventilo-convecteurs et la tour de refroidissement.

$$EER_{global} = \int \frac{P_{frigorifique}}{P_{elec-gpeg} + P_{elec-pompe} + P_{elec-vcv} + P_{elec-tour} + P_{elec-cta}} dt$$

Sur une installation de climatisation comptant plusieurs groupes frigorifiques, il semble difficile de pouvoir distinguer par quel groupe est alimenté un ventilo-convecteur ou une centrale de traitement de l'air et de chiffrer quelle part des consommations de la tour sert au refroidissement d'un groupe particulier. Il est donc préférable de globaliser le calcul sur toute l'installation.

3.5. Approfondir l'analyse des données de la campagne de mesures

3.5.1. Établir une signature énergétique classique

Etablir la signature énergétique d'un bâtiment c'est trouver le lien, quel qu'il soit, entre ses consommations d'énergie primaire (avant conversion) et le climat. Pour représenter le climat sur une période donnée, deux indicateurs sont généralement employés : la température moyenne et les degrés-jour (DJ).

Les degrés-jour d'une période représentent en quelque sorte l'agrégation des températures extérieures moyennes quotidiennes observées sur cette période par rapport à une température (base) dite de « non-chauffage » ou de « non-climatisation », T_{NC}. Soit T_i la température extérieure moyenne durant la journée i. Les degrés-jours NDJF sur une période de N jours représentent la somme des écarts positifs quotidiens DJF_i entre la température moyenne extérieure T_i du jour i et la température de non-climatisation T_{NC}. Plus la température moyenne de la journée est haute, plus les degrés-jour correspondants sont élevés comme le prouve leur formule de calcul :

$$NDJF(T_{NC}, N) = \sum_{i}^{N} DJF_i \qquad \text{où} \qquad DJF_i = \begin{cases} 0 \text{ si } T_i \leq T_{NC} \\ T_i - T_{NC} \text{ si } T_i > T_{NC} \end{cases}$$

Pour établir la signature énergétique, il suffit de mesurer les consommations d'énergie E_j de l'installation et les degrés-jour $NDJF_j$ sur quelques périodes de N jours. Afin de limiter les fluctuations dues aux autres paramètres (rayonnement solaire et/ou occupation) et ainsi obtenir une bonne corrélation, on privilégiera des périodes de plusieurs jours. Les périodes hebdomadaires (N=7) ont bien évidemment l'avantage de correspondre au cycle normal d'un grand nombre de bâtiment. En outre, pour obtenir une corrélation représentative et fiable, il faut disposer de plusieurs points sur une large plage de degrés-jours ce qui rend la campagne de mesure assez longue.

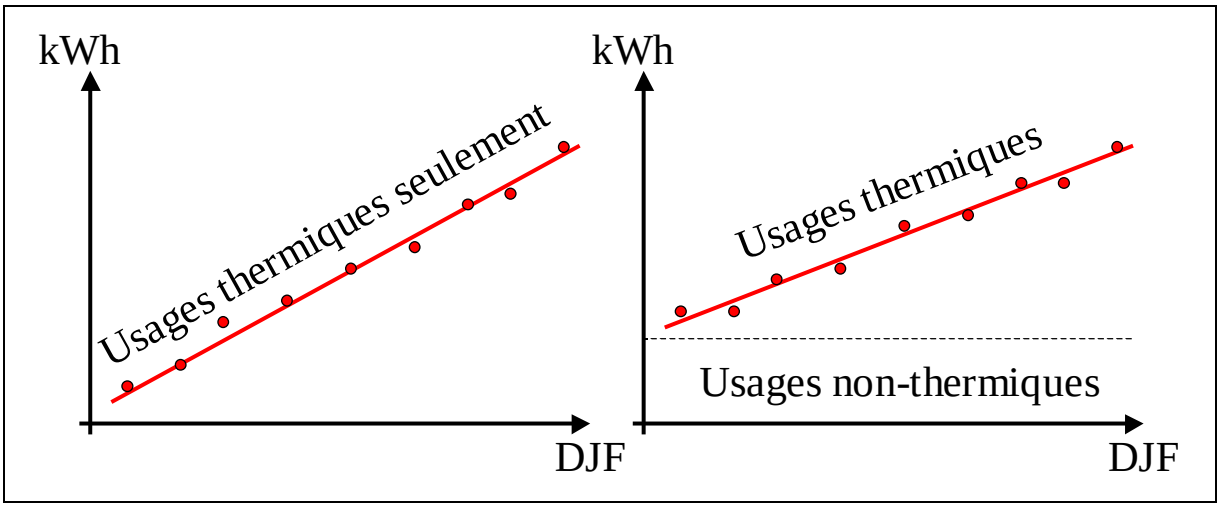


Figure 43. Exemple de signatures énergétiques

Si toutes ces conditions peuvent être respectées, il ne reste plus qu'à tracer le nuage de points de coordonnées (E_j ; $NDJF_j$). Les consommations d'énergie E_j sont corrélées aux degrés-jour $NDJF_j$ par une fonction souvent linéaire et quelques fois quadratique. Si les consommations relevées englobent des usages non-thermiques dont le fonctionnement est indépendant du climat, la fonction obtenue est affine (Figure 43). Une fois cette corrélation déterminée, les consommations d'énergie E_i de l'installation peuvent être prévues grâce aux degrés-jours $NDJF_i$ établis statistiquement grâce aux fichiers météorologiques.

La température extérieure étant nécessaire, il est possible de l'obtenir par une mesure continue avec un pas horaire. Les fichiers météorologiques en température peuvent être achetés puis traités pour en déduire les degrés-jours. Il est également possible d'acquérir directement les degrés-jour du lieu étudié[1].

3.5.2. Evaluer la température de « non-climatisation »

La température de non-climatisation correspond à la température extérieure à partir de laquelle l'installation de climatisation est mise à contribution, c'est à dire le seuil minimal de « décollage » des consommations d'énergie. Elle peut être déterminée en traçant l'évolution des consommations d'énergie en fonction de la température extérieure (Figure 44).

[1] Météo France, Degré-Jour, http://www.meteofrance.com/FR/espacepro/produits/horsligne/degre.jsp

On s'attend généralement à une température de non-climatisation autour de 24-25 °C, température de confort couramment utilisée comme observé dans le secteur résidentiel individuel. Cependant, dans les grands immeubles de bureaux par exemple, les charges thermiques internes sont importantes et la climatisation est parfois nécessaire dès le mois de février ! La connaissance précise de cette température de non-climatisation permet de ramener la signature énergétique sur l'origine. Si les usages non-thermiques ne sont pas inclus dans la mesure, le recentrage de cette dernière est total : la consommation d'énergie est nulle pour des degrés-jours nuls.

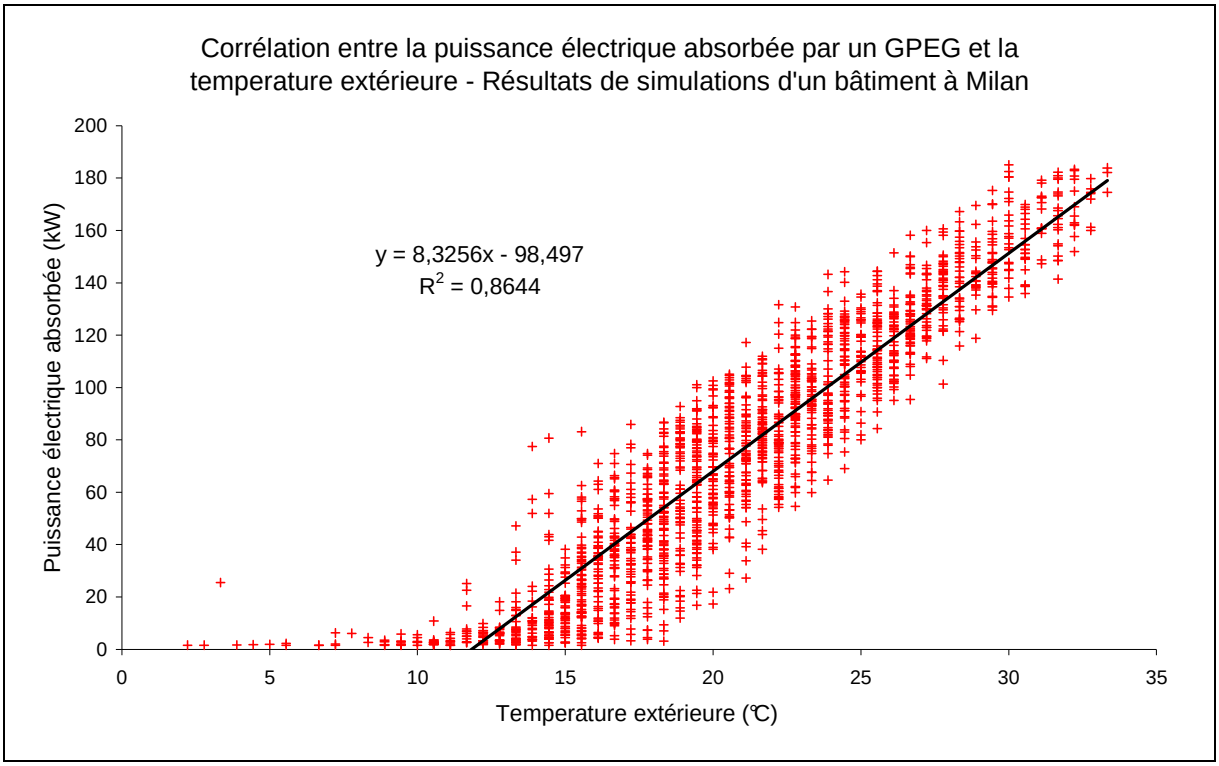


Figure 44. Détermination de la température de non-climatisation d'un bâtiment

3.5.3. Etablir un modèle explicatif des consommations d'énergie

La température extérieure n'est pas nécessairement le seul paramètre influant sur les consommations d'énergie de la climatisation. La forte dispersion observée parfois sur la signature énergétique prouve bien que d'autres paramètres interviennent (Figure 44) et les prévisions de consommations obtenues par la signature en température uniquement seront entachées d'incertitudes.

L'occupation du bâtiment joue un rôle important dans les consommations d'énergie de la climatisation car elle influe autant sur les puissances frigorifiques sensible que latente. L'occupation sur une période peut intervenir directement pour les bâtiments comme les musées ou salles de spectacle qui la comptabilise précisément. Elle peut également intervenir indirectement via un indicateur d'activité comme un nombre de repas pour un restaurant, le nombre de lits occupés pour un hôpital, le nombre de chambres louées dans un hôtel ou un chiffre d'affaire pour tout bâtiment de vente. L'auditeur en collaboration avec le maître d'ouvrage déterminera quel indicateur convient le mieux à l'activité du bâtiment. Comme pour la signature énergétique, il suffit de déterminer la corrélation liant les consommations d'énergie aux deux paramètres :

$$E = f(NDJF, O)$$

Avec E (kWh) la consommation d'énergie sur une période donnée, NDJF les degrés-jours de climatisation et O la valeur de l'indicateur d'occupation/activité sur cette période.

On privilégiera la fonction linéaire f(NDJF, O)=a.NDJF+b.O+c qui ne requiert que trois points de mesure pour déterminer les coefficients a, b et c. Toutefois, pour obtenir une corrélation fiable et représentative, il est préférable de disposer d'un grand nombre de triplets (E ; NDJF ; O). Si c'est le cas, rien n'empêche alors d'envisager tout autre type de fonction pour g car nous avons vu qu'une fonction linéaire suffisait généralement.

3.5.4. Evaluer l'erreur d'un modèle explicatif

En considérant que l'auditeur dispose de n couples de points (E_i ; $NDJF_i$), la signature énergétique est la fonction f obtenue par la méthode des moindres-carrés c'est-à-dire la fonction qui minimise la somme des carrés des écarts résiduelle SS_r (« sum of squared residuals ») formulés de la sorte :

$$SS_r=\sum_{i=1}^{n}(E_i-f(NDJF_i))^2$$

Le coefficient de détermination r^2 de la fonction f représente en quelques sortes la part des variations de E qui est « expliquée » par NDJF. Si la corrélation est parfaite, r^2 est égal à l'unité et les consommations E sont imposées par les degrés-jours NDJF. En pratique ce n'est jamais le cas mais la qualité d'une corrélation peut se juger par le coefficient de détermination r^2. Plus il approche de l'unité, meilleure est la corrélation.

On calculera alors l'écart-type résiduel σ_r, racine carrée de la variance résiduelle σ_r^2 définie comme :

$$\sigma_r^2=\frac{SS_r}{n-p}$$

Avec n le nombre de points (E_i ; $NDJF_i$) connus et p le nombre de paramètres du modèle (deux pour une fonction affine, trois pour une fonction quadratique).

L'écart-type résiduel σ_r est une estimation de l'erreur du modèle, donnée importante dans l'optique d'utiliser la signature énergétique pour réaliser des projections.

Nous ferons l'hypothèse que l'écart-type résiduel calculé sur une période limitée s'approche de l'écart-type résiduel obtenu sur une saison complète de climatisation dès lors que le nombre de points de mesure sera suffisamment représentatif. Il faudra par conséquent que les NDJF varient sur une large plage.

3.5.5. Détecter, expliquer et anticiper les dérives énergétiques

La signature énergétique peut d'abord servir à détecter les dérives énergétiques dues à des anomalies sur le système. Il faut pour cela qu'une signature énergétique de référence ait été établie lors des premières années d'exploitation, période durant laquelle les performances sont censée être « optimales », le matériel n'ayant subi aucune dégradation. Il suffit ensuite de

tracer les points au fur et à mesure de leur mesure. La Figure 45 présente l'impact de quelques défauts sur la forme de la signature énergétique.

En considérant la signature énergétique de référence (1) de la Figure 45, (2) peut être un problème d'étanchéité du bâtiment, (3) la conséquence d'un dysfonctionnement du système de régulation ou des sondes de température, (4) un problème sur le mode économique (« free-cooling », « free-chilling »), (5) l'effet d'autres facteurs climatiques que la température et (6) une surchauffe du bâtiment et/ou un surdimensionnement du système de climatisation.

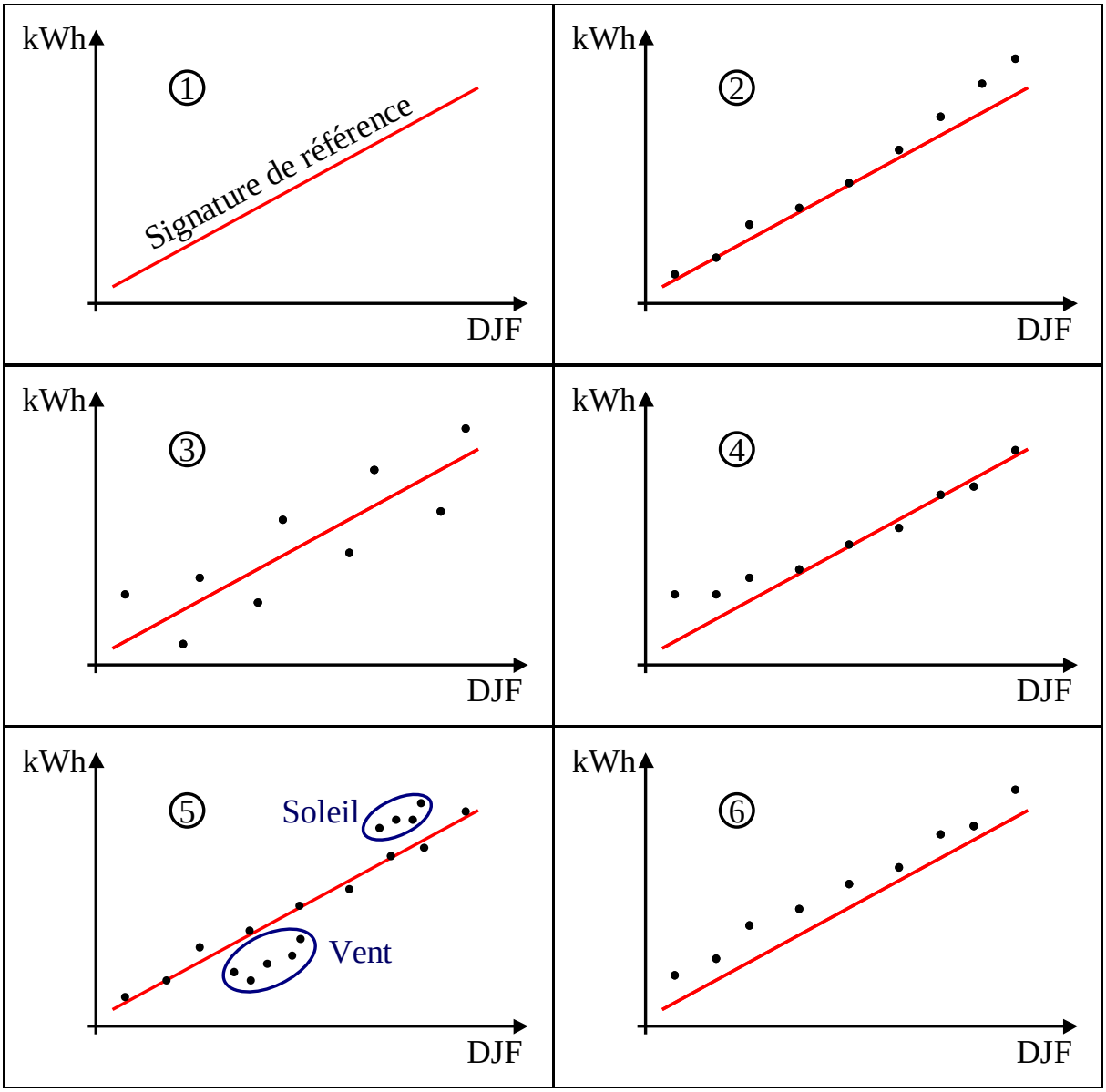


Figure 45. Détection d'anomalies grâce à la signature énergétique

3.5.6. Projeter grossièrement les consommations d'énergie sur une période plus longue

Une méthode couramment utilisée consiste à projeter les consommations d'énergie par une simple « règle de trois » en utilisant les degrés-jours sur la période considérée. Typiquement, il suffit de :

- Mesurer les consommations d'énergie sur un mois par exemple
- Diviser les consommations d'énergie par les degrés-jours du mois

- Multiplier le ratio kWh/DJ obtenu par les DJ de chaque mois pour reconstituer les consommations de l'année complète

Cette solution permet certes d'évaluer grossièrement les consommations annuelles mais pose également des problèmes en termes de précision dès lors que :

- La part des usages non-thermiques au point de mesure est importante ce qui peut arriver au niveau d'un compteur général. En effet, la partie constante des consommations d'énergie, n'étant pas corrélée à la température extérieure, ne peut plus être projetée comme telle.
- Les degrés-jours n'ont pas été calculés avec une base de température correcte. Les consommations d'énergie en climatisation s'annulent en deçà d'une certaine température extérieure fixée notamment par l'enveloppe du bâtiment et les charges internes. Projeter les consommations par une « règle de trois » à des mois durant lesquels il n'y a pas de climatisation en utilisant des DJ calculés avec une base erronée (trop basse ou trop haute) manque de fiabilité.

3.5.7. Projeter les résultats d'une campagne à une période plus longue

Les consommations d'énergie constatées lors d'une campagne de mesure peuvent être extrapolées à une période plus longue comme une année complète ou une période de climatisation. La procédure à suivre est la suivante (Figure 46) :

- Etendre la campagne de mesures pour qu'elle soit représentative de la période normale d'exploitation et disposer d'un grand nombre de points. Relever en parallèle la température extérieure et le paramètre d'occupation/activité si un modèle plus détaillé est recherché.
- Etablir la signature énergétique $f(NDJF_i)$ ou le modèle explicatif $g(NDJF_i, O_i)$ à partir des résultats de la campagne.
- Récupérer les fichiers météorologiques (statistiques ou une année donnée) de la station la plus proche puis calculer les degrés-jours de climatisation en utilisant la même base de température et le même pas de temps que précédemment.
- Se munir des paramètres d'occupation/activité de l'année précédente à un pas de temps relativement proche du précédent.
- Appliquant la fonction $f(NDJF_i)$ ou $g(NDJF_i, O_i)$ au doublon $(NDJF_i, O_i)$ pour chaque pas de temps i afin d'obtenir le profil des consommations d'énergie de la climatisation.
- Intégrer le profil sur la durée désirée afin d'obtenir les consommations d'énergie de la climatisation sur cette période.

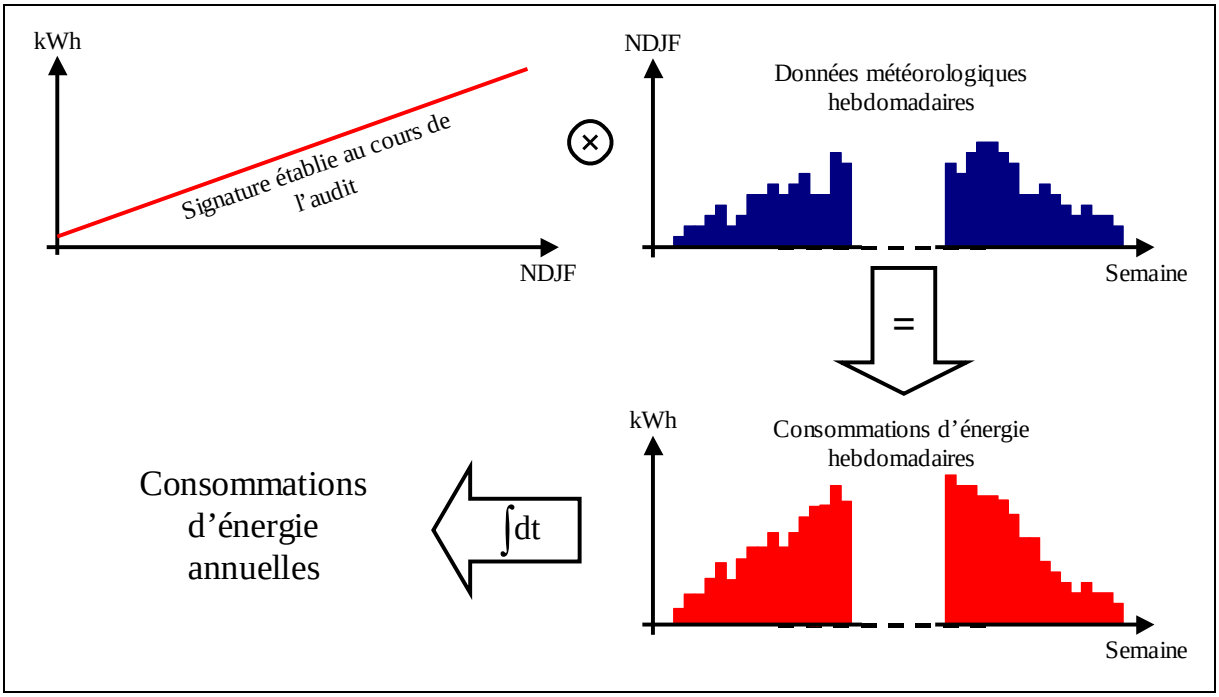


Figure 46. Projection de la campagne de mesures grâce à la signature énergétique

Cette méthode de reconstitution des consommations d'énergie du poste climatisation permet également de d'estimer les économies d'énergie des actions dont on sait évaluer le potentiel ponctuel sur la campagne de mesure. Un exemple détaillé sera donné dans le prochain chapitre.

4. Conclusion

Pour clore chacune des prestations, l'expert devra proposer les améliorations (Annexe 13) convenant le mieux au système analysé. Pour que l'inspection périodique porte réellement ses fruits, les pouvoirs publics doivent instaurer en parallèle un mécanisme incitatif car rien ne prouve que les maîtres d'ouvrage appliqueront systématiquement les conseils donnés. Nous avons proposé ici plusieurs « checklists », outils et de valeurs de référence pour le jugement du fonctionnement et des performances des installations de climatisation. Une prochaine étape serait de définir, parmi les propositions notamment mais pas seulement, les critères qualitatifs et quantitatifs minimaux qu'un système de climatisation doit respecter à l'instar du contrôle technique automobile. Les pénalités n'étant pas prévues dans la législation, l'incitation pourrait alors être d'ordre financier mais indirect, c'est à dire en imposant une fréquence d'inspection aux bâtiments climatisés ne respectant les contraintes minimales requises.

Etant donnés le temps, la métrologie et l'expertise nécessaire dont nous avons parlé dans ce chapitre, l'audit doit être payant, vraisemblablement beaucoup plus qu'une simple inspection. Même si cette condition n'est pas suffisante, le coût constitue déjà un gage de qualité, de précision et d'exhaustivité si bien qu'une prestation qui serait gratuite pourrait a priori être remise en question. Ces problèmes de passage à l'acte ne touchent alors pas l'audit énergétique puisque la majeure partie des maîtres d'ouvrage qui en bénéficient sont déjà préparés à des investissements. En revanche, dès lors que des investissements sont engagés, ces derniers se doivent d'être économiquement rentables. Un contrat de performance énergétique sur la production et/ou le rendement et/ou les coûts de la future installation basé sur les analyses de l'audit pourrait alors être envisagé.

Chapitre 4

Application des méthodes à certains services énergétiques

La force des contrats de performances énergétiques réside dans le transfert des risques d'un projet du maître d'ouvrage vers l'ESCO. S'il devait assumer ces charges tout seul, le maître d'ouvrage n'oserait peut être pas s'orienter vers des solutions novatrices et le potentiel d'économies serait naturellement plus lent à atteindre. Ce dernier chapitre se propose dans un premier temps de valoriser, sur un cas particulier, la méthode d'audit en trois étapes décrite dans le Chapitre III précédent. Le potentiel d'économie d'énergie ne sera bien évidemment pas généralisable à l'ensemble du parc d'installations de climatisation, toutefois, il sera sans doute possible d'éclaircir les points d'amélioration de ce type de process.

Cet audit pourrait, bien évidemment, être vu comme le préalable à un service plus global contenant d'autres prestations. Nous envisagerons alors deux suites possibles pour valoriser cet audit sous forme d'un contrat de performance énergétique :

- Une prestation de remplacement/amélioration avec garantie de rendement énergétique appliqué à un process à base d'énergie renouvelable
- Une prestation de remplacement/amélioration avec un coût énergétique global garanti appliqué à une utilité industrielle

Dans le cadre de ce chapitre, nous modéliserons, par la méthode variationnelle décrite dans le Chapitre II paragraphe 3.4.1, ces contrats de services, tous deux extrapolés à partir du modèle des « exploitants de chauffage ». Nous verrons alors, sur des cas réels, à quels niveaux se situent les incertitudes. Nous tâcherons d'analyser quels sont les risques qu'encourent ces prestataires de contrats de performance énergétique. Nous verrons enfin par quels mécanismes ils sont traités ou limités. Nous conclurons finalement sur la faisabilité et l'applicabilité de tels contrats en climatisation.

1. Mise en œuvre de l'audit sur une installation de climatisation

1.1. Première phase : inventaire, description et analyse qualitative du fonctionnement et des performances théoriques de l'installation de climatisation

1.1.1. Acquisition des données techniques essentielles à l'analyse qualitative

Description du bâtiment

Ce bâtiment de 1973 est composé de façades-rideaux avec ossature métallique extérieure qui laissent supposer d'importants ponts thermiques. Les façades principales sont orientées au sud-ouest (SO) et au nord-est (NE). La surface vitrée du bâtiment est raisonnable. Les vitrages sont doubles, coulissants et munis de stores intérieurs. Les vitrages de la façade orientée SO sont en outre munis de stores extérieurs. L'inertie de l'ensemble est plutôt faible d'après la méthode proposée en Annexe 4. Sans aucune rénovation depuis sa construction, les niveaux d'isolation et d'étanchéité ne doivent plus être en accord avec les standards actuels.

Le bâtiment dispose d'un étage (R+1) et d'un sous-sol et sa surface hors œuvre nette (SHON) est de 1140 m². Il est possible de diviser le bâtiment en trois types d'espaces : les zones de circulation, les bureaux et les salles de réunion. Les premières incluant le sous-sol ne sont pas climatisées. Compte tenu des importants besoins de renouvellement de l'air liés à leur forte densité d'occupation, les cinq salles de réunion sont climatisées par une centrale de traitement d'air double-flux alimentée par un groupe de production d'eau glacée. La trentaine de bureaux sont climatisés par des ventilo-convecteurs et la ventilation y est naturelle.

L'occupation normale du bâtiment est de 42 personnes. Ces occupants sont présents approximativement de 8 h à 18 h cinq jours par semaine. Les salles de réunion sont par définition occupées ponctuellement, de façons variable et imprévisible durant la semaine.

Description du groupe de production d'eau glacée

Ce groupe frigorifique de référence CIAT RZ800-2, non réversible, a été installé en toiture en 1993. Sa puissance frigorifique nominale est de 197 kW et il fonctionne au R22. Il est refroidi par air grâce à huit ventilateurs – quatre par circuit – absorbant chacun une puissance électrique de 250 W. La pression de condensation est donc régulée assez finement par palier, les quatre ventilateurs démarrant en cascade. Sa puissance électrique nominale est inconnue.

Le groupe frigorifique est constitué de deux circuits indépendants couplés au même évaporateur avec un compresseur à pistons de six cylindres par circuit. Ces compresseurs identiques disposent d'une réduction de puissance (66 %) par neutralisation de cylindres. Le groupe frigorifique dispose alors de quatre paliers de puissance frigorifiques (33 %, 50 %, 83 % et 100 %) permettant d'adapter la fourniture aux besoins réels du bâtiment. Il fonctionne 24 h/24 et 7 j/7, aucun dispositif n'arrêtant automatiquement son fonctionnement.

Description du réseau hydraulique

Le fluide caloporteur est en une solution d'eau glycolée au taux de glycol inconnu. Le réseau est peu ramifié et la distribution ne requiert qu'une seule pompe (doublée par sécurité). Les pompes sont toutes deux de marque WILO et de référence IPN 65/224. La plaque du moteur de la pompe indique une puissance nominale à l'arbre de 3 kW. A ce point de fonctionnement nominal, le rendement η_m du moteur est de 0,79 et le facteur de puissance cos φ vaut 0,84. La puissance électrique certifiée du moteur est donc de 3,8 kW. La puissance frigorifique

transférée à l'air par les batteries est régulée en ajustant le débit d'eau glycolée par des vannes 3-voies. Le régime de température de l'eau du réseau est 7 °C/12 °C, la régulation s'effectuant sur la température de retour. À l'instar du GPEG, cette pompe fonctionne 8760 h/an.

Description de la centrale de traitement et du réseau de distribution de l'air

La centrale de traitement d'air CIAT Climat 75 qui alimente les cinq salles de réunion date de 1993. Double-flux et à débits d'air constants, un ventilateur (moteur de 2,5 kW électriques au nominal) souffle l'air traité tandis qu'un second (moteur de 1,5 kW électriques au nominal) prend en charge l'extraction de l'air vicié. Une partie de l'air extrait est mélangée à l'air neuf afin de limiter les apports de chaleur. Le débit d'air neuf prédéfini est réglable via un registre sur l'arrivée d'air extérieur.

Côté traitements, le mélange d'air neuf et repris est filtré avant d'être soufflé. Les filtres utilisés en deux rangées successives sont des VOKES AIR Interpleat 40 de tailles 24"x12"x2" et 24"x24"x2". Le filtre primaire est muni d'un manomètre différentiel de contrôle des pertes de charge et donc de son encrassement. L'air renouvelé et filtré passe ensuite dans une batterie à eau glacée. La température de soufflage est régulée grâce à une vanne 3-voies adaptant le débit d'eau glacée circulant dans la batterie froide. Une batterie électrique chauffe l'air en hiver. Les bouches de soufflage sont disposées au plafond et celles de reprise sont au sol (plancher technique). Il manque dans ce cas un filtre de reprise afin d'éviter l'encrassement du ventilateur d'extraction.

La CTA régule la température de soufflage pour satisfaire les besoins de froid de la salle de réunion principale, le confort des autres salles étant dépendant de cette fourniture. Si les charges thermiques des autres salles sont plus élevées, il y fera plus chaud que dans la salle principale. A l'inverse, si elles sont plus faibles un réchauffage terminal est prévu pour que la consigne puisse être assurée. Le chaud et le froid sont donc mélangés.

Le « free-cooling » est activé lorsque la température extérieure (inférieure de θ °C à la température intérieure) permet de satisfaire les besoins sans avoir recours au groupe frigorifique. La transition entre les deux modes s'effectue alors en agissant sur le registre d'air neuf qui passe de la position « débit hygiénique minimal » à une position « 100% ouvert » pour favoriser l'air extérieur plus frais, le registre d'extraction qui passe lui aussi dans une position « 100% ouvert » pour équilibrer les pressions du réseau et la vanne 3-voies de la batterie froide qui passe en « by-pass ». Etant donnée la faible inertie du bâtiment, le mode « free-cooling » ne devrait être envisagé qu'en journée et laisser le bâtiment se refroidir naturellement la nuit.

Le maître d'ouvrage a, sans l'aide ni conseil de son exploitant, mis en place une gestion technique du bâtiment (GTB) pour d'optimiser le fonctionnement de ses installations de chauffage, ventilation et climatisation. A sa mise en service en 1993, la CTA fonctionnait 8760 h/an indépendamment de l'occupation des salles de réunion. Il semble désormais qu'elle fonctionne de 4 h à 20 h en semaine seulement, soient 4160 h/an.

Description des ventilo-convecteurs

Le bâtiment dispose de 34 ventilo-convecteurs deux tubes/deux fils CIAT Major qui prennent en charge le chauffage des bureaux en hiver. Chaque bureau climatisé dispose d'un thermostat automatique. Leur localisation est judicieuse, à l'abri des courants d'air et du rayonnement solaire. Une bande morte de 2 °C entre les consignes d'été et d'hiver interdit la fourniture

simultanée de froid et de chaleur. Successivement, ces fournitures opposées sont autorisées par l'absence de vrais modes été/hiver. Des contacteurs permettent de stopper les ventilo-convecteurs lorsqu'une fenêtre est ouverte.

Avec la mise en place de la GTB, le maître d'ouvrage a affiné la gestion de la fourniture de froid. La consigne de confort d'été par défaut est fixée à 25 °C et chaque occupant peut alors l'adapter à sa guise. Un retour automatique à la valeur par défaut s'effectue au bout de huit heures. La nuit, la consigne de confort d'été s'établit à 30 °C, valeur suffisamment élevée pour interdire la fourniture de froid. Parallèlement, la consigne de confort d'hiver est baissée suffisamment pour éviter la fourniture de chaleur. Même sans transfert d'énergie thermique, les ventilateurs des ventilo-convecteurs restent en fonctionnement nuit et jour, vraisemblablement en petite vitesse.

Un ventilo-convecteur est disposé dans une salle informatique. Les charges thermiques, même réduites, sont maintenues la nuit forçant alors le ventilo-convecteur à fournir du froid et ainsi solliciter le GPEG. Il serait préférable de dissocier cette fourniture de celle des bureaux pour pouvoir les contrôler indépendamment.

1.1.2. Appréciation des performances de l'installation de climatisation

Groupe de production d'eau glacée

Au premier abord, la puissance frigorifique installée – 178W/m² SHON – est largement supérieure aux pratiques courantes qui tournent autour de 100W/m² SHON (Tableau 14) et de 125 W/m² (Tableau 13) pour les bâtiments de bureaux et pour ce type d'installation de climatisation.

D'après les statistiques dressées par Eurovent en 1998 (Annexe 8), l'EER nominal du GPEG devrait se situer entre 2,12 et 2,85. En analysant de plus près ces statistiques à la lumière du type de compresseur, il semble que l'EER nominal soit compris entre 2,16 et 2,74 soit une classe énergétique actuelle de F à D.

En l'absence de compteur énergétique, nous considérerons des consommations électriques de l'ordre de 40 à 70 kWh/m².an en accord avec les ratios du Chapitre III paragraphe 2.4.1. Ce ratio mène à une facture annuelle de climatisation comprise entre 45 et 80 MWh/an. Le groupe frigorifique représente entre 40 et 60 % (Figure 27) [KAVA00] des consommations d'électricité soient entre 18 et 48 MWh/an (720 à 1920 $kgCO_2$/an) [ADEM05], le reste étant consommé par les ventilo-convecteurs, la pompe de distribution et la centrale de traitement de l'air.

Pompe de distribution de l'eau glacée

Le point de meilleur rendement (« best efficiency point », BEP) global d'une pompe se situe environ à 80 % de son débit maximal [EUCO01]. D'après ses caractéristiques, le débit maximal de la pompe est de 60 m^3/h, le BEP correspondant alors à un débit de 48 m^3/h. Sur une plage de charge à l'arbre allant de 60 à 100 %, le rendement η_m d'un moteur électrique varie très peu, nous le considérerons donc égal à son rendement nominal η_{mn} de 0,79. Si la pompe est correctement dimensionnée – point de fonctionnement proche du BEP – sa puissance électrique absorbée est d'environ 3,5 kW. Compte tenu de son fonctionnement 8760 h/an, nous pouvons en conclure que sa consommation annuelle s'élève à 31 MWh/an (1240 $kgCO_2$/an).

Indépendamment du dimensionnement du groupe frigorifique, pour être en mesure de transférer l'ensemble de la puissance aux différentes batteries, la pompe doit pouvoir assurer le débit suivant :

$$Q_V = \frac{P_{frig}}{\rho C_P \Delta T}$$

Avec ce régime de température (7/12 °C), la puissance frigorifique disponible (197 kW) à l'évaporateur et l'utilisation d'eau glycolée de concentration estimée à 25 %[1], le débit de fonctionnement de la pompe devrait se situer normalement aux alentours de 37 m^3/h, valeur en accord avec le BEP défini ci-dessus.

Centrale de traitement de l'air

Les plaques des ventilateurs de soufflage et de reprise indiquent des puissances électriques nominales respectivement de 3 kW et 1,5 kW. Compte tenu de leur fonctionnement 4160 h/an, nous pouvons en conclure que leurs consommations annuelles s'élèvent à environ 18,7 MWh/an (748 kgCO_2/an).

Ventilo-convecteurs

D'après les besoins de froid des bureaux, la puissance des ventilateurs devrait logiquement être comprise entre 30 W et 80 W. Les 34 ventilo-convecteurs fonctionnant 8760 h/an sont alors responsables de 8,9 MWh/an (356 kgCO_2/an) à 23,8 MWh/an (952 kgCO_2/an).

1.1.3. Pistes d'amélioration de l'installation de climatisation

Deux scénarios peuvent être envisagés sur cette installation. Le premier scénario évident consiste à garder la climatisation en été et le chauffage à effet Joule en hiver. Le second scénario serait de remplacer le groupe frigorifique par une pompe à chaleur (PAC) réversible dont le COP saisonnier moyen pourrait raisonnablement [FLAC04] être évalué au minimum à 2,5. Les ventilo-convecteurs actuels sont adaptés et peuvent même apporter un appoint par effet Joule suivant le dimensionnement retenu. Le choix du scénario influe assez fortement sur les potentiels de chacune des mesures suivantes.

Améliorations envisageables sur le bâtiment

Le bâtiment est globalement bien adapté à la climatisation notamment en ce qui concerne les protections solaires. Les équipements de bureautique dégageant beaucoup de chaleur (imprimante, photocopieuse) se trouvent dans des salles dédiées, non-occupées et non climatisées.

Les charges thermiques internes peuvent être réduites. En effet, les ordinateurs sont presque tous équipés d'écrans à tube cathodique. Si l'occasion se présente, il serait intéressant de les remplacer par des écrans plats plus efficaces. Ces derniers peuvent consommer/dégager jusqu'à 50 % moins d'énergie/chaleur que les écrans à tube cathodique. En équipant les 42 occupants du bâtiment avec des écrans plats (30 W au lieu de 60 W), les économies directes d'électricité sont d'environ **3,3 MWh/an** (130 kgCO_2/an) sur une année type.

[1] Cette concentration en glycol protège le réseau contre le gel jusqu'à environ –10/–15 °C. A cette concentration, la masse volumique du mélange vaut ρ=1050 kg/m^3 et la capacité calorifique vaut C_p=3,7 kJ/kg.K.

Cette mesure engendre aussi des économies d'énergie indirectes en climatisation liées à la réduction des charges thermiques. Sur environ six mois de climatisation par an, les charges thermiques sont alors réduites de 1,64 MWh/an. En considérant que le GPEG compense ces charges avec un EER saisonnier de 2,5, cette amélioration représente environ **0,66 MWh/an** (26 $kgCO_2$/an) quel que soit le scénario retenu.

Cette mesure requiert en contrepartie un surplus de chauffage pour compenser le dégagement « gratuit » de chaleur des anciens écrans. En considérant six mois de chauffage dans l'année, les charges thermiques sont également réduites de 1,64 MWh/an. Dans le scénario 1, ces charges sont traitées par effet Joule et représentent directement le surplus de consommations électriques nécessaires soient **1,64 MWh/an** (66 $kgCO_2$/an). Ce scénario engendre globalement des pertes indirectes d'environ **1 MWh/an** (40 $kgCO_2$/an). Dans le scénario 2, ces charges sont traitées par une pompe à chaleur réversible dont le COP saisonnier moyen est de 2,5. Le surplus de consommations électriques pour le chauffage des bureaux est en tout point égal aux économies d'électricité engendrées par la réduction des besoins de climatisation.

Potentiel lié à la réduction du temps de fonctionnement d'un appareil

Les économies d'énergie ΔE (kWh/an) liées à la réduction du temps de fonctionnement d'un appareil sans changement de son rendement sont données par la formule suivant :

$$\Delta E = P_{elec-i} T_i - P_{elec-f} T_f = P_{elec-i} (T_i - T_f)$$

Avec T_i, T_f les temps de fonctionnement annuels (h/an) de l'appareil avant et après et $P_{elec\text{-}i}$, $P_{elec\text{-}f}$ les puissances électriques absorbées (kW) avant et après.

Temps de « chambrage » du réseau hydraulique suite à un arrêt

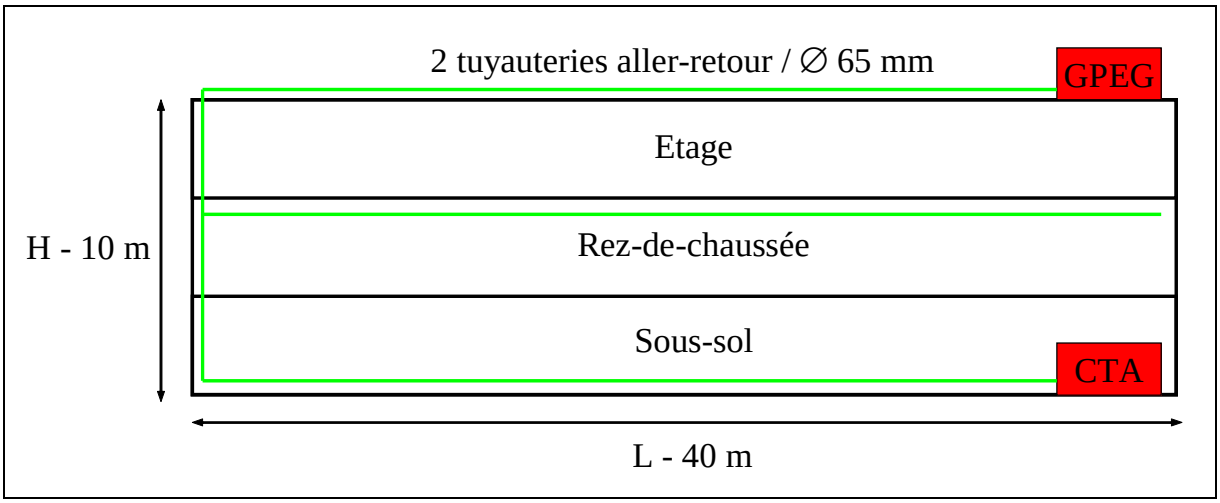


Figure 47. Plan simplifié du bâtiment et du réseau hydraulique

Nous allons tenter dans un premier temps de déterminer une valeur maximale du volume du réseau hydraulique. D'après sa SHON, le nombre d'étages et les proportions du bâtiment, la longueur de ce dernier semble ne pas excéder 40 m pour une hauteur de 10 m (Figure 47). Compte tenu des dimensions du bâtiment, nous obtenons un réseau d'une longueur maximale de 260 m en négligeant les branches de connexion aux ventilo-convecteurs. Le diamètre de la tuyauterie au niveau de la pompe est de 65 mm que nous considérerons constant de bout en bout. Le volume finalement obtenu est de l'ordre du mètre-cube.

L'eau (ρ=1050 kg/m^3 et C_p=3,7 kJ/kg.K pour l'eau glycolée à 25 %) du réseau doit être ramenée à une température de 7 °C. En partant d'une température extrême de 35 °C, le groupe actuel met une dizaine de minutes à « chambrer » le réseau et donc le double pour un groupe de puissance moitié moindre. Le temps de relance étant négligeable, le démarrage du GPEG peut avoir lieu juste avant l'arrivée des occupants.

Améliorations envisageables sur le GPEG

La faiblesse réside principalement dans la gestion des périodes de fonctionnement. Le groupe frigorifique maintient le réseau à température 24 h/24 et 7 j/7 toute l'année. À peu de frais, de substantielles économies d'énergies sont possibles en programmant des plages de fonctionnement :

- Dans le scénario 1, un démarrage à 6 h et un arrêt à 18 h en semaine et tout le week-end sont envisageables. De plus, comme il est sûrement peu sollicité de novembre à mars, il est conseillé de le mettre totalement à l'arrêt pendant cette période afin d'éviter le cyclage éventuel.
- Dans le scénario 2, même si les consignes peuvent être réduites la nuit et le week-end, la PAC devra fonctionner pendant ces périodes pour maintenir une température acceptable dans le bâtiment en hiver. Le chauffage correspond en effet davantage à un « besoin » qu'à un « confort » comme la climatisation. La programmation peut cependant être maintenue en période de climatisation.

Les dates annuelles d'arrêt et de démarrage pourront être ajustées au fur et à mesure par expérience. Le potentiel d'économies d'énergie de ces programmations devra être chiffré plus précisément lors d'un audit plus complet.

L'autre défaut est un surdimensionnement d'environ 80 % ce qui contraint le groupe frigorifique à fonctionner longtemps à charge partielle et donc à efficacité réduite. Les pertes énergétiques ainsi engendrées représentent au minimum de 10 % [RIVI04] des consommations d'un groupe frigorifique de rendement identique qui serait correctement dimensionné. Les économies potentielles annuelles d'énergie liées au redimensionnement du GPEG à EER identique se situent entre **1,8 à 4,8 MWh/an** (72 à 192 kgCO_2/an) d'après l'évaluation du paragraphe 1.1.2. Lors du renouvellement, il est fortement conseillé d'effectuer un bilan détaillé des charges thermiques du bâtiment pour optimiser le dimensionnement. On choisira alors préférentiellement un appareil de classe énergétique supérieure (B voire A).

La consigne de température de l'eau glacée peut être augmentée, le mieux étant d'implémenter une loi d'eau, par exemple une température de retour à 12 °C en été et à 14 °C en saison intermédiaire. Les batteries froides accroîtraient le transfert de chaleur sensible, en d'autres termes, moins d'énergie est consacrée à la déshumidification et davantage à la baisse de température de l'air. Il faut cependant vérifier au préalable que les ventilo-convecteurs peuvent fonctionner à ce régime de température sans rogner trop sur leurs performances. Le potentiel d'économies d'énergie couramment admis sur un groupe frigorifique dont on augmenterait le régime de température à l'évaporateur est d'environ 3 %/°C (Figure 34 et Chapitre III paragraphe 1.5.4) [KRAR00]. Cette loi d'eau générerait sur la période de climatisation au maximum **1,1 à 2,9 MWh/an** (43 à 115 kgCO_2/an) d'économies d'énergie.

Améliorations envisageables sur la pompe de distribution

Des économies d'énergie sont aussi possibles en réduisant le temps de fonctionnement de la pompe aux périodes d'occupation.

- Dans le scénario 1, programmer la pompe en semaine de 6 h à 18 h et d'avril à octobre uniquement comme le groupe frigorifique réduirait son temps de fonctionnement annuel à 1800 h/an et dégagerait environ **24,4 MWh/an** (975 $kgCO_2$/an) d'économies d'énergie.
- Dans le scénario 2, la pompe doit être maintenue en fonctionnement de novembre à mars pour chauffer le bâtiment, soient 3700 h/an en plus,. Ces 5500 h/an de fonctionnement permettraient de dégager environ **11,4 MWh/an** (455 $kgCO_2$/an) d'économies d'énergie.

La pompe, en fonctionnant moins longtemps, nécessiterait alors moins de maintenance et sa longévité serait également accrue.

En cas de remplacement, il est fortement conseillé de déterminer à nouveau et avec précision le point nominal de fonctionnement du circuit hydraulique afin de dimensionner correctement la pompe. Privilégier lors du choix, la pompe de plus haut rendement. La rentabilité de cette mesure diminuant linéairement avec le temps de fonctionnement, il y a un arbitrage économique à effectuer entre la réduction de ce dernier et l'amélioration du rendement.

Améliorations envisageables sur la centrale de traitement de l'air

Théoriquement, le potentiel d'économies d'énergie est immense sur la CTA. En effet, si les plages d'occupation étaient connues à l'avance, il serait possible de programmer la centrale. Les petites salles de réunion secondaires sont plus souvent occupées que la grande et requièrent quand même le fonctionnement de la CTA. Malgré tout, il est inutile de les maintenir en température hors des horaires d'occupation. En effet, le chauffage des bureaux en hiver permettra de limiter la diminution de la température dans les salles de réunion et la faible inertie du bâtiment se chargera d'évacuer les charges thermiques hors des périodes d'occupation.

Distinguons alors deux modes de fonctionnement suivant la période de l'année : climatisation/ventilation de mai à octobre et chauffage de novembre à avril. Dans le premier mode, la CTA fonctionne en semaine de 8 h à 18 h uniquement soient 1300 h/an. Dans le second mode, nous considérerons qu'il faut anticiper d'une heure le chauffage pour y rétablir le confort avant l'arrivée des éventuels occupants, soit 1430 h/an de fonctionnement. Le temps de fonctionnement total annuel s'établit alors à 2730 h/an et les économies d'énergie s'élèvent à **6,4 MWh/an** (257 $kgCO_2$/an).

Les gaines d'air neuf et d'air extrait étant accolées, il est envisageable et faisable d'installer un récupérateur de chaleur sur l'air extrait. En hiver, le potentiel est sûrement important et pourra être chiffré plus précisément en phase d'audit.

Améliorations envisageables sur les ventilo-convecteurs

D'importantes économies d'énergies sont là encore possibles en réduisant les périodes de fonctionnement des ventilo-convecteurs. Ils devront néanmoins être maintenus en fonctionnement en hiver pour maintenir la température du bâtiment. Fixer des consignes réduites la nuit et le week-end est toutefois envisageable. Il est possible de limiter leur fonctionnement de 8 h à 18 h en semaine d'avril à octobre, les charges thermiques s'évacuant naturellement lors des périodes d'inoccupation. Cette programmation réduit la durée de

fonctionnement des ventilo-convecteurs à 5200 h/an et les consommations évitées se situent entre **3,6 et 9,7 MWh/an** (145 à 387 kgCO_2/an).

Récapitulatif des potentiels d'économies d'énergie

Les consommations électriques des différents équipements dans la situation initiale ainsi que les potentiels d'économies d'énergie sont récapitulés dans le Tableau 31. La phase d'inventaire est insuffisante pour chiffrer avec précision les consommations d'énergie de l'ensemble des postes. Le potentiel est estimé au minimum à 32 % dans le scénario 1 et à 22 % dans le scénario 2. En l'absence de chiffrage du potentiel de la pompe à chaleur pour le chauffage en hiver, cette dernière valeur n'est pas représentative. L'évaluation des économies d'énergie envisageables est en outre assortie d'importantes incertitudes.

Mesure d'économies d'énergie		**Cons. Actuelles (MWh/an)**	**Potentiel (MWh/an)**	
			Scénario 1	**Scénario 2**
Bâtiment	Changement des écrans d'ordinateurs	18-48	2,3	3,3
GPEG	Réduction des périodes de fonctionnement		-	-
	Meilleur dimensionnement (à EER fixe)		1,8-4,8	1,8-4,8
	Amélioration de l'EER		-	-
	Augmentation du régime de température		1,1-2,9	1,1-2,9
	PAC réversible pour le chauffage	-	-	-
Pompe	Réduction des périodes de fonctionnement	31	24,4	11,4
	Rendement accru		-	-
CTA	Réduction des périodes de fonctionnement	18,7	6,4	6,4
	Rendement accru		-	-
	Récupérateur de chaleur		-	-
VCV	Réduction des périodes de fonctionnement	8,9 à 23,8	3,6-9,7	3,6-9,7
Total		76,6-121,5	39,6-50,5	27,6-38,5

Tableau 31. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inventaire

1.2. Deuxième phase : inspection et analyse du fonctionnement et des performances de l'installation de climatisation en exploitation

1.2.1. Etablissement des indicateurs du fonctionnement et des performances

L'installation de climatisation fait l'objet d'un contrat d'exploitation maintenance. La société qui en a la charge est présente sur le site (parc de plusieurs bâtiments) et peut intervenir dès qu'un problème intervient et est détecté sur l'installation.

Groupe de production d'eau glacée

Le groupe frigorifique surdimensionné fonctionnait en cycles assez courts même en plein été et laissait finalement peu de temps pour effectuer les différents relevés. La pression de condensation p_{cond} est de 17,3 bars soit une température de condensation de 45 °C. La température extérieure T_{ext} étant de 25 °C lors de l'inspection, ΔT_3 vaut 20 °C, valeur supérieure aux valeurs courantes de 12 à 15 °C. Le problème peut être l'encrassement, constaté par ailleurs, du condenseur qui réduit le débit d'air de refroidissement et donc les échanges thermiques.

La pression d'évaporation p_{evap} vaut 3,5 bars soit une température d'évaporation T_{evap} d'environ -10 °C. La température du fluide frigorigène à la sortie de l'évaporateur T_{ffse} valant 6 °C, la surchauffe ΔT_6 est de 16 °C, en désaccord avec les valeurs typiques de 4 à 7 °C. La raison de ce défaut (Annexe 11) est soit un manque de fluide frigorigène, soit un

surdimensionnement (notoire), soit finalement la présence d'huile à l'évaporateur. L'hypothèse d'un débit de fluide frigorigène limité par une obstruction a été écartée en contrôlant l'absence de froid au détendeur ainsi que sur la ligne liquide.

La température de retour T_{fcee} oscille autour de 12 °C, consigne implémentée dans la régulation. Cette dernière ainsi que sa sonde de température ne semblent donc pas présenter de défaut. Lorsque le groupe fonctionne, la température de départ T_{fcse} de l'eau est bien assurée à 7 °C, ΔT_7 est donc bien en accord avec les valeurs usuelles. L'évaporateur semble donc transférer correctement la puissance frigorifique à l'eau.

Les températures de départ T_{fcse} de l'eau glacée et d'évaporation T_{evap} précédentes permettent d'estimer ΔT_{8b} à 17 °C. Cette valeur est plutôt éloignée des valeurs courantes de 4 à 6 °C. Le problème peut être du au non-retour d'une partie de l'huile au compresseur qui reste alors à l'évaporateur. Ceci est la conséquence du fonctionnement en courts cycles du compresseur, explicable par son important surdimensionnement.

Ce fonctionnement dégradé semble être le résultat direct du surdimensionnement du groupe frigorifique. Toutefois, il ne faut pas écarter l'hypothèse d'un manque de fluide frigorigène. En effet, le second circuit, à l'arrêt, semblait sous-chargé d'après les pressions aberrantes relevées aux manomètres basse et haute pressions. Cet état laisse penser que les vérifications contractuelles ne sont pas toujours réalisées. D'un point de vue général, le groupe frigorifique est d'ailleurs en mauvais état. Ses plaques de protection ont été ôtées, laissant les organes en proie aux intempéries. Son condenseur est également assez encrassé.

Pompe de distribution de l'eau glacée

En toiture, le calorifuge du réseau hydraulique est en mauvais état à certains endroits. Dans le bâtiment, aucune souillure ne témoigne de l'existence de fuites. La pompe fonctionne correctement et sans bruit particulier. Le manomètre installé permet de mesurer une pression différentielle Δp_{pomp} de 1,55 bars. L'intensité électrique absorbée I_{pomp} par la pompe est de 4,55 A, valeur bien inférieure à l'intensité électrique maximale (6,6 A) tolérée. Compte tenu de l'architecture du circuit (pompe à vitesse fixe et débits dans les batteries régulés par vannes 3-voies), nous en déduisons que l'intensité mesurée ponctuellement reste fixe toute l'année aux légères variations de pertes de charge près.

Centrale de traitement de l'air

Mis à part l'affichage de la pression différentielle du filtre primaire et des températures d'entrée et de sortie de l'eau dans la batterie, aucun autre appareil de mesure n'est installé sur l'installation. La maintenance doit donc se limiter au relevé des puissances électriques absorbées par les ventilateurs, au nettoyage ou au changement des filtres dès que les pertes de charges atteignent un certain seuil ainsi qu'au contrôle des paramètres de fonctionnement. Son application effective nous est inconnue mais la centrale de traitement de l'air est en parfait état d'entretien. L'encrassement des filtres est normal et les ventilateurs sont en bon état, leurs courroies respectives ne sont pas abîmées et aucun bruit anormal n'a été détecté. L'environnement de la centrale permet d'intervenir facilement et reste propre.

La salle de réunion principale étant inoccupée et la température extérieure encore faible (23 °C), la vanne 3-voies de la batterie froide est naturellement en by-pass et la CTA ne fournit pas de froid. Il nous a été impossible de forcer le thermostat de la salle pour lancer la climatisation. Les registres de la CTA sont en configuration « recyclage », l'apport d'air neuf

est donc nul et l'air circule en boucle fermée. Ce mode de fonctionnement semble illogique à première vue car si la salle est occupée, il n'y a pas de renouvellement d'air. Or, d'après l'index, visiblement erroné, inscrit par l'exploitant sur les registres, la CTA serait en mode « free-cooling », c'est à dire que tout l'air soufflé est neuf, mode plus logique à priori. La commande des registres semble avoir été programmée à l'envers.

Ventilo-convecteurs

L'accès aux câbles d'alimentation des ventilo-convecteurs étant difficile, nous n'avons pas pu relever la puissance électrique du ventilateur. Nous avons cependant procédé à quelques relevés de température dans les bureaux afin de contrôler le fonctionnement des ventilo-convecteurs. Tous les bureaux ne pouvant être contrôlés du fait du manque de temps, nous avons effectué les mesures sur un échantillon réduit (Tableau 32). L'objectif de ces mesures est de vérifier d'une part que la température de confort est en accord avec les informations fournies par la régulation et d'autre part que les ventilo-convecteur sont bien en mesure de satisfaire les besoins de froid lorsque la demande varie. Dans le premier cas, nous avons comparé les températures affichées par les thermostats à celles effectivement mesurées dans les bureaux. Dans le second cas, nous avons réduit fortement les consignes de température de confort afin de forcer la fourniture de froid des unités terminales pour vérifier qu'elles étaient en mesure de s'adapter.

Bureau	**Température affichée (°C)**	**Température mesurée (°C)**	**Température soufflage (°C)**
159	25,5	24,2	15,2
151	22	23,9	-
160	22	24	-
162	24,5	23,5	14,2
163	24	23,1	13,7

Tableau 32. Températures constatées dans différents bureaux

Les écarts entre les températures mesurées par les régulations et les relevés effectués grâce à la sonde d'ambiance s'étalent de –2 °C à +1,3 °C. Ils peuvent être préjudiciables lorsque la régulation surévalue la température de la pièce. Or, il semble que ces écarts ne soient pas systématiquement positifs témoignant ainsi davantage d'un problème d'étalonnage que des thermostats eux-mêmes. Il y a donc de grandes chances pour que ces écarts et leurs impacts énergétiques se compensent dans le bâtiment.

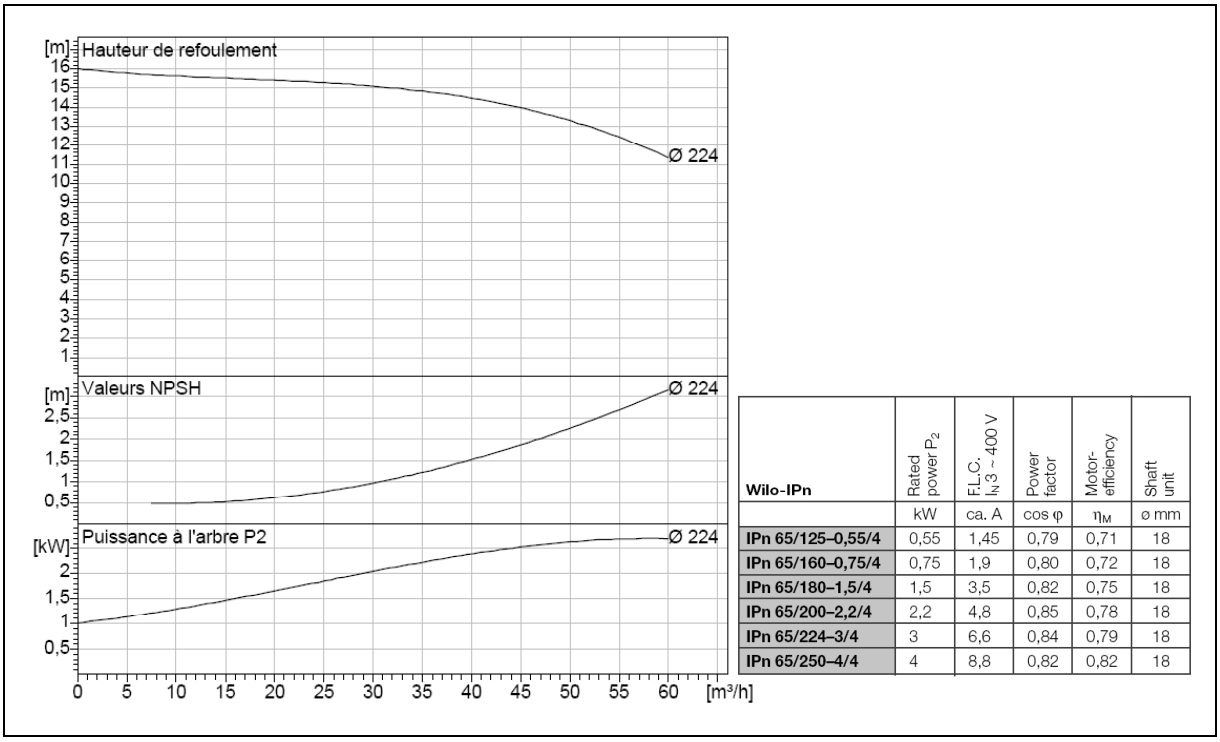
Les températures de soufflage, obtenues en sollicitant au maximum le ventilo-convecteur par une consigne de confort sévère, sont en accord avec les valeurs courantes et le régime (7/12 °C) de la boucle d'eau. D'autre part, elles sont relativement homogènes et ne permettent donc pas de diagnostiquer un problème d'équilibrage hydraulique. En effet, un manque flagrant de débit d'eau glacée dans une branche empêcherait le respect des consignes de confort dans la pièce concernée.

L'état des ventilo-convecteurs témoigne bien évidemment de leur âge. Ils sont cependant tous en état de fonctionnement. Leurs consommations pourraient être réduites par un étalonnage régulier des thermostats. Si la procédure est coûteuse, il est également envisageable d'ajuster les consignes individuelles en conséquence de l'écart constaté.

1.2.2. Appréciation des performances de la pompe de distribution

Extrapolation du débit d'eau glacée

Nous avons pu obtenir auprès de WILO les courbes caractéristiques de la pompe de distribution de l'eau glacée (Figure 48). Elles ne sont valables que pour de l'eau pure mais peuvent donner un ordre de grandeur pour l'eau glycolée. La pression différentielle Δp_{pomp} vaut 155000 Pa soit une hauteur manométrique de 15,05 m en considérant de l'eau glycolée à 25 %. La courbe caractéristique donne alors un débit volumique Q_v de 29 m^3/h.



Wilo-IPn	Rated power P_2	F.L.C. I_N 3 ~ 400 V	Power factor	Motor-efficiency	Shaft unit
	kW	ca. A	cos φ	η_M	ø mm
IPn 65/125–0,55/4	0,55	1,45	0,79	0,71	18
IPn 65/160–0,75/4	0,75	1,9	0,80	0,72	18
IPn 65/180–1,5/4	1,5	3,5	0,82	0,75	18
IPn 65/200–2,2/4	2,2	4,8	0,85	0,78	18
IPn 65/224–3/4	3	6,6	0,84	0,79	18
IPn 65/250–4/4	4	8,8	0,82	0,82	18

Figure 48. Caractéristiques électrique et hydraulique de la pompe de distribution

La puissance électrique P_1 absorbée par le moteur de la pompe alimenté en 400 V triphasé est donnée par la relation suivante :

$$P_1 = \sqrt{3}\, U I_{pomp} \cos\varphi$$

Comptes tenus des caractéristiques électriques du moteur (Figure 48) et de l'intensité absorbée I_{pomp} de 4,55 A, la puissance électrique P_1 vaut 2,65 kW. La puissance mécanique P_2 disponible à l'arbre moteur dans ces conditions est donnée par la relation suivante :

$$P_2 = \eta_m P_1$$

Nous ferons l'hypothèse que le rendement η_m du moteur est constant et égal au rendement nominal η_{mn} sur une plage de charge mécanique à son arbre allant de 50 à 100 %. Avec le rendement nominal du moteur donné par les caractéristiques électriques, la puissance mécanique P_2 vaut 2090 W. Cette dernière est atteinte pour un débit volumique Q_v de 32 m^3/h d'après les caractéristiques hydrauliques de la pompe. Cette valeur est cohérente avec celle issue de la mesure de la pression différentielle.

Evaluation du rendement de la pompe

En négligeant les pertes de transmission, le rendement global η d'une pompe est la combinaison des rendements du moteur électrique η_m et du corps de pompe η_p. Il est défini par la relation suivante :

$$\eta = \eta_m . \eta_p = \frac{P_{hyd}}{P_{elec}} = \frac{\Delta p_{pomp} . Q_v}{P_1}$$

Avec P_1 (W) la puissance électrique de la pompe, Δp_{pomp} (Pa) sa pression différentielle et Q_v (m^3/s) le débit volumique d'eau circulant dans le réseau.

Nos mesures aboutissent à un rendement global η de la pompe de 49 %. En reportant cette valeur sur la Figure 30, nous constatons que le rendement est plutôt faible en comparaison à ceux des produits du marché. Il est en effet possible d'atteindre un rendement global η de 67 % en choisissant une pompe plus efficace.

Evaluation de l'efficacité spécifique de pompage

Afin de caractériser une pompe en exploitation, on privilégie généralement l'efficacité spécifique de pompage R_p ($Wh/m^3.mH_2O$). La connaissance de la puissance électrique absorbée par la pompe P_1 (W), de la hauteur manométrique générée H (mH_2O) et du débit volumique d'eau circulant dans le réseau Q_v (m^3/h) ou du rendement de la pompe permettent d'évaluer l'efficacité spécifique de pompage R_p à 5,9 $Wh/m^3.mH_2O$. D'après la Figure 36, elle peut largement être améliorée en redimensionnant la pompe et en optant pour une plus efficace.

1.2.3. Appréciation des performances de la CTA

Extrapolation du débit d'air

Les mesures sur l'air étant difficiles à réaliser avec précision, nous avons privilégié l'extrapolation du débit d'air à partir des caractéristiques du filtre primaire dont nous disposons des caractéristiques aérauliques (Figure 49). Le filtre en place étant neuf, ses caractéristiques aérauliques sont donc, à peu de choses près, celles présentées sur la figure précédente. Les pertes de charge Δp_{filtre} indiquées par le manomètre différentiel valent 7,4 mmH_2O soient 73 Pa. Les courbes de fonctionnement du filtre donnent alors un débit volumique d'air Q_v de 3825 m^3/h.

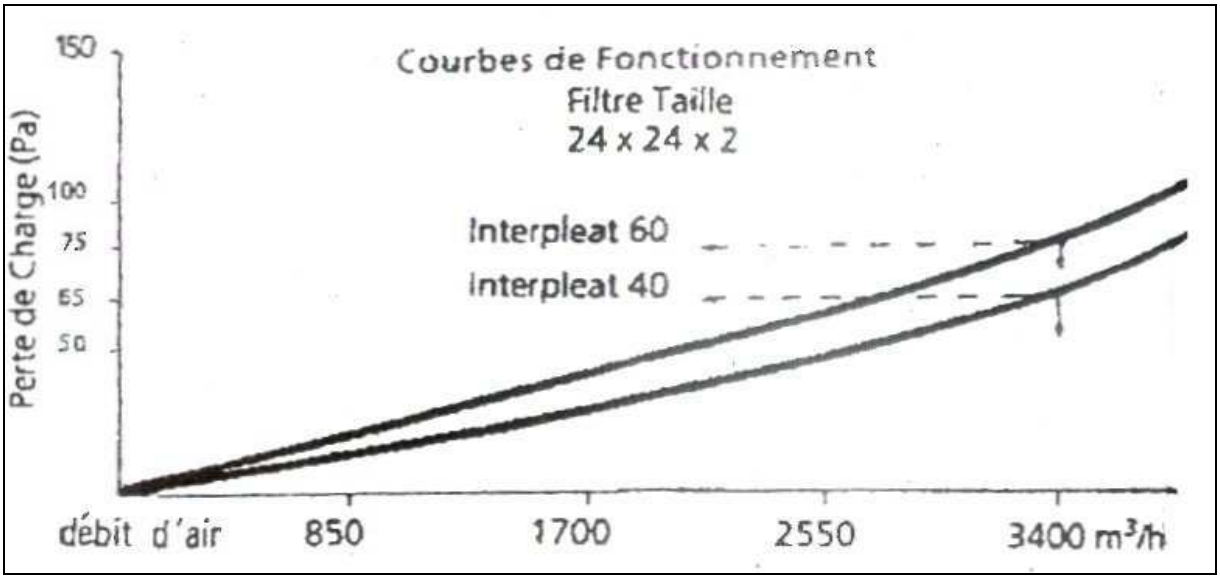


Figure 49. Caractéristiques aérauliques du filtre de la centrale de traitement de l'air

Evaluation de l'efficacité spécifique de ventilation

Les intensités mesurées au niveau des ventilateurs de soufflage et d'extraction sont de I_{souf} = 4,3 et I_{extrac} = 2,3 A. Les deux moteurs étant alimentés en 400 V triphasé, l'expression de la puissance électrique absorbée est la même que pour la pompe. Nous considérerons un facteur de puissance cos φ de 0,85 pour les ventilateurs. Leurs puissances électriques respectives sont alors P_{souf} = 2530 W et P_{extrac} = 1355 W.

La connaissance de la puissance électrique absorbée par chaque ventilateur P_{souf} (W) et P_{extrac} (W) et du débit volumique d'air circulant dans le réseau Q_v (m^3/h) permet d'évaluer l'efficacité spécifique de ventilation R_v à 1,02 Wh/m^3. Cette valeur est bien supérieure aux recommandations suisse, américaine et anglaise en la matière (Chapitre III paragraphe 2.4.4). Des progrès peuvent donc être faits en remplaçant les groupes de ventilation par plus efficaces.

Evaluation du rendement du ventilateur de soufflage

Grâce aux piquages existants, nous avons pu mesurer la pression différentielle Δp_{souf} du ventilateur de soufflage à 50 mmH_2O soient 491 Pa. La formule de rendement utilisée pour la pompe reste valable ici et aboutit à un rendement η_v de 21%, valeur très faible. Les mesures et calculs sont naturellement entachés d'incertitudes.

1.2.4. Pistes d'amélioration de l'installation de climatisation

Economies d'énergie liées à l'augmentation du rendement d'un appareil

Les économies d'énergie ΔE (kWh/an) liées à l'augmentation du rendement d'un appareil sans changement de son temps de fonctionnement sont données par la formule suivant :

$$\Delta E = P_{elec-i} T_i - P_{elec-f} T_f = P_{elec-i} T_i \left(1 - \frac{\eta_i}{\eta_f}\right)$$

Avec T_i, T_f les temps de fonctionnement annuels (h/an) de l'appareil avant et après, P_{elec-i}, P_{elec-f} les puissances électriques absorbées (kW) avant et après et η_i et η_f les rendements de l'appareil avant et après.

L'énergie spécifique (de ventilation R_v en Wh/m^3 ou de pompage R_p en $Wh/m^3.mH_2O$) ou le coefficient de performance (COP/EER/SEER/ESEER) peuvent être substitués au rendement pour calculer les économies d'énergie.

Traitement centralisé et distribution de l'air

Les consommations initiales (16,1 MWh/an) et les économies d'énergie liées à la réduction du temps de fonctionnement (5,6 MWh/an) ont été réévaluées compte tenu de la puissance réellement absorbée par les ventilateurs. Il est possible d'atteindre une efficacité spécifique de ventilation de 0,47 Wh/m^3 en redimensionnant moteurs et ventilateurs et en les remplaçant par plus efficaces. Avec les temps de fonctionnement estimés au paragraphe 1.1.3, les économies d'énergie supplémentaires atteignent **5,7 MWh/an** (228 $kgCO_2$/an).

Distribution de l'eau glacée

Les consommations initiales (23,2 MWh/an) et les économies d'énergie liées à la réduction du temps de fonctionnement (18,4 MWh/an pour le scénario 1 et 8,6 MWh/an dans le scénario 2) ont été aussi revues en tenant compte de la puissance effectivement absorbée par la pompe. Un rendement global η de 67 % est accessible en redimensionnant et remplaçant la pompe par une plus efficace. Avec les temps de fonctionnement du paragraphe 1.1.3, les économies d'énergie supplémentaires sont de **1,3 MWh/an** (51 $kgCO_2$/an) dans le scénario 1 et de **3,9 MWh/an** (157 $kgCO_2$/an) dans le scénario 2.

Récapitulatif du potentiel d'économies d'énergie

L'inspection a permis d'une part d'affiner les estimations effectuées en phase d'inventaire et d'autre part de chiffrer des consommations/potentiels non chiffrables dans la première phase (Tableau 33). Il reste toutefois des mesures dont le potentiel n'a pu être évalué lors de cette phase. Le potentiel d'économies d'énergie s'élève au minimum à 35 % pour le scénario 1 et à 30 % dans le scénario 2. En l'absence de chiffrage du potentiel de la pompe à chaleur pour le chauffage en hiver, cette dernière valeur n'est pas représentative.

Mesures d'économie d'énergie		**Cons. Actuelles (MWh/an)**	**Potentiel (MWh/an)**	
			Scénario 1	**Scénario 2**
Bâtiment	Changement des écrans d'ordinateurs	18-48	2,3	3,3
GPEG	Réduction des périodes de fonctionnement		-	-
	Meilleur dimensionnement (à EER fixe)		1,8 à 4,8	1,8-4,8
	Amélioration de l'EER		-	-
	Augmentation du régime de température		1,1-2,9	1,1-2,9
	PAC réversible	**-**	**-**	**-**
Pompe	Réduction des périodes de fonctionnement	**23,2**	**18,4**	**8,6**
	Rendement accru		**1,3**	**3,9**
CTA	Réduction des périodes de fonctionnement	**16,1**	**5,6**	**5,6**
	Rendement accru		**5,7**	**5,7**
	Récupérateur de chaleur		-	-
VCV	Réduction des périodes de fonctionnement	8,9-23,8	3,6-9,7	3,6-9,7
Total		66,2-111,1	39,8-50,7	33,6-44,5

Tableau 33. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inspection

1.3. Troisième phase : audit des consommations de l'installation de climatisation et chiffrage du potentiel

1.3.1. Mise en œuvre de l'audit énergétique

La gestion technique du bâtiment (GTB) enregistre les puissances électriques absorbées par les différents appareils de chauffage, ventilation et climatisation. Les équipements suivis sont : le groupe frigorifique, la pompe de distribution de l'eau glacée, les ventilateurs de la CTA, la batterie électrique de la centrale de traitement de l'air, les traitements terminaux des quatre salles de réunion secondaires et les ventilo-convecteurs (batterie électrique et ventilateur). Le GPEG fait l'objet d'une mesure individuelle et d'une mesure agrégée avec l'ensemble des autres usages.

Les puissances sont mesurées par tranches de dix minutes grâce à des pinces ampère-métriques. En pratique, elles sont relevées à un pas de temps faible (7 s) puis moyennées sur dix minutes ce qui permet d'obtenir une évaluation précise des consommations d'électricité des appareils intermittents. En effet, l'échantillonnage des puissances absorbées avec un pas de temps de dix minutes biaiserait la mesure des temps de fonctionnement et donc des consommations.

Nous avons décidé de tirer profit des historiques (18 juin 2005 au 7 août 2006) des mesures beaucoup plus exhaustifs et représentatifs que la campagne de mesures que nous aurions pu mener avec notre propre métrologie. Les mesures effectuées en amont nous permettront de contrôler la précision de la métrologie employée par la GTB.

1.3.2. Analyse des courbes de charges électriques

Constat d'amélioration par rapport à la situation antérieure

Suivre les consommations d'énergie pour en être conscient constitue la première action de maîtrise de la demande. En effet, il semble que la GTB ait permis de sensibiliser le maître d'ouvrage concernant les optimisations possibles son installation de climatisation.

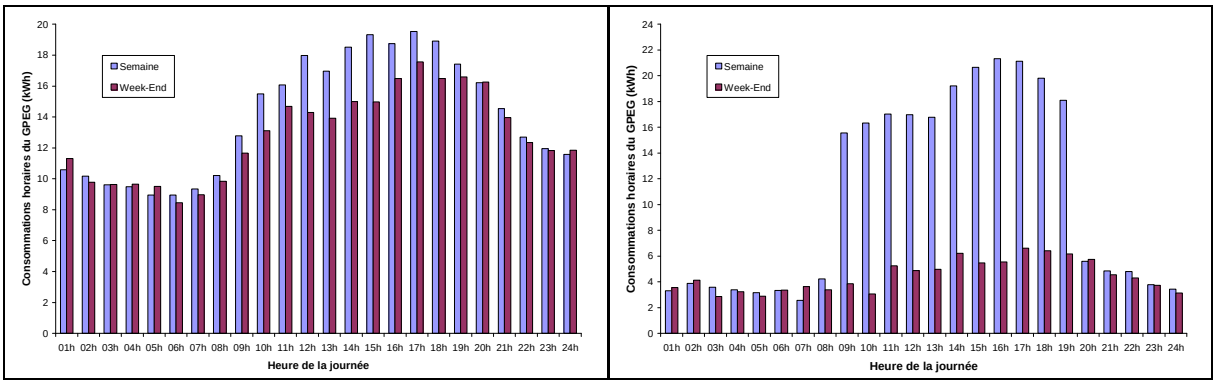


Figure 50. Consommations du GPEG sur une journée moyenne de juillet 2005 (gauche) et 2006 (droite)

La Figure 50 témoigne d'une très mauvaise gestion de l'installation de climatisation en 2005 (gauche) durant les périodes d'inoccupation du bâtiment par rapport à la même période en 2006 (droite). En effet, il existe peu de différences entre les consommations du week-end et celles de la semaine (8 % de réduction) d'une part et une réduction plutôt limitée entre celles du jour et de la nuit en semaine (55 % de réduction) d'autre part. Le groupe frigorifique devait fonctionner la nuit et le week-end à cause d'une mauvaise gestion des consignes de confort, celles-ci restant identiques quelle que soit l'occupation. Le maître d'ouvrage, sans incitation

ni aide de la part de l'exploitant, a visiblement corrigé le problème à partir de septembre 2005 en implémentant dans la GTB les réglages décris au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.. La Figure 50 (droite) présente la diminution (55 % à climat équivalent) des consommations du groupe frigorifique engendrées par cette optimisation.

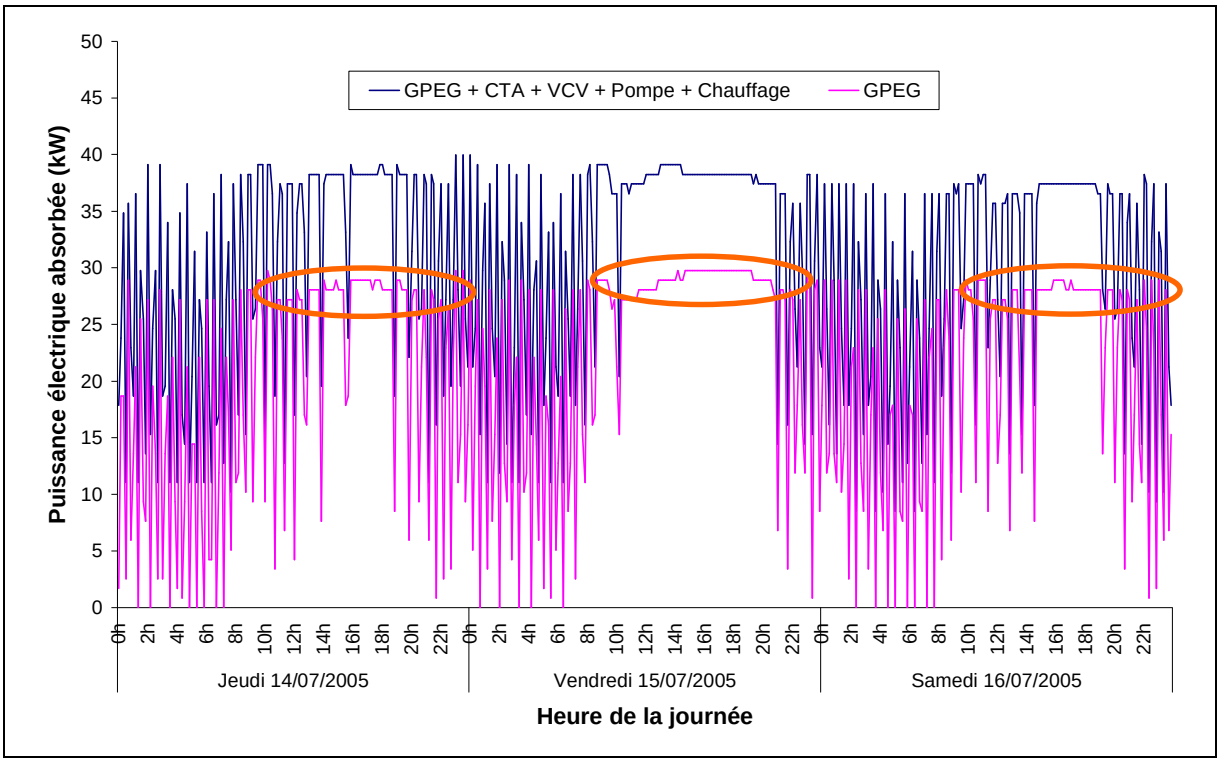


Figure 51. Courbes de charge de l'installation CVC en juillet 2005

La Figure 51, représentant les courbes de charges électriques en temps réel, montre également que la CTA, la pompe de distribution de l'eau glacée et les ventilo-convecteurs fonctionnent continûment créant un bandeau de puissance de 8 kW cohérent avec les mesures effectuées durant l'inspection.

Analyse des périodes de fonctionnement des différents équipements

Nous constatons d'abord l'existence d'un bandeau continu d'une puissance de 4,25 kW (cercle bleu de la Figure 52). Il comprend la pompe de distribution et les ventilo-convecteurs maintenus en fonctionnement la nuit et le week-end. Il est à noter qu'en été, la puissance absorbée par les ventilo-convecteurs est seulement due aux ventilateurs tandis qu'en hiver, la même mesure intégrerait la puissance des batteries électriques de chauffage. Avec le relevé de puissance (réalisé sur la pompe lors de l'inspection, nous pouvons évaluer la puissance absorbée par le ventilateur du ventilo-convecteurs en vitesse basse à 47 W.

Il semble que la CTA fasse l'objet d'une programmation contrairement aux informations dont nous disposions. En effet, la Figure 52 montre bien le démarrage quotidien en semaine d'un équipement de 4 kW de puissance à 4 h du matin (cercle rouge) et son arrêt à 20 h le soir (cercle vert). Cette puissance est cohérente avec la mesure réalisée (3,885 kW) sur la CTA lors de l'inspection. La CTA est en outre à l'arrêt le week-end.

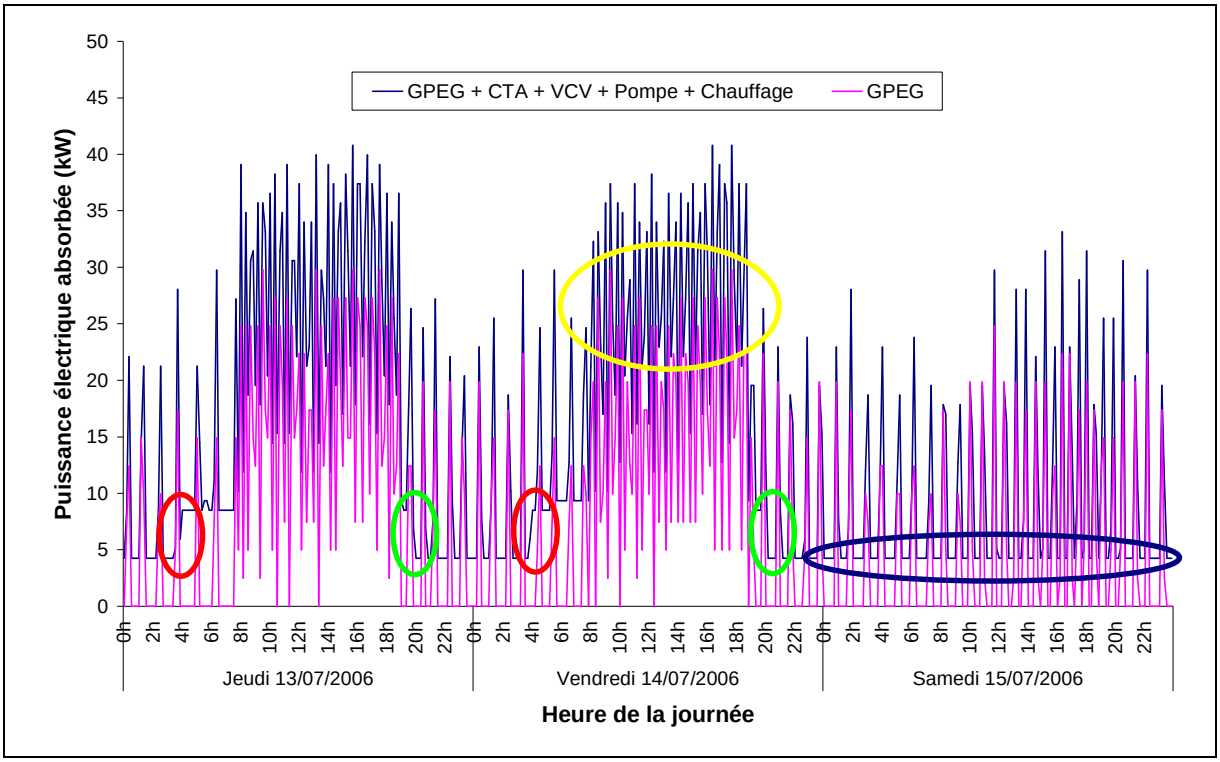


Figure 52. Courbes de charge de l'installation CVC en juillet 2006

Analyse du fonctionnement du groupe frigorifique

La puissance maximale absorbée par le groupe frigorifique vaut 60 kW. Elle intervient le 19 juillet 2006 à 8 h lors d'une relance après un arrêt d'une journée. Un tel niveau est rarement atteint puisque le groupe frigorifique n'a dépassé le seuil de 35 kW que 19 fois sur plus de 55000 points de mesure ! Si ces 60 kW correspondent au fonctionnement à pleine charge mobilisant les deux compresseurs, le groupe frigorifique fonctionne en pratique sur un seul et unique compresseur. De plus, même si le nombre de démarrages par heure du compresseur est limité (1,6 en moyenne le jeudi 13 juillet 2006), ce dernier cycle toujours beaucoup (cercle jaune) même lors de la canicule de juillet 2006. Le confort ayant été assuré tout de même, nous en concluons donc qu'une puissance frigorifique de 100 kW suffirait à satisfaire les besoins de froid de ce bâtiment.

Pour faire face à ce surdimensionnement notoire, le prestataire exploitant peut adopter deux stratégies :

- Tirer au vide un des deux circuits globalement inutile pour limiter les pics de puissance électrique.
- Maintenir les deux circuits en fonctionnement pour assurer la réactivité de la fourniture durant les périodes de canicule.

Visiblement, aucune de ces deux mesures ne permet d'expliquer les phénomènes observés sur les courbes de charge. Si la première stratégie avait été retenue, il n'y aurait aucun point à plus de 35 kW. Si le choix s'était porté sur la seconde, il y en aurait finalement davantage de points à plus de 35 kW. Par exemple, lors de la période caniculaire du 17 au 28 juillet 2006, un seul compresseur a fonctionné 6 h en continu le 25 juillet 2006 et 9 h le lendemain. Visiblement, l'exploitant doit optimiser les températures de déclenchement des compresseurs car en l'état actuel, il ne sert à rien de maintenir un compresseur en fonctionnement et un circuit chargé en fluide frigorigène. Les coûts de maintenance et de recharge en fluide seront alors réduits, peut-être au détriment des performances, ce qui permettrait de renégocier le montant du contrat pour le maître d'ouvrage.

Pour en revenir au contrat d'exploitation/maintenance, les longues plages de saturation à 30 kW (cercles oranges de la Figure 51) de la puissance électrique viennent confirmer les constatations effectuées lors de l'inspection (21 juin 2005) comme quoi seul un compresseur était en état de fonctionner. En outre, sur l'ensemble des mesures (18 juin 2005 au 7 août 2006), les jours de fourniture de climatisation sont au nombre de 234. Sur cette période, les pannes du groupe frigorifique ont interdit toute fourniture de froid et donc engendré un manque de confort pendant 42 jours soient 18 % du temps. Si le contrat d'exploitation/maintenance intègre une garantie sur la disponibilité et de fiabilité des appareils comme c'est généralement le cas, il semble qu'elle ne soit pas vraiment respectée par l'exploitant qui pourtant est disponible sur le site.

1.3.3. Signature énergétique de la climatisation du bâtiment

Détermination des températures de non-climatisation

Pour déterminer la température extérieure à partir de laquelle le bâtiment requiert un apport de froid, nous avons tracé l'évolution des consommations électriques hebdomadaires du groupe frigorifique en fonction de la moyenne des températures moyennes quotidienne de la semaine (Figure 53). Les consommations décollent à partir d'une température extérieure située entre 15 °C et 16 °C, nous retiendrons donc cette première valeur comme base de calcul des degrés-jours de climatisation DJF.

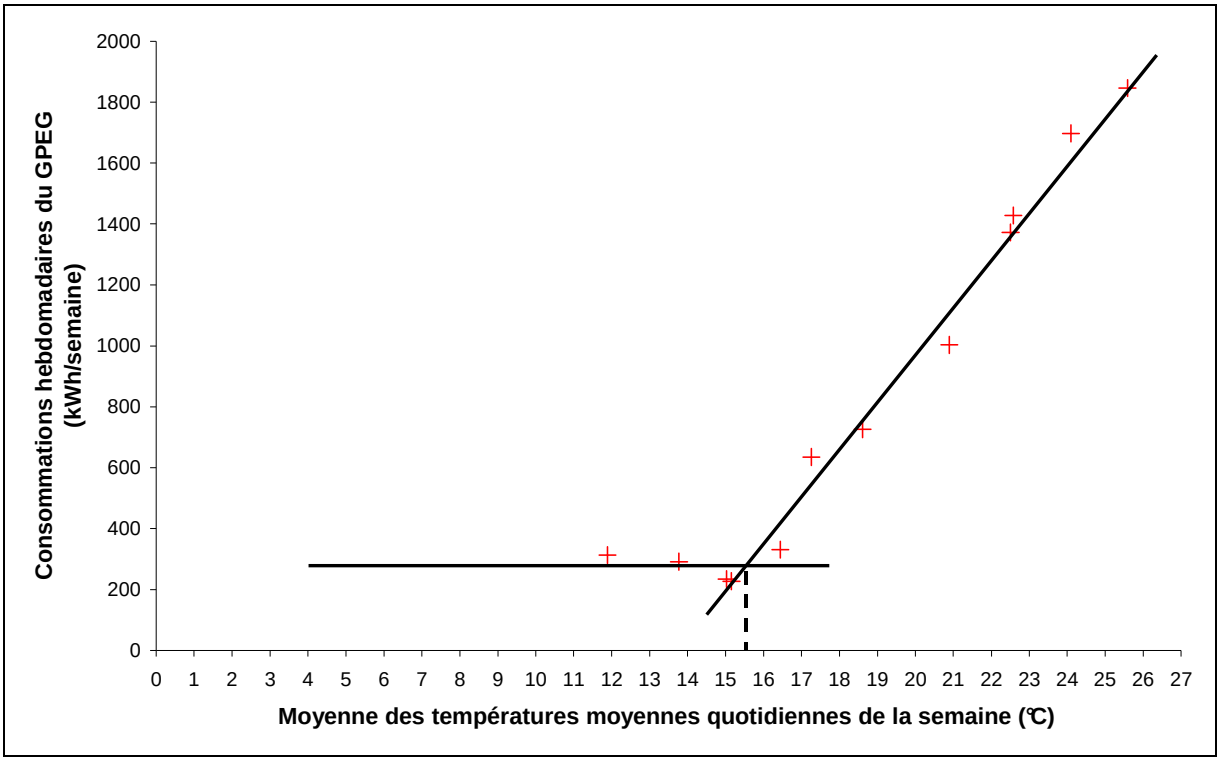


Figure 53. Température moyenne de non-climatisation du bâtiment

Signature énergétique du groupe de production d'eau glacée

La pompe hydraulique et les ventilateurs de la centrale de traitement de l'air sont des usages constants de l'électricité. Leurs consommations sont donc indépendantes des besoins de froid ou de chaleur d'ailleurs. Les consommations estivales (sous-entendu, la batterie électrique n'absorbe pas de courant) des ventilo-convecteurs dépendent des besoins puisque la vitesse du ventilateur peut varier adapter la fourniture de froid. En pratique, les occupants préfèrent ne

pas entendre les ventilo-convecteurs, ceux-ci fonctionnent donc généralement en basse vitesse. Comme leur plage de fonctionnement est fixée à priori, il n'y a aucune raison non-plus de les intégrer dans la signature énergétique.

Il ne reste donc que le groupe de production d'eau glacée à prendre en compte dans la signature. Nous avons donc tracé l'évolution des consommations quotidiennes du groupe frigorifique en fonction de la température extérieure moyenne d'une part et d'autre part ses consommations hebdomadaires en fonction des degrés-jours de la semaine (Figure 54).

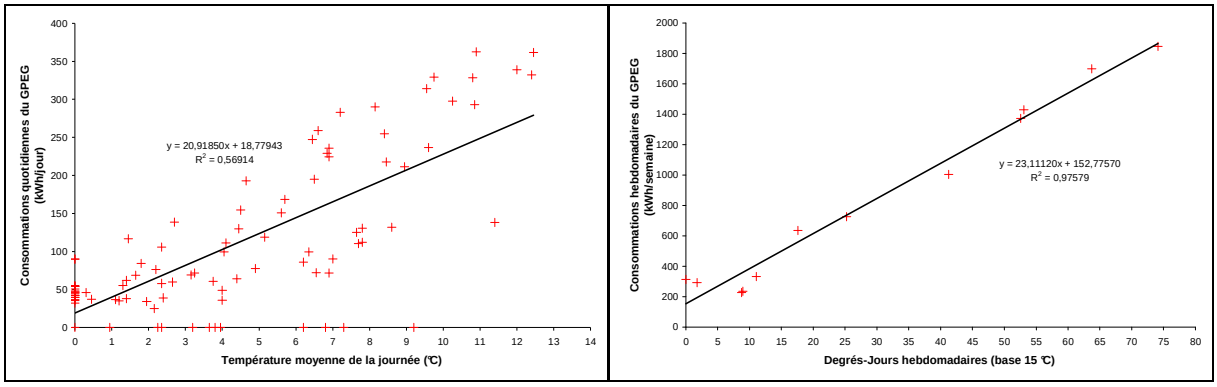


Figure 54. Signatures énergétiques du GPEG en température (gauche) et degrés-jours (droite)

Ces signatures ont été établies sur une période allant d'avril à août 2006 et intègrent donc aussi bien des températures fraîches que caniculaires. La signature énergétique est caractérisée par une dispersion importante lorsqu'elle est réalisée avec données quotidiennes. Nous avons donc agrégé les consommations sur une semaine afin de lisser les fluctuations dues à d'autres paramètres que la température extérieure (rayonnement solaire, occupation, etc…). La corrélation des consommations électriques hebdomadaires aux degrés-jours s'en trouve améliorée. L'erreur commise par l'utilisation de la signature énergétique pour caractériser les consommations du groupe frigorifique se chiffre grâce à l'écart type résiduel. Cette erreur vaut ici 98,9 kWh/semaine.

Consommations nocturnes d'énergie du groupe frigorifique

Afin d'évaluer avec précision le potentiel de l'arrêt nocturne du groupe frigorifique, il nous faut accéder à ses consommations nocturnes. Nous avons donc extrait les consommations d'énergie du groupe frigorifique intervenant hors des horaires d'occupation c'est à dire entre 19 h le soir et 8 h le matin. Avec la gestion des consignes implémentée dans la GTB, la nuit, le GPEG sert uniquement au maintien de la température du réseau. Comme le flux de pertes thermiques varie avec la température extérieure, nous avons testé son influence sur les consommations nocturnes du GPEG (Figure 55).

Ces corrélations ont été établies sur une période discontinue (de septembre à novembre 2005 et de mai à août 2006), le GPEG n'ayant pas fonctionné entre les deux. Ces périodes intègrent aussi bien des températures fraîches que caniculaires mais écartent un certaines températures extrêmement basses de l'hiver. Nous avons tracé l'évolution des consommations nocturnes quotidiennes du GPEG en fonction de la température minimale quotidienne car cette dernière semble être le meilleur indicateur. La Figure 55 prouve que la corrélation quadratique avec la température moyenne est finalement légèrement meilleure (R^2=0,72 contre 0,61). L'erreur commise par l'utilisation de cette dernière corrélation pour caractériser les consommations nocturnes quotidiennes du groupe frigorifique se chiffre grâce à l'écart type résiduel. Cette erreur vaut ici 7,9 kWh/jour.

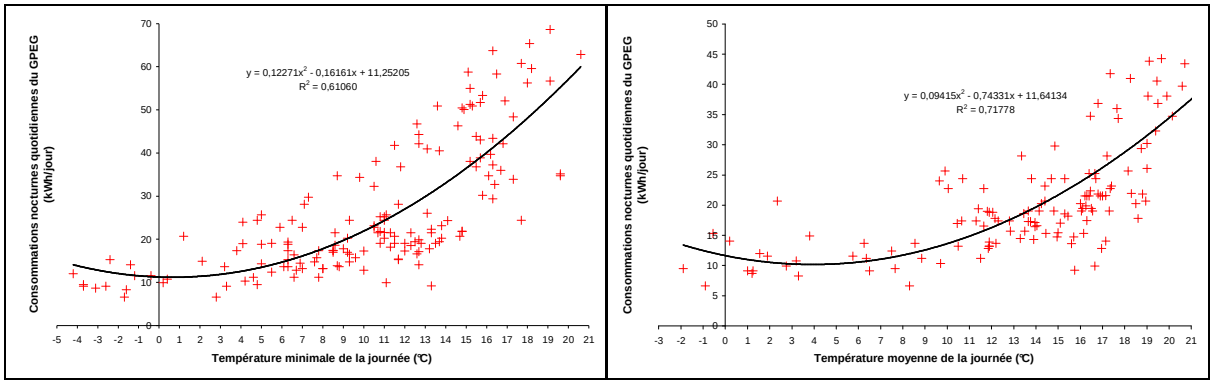


Figure 55. Corrélation entre les consommations nocturnes quotidiennes du GPEG et la température

Consommations d'énergie du groupe frigorifique durant le week-end

Afin d'évaluer avec précision le potentiel de l'arrêt du groupe frigorifique pendant le week-end, il nous faut accéder aux consommations correspondantes. Nous avons donc extrait les consommations d'énergie du groupe frigorifique intervenant le samedi et le dimanche. A l'instar de la nuit, le GPEG ne fonctionne durant le week-end que pour maintenir le réseau à température avec, cette fois, davantage de pertes thermiques dues à une température extérieure globalement plus haute. Nous avons donc tracé les consommations du week-end en fonction de la température moyenne de la journée (Figure 56)

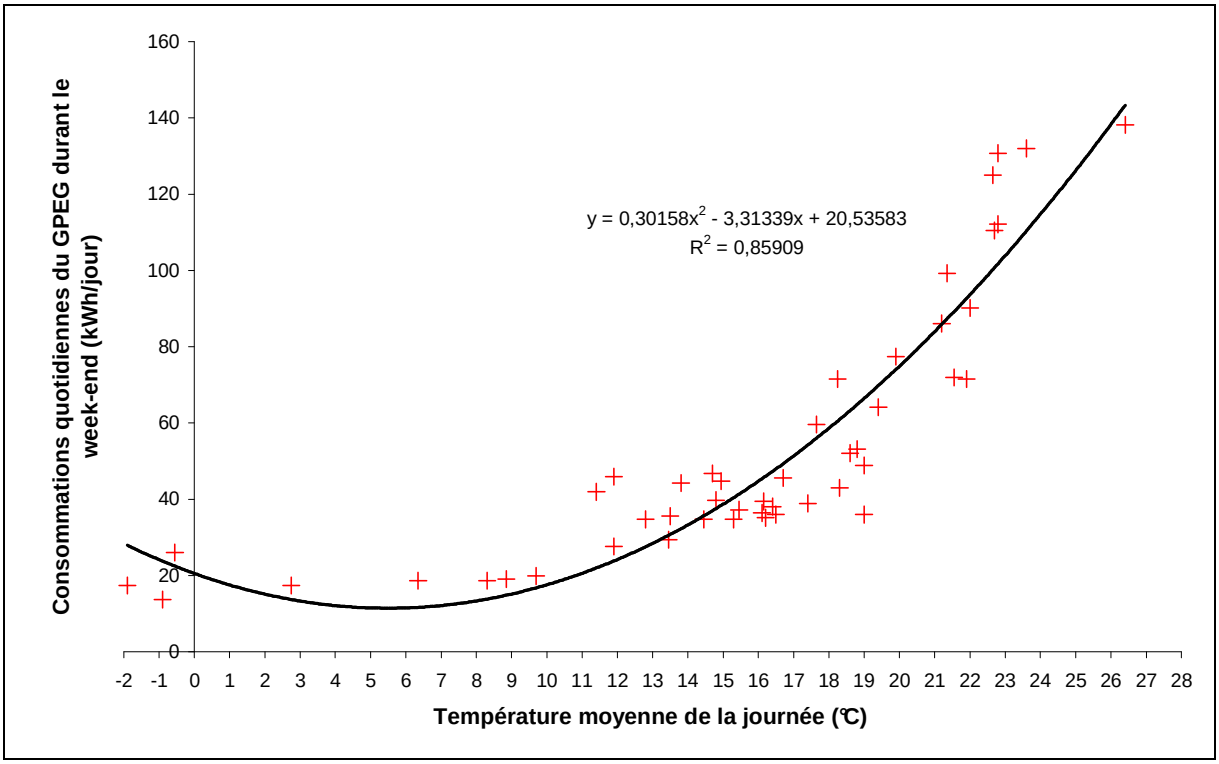


Figure 56. Corrélation entre la consommation du GPEG le week-end et la température

Cette corrélation a été établie sur la même période discontinue que précédemment mais compte naturellement moins de points. La corrélation quadratique avec la température moyenne aboutit à de meilleurs résultats qu'une fonction linéaire typique (r^2=0,86 contre 0,61). L'erreur commise par l'utilisation de cette corrélation pour caractériser les consommations quotidiennes du groupe frigorifique pendant le week-end se chiffre grâce à l'écart type résiduel et vaut ici 12,8 kWh/jour.

Signature énergétique de l'installation en période de chauffage

Les données de chauffage dont nous disposons sont agrégées avec d'autres usages : groupe frigorifique, pompe, CTA (chaleur et ventilation), ventilo-convecteurs (chaleur et ventilation). Comme nous désirons uniquement les puissances calorifiques, il nous faut les dissocier de tout le reste. Les plages de fonctionnement et les puissances électriques de la pompe de distribution de l'eau glacée et des ventilateurs de la centrale de traitement de l'air sont connues avec précision. Nous disposons en outre des consommations électriques du groupe frigorifique. Enfin, nous considérerons que les ventilo-convecteurs, comme en climatisation l'été, fonctionnent constamment en basse vitesse, hypothèse généralement vérifiée en pratique notamment à cause de leur surdimensionnement. La puissance de chauffage est obtenue en ôtant l'ensemble de ces puissances de la courbe de charge agrégée.

Dans un premier temps, nous avons tracé l'évolution des consommations électriques quotidiennes en fonction de la moyenne des températures moyennes de la journée. Les consommations s'annulent à l'approche d'une température extérieure d'environ 18 °C, valeur couramment utilisée pour calculer les degrés-jours de chauffage dans le bâtiment et que nous avons également retenue ici.

D'après la courbe de charge électrique en hiver, la puissance calorifique maximale que peuvent fournir toutes les batteries électriques (centrale et ventilo-convecteurs) semble être aux alentours de 85 kW. Contrairement à la climatisation, cette valeur est couramment atteinte au cours de l'année. Les consommations dues au chauffage prédominent donc largement celles de la climatisation.

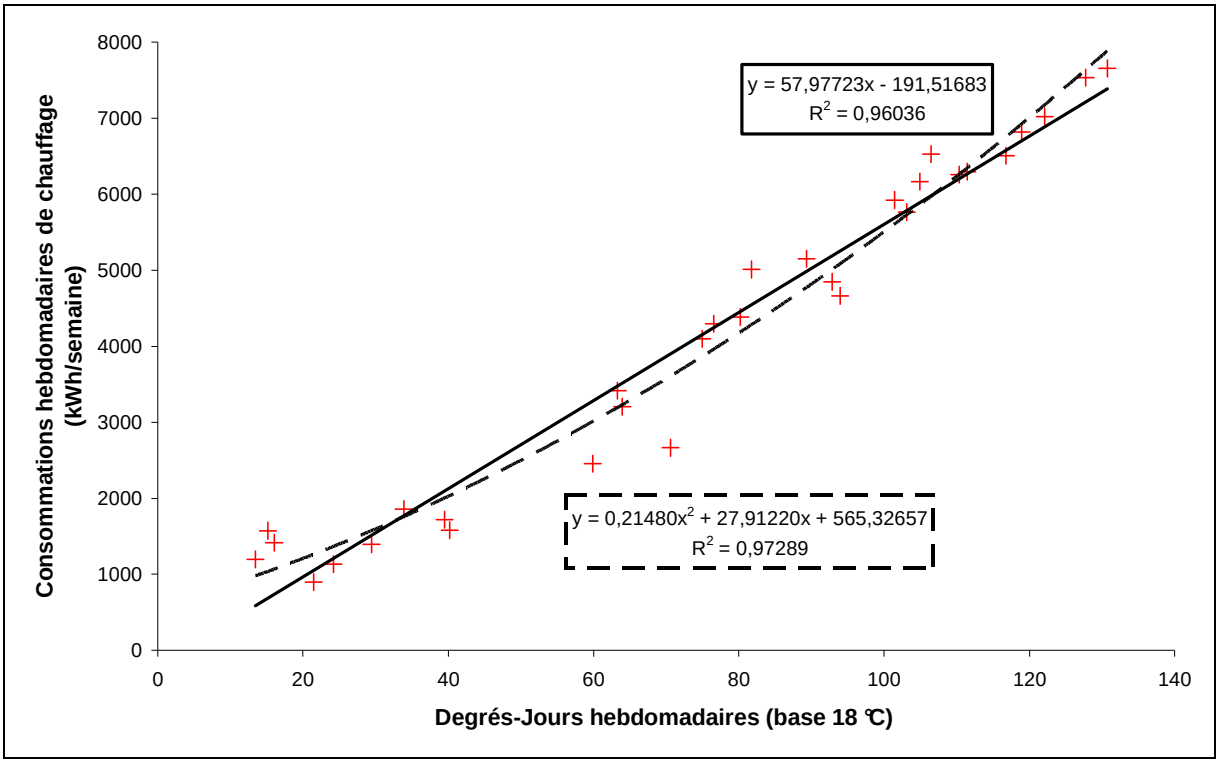


Figure 57. Signature énergétique des équipements de chauffage du bâtiment

La signature énergétique des appareils de chauffage du bâtiment a été établie sur une période allant d'octobre 2005 à avril 2006. Comme pour la climatisation, nous avons agrégé les consommations sur une semaine afin de lisser les fluctuations indépendantes de la

température extérieure. Bien que les deux corrélations soient bonnes, la fonction quadratique offre un coefficient de détermination légèrement meilleur que la fonction linéaire. L'erreur commise par l'utilisation de cette signature énergétique pour caractériser les consommations de chauffage se chiffre grâce à l'écart type résiduel et vaut ici 369,5 kWh/semaine.

1.3.4. Appréciation des performances de l'installation de climatisation

Afin de chiffrer précisément les consommations d'énergie dans différentes situations pour une année équivalente à 2005 du point de vue climat, nous allons réutiliser les corrélations précédemment établies et récapitulées dans le Tableau 34.

Indicateur énergétique	Fonction de corrélation	R^2	Ecart-type résiduel (Erreur)
Consommations hebdomadaires du GPEG (kWh/sem.)	23,1112.DJF/sem. + 152,7757	0,98	98,9 kWh/sem.
Consommations nocturnes quotidiennes du GPEG (kWh/j)	$0,09415.T_{moy}^2 - 0,74331.T_{moy} + 11,64134$	0,72	7,9 kWh/j
Consommations quotidiennes du GPEG pendant le week-end (kWh/j)	$0,30158.T_{moy}^2 - 3,31339.T_{moy} + 20,53583$	0,86	12,8 kWh/j
Consommations hebdomadaires de chaleur (kWh/sem.)	0,2148.DJF/sem.² + 27,9122.DJF/sem. + 565,32657	0,97	369,5 kWh/sem.

Tableau 34. Corrélations entre les consommations d'énergie et les conditions climatiques extérieures

Consommations annuelles de la climatisation – Potentiel par accroissement de l'EER

Comme nous disposons des températures moyennes de l'année 2005, nous sommes en mesure de calculer les degrés-jours de climatisation (en base 15 °C) de chaque semaine. Nous appliquons alors la corrélation à chaque semaine et intégrons ensuite sur l'ensemble de l'année pour déterminer les consommations de froid du bâtiment. Ces dernières s'élèvent à 20,23 MWh/an ± 5,15 MWh/an (809 $kgCO_2$/an ± 206 $kgCO_2$/an) en intégrant sur toute l'année 2005 et à 15,48 MWh/an ± 2,58 MWh/an (619 $kgCO_2$/an ± 103 $kgCO_2$/an) en excluant la période d'octobre à mars. Ces valeurs correspondant plutôt à la tranche basse de notre évaluation du paragraphe 1.1.2.

Il est légitime d'envisager remplacer le groupe frigorifique par un appareil plus efficace d'environ 20 % compte tenu :

- Des incertitudes quant à l'évaluation de l'EER de l'appareil existant
- De la puissance frigorifique (100 kW frigorifique) envisagée d'après l'analyse des courbes de charge électrique
- Des performances des produits actuellement disponibles sur le marché pour cette capacité

Compte tenu des consommations annuelles d'électricité du groupe frigorifique, les économies d'énergie engendrées par son remplacement s'élèvent à environ 3,1 MWh/an ± 0,5 MWh/an (124 $kgCO_2$/an ± 21 $kgCO_2$/an).

Consommations nocturnes de la climatisation – Potentiel de la programmation

Nous appliquons la corrélation à chaque jour de l'année et sommons ensuite sur le nombre annuel de jours d'occupation du bâtiment pour déterminer les consommations de froid de l'installation durant ces périodes. Ces dernières s'élèvent à 5,3 MWh/an ± 2,06 MWh/an (212 $kgCO_2$/an ± 82 $kgCO_2$/an) en intégrant sur toute l'année 2005 et à 3,52 MWh/an ± 1,03 MWh/an (141 $kgCO_2$/an ± 41 $kgCO_2$/an) en excluant la période d'octobre à mars.

Consommations de la climatisation le week-end – Potentiel de la programmation

Nous appliquons la corrélation à chaque jour de l'année et sommons ensuite sur le nombre annuel de week-end pour déterminer les consommations de froid du bâtiment durant ces jours. Ces dernières s'élèvent à 3,93 MWh/an ± 1,34 MWh/an (157 $kgCO_2$/an ± 54 $kgCO_2$/an) en intégrant sur tous les week-ends de l'année 2005 et à 2,82 MWh/an ± 0,67 MWh/an (113 $kgCO_2$/an ± 27 $kgCO_2$/an) en excluant la période d'octobre à mars.

Consommations annuelles de chauffage – Potentiel d'une pompe à chaleur réversible

Comme nous disposons des températures moyennes de l'année 2005, nous sommes en mesure de calculer les degrés-jours de chauffage (en base 18 °C) de chaque semaine. Nous appliquons alors la corrélation à chaque semaine et intégrons ensuite sur l'ensemble de l'année pour déterminer les consommations de chaleur du bâtiment. Ces dernières s'élèvent à 148,9 MWh/an ± 19,3 MWh/an (26,8 tCO_2/an ± 3,5 tCO_2/an) [ADEM05] en intégrant sur toute l'année 2005 et à 126,9 MWh/an ± 11,2 MWh/an (22,8 tCO_2/an ± 2 tCO_2/an) en excluant la période de mai à septembre. En retenant cette dernière plage, une pompe à chaleur avec un COP saisonnier moyen raisonnable de 2,5 permettrait de dégager des économies d'électricité de 76,1 MWh/an ± 4,5 MWh/an (3 tCO_2/an ± 810 $kgCO_2$/an).

Pertes par extraction de l'air – Potentiel d'un récupérateur de chaleur

Les températures moyennes quotidiennes de l'année 2005 nous permettent d'estimer les périodes de chauffage. En connaissant le débit d'air neuf (30 % du débit total) et en considérant que la température des salles de réunion est régulée à 20 °C en hiver, nous pouvons en déduire la puissance récupérable à l'extraction en période de chauffage. Grâce aux périodes de fonctionnement envisagées pour la CTA, nous pouvons en déduire l'énergie récupérable sur la période de chauffage qui s'élève, avec ce calcul, à 8,44 MWh/an.

Le récupérateur de chaleur n'étant pas parfait, l'énergie réellement extraite de l'air neuf est limitée par le rendement du récupérateur. Ce dernier, même s'il dépend de la technologie utilisée, sera vraisemblablement compris entre 40 % et 80 % permettant alors d'économiser de 4,22 MWh/an à 6,75 MWh/an de chaleur. Suivant le scénario retenu, ce gain est soit intégral en cas de chauffage par effet Joule, soit 2,5 fois plus faible en cas d'utilisation d'une pompe à chaleur réversible. Les économies minimales envisageables sont donc de 4,22 MWh/an (760 $kgCO_2$/an) pour le scénario 1 et de 1,7 MWh/an (306 $kgCO_2$/an).

Récapitulatif des économies potentielles

L'inspection permet d'une part d'affiner les estimations effectuées en phase d'inventaire et d'autre part de chiffrer des consommations/potentiels non chiffrables dans la première phase (Tableau 35). Ils s'élèvent finalement à 28 % dans le scénario 1 et à 62 % dans le scénario 2 si

nous considérons dans les deux cas les consommations totales des installations de chauffage, ventilation et climatisation.

Hors chauffage, nous constatons que les consommations de climatisation de la situation d'origine s'élèvent à environ 60 kWh/m².an, valeur cohérente avec les ratios courants. Le groupe frigorifique est responsable de 23 % des consommations d'électricité de la climatisation, la pompe de 34 %, la CTA de 23 % et les ventilo-convecteurs de 20 %. De même, les consommations dédiées au chauffage du bâtiment s'élèvent à environ 110 kWh/m².an, également en accord avec les valeurs courantes. Les ratios moyens ne suffisent pas à juger des performances puisque même s'ils sont respectés, cela ne veut pas dire qu'il n'y a pas d'amélioration envisageable.

Mesures d'économies d'énergie		**Cons. actuelles (MWh/an)**	**Potentiel (MWh/an)**	
			Scénario 1	**Scénario 2**
Bâtiment	Changement des écrans d'ordinateurs	**15,5**	**2,3**	**3,3**
GPEG	Réduction des périodes de fonctionnement		**6,3**	**6,3**
	Meilleur dimensionnement (à EER fixe)		**1,6**	**1,6**
	Amélioration de l'EER		**3,1**	**3,1**
	Augmentation du régime de température		**0,93**	**0,93**
	PAC réversible pour le chauffage	**126,9**	**-**	**76,1**
Pompe	Réduction des périodes de fonctionnement	**23,2**	**18,4**	**8,6**
	Rendement accru		**1,3**	**3,9**
CTA	Réduction des périodes de fonctionnement	**16,1**	**5,6**	**5,6**
	Rendement accru		**5,7**	**5,7**
	Récupérateur de chaleur		**> 4,2**	**> 1,7**
VCV	Réduction des périodes de fonctionnement	**14**	**5,7**	**5,7**
Total		**68,8+126,9**	**55,1**	**122,5**

Tableau 35. Chiffrage des consommations d'énergie et du potentiel d'amélioration suite à l'inspection

1.3.5. Valorisation de l'audit dans un contrat d'exploitation/maintenance

Conseils sur les améliorations indépendantes des installations techniques

Bien qu'intéressés par certaines formulations contractuelles, les exploitants n'incitent que rarement les maîtres d'ouvrage à s'attaquer aux origines des consommations d'énergie des bâtiments (isolation et infiltrations en chauffage, protections solaires et charges internes en climatisation, comportements des occupants) et se concentrent quasi-intégralement aux installations techniques. Pourtant, les contrats et leurs objectifs sont établis en fonction de consommations énergétiques de référence qui peuvent souvent être réduites sans toucher aux équipements mais en travaillant sur les besoins. Ce travail préalable permet de limiter la puissance calorifique/frigorifique nécessaire lors d'un renouvellement et donc de diminuer les coûts d'investissements. Cette réduction peut alors être valorisée dans le choix d'appareils plus efficaces et/ou plus fiables globalement plus chers mais qui permettent de réduire les coûts d'exploitation et de maintenance. L'audit énergétique d'un expert doit alors permettre de sensibiliser les maîtres d'ouvrage sur le raisonnement logique à suivre.

Chiffrage des coûts d'entretien courant et de maintenance

Sans parler de négociation inhérente à toute relation contractuelle, pour chiffrer le montant d'une prestation P2, les exploitants utilisent des coûts moyens annuels pour chaque appareil vraisemblablement indexés sur des données telles que la puissance et le temps de fonctionnement annuel. Pour chiffrer une prestation P3, l'âge de l'appareil doit être pris en compte. Des durées de vie statistiques permettent alors de déterminer les provisions à faire en prévision d'une casse irréversible. L'inventaire est donc l'occasion de quantifier le nombre

d'équipements, de relever leurs caractéristiques techniques précédemment citées et de connaître leur âge.

Naturellement, plus les appareils sont puissants, plus les prix du P2 et du P3 sont élevés pour le client. On ressent évidemment que l'exploitant va être naturellement incité à surdimensionner les équipements lorsqu'il prône et/ou finance des améliorations. En général, cette démarche est gagnante à tous les niveaux :

- Le risque d'un manque de fourniture lié à une évaluation erronée des besoins est limité si le contrat inclut une garantie sur la continuité de la fourniture.
- Les performances sont accrues mais pas totalement optimisées limitant ainsi l'impact sur une éventuelle prestation P1 de fourniture d'énergie.
- Le remplacement d'un appareil ancien accroît sa fiabilité et réduit donc les coûts réels des prestations P2 et P3 pouvant avoir été chiffrées en amont.
- La marge réalisée sur un appareil plus puissant et plus cher est généralement plus importante, à l'instar du fabricant de matériel ou de l'installateur lorsqu'ils placent des produits. L'investissement étant plus important et plus risqué, les taux de financement pratiqués dans le cadre d'une prestation P4 peuvent également être augmentés.

Idéalement, le chiffrage de ces prestations devraient s'effectuer sur la puissance moyenne constatée en exploitation et non sur la puissance nominale ceci afin d'éviter les marges abusives.

Chiffrage des optimisations requérant un investissement limité

L'inspection est également l'occasion pour le prestataire de détecter et d'évaluer le potentiel d'économies d'énergie facilement accessible par correction de certains réglages ou pratiques parfois omis ou non-optimisés. En climatisation, certaines mesures courantes générant des économies d'énergie sont fournies en Annexe 13. En effet, toutes ces optimisations permettent de dégager des économies d'énergie facilement, rapidement, sans ou moyennant un faible investissement, rentables très rapidement et finalement sans risque. Elles peuvent alors être valorisées dans le chiffrage d'une garantie de résultat sur les économies d'énergie.

Chiffrage des améliorations nécessitant des investissements

Le prestataire auditeur et exploitant doit être force de proposition. Un audit énergétique ou une présence continue au cœur de l'installation sont les meilleurs moyens de déterminer et de chiffrer les améliorations envisageables mais qui nécessitent un investissement de la part du maître d'ouvrage. En climatisation, les investissements dans des améliorations courantes sont fournis en Annexe 13. En fonction du coût des mesures, de leur potentiel d'économies d'énergie et des incertitudes quant à son obtention, l'auditeur peut alors garantir un temps de retour pour faciliter au maître d'ouvrage l'accès à un emprunt bancaire à taux préférentiel (« Guaranteed Savings »). Si l'auditeur peut assurer lui-même le financement, l'audit lui permettra d'évaluer plus précisément les risques encourus avec cette prestation.

Valorisation des mesures énergétiques pour le suivi futur

Dans l'optique d'un contrat de performance énergétique, il est primordial d'être en mesure de quantifier les consommations d'énergie dans la situation de référence – avant toute intervention – pour ensuite contrôler que les engagements contractuels quant aux économies d'énergie sont bien respectés. Les indicateurs énergétiques et les outils tels que la signature énergétique peuvent alors s'avérer très utiles et peuvent alors être mis en place dans le cadre d'un audit énergétique. Ces outils d'analyse peuvent également servir, au cours d'un contrat d'exploitation/maintenance P2/P3, pour le suivi régulier de l'installation afin de détecter

défauts et dérives énergétiques assez tôt et ainsi éviter le risque et les coûts d'une garantie manquée.

2. Analyse d'une garantie de production d'énergie renouvelable

2.1. Présentation du service

2.1.1. Fondements de la garantie de résultats solaires

Vers la fin des années 1980, plusieurs audits menés sur des chauffe-eau solaires collectifs ont conclu que le taux de pannes était très élevé, pouvant atteindre dans certaines régions 30 % du parc de capteurs solaires. A l'instar de l'échec du programme PERCHE[1] (pompe à chaleur en relève de chaudière), cette situation pouvait compromettre l'avenir de l'industrie solaire. Les professionnels décidèrent alors de s'engager davantage dans l'exploitation et la maintenance de leurs installations afin de garantir la tenue des équipements dans le temps ainsi que sur les performances. La « garantie de résultats solaires » (GRS) est fortement influencée par le savoir-faire français en matière de contrat d'exploitation avec obligation de résultats, voit alors le jour en 1988 sur l'initiative de TECSOL[2].

2.1.2. Organisation du prestataire

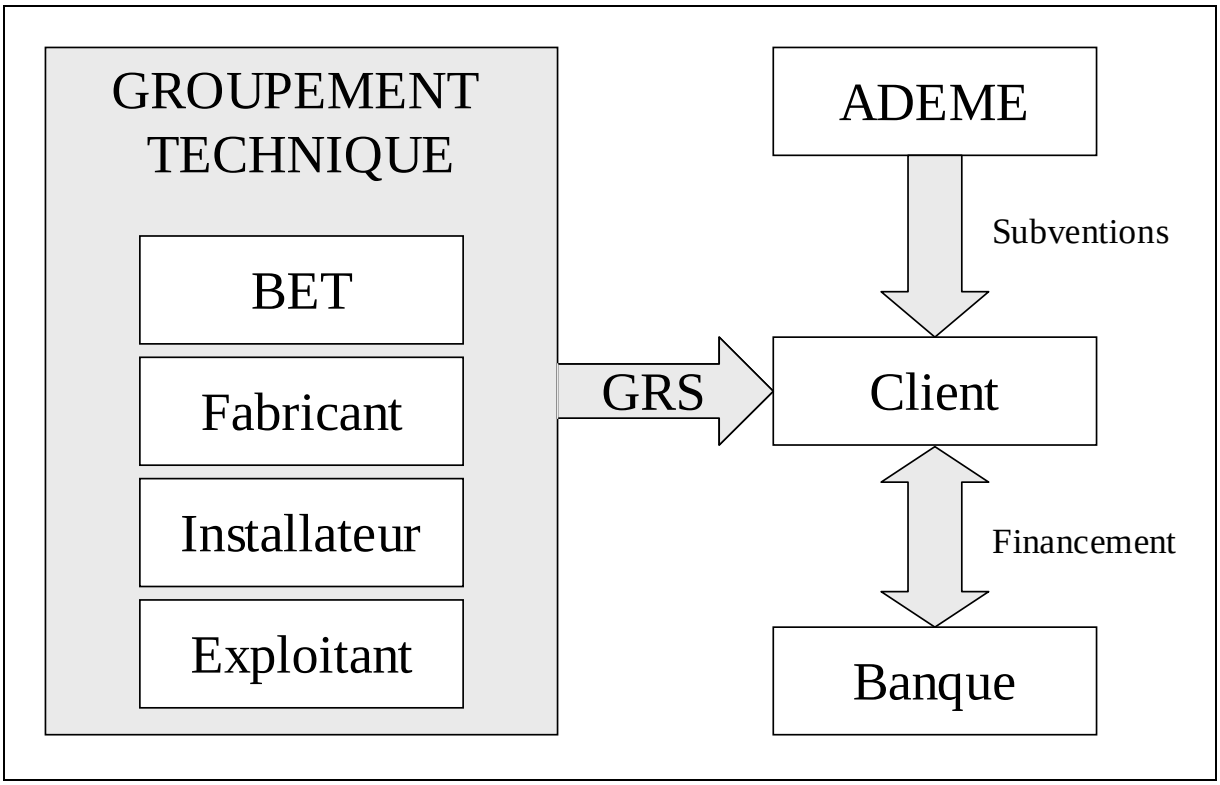


Figure 58. Organisation des acteurs dans un contrat GRS

[1] Programme initié par EDF après le premier choc pétrolier de 1973 qui visait à promouvoir l'usage de la pompe à chaleur (PAC) pour le chauffage. De mauvaises pratiques dans l'installation et la maintenance ont fait passé les PAC comme non fiables et finalement anéanti les espoirs de la filière en France pendant des années alors que la technologie était et demeure porteuse d'économies d'énergie.

[2] TECSOL, http://www.tecsol.fr/

Le fabricant du matériel, l'installateur et l'exploitant sont déterminés par le client avec l'assistance d'un bureau d'études technique (qui peut être TECSOL ou un autre BET) après un appel d'offres. Le chiffrage de la production annuelle d'énergie de la future chaufferie vient s'ajouter aux critères habituels d'évaluation de l'offre que sont le coût, la qualité et les références des prestataires. Une fois le choix effectué, un groupement technique (Figure 58) est bâti autour du bureau d'études, maître d'œuvre, dans le but d'atteindre les objectifs de production fixés notamment par une exploitation quasiment en temps réel et une maintenance des plus réactives. Afin de garantir la production solaire indépendamment des aléas climatiques, le contrat est établi pour une durée de quatre à cinq ans. L'action du groupement technique, avec ses prestations P1 avec garantie de production solaire et P2/P3 avec garantie de disponibilité de l'installation, est finalement similaire à celle d'un exploitant de chauffage classique.

2.1.3. Modalités de la garantie

La production d'énergie dépend naturellement des besoins, il est donc primordial que le client les connaisse a priori pour que la garantie soit à portée. La garantie est définie mensuellement à partir des besoins mensuels et du logiciel SOLO 2000 [SOLO00] développé le CSTB[1] à partir de la méthode mensuelle d'évaluation des performances thermiques des systèmes solaires de production d'eau chaude sanitaire [CSTB95]. Chaque mois, trois cas de figure se présentent :

- Si la consommation « mesurée » d'ECS est supérieure à celle « estimée » avant le contrat, la garantie est établie à partir de la consommation « estimée ».
- Si la consommation « mesurée » d'ECS est comprise entre 50 % et 100 % de la valeur « estimée » avant le contrat, la garantie est établie à partir de la consommation « mesurée ».
- Si la consommation « mesurée » d'ECS est inférieure à 50 % de la valeur « estimée » avant le contrat, le mois considéré n'est pas pris en compte pour la garantie.

2.1.4. Déroulement du contrat

Pendant la phase de vérification (un an), l'installation doit prouver sa capacité à produire la quantité d'énergie garantie. Si ce n'est pas le cas, le groupement technique doit effectuer les améliorations à ses frais. La phase de confirmation (trois à quatre ans) permet d'assurer que les performances observées sont durables. Si ce n'est pas le cas, le groupement technique devra dédommager le client pour le manque à gagner. Les problèmes causés par l'échec de la garantie concernent uniquement le groupement technique et un différent en son sein ne peut servir de prétexte au non-respect des objectifs fixés.

L'installation est munie d'un système de télé-suivi qui permet de suivre à distance et en temps réel l'énergie solaire fournie. Ce système facilité grandement l'exploitation et la maintenance par l'envoi automatique d'une alarme par mail ou par fax à l'exploitant et au client pour les avertir qu'un problème a été détecté sur l'installation. Chaque mois, le client reçoit une quittance exposant les consommations « garantie » et « mesurée » d'ECS ainsi que les productions « garantie » et « mesurée » d'énergie.

[1] Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, http://www.cstb.fr/

2.1.5. Résultats du service

Etant donné le coût élevé du service de télé-suivi, les clients de TECSOL sont principalement les sites à forte consommation d'ECS comme l'hôtellerie, la santé, le résidentiel collectif et les établissements scolaires et sportifs. Nous pouvons constater que la production d'énergie solaire mesurée (Figure 59) chez ces maîtres d'ouvrage est supérieure à celle garantie par TECSOL et ce quel que soit le secteur d'activité. Sont pris en compte dans une année, les contrats GRS en cours et ceux terminés mais pour lesquels les clients ont souhaité prolonger le service de télé-suivi.

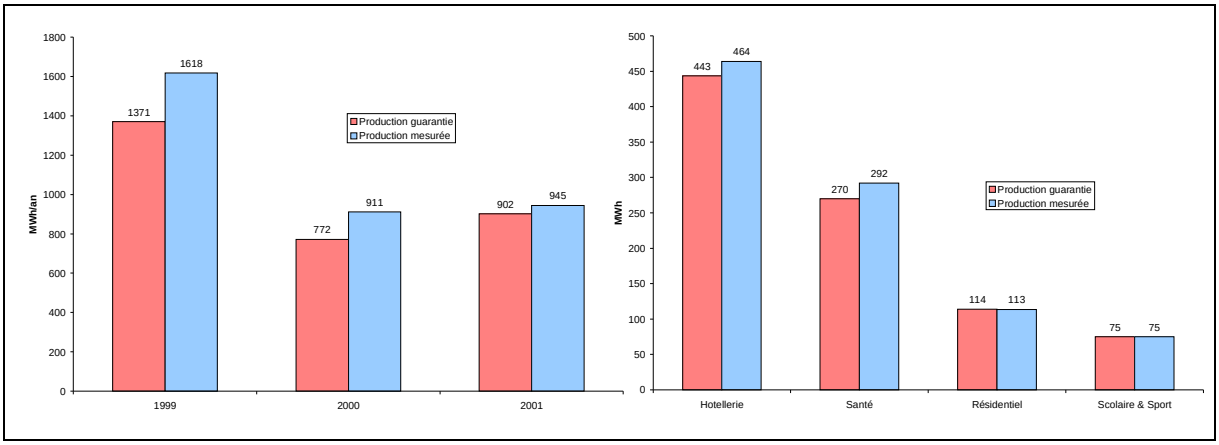


Figure 59. Productions solaires garantie et mesurée par année (à gauche) et par secteur (à droite) en 2001 (source : TECSOL)

2.1.6. Extension observée de la GRS

En combinant GRS et TPF on obtient un vrai contrat de performance énergétique appelé « Solar Result Purchasing » (SRP). Un client peut alors profiter d'une installation solaire sans avoir sans investissement et ni risque puisqu'un tiers finance l'installation et se rembourse sur les économies d'énergie générées. Comme ces dernières sont garanties, le temps de retour pour le maître d'ouvrage est assuré. L'entreprise responsable du projet facture en réalité un ensemble « kilowattheures + exploitation + maintenance » à son client jusqu'au retour sur investissements avec intérêts. Une sorte d'externalisation complète en somme.

Quelle que soit la formulation du service (GRS ou SRP), ce dernier peut s'appliquer aux installations de climatisation afin, par exemple, de garantir la production d'eau glacée à partir d'une source renouvelable par exemple.

2.2. Base pour l'interprétation des écarts de résultats solaires

2.2.1. Éléments de théorie

En régime permanent, l'expression de la puissance extraite P_s d'un capteur solaire via le fluide caloporteur a la forme suivante :

$$P_S = qC_p(T_s - T_e) = A(BE - K(T_{capteur} - T_{ambiante})$$

Avec q le débit de fluide caloporteur ($kg.s^{-1}$), C_p sa capacité calorifique ($J.kg^{-1}.K^{-1}$), T_e et T_s ses températures respectivement à l'entrée et à la sortie du capteur (K), $T_{capteur}$ la température moyenne du capteur (K), $T_{ambiante}$ la température moyenne extérieure (K), A la

surface du capteur (m^2), E l'éclairement solaire ($W.m^{-2}$), B le facteur optique (%) et K le coefficient de pertes surfaciques du capteur ($W.K^{-1}.m^{-2}$)

En considérant que la puissance totale disponible au niveau d'un capteur de surface A est égale à AE, le rendement au premier ordre [TEIN04] de ce capteur, défini comme le rapport de la puissance extraite sur la puissance solaire incidente, est :

$$\eta = B - \frac{K}{E}(T_{capteur} - T_{ambiante})$$

Plus la température du capteur (température moyenne de l'eau qui circule à l'intérieur) est élevée, plus la puissance fournie et donc le rendement sont faibles. Le capteur doit donc opérer à la température moyenne la plus basse possible pour être rentable. Si une température basse peut être suffisante pour un plancher chauffant, elle est en revanche insuffisante pour satisfaire les besoins d'ECS. Une source de chaleur d'appoint est donc toujours installée en parallèle. Le rendement est de toutes façons limité par la fraction solaire B même si les pertes surfaciques sont minimisées (K faible).

2.2.2. Fonctionnement d'un chauffe-eau solaire

La Figure 60 schématise bien le fonctionnement du chauffe-eau solaire. Une régulation différentielle permet le transfert de l'énergie solaire collectée par le capteur vers le ballon solaire. Si la différence entre les températures à la sortie du capteur T_{EE} et la température d'eau froide T_{EF} est supérieure à une valeur de consigne, les pompes primaire et secondaire sont mises en marche. En revanche, la chaleur n'est pas perdue par circulation lorsqu'il n'y a pas assez de soleil et la consommation des pompes est réduite.

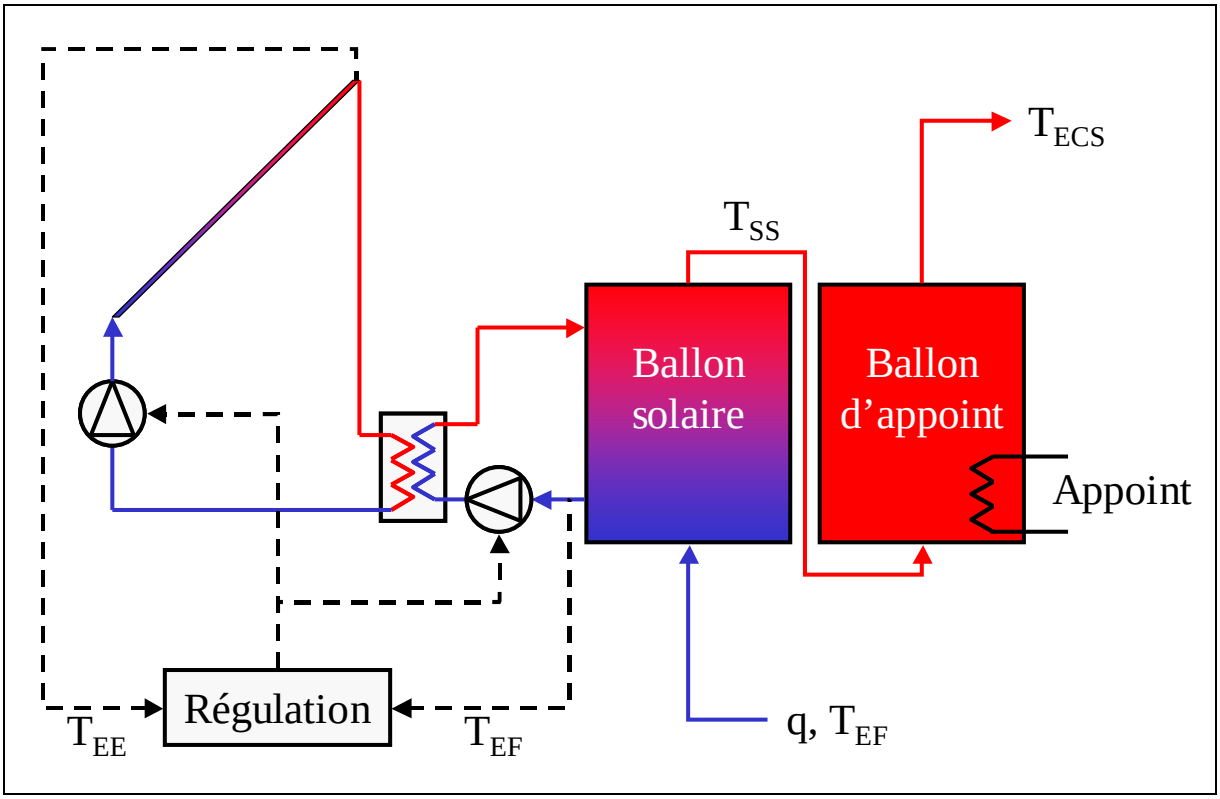


Figure 60. Synoptique d'un chauffe-eau solaire

Afin de comptabiliser l'énergie solaire produite par l'installation, quatre paramètres sont mesurés : la température de l'eau froide TEF à l'entrée du ballon solaire, la température de sortie TSS du ballon solaire, la température de l'ECS TECS après l'appoint et le débit massique d'eau froide q. Ces valeurs sont envoyées automatiquement et quotidiennement au BET. Un post-traitement permet de calculer les énergies solaire et d'appoint grâce aux formules suivantes.

$$E_S = \int qC_p(T_{SS} - T_{EF})dt \qquad \text{et} \qquad E_a = \int qC_p(T_{ECS} - T_{SS})dt$$

2.3. Analyse du risque supporté par le groupement technique

2.3.1. Origine du risque

Le risque pour le groupement technique provient du non-respect de la garantie de résultat établie dans le contrat avec le maître d'ouvrage. L'échec éventuel peut être dû soit à une mauvaise estimation à priori de la consommation d'ECS, soit à un ensoleillement trop faible, soit à l'indisponibilité d'un ou plusieurs équipements pour des problèmes de maintenance soit à une combinaison de ces trois problèmes. Si la garantie n'est pas atteinte, le temps de retour brut (sans les services de télé-suivi et de maintenance) de l'investissement est allongé et le groupement technique doit dédommager le maître d'ouvrage afin proportionnellement au « manque à produire » constaté.

Soit R (%) le taux de couverture de la garantie, rapport de l'énergie produite E_{prod} avec l'énergie garantie E_{gar}. I (€) est l'investissement consenti par le maître d'ouvrage pour le process et les travaux d'installation (hors services de télé-suivi et de maintenance). Soient m (%) le taux de marge du groupement technique sur le projet et D (€) le dédommagement éventuel. Le bénéfice B (€) du groupement technique sur le projet est bien évidemment la différence entre la marge absolue (€) dégagée et le dédommagement éventuel. Nous avons alors :

$$D(R) = \begin{cases} 0 \text{ si } R \geq 1 \\ (1-R)I \text{ si } 0<R<1 \end{cases} \qquad \text{et} \qquad B(R) = \begin{cases} mI \text{ si } R \geq 1 \\ IR+(m-1)I \text{ si } 0<R<1 \end{cases}$$

Le groupement technique peut être déficitaire (Figure 61) sur un projet mais pas nécessairement chaque participant pris individuellement. En effet, la responsabilité de chaque intervenant du groupement technique doit être établie avant de répartir la pénalité nécessaire à combler le manquement. En outre, les marges individuelles ne sont sûrement pas les mêmes, certaines tâches ayant davantage de valeur ajoutée.

En effet, le dimensionnement s'effectue d'après une consommation d'ECS de référence. En cas de surévaluation de ces besoins, l'installation, aussi bien dimensionnée soit elle, ne pourra pas fournir l'énergie solaire escomptée. D'autre part, l'ensoleillement intervient sous forme de moyenne dans les prévisions mais peut varier d'une année sur l'autre et ainsi influencer la production d'énergie. Enfin, un problème récurrent sur une pompe interdit toute production d'énergie.

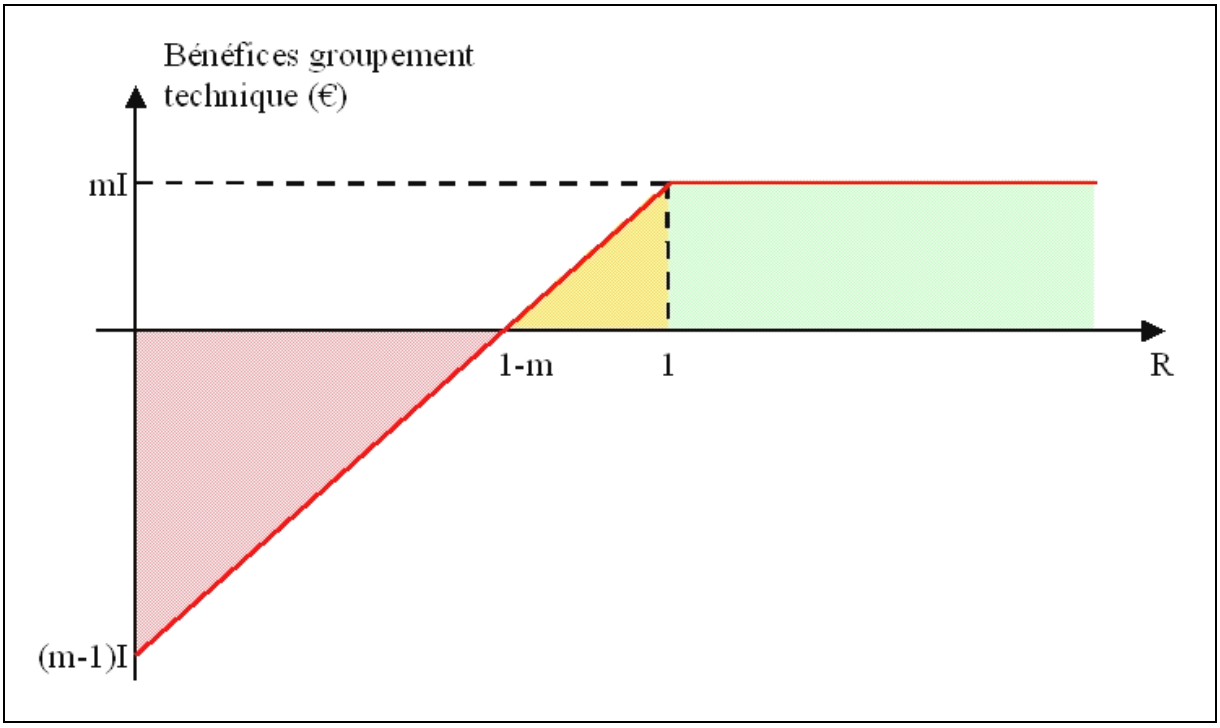


Figure 61. Evolution du gain du groupement technique en fonction de R

2.3.2. Le risque client : influence de la consommation

Nous proposons ici d'analyser six projets mis en œuvre par TECSOL dont nous disposons des caractéristiques techniques. Quatre d'entre eux sont des hôtels (Perpignan, Toulouse, Sophia-Antipolis et Narbonne), le site de Saint-Lizier est une résidence et celui de Briançon est un centre de rééducation. Hormis la résidence et à un degré moindre le centre de rééducation, tous les autres sites sont caractérisés par une forte variabilité de l'occupation et donc des besoins d'ECS.

Nous avons donc utilisé le logiciel SOLO 2000 pour étudier la sensibilité de la production d'énergie solaire à la consommation d'ECS (Figure 62). Afin de pouvoir comparer les différents sites aux caractéristiques énergétiques différentes, nous avons adimensionnalisé la production d'énergie solaire et la consommation quotidienne (en moyenne annuelle) d'ECS à leurs valeurs respectives de garantie.

Nous constatons que R croit fortement pour des consommations d'ECS faibles puis la pente se réduit au fur et à mesure. La valeur unitaire de l'abscisse est une charnière entre un amont à forte croissance et un aval de pente plus faible. Une même variation sur la consommation d'ECS dans un sens ou dans l'autre n'a pas les mêmes conséquences. A titre d'exemple, en partant de l'unité, si la consommation adimensionnalisée d'ECS augmente de 50 %, R croît de 10 % environ. A l'inverse, toujours en partant de l'unité, si la consommation adimensionnalisée d'ECS baisse de 50 %, R décroît de 30 % environ. Si l'estimation des besoins en ECS est imprécise ou si les consommations ne sont plus en accord avec les estimations, le risque est élevé pour le groupement technique.

Le logiciel SOLO 2000 permet à TECSOL de fixer la garantie en prévoyant la production de l'installation solaire à partir de ses caractéristiques techniques et de sa localisation. Bien que SOLO 2000 soit exhaustif en prenant en compte un grand nombre de paramètres techniques et

climatiques, TECSOL prend quand même une marge de sécurité de 10 % (installations neuves) ou 20 % (réhabilitations) sur les prévisions pour établir la garantie.

Pour se prémunir contre ce risque spécifique, la GRS inclut de plus une clause concernant la consommation d'ECS. Si la consommation d'ECS « mesurée » est supérieure à celle « estimée » à priori, la garantie reste la même. En revanche, si la consommation d'ECS « mesurée » est comprise entre 50 % et 100 % de celle « estimée » à priori, la garantie est recalculée à partir de la consommation d'ECS « mesurée ». Enfin, si la consommation d'ECS « mesurée » est inférieure à 50 % de celle « estimée » à priori, le mois en question n'est pas pris en compte par le contrat et la durée de ce dernier est allongée d'un mois.

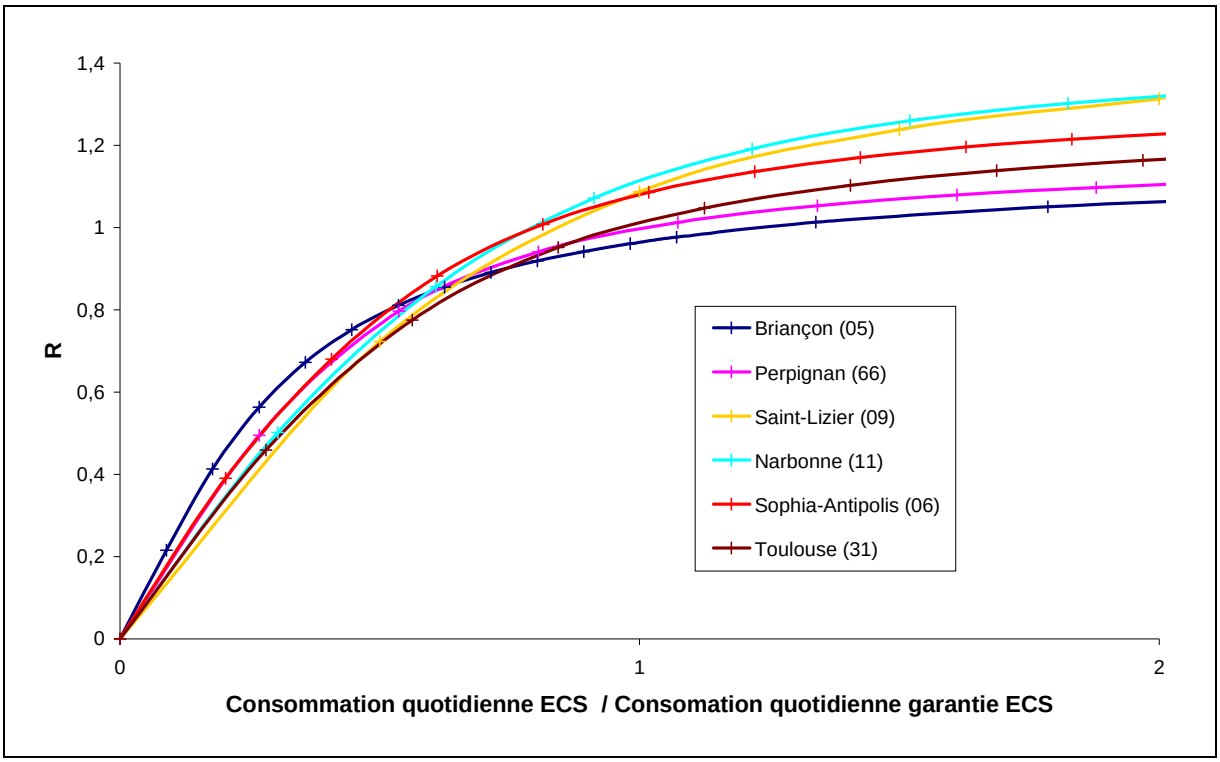


Figure 62. Sensibilité de R à la consommation quotidienne d'ECS

Pour une irradiation solaire moyenne et si le modèle SOLO 2000 est réaliste ce qui semble effectivement le cas compte tenu des résultats du service, cela revient à minimiser l'influence des mois sous-producteurs par la révision de la garantie tout en valorisant pleinement les mois surproducteurs, non sujets à la même adaptation. A l'extrême, lorsque les consommations ne sont pas connues précisément, il serait facile de satisfaire la garantie en sous-évaluant à priori la consommation d'ECS du site lors de l'établissement du contrat. Le risque semble donc fortement réduit pour le groupement technique. Bien évidemment, l'ensoleillement est un autre facteur à prendre en compte.

2.3.3. Le risque climatique : influence de l'irradiation solaire

La production annuelle de l'installation solaire dépend évidemment de l'irradiation solaire du lieu où elle est située. Le logiciel SOLO 2000 permet d'étudier la sensibilité de R à l'irradiation solaire (Figure 63) pour les six sites déjà introduits. Nous constatons logiquement que l'irradiation solaire influe directement sur la production d'énergie et donc sur le respect de la garantie.

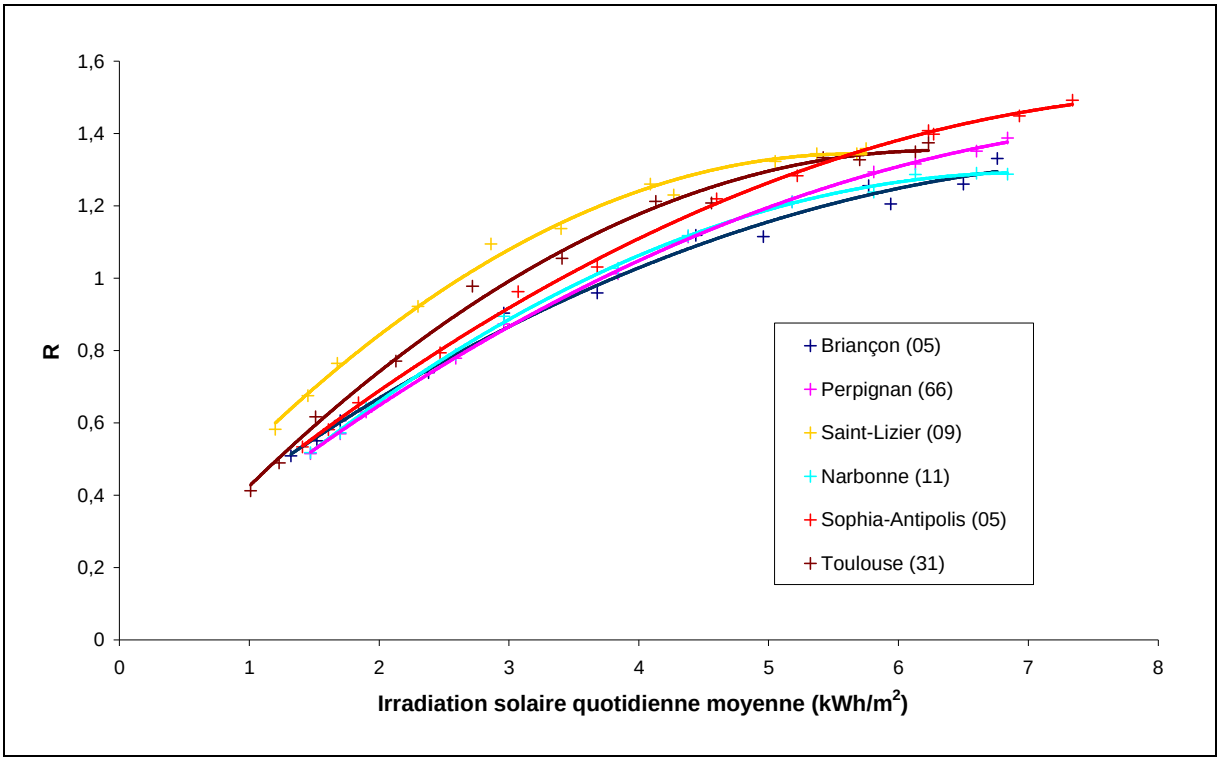


Figure 63. Sensibilité de R à l'irradiation solaire

Le logiciel SOLO 2000 est construit autour des irradiations solaires moyennes établies grâce aux archives météorologiques sur plusieurs stations. Il demeure néanmoins un risque climatique au cas où l'ensoleillement est plus faible que la moyenne utilisée. Grâce aux données d'irradiation solaire [SCHA00], nous avons pu effectuer quelques statistiques, notamment ses évolutions moyennes, minimale et maximale (sur dix ans) en fonction du mois considéré. Toutes les stations météorologiques n'étant pas disponibles, nous n'avons exploité les résultats que pour deux d'entre elles.

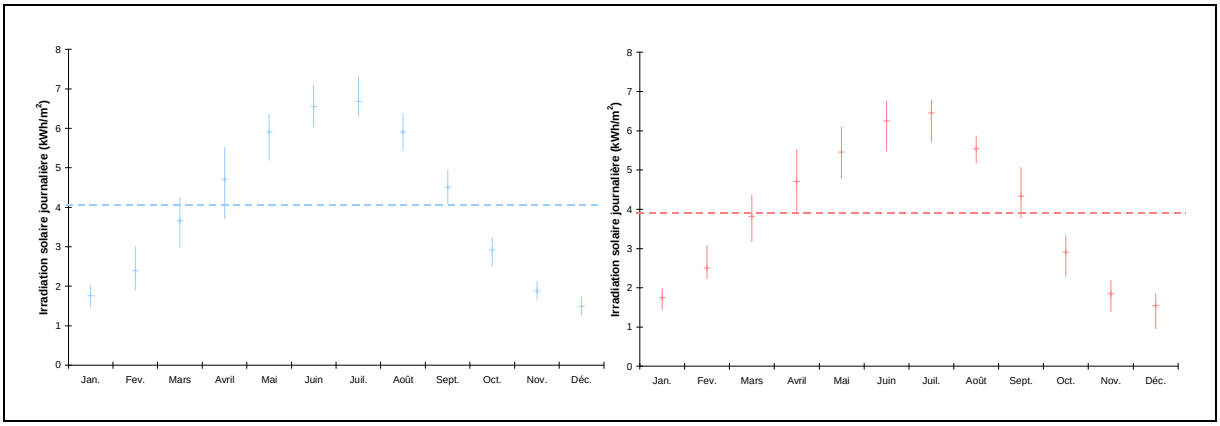


Figure 64. Evolutions mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne (moyenne, minimum et maximum de 1981 à 1990) à Nice (bleu) et Perpignan (rose)

En analysant les irradiations solaires quotidiennes en moyenne annuelle pour ces deux stations, nous constatons un étalement autour de la moyenne sur les dix ans de 3,93 kWh/m^2 ± 5,5 % pour Perpignan et entre 4,03 kWh/m^2 – 3,9 % et 4,03 kWh/m^2 + 7,3 % pour Nice. A partir des données sur dix ans, nous pouvons dresser l'évolution de l'irradiation solaire journalière (moyenne, minimum et maximum) pour chaque mois (Figure 64).

L'étalement peut être assez important pour un mois donné de l'année. Afin de contrôler l'influence de l'irradiation solaire sur R, nous avons extrait trois scénarios pour une année :

- Le cas défavorable, moyenne des minima de chaque mois.
- Le cas favorable, moyenne des maxima de chaque mois.
- Le cas moyen.

Les courbes R=f(I) établies dans la Figure 63 nous permettent, pour les deux stations considérées, de tester ces scénarios et de contrôler l'influence (Tableau 36) de l'irradiation solaire sur R qui régit les bénéfices du groupement technique.

		R
Nice	Situation défavorable	1,032
	Moyenne	1,117
	Situation favorable	1,191
Perpignan	Situation défavorable	0,941
	Moyenne	1,038
	Situation favorable	1,112

Tableau 36. Sensibilité de R à différents scénarios d'irradiation solaire

En prenant le scénario moyen, la garantie est toujours respectée et même dépassée. D'autre part, même dans le cas défavorable, R est tout juste inférieur à l'unité assurant ainsi de très faibles pertes au groupement technique. Les scénarios étudiés sont annuels alors que TECSOL garantit la production solaire sur une période de trois ou quatre ans. Les incertitudes quant à l'irradiation solaire sont donc atténuées et le risque est réduit.

2.3.4. Le risque technique : influence de la maintenance

Une défaillance du process (capteur, tuyauterie, pompes, échangeur, ballons, régulation, sondes de température de régulation) d'une part peut stopper la production d'énergie solaire et sur le système de télésuivi (transmetteur, data-logger, sondes de température, débitmètre) d'autre part peut suspendre le comptage de l'énergie produite. S'ils persistent, ces défauts peuvent faire échouer la garantie.

Des statistiques [HALE01] sur la maintenance des équipements énergétiques nous permettent de connaître entre autres, MTBF[1], MTTR[2], MTBM[3], MTTM[4] et MDT[5]. Ces fréquences et durées de pannes et de maintenance permettent alors d'évaluer la durée moyenne d'arrêt de l'installation. Pour évaluer l'impact de la maintenance sur la production d'énergie solaire, imaginons un scénario défavorable maximisant la durée des arrêts et donc le manque à produire. Ce scénario a les caractéristiques suivantes :

- La maintenance « préventive » est déterminée par les recommandations du constructeur et intervient donc tout au long de l'année. La durée du jour ($d_{prév}$) prise en compte est donc une valeur moyenne.
- La maintenance « curative » (pannes) intervient lorsque la durée du jour (d_{cur}) est la plus longue. A chaque intervention, le manque à produire est maximisé.

[1] « Mean Time Between Failure » : temps moyen (h) entre deux pannes (nécessitant alors de la maintenance curative)
[2] « Mean Time To Repair » : temps moyen (h) nécessaire à la réparation (maintenance curative)
[3] « Mean Time Between Maintenance » : temps moyen (h) entre deux interventions de maintenance préventive
[4] « Mean Time To Maintain » : temps moyen (h) nécessaire à la maintenance préventive
[5] « Mean Down Time » : temps moyen (h) d'indisponibilité pour cause de panne, de maintenance préventive ou curative

- Les interventions sont nécessairement successives et non simultanées. La durée annuelle d'arrêt pour maintenance est donc maximisée.
- Une panne intervient nécessairement le vendredi, n'est détectée que le soir lors du téléchargement des mesures et l'intervention de la société de maintenance ne se fait qu'après le week-end. Trois jours (i) de production sont alors perdus. La maintenance « préventive » est quant à elle décidée si bien qu'elle ne créé qu'un manque à produire lié à l'arrêt de l'installation.
- Le mainteneur travaille sept heures par jour et son intervention commence au lever du jour. Lorsque le $MTTR_k$ et le $MTTM_k$ d'un équipement sont supérieurs ou égaux à sept heures, toute la production solaire de la journée est perdue puisque l'installation ne sera pas remise en marche tant que l'intervention n'est pas terminée. Le nombre de jours d'intervention est maximisé.

L'indisponibilité annuelle pour un équipement k interdisant toute production solaire est composée des deux indisponibilités relatives aux maintenances « curative » et « préventive » établies selon les formules suivantes :

$$T_k = \begin{cases} \dfrac{8760}{MTBF_k}\left(id_{cur} + (d_{cur} - 7)E\left(\dfrac{MTTR_k}{7}\right) + MTTR_k\right) & \text{pour la maintenance curative} \\ \dfrac{8760}{MTBM_k}\left((d_{prév} - 7)E\left(\dfrac{MTTM_k}{7}\right) + MTTM_k\right) & \text{pour la maintenance préventive} \\ MDT_k & \text{s'il manque un ou plusieurs temps} \end{cases}$$

Avec T_k le temps d'indisponibilité de l'équipement k (h/an), i le délai d'intervention après une panne (j), d_{cur} la durée du jour en maintenance curative (h/j) et $d_{prév}$ la durée moyenne du jour en maintenance préventive (h/j)

Le Tableau 37 résume les indisponibilités observées pour les équipements considérés.

	MTBF (h)	**MTTR (h)**	**MTBM (h)**	**MTTM (h)**	**MDT (h/an)**	**Pertes maint. curative (h/an)**	**Pertes maint. préventive (h/an)**
Chaudière	209292,8	3,08	2018	0,9848	4,3634	2,1	4,3
Echangeur	794489,1	2,14	1727	1,8371	9,3242	0,5	9,3
Compteur	23118360	3	43537	0,0075	0,0027	0,0	0,0
Pompe (x2)	1387387	7,09	2494	0,4204	1,5189	0,4	1,5
Stockage	2166924	18,13	5955	0,1221	0,2524	0,3	0,2
Tuyauterie	31294258	X	3542	X	19,805	X	19,8
Moteur (x2)	9045589	241,52	13318	0,5662	0,6058	0,6	0,4
Pertes annuelles d'éclairement par la maintenance (h/an)						42,1	

Tableau 37. Récapitulatif des pertes annuelles d'exposition solaire pour cause de maintenance

Les comptes rendus des six projets TECSOL donnent notamment les productions d'énergie solaire quotidiennes (kWh/j) en moyennes mensuelle et annuelle qui sont assimilables à des puissances. Soit P_{moy} la puissance solaire fournie en moyenne sur l'année et P_{max} la puissance solaire maximale (en moyenne mensuelle) fournie souvent durant les mois de juin, juillet et août. L'analyse statistique des résultats fournit $P_{max} = kP_{moy}$ avec k = 1,47, valeur moyenne

associée à un écart-type de 13 %. Pour vérifier l'impact de l'indisponibilité annuelle T, il est nécessaire de calculer le rapport ε des énergies solaires annuelles perdue et produite.

$$\varepsilon = \frac{E_{perdue}}{E_{produite}} \leq \frac{TP_{max}}{8760P_{moy}} = \frac{TkP_{moy}}{8760P_{moy}} = \frac{Tk}{8760} = 7{,}1.10^{-3}$$

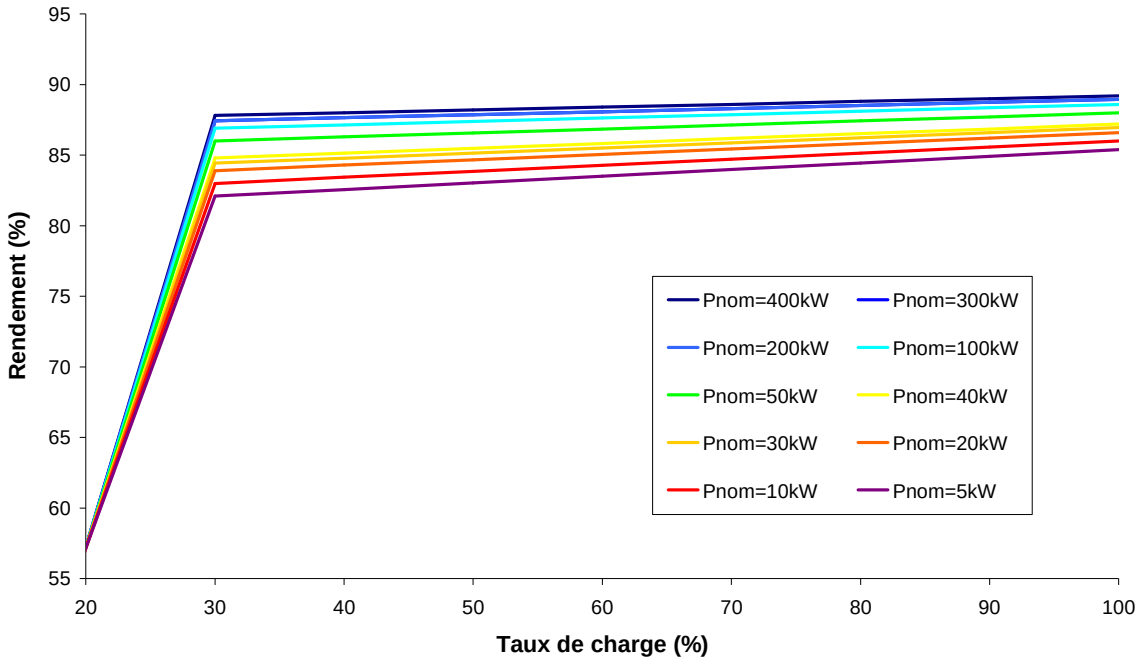
Les arrêts pour maintenance engendrent finalement très peu de pertes (0,71 % maximum) en termes d'énergie. Cependant, par manque de données, les systèmes de régulation et de télésuivi ainsi que leurs sondes respectives de température n'ont pas été pris en compte. En revanche, à l'instar de la plupart des appareils électriques, ils ne font pas partie des équipements les moins fiables. De plus, les pompes et moteurs font partie des sources de problèmes alors qu'ils sont redondants dans la plupart des projets mis en œuvre par TECSOL.

2.3.5. Le risque technique : influence du taux de charge de la chaudière d'appoint

Les chaudières fonctionnant au fioul et à un degré moindre au gaz naturel ont un rendement qui dépend du taux de charge défini comme le rapport de la puissance réellement appelée sur la puissance maximale ou nominale. Plus la puissance calorifique demandée est faible en comparaison à ce que peut fournir la chaudière, plus le rendement de cette dernière est faible. Autrement dit, une chaudière surdimensionnée risque de fonctionner à rendement dégradé à cause de son faible taux de charge. L'installation d'un chauffe-eau solaire nécessite une chaudière d'appoint capable de satisfaire à l'ensemble des besoins d'ECS en cas d'absence de soleil ou de panne. L'appoint peut donc être soit la chaudière existante soit une nouvelle. Plus l'éclairement est important, plus le taux de couverture est élevé et par voie de conséquences, plus le taux de charge de la chaudière d'appoint et donc son rendement sont faibles. Les économies d'énergie ne sont donc pas exactement égales à la production solaire car le rendement réduit de la chaudière d'appoint engendre une légère surconsommation de combustible.

Afin d'évaluer cette différence, nous nous sommes basés sur la législation européenne [DIRJ92] qui fixe notamment, pour les nouvelles chaudières à eau chaude alimentées en combustible gazeux ou liquide, un rendement minimum à pleine charge et à charge partielle (30 %). A partir de cette réglementation, nous avons extrapolé un profil (minimum) du rendement en fonction du taux de charge (Figure 65).

La production solaire annuelle et le taux de couverture permettent de connaître les besoins d'appoint. Nous faisons l'hypothèse grossière que la chaudière d'origine produit uniquement de l'ECS et non une combinaison d'ECS et de chauffage. Afin de prendre en compte le surdimensionnement initial, nous avons considéré différents taux de charge moyens pour l'origine. La couverture solaire moyenne peut être assimilée à une réduction du taux de charge moyen de la chaudière d'appoint. Elle peut alors être ôtée au taux de charge initial pour définir le nouveau taux de charge moyen réduit du fait de l'utilisation d'un chauffe-eau solaire. L'autre hypothèse grossière consiste à utiliser le profil de rendement établit précédemment avec des taux de charge moyens alors qu'on ne connaît pas la répartition en fréquence du taux de charge sur l'année. La surconsommation de combustible est alors la différence entre les consommations de combustible nécessaires pour l'appoint obtenues grâce aux rendements initial (sans solaire) et final (avec solaire). Exception faite de Narbonne dont le taux de couverture de 84 % est trop élevé pour ce modèle, nous obtenons une surévaluation des économies d'énergie de 1-5 % quelle que soit la puissance nominale de la chaudière d'appoint avec un taux de charge initial supérieur à 70 %.



	Rendement (%)	
Taux de charge x (%)	**Directive 92/42/CEE**	**Extrapolation F(x)**
0		[266,67+10log(Pnom)]x
0 – 30		
30	80 + 3log(Pnom)	[5,71 - 1,43log(Pnom)]x+ [78,29 + 3,43log(Pnom)]
30 – 100		
100	84 + 2log(Pnom)	

Figure 65. Extrapolation depuis la réglementation du rendement minimal des chaudières (puissance nominale comprise entre 4 et 400 kW)

Bien évidemment, l'allure de la courbe de rendement en fonction du taux de charge fait que plus la couverture solaire et/ou le surdimensionnement initial sont importants, plus le rendement de la l'appoint est faible. L'utilisation de taux moyens de couverture et de charge rend cependant peu fiable l'analyse précédente, l'idéal étant bien évidemment de mesurer réellement le rendement grâce à un compteur sur l'énergie primaire d'appoint. Cependant, le rendement des chaudières du marché est supérieur aux valeurs minimales requises par la réglementation d'une part et au profil extrapolé pour de faibles taux de charge d'autre part. La surconsommation de combustible est donc minimisée si la chaudière a été mise sur le marché après 1992 d'autant plus qu'il y a de fortes probabilités pour que l'installation d'un chauffe-eau solaire soit une « aubaine » pour renouveler la chaudière existante peut-être âgée. De plus, les chaudières peuvent servir également au chauffage si bien que la diminution combinée du taux de charge et du rendement de l'appoint est sûrement moins importante, en particulier en hiver.

2.3.6. Le risque technique : influence des auxiliaires électriques

Une installation solaire nécessite des appareils électriques supplémentaires (pompes primaire et secondaire, dispositifs de régulation et de télésuivi) qui engendrent une surconsommation d'énergie primaire. La puissance électrique des auxiliaires (pompes primaire et secondaire) est de l'ordre de 10-20 W/m² de capteurs solaires. Suivant la région, la durée annuelle d'ensoleillement est comprise entre 1600 et 2800 h/an (Figure 66). Nous considérerons que les pompes ne fonctionnent que pendant ces heures d'ensoleillement. Le Tableau 38 compile les surconsommations d'électricité engendrées par ces auxiliaires.

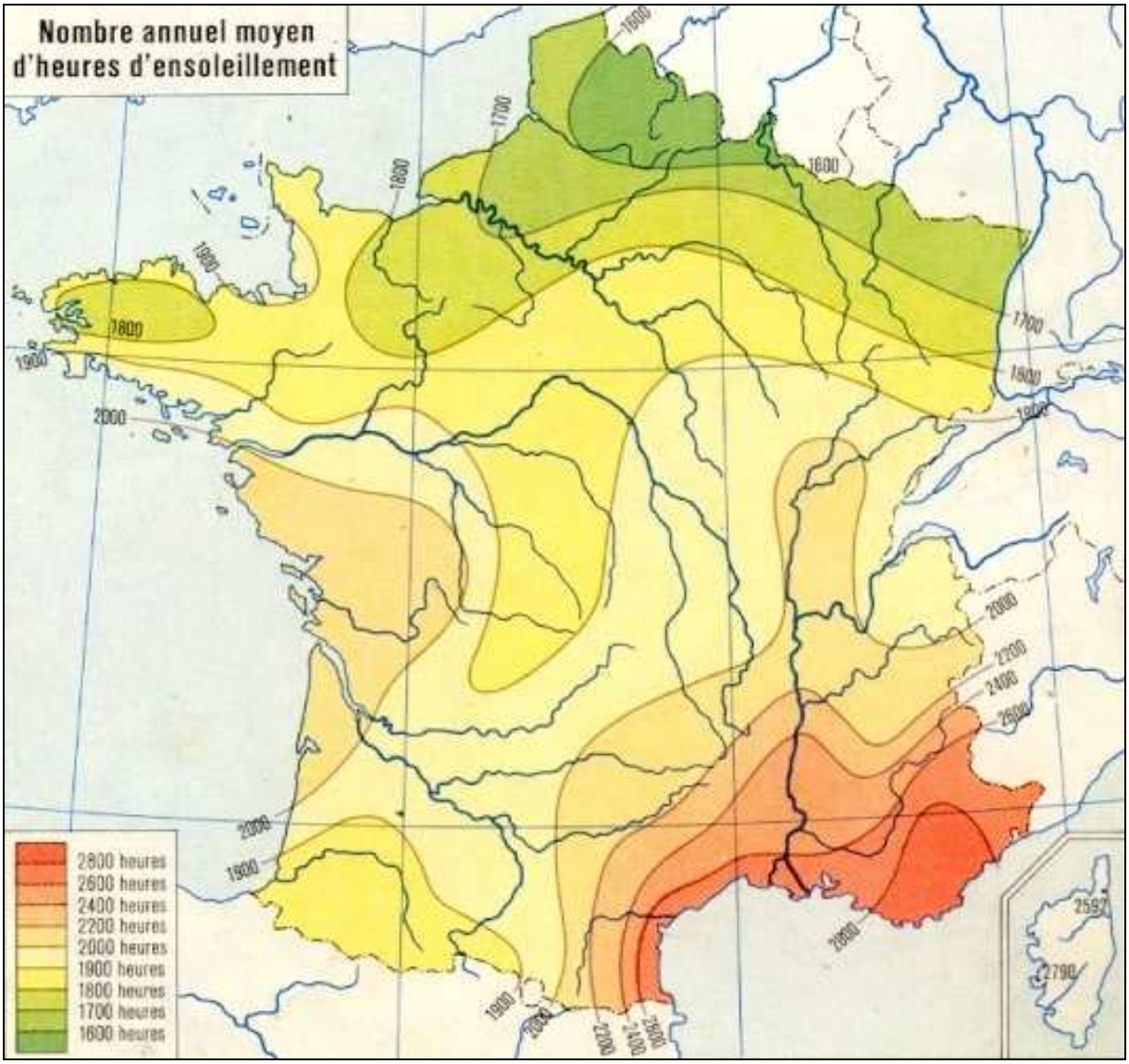


Figure 66. Carte des durées moyennes d'ensoleillement en France

Actuellement, ces surconsommations de 4 à 11 % n'entrent pas dans la garantie puisque cette dernière ne prend en compte que la production d'énergie calorifique et non la baisse des consommations d'énergie primaire. Les pompes sont des organes fiables et celles retenues pour les installations solaires sont de plus très efficaces, le prestataire ne prend finalement pas le risque de la dégradation de leurs performances dans le contrat GRS.

Site	Surface de capteur (m^2)	Ensoleillement annuel (h/an)	Consommations annuelles des pompes (MWh/an)	Part de la production solaire (%)
Briançon	266	2600	6,9 - 13,9	5,1 - 10,1
Perpignan	76	2600	2 - 3,9	3,9 - 7,7
Saint-Lizier	76	2000	1,5 - 3	5,6 - 11,1
Narbonne	101	2600	2,6 - 5,3	4,4 - 8,7
Sophia-Antipolis	114	2800	3,2 - 6,4	4,3 - 8,6
Toulouse	105	2200	2,9 - 4,6	4,2 - 8,4

Tableau 38. Consommations supplémentaires engendrées par les circulateurs hydrauliques

2.4. Bilan de la garantie de production d'énergie renouvelable

Fondamentalement, la GRS a été créée pour améliorer la fiabilité et de la disponibilité des installations solaires afin d'en accroître la production d'énergie sur sa durée de vie. La fiabilité et la disponibilité d'une installation sont des paramètres difficilement quantifiables. Les garantir en fixant des objectifs de résultats chiffrés dans le contrat semble difficilement faisable. Les objectifs de production d'énergie sur toute la durée du contrat ne sont finalement qu'une transcription des fondements de la GRS et servent de garantie quant à l'amélioration de la fiabilité et de la disponibilité des installations. Nous avons donc bien affaire à un contrat de performance énergétique puisque le groupement technique ne peut pas se permettre de ne pas effectuer la maintenance sous peine de voir la production d'énergie solaire décroître à cause de défauts.

Il est désormais « relativement » aisé de prévoir la production d'énergie solaire grâce à l'important travail en amont sur le développement des outils logiciels. Comme ces solutions sont basées sur des données météorologiques statistiques moyennes, le risque n'est pas totalement écarté même s'il est compensé sur la durée du contrat. Le risque est donc majoritairement d'ordre technique (exploitation, maintenance). L'exemple opposé est celui de l'ESCO belge FINES N.V. qui fournit un service de renouvellement de l'éclairage avec une garantie d'économie d'énergie (Annexe 1). Ce process ne nécessitant aucune exploitation et très peu de maintenance, FINES N.V. n'assume finalement que le risque du dimensionnement de l'installation.

Même lorsque les risques sont faibles (c'est le cas dès lors que l'audit préalable et les études sont correctement effectués), un maître d'ouvrage n'est souvent pas prêt à les assumer. Il s'oriente donc naturellement vers les technologies classiques qui ont fait leurs preuves et qui sont soumises à de faibles incertitudes. Fournir une garantie est donc primordial dans ce cas. Ce type de garantie va devenir de plus en plus essentiel pour une valorisation par les certificats d'économies d'énergie, lorsque des prestations particulièrement complexes sortent du cadre des actions simples détaillées par des actions standardisées [ARRJ06], ou par les quotas d'émissions de CO_2. La principale difficulté est de connaître les économies générées ainsi que leur durée dans le temps.

3. Analyse d'une garantie de coût global de conversion d'énergie

3.1. Présentation du service

Le contrat P2 classique existe naturellement dans l'industrie pour un grand nombre de process nécessitant de l'exploitation. Il peut en revanche prendre une nouvelle forme dans le cas des utilités c'est-à-dire les installations transformant l'énergie primaire en énergie utile comme l'air comprimé ou la vapeur notamment. Par exemple, de nombreux sites industriels requièrent l'air comprimé pour leur process et de plus en plus de centrales de production sont prises en charge par un exploitant. La mise en œuvre de ce service en climatisation, notamment pour la production d'eau glacée, est bien évidemment envisageable et même souhaitable.

3.1.1. Étude de cas

Le maître d'ouvrage est une fonderie de précision spécialisée dans la fabrication de petites pièces mécaniques. Pour les besoins du process le site dispose d'une centrale de production d'air comprimé (les besoins annuels s'élèvent à 18.10^6 m^3/an) qu'il exploite et maintient en interne. A la demande de son client, l'exploitant actuel de la chaudière vapeur effectue alors un audit des installations d'air comprimé et propose diverses solutions techniques d'amélioration à son client. Ses conclusions sont le remplacement de trois compresseurs refroidis par eau par trois nouveaux refroidis par air, le maintien de deux autres en secours, les remplacements du sécheur et du séparateur, l'adjonction d'un compteur électrique, d'un nouveau module de pilotage et de gaines d'évacuation de l'air chaud. Parallèlement, l'exploitant assortit sa proposition d'un contrat d'externalisation de dix ans. De type MC, l'offre, consistant à approvisionner le client en air-comprimé à un tarif unitaire au mètre-cube inclut également les options P3 de garantie totale incluant tous les appareils de production même les anciens et P4 de financement des améliorations proposées. Ce contrat ne prend en revanche pas en charge la distribution et son réseau associé.

3.1.2. Garantie de résultats

Une fois le contrat signé et les travaux effectués en 2000, le prestataire entame l'exploitation et la maintenance de la nouvelle installation avec des objectifs de continuité de la fourniture à la pression et au débit fixés dans le contrat (P = 7 bars ± 0,5 bars, débit nominal 3480 m^3/h), de performance technique et financière, de sécurité des biens et des personnes et de gestion des déchets engendrés. Ces objectifs étant garantis, le prestataire s'engage à verser à son client un dédommagement pour « pertes d'exploitation » s'élevant à 150000 €/j.

3.1.3. Coûts du service

Le paiement du prestataire combine (Tableau 39) une partie fixe rassemblant les prestations P2, P3 et P4 et une partie variable liée au P1 dépendant de la consommation. Le montant de chaque prestation prise individuellement est en réalité calculé sur toute la durée du contrat puis ramené à l'année pour faciliter le paiement. P1, P2 et P3 sont de plus indexés sur les coûts de combustible, de matériels et de main d'œuvre.

	P1 (c€/m^3)	**Coût énergie (€/an)**	**P2 (€/an)**	**P3 (c€/an)**	**P4 (€/an)**	**Investissement (€)**
Gestion interne	0,505	90900	>46707		0	188502
Gestion externe	0,553	99540	43394	13377	26838	0

Tableau 39. Données économiques des gestions interne et externalisée

3.1.4. Résultats du service

L'installation est désormais mieux adaptée aux besoins du maître d'ouvrage. En optimisant vraisemblablement la pression du circuit et le stockage d'air comprimé, le prestataire a pu revoir le dimensionnement des trois compresseurs principaux (la puissance nominale unitaire passe de 132 kW à 97 kW soit une baisse de 27 %) en faisant quelques concessions sur le débit maximal disponible (le débit nominal unitaire passe de 1240 m^3/h à 927 m^3/h). La consommation électrique spécifique de production d'air comprimé passe alors de 129,5 Wh/m^3 à 116,7 Wh/m^3, en baisse de 10 %. Pour des besoins annuels moyens de 18 millions de mètre-cubes, la nouvelle centrale d'air comprimé et son exploitation externalisée permettent d'économiser annuellement environ 230400 kWh/an soient 12,7 tCO_2/an ou encore 9000 €/an au tarif vert d'EDF[1] en 2000.

3.2. Analyse du risque supporté par le prestataire

3.2.1. Origine du risque

Le risque est multiple pour le prestataire. Concernant la fourniture d'énergie, il peut provenir de la baisse de rendement de la centrale de production qui entamerait les bénéfices du prestataire. En matière d'exploitation et de maintenance, le risque peut découler d'une consommation d'air comprimé plus élevée que prévue accroissant ainsi les coûts d'entretien ou alors d'une panne coûteuse inopinée provocant la dégradation de la fourniture. Si cette défaillance s'avère trop importante, elle peut entraîner le non-respect de la garantie de résultat donnant ainsi lieu à un dédommagement important. En effet, si nous considérons en première approximation que la marge brute annuelle du prestataire est la différence poste par poste entre les coûts de gestion en interne (avant) et externalisée (contrat), nous constatons que seulement cinq heures par an de fourniture ne satisfaisant pas aux caractéristiques contractuelles fixées suffisent à l'anéantir ! Enfin, le risque peut être financier dans le sens ou le prestataire investit sur une longue durée sans connaître le futur économique de son client.

3.2.2. Risque client sur la fourniture d'énergie utile

Le maître d'ouvrage est toujours client d'EDF à qui il paye une facture globale pour l'ensemble de ses consommations d'électricité. L'utilisation de factures globales rend la mise en œuvre d'une garantie de résultats sur un seul usage de l'électricité difficile. En effet, l'amélioration des performances de la production d'air comprimé ne se reflèterait que faiblement dans la facture globale du site. Rien n'inciterait alors l'exploitant à maîtriser les consommations de la nouvelle installation en l'entretenant correctement via les P2 et P3 si les performances. Un sous-compteur électrique est par conséquent placé en amont de la centrale d'air comprimé afin de connaître ses consommations et la part de la facture électrique correspondant à ce poste passe à la charge de l'exploitant. En fixant un prix au mètre-cube d'air comprimé intégrant la fourniture l'électricité, l'exploitant est obligé de maintenir les performances du process pour garantir sa marge.

Dans un premier temps, nous allons déterminer le tarif t du kilowattheure électrique par le biais de la consommation spécifique R_{old} des anciens compresseurs et du coût c_{int} du mètre cube d'air comprimé en interne. t est d'environ 3,9 c€/kWh, en accord avec le contrat Vert A5 d'EDF (de 3 à 5 c€/kWh suivant le mode d'utilisation) à cette époque.

[1] EDF, Les tarifs historiques de l'électricité, http://entreprises.edf.fr/90066i/Accueilfr/EDFEntreprises/infospratiques/lestarifshistoriquesylectricity.html

Lorsque seuls les nouveaux compresseurs fournissent de l'air, soit sur l'intervalle $[0 ; S_{new_max}]$, le coût de fourniture pour l'exploitant est une fonction linéaire des besoins annuels. L'équation de cette droite peut être déterminée grâce aux besoins annuels de référence S_{ref}, au tarif de l'électricité t et à la consommation électrique spécifique R_{new} des nouveaux compresseurs. Lorsque ces derniers ne suffisent plus pour satisfaire les besoins, les anciens compresseurs démarrent. Comme ils sont moins efficaces, le coût de fourniture est accru sur l'intervalle $[S_{new_max} ; S_{max}]$. La nouvelle fonction affine du coût peut finalement être déterminée pour ces deux abscisses grâce au tarif de l'électricité t et à la consommation électrique spécifique R_{old} des anciens compresseurs.

	Nouveaux compresseurs	**Compresseurs existants**
Débit nominal (m^3/h)	d_{new}	d_{old}
Nombre de compresseurs	N_{new}	N_{old}
Consommation spécifique (Wh/m^3)	R_{new}	R_{old}
Fourniture horaire maximale (m^3/h)	$S_{new_max} = N_{new} d_{new}$	$S_{old_max} = N_{old} d_{old}$
Fourniture annuelle maximale (m^3/an)	$S_{ext_max} = 8760(S_{new_max} + S_{old_max})$	

Tableau 40. Données techniques relatives aux compresseurs existants et neufs

Lorsqu'un compresseur est en attente, son débit est nul mais la puissance électrique absorbée ne l'est pas. En effet, le fonctionnement à vide engendre des consommations équivalentes à environ 20 % [ALEO03] de celles nécessaires à la production nominale d'air comprimé. Les nouveaux compresseurs, plus efficaces, étant mis en marche en priorité, nous allons considérer que ceux-ci sont tous (puissance de veille maximisée) en attente de fourniture tandis que les anciens restent à l'arrêt et donc ne consomment pas d'électricité. Au lieu de considérer un coût linéaire sur l'intervalle $[0 ; S_{new_max}]$, nous allons le découper en deux à hauteur de S_{ref}. Ceci nous permet d'appliquer la contrainte liée à la puissance de veille au premier intervalle tout en gardant la fonction initiale sur le second. Le Tableau 41 récapitule finalement l'ensemble des coordonnées.

Abscisse (besoins annuels en m^3/an)		**Ordonnée (coûts de fourniture en €/an)**
Besoins nuls	0	$C_0 = 0{,}2 S_{new_max} R_{new} t$
Besoins de référence	S_{ref}	$C_{ref} = S_{ref} R_{new} t$
Besoins maximaux pour les nouveaux compresseurs	S_{new_max}	$C_{new_max} = S_{new_max} R_{new} t$
Besoins maximaux pour la nouvelle centrale	$S_{max} = S_{new_max} + S_{old_max}$	$C_{max} = t(S_{new_max} R_{new} + S_{old_max} R_{old})$

Tableau 41. Points caractéristiques des coûts de fourniture pour le prestataire

Sans considérer de puissance de veille, l'équation de la droite des coûts C_{ext} pour l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site de la production d'air lorsque seuls les nouveaux compresseurs sont utilisés est alors :

$$C_{ext}(B) = R_{new} tB \qquad \forall B \in [0; S_{new_max}]$$

En considérant une puissance de veille, l'équation de la droite des coûts C_{ext} pour l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site de la production d'air lorsque seuls les nouveaux compresseurs sont utilisés devient alors :

$$C_{ext}(B) = tR_{new}\left(1 - 0{,}2\frac{S_{new_max}}{S_{ref}}\right)B + 0{,}2S_{new_max}R_{new}t \qquad \forall B \in [0; S_{ref}]$$

$$C_{ext}(B) = R_{new}tB \qquad \forall B \in [S_{ref}; S_{new_max}]$$

De plus, l'équation de la droite des coûts C_{ext} pour l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site lorsque les anciens compresseurs sont mis à contribution est alors :

$$C_{ext}(B) = R_{old}t(B - S_{new_max}) + tS_{new_max}R_{new} \qquad \forall B \in [S_{new_max}; S_{max}]$$

Enfin, le montant annuel de la fourniture facturé au maître d'ouvrage par l'exploitant est une fonction linéaire de ses besoins annuels en air comprimé. L'équation de la droite des gains P_1 de l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site est :

$$P_1(B) = 5{,}53.10^{-3}B \qquad \forall B \in [0; S_{max}]$$

Avant toute chose, l'exploitant doit évaluer les besoins du site, estimer la variabilité de ceux-ci et enfin définir sa marge. Le prix unitaire de l'air comprimé est alors la pente de la droite de ses gains ou alors des coûts pour le maître d'ouvrage (Figure 67).

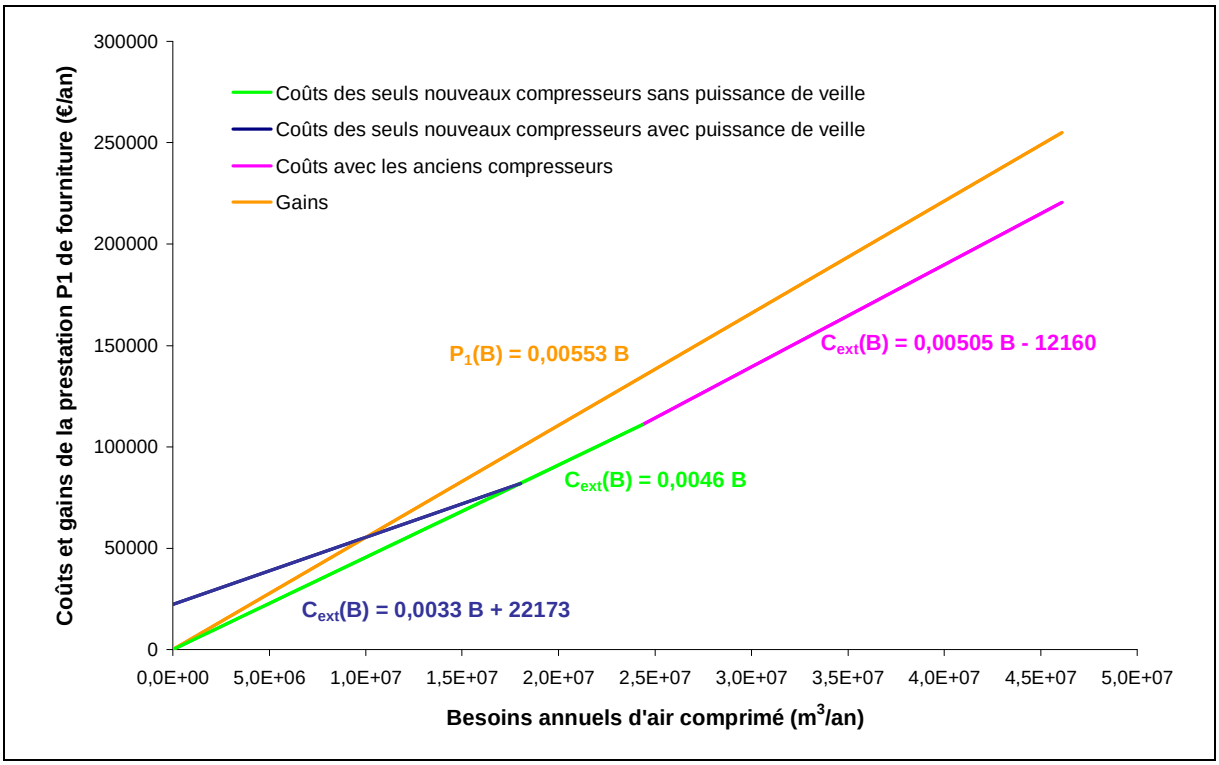


Figure 67. Coûts et gains de l'exploitant sur la fourniture d'air comprimé

La marge annuelle brute M du prestataire sur la fourniture d'air comprimé est définie comme la différence entre ses gains sur la vente et ses coûts :

$$M(B) = P_1(B) - C_{ext}(B) \qquad \forall B \in [0; S_{max}]$$

Le seuil de rentabilité, défini ici comme la valeur minimale des besoins en air comprimé pour lesquels la marge M est strictement positive, est atteint pour des besoins annuels B_{rent} d'environ dix millions de mètre-cubes d'air comprimé, valeur bien inférieure aux besoins de référence du site. Dans ces conditions de référence, la marge brute annuelle du prestataire sur la fourniture d'air comprimé s'élève à environ 17700 €/an. Nous constatons que l'exploitant dispose d'une marge de manœuvre conséquente avant d'être déficitaire sur cette prestation. Cette marge brute croissante à partir du seuil de rentabilité peut expliquer la dégressivité du prix du mètre-cube d'air comprimé souvent appliquée par les exploitants.

3.2.3. Risque client de l'exploitation et la maintenance de l'installation

Les gestions internalisée et externalisée de l'exploitation et de la maintenance ainsi que leurs montants respectifs sont difficilement comparables car les deux politiques de maintenance (préventive, curative, conditionnelle, systématique…) ne sont peut-être pas les mêmes, la main d'œuvre mise en jeu non plus (le personnel de maintenance du site n'étant pas nécessairement dévolu uniquement à cette tâche) et l'installation ayant changé, les coûts de maintenance et d'exploitation sont sûrement différents. De plus, seuls les coûts des tâches d'exploitation et de maintenance réellement effectuées sont comptabilisés pour l'année de référence alors que les coûts de défaillance et les investissements attendus sur la durée du contrat sont ventilés annuellement dans le cas des contrats P2 et P3.

En première approximation, nous considérerons que les compresseurs sont les principaux postes de maintenance de la facture d'exploitation et de maintenance et que les nouveaux permettent d'économiser 15 % [GPEM06] sur celle-ci. Pour extrapoler les coûts d'exploitation et de maintenance qui incombent à l'exploitant, nous allons utiliser les coûts C_{int} dévolus par le maître d'ouvrage à l'exploitation et la maintenance de la centrale d'origine pour l'année de référence en considérant qu'ils sont proportionnels à leur fourniture d'air comprimé. Comme pour la fourniture, seuls les nouveaux compresseurs nécessitant moins de maintenance fonctionnent sur l'intervalle [0 ; S_{new_max}] puis les anciens sont mis à contribution au-delà c'est à dire sur [S_{new_max} ; S_{max}]. Le Tableau 42 récapitule finalement l'ensemble des coordonnées.

Abscisse (besoins annuels en m^3/an)		**Ordonnée (coûts d'exploitation et de maintenance en €/an)**
Besoins de référence	S_{ref}	$C_{ext} = 0{,}85 C_{int}$
Besoins maximaux pour les nouveaux compresseurs	S_{new_max}	$C_{ext} = 0{,}85 \frac{C_{int}}{S_{ref}} S_{new_max}$
Besoins maximaux pour la nouvelle centrale	$S_{max} = S_{new_max} + S_{old_max}$	$C_{ext} = \frac{C_{int}}{S_{ref}} (0{,}85 S_{new_max} + S_{old_max})$

Tableau 42. Extrapolation des coûts d'exploitation et de maintenance de l'exploitant à partir de ceux du maître d'ouvrage dans la situation de référence

L'équation de la droite des coûts C_{ext} pour l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site de la production d'air lorsque seuls les nouveaux compresseurs sont utilisés est alors :

$$C_{ext}(B) = 0{,}85\frac{C_{int}}{S_{ref}}B \qquad \forall B \in [0;S_{new_max}]$$

De plus, l'équation de la droite des coûts C_{ext} pour l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site lorsque les anciens compresseurs sont mis à contribution est alors :

$$C_{ext} = \frac{C_{int}}{S_{ref}}(B - 0{,}15S_{new_max}) \qquad \forall B \in [S_{new_max};S_{max}]$$

Enfin, le montant annuel de l'exploitation et de la maintenance facturé au maître d'ouvrage par l'exploitant est une fonction constante indépendante de ses besoins annuels en air comprimé. L'équation de la droite des gains P_{23} de l'exploitant en fonction des besoins annuels B du site est :

$$P_{23}(B) = P_2(B) + P_3(B) \qquad \forall B \in [0;S_{max}]$$

La garantie totale consiste à provisionner régulièrement pour investir lorsque les équipements arrivent en fin de vie durant le contrat. Son chiffrage est donc soumis à des règles strictes. Le P2 n'est lui absolument pas transparent puisqu'il consiste la plupart du temps à effectuer les mêmes tâches qu'en interne mais pour un montant moins élevé et avec une garantie de résultat. Par expérience, l'exploitant évalue ses coûts, définit sa marge, le montant total étant soumis à négociation. Le prix unitaire de l'air comprimé est alors la pente de la droite de ses gains ou alors des coûts pour le maître d'ouvrage (Figure 68).

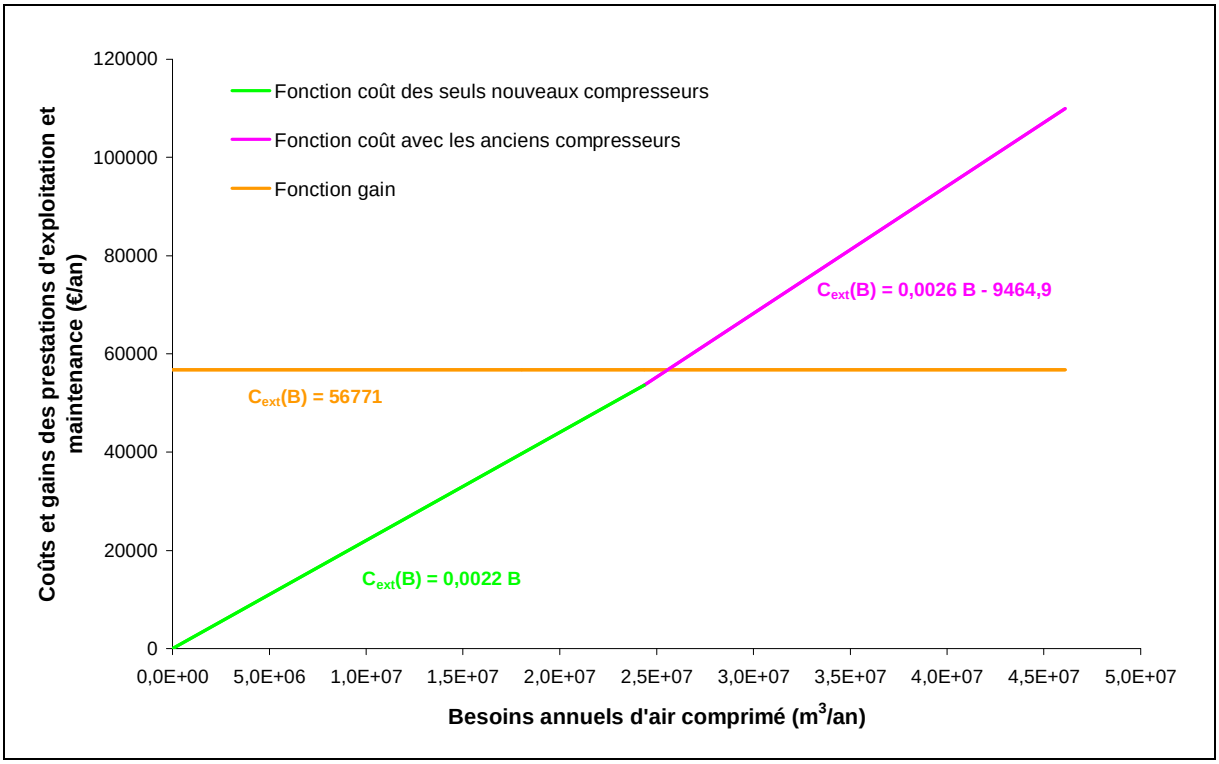


Figure 68. Coûts et gains de l'exploitant sur l'exploitation et la maintenance du système

La marge annuelle brute M du prestataire sur l'exploitation et de la maintenance est définie comme la différence entre ses gains et ses coûts :

$$M(B) = P_{23}(B) - C_{ext}(B) \qquad \forall B \in [0; S_{max}]$$

Le seuil de rentabilité, défini ici comme la valeur maximale des besoins en air comprimé pour lesquels la marge M est strictement positive, est atteint pour des besoins annuels B_{rent} inférieurs à environ 25 millions de mètre-cubes, valeur bien supérieure aux besoins de référence du site. Dans ces conditions de référence, la marge brute annuelle du prestataire sur l'exploitation et de la maintenance de la centrale s'élève à environ 19500 €/an. L'exploitant dispose finalement d'une marge de manœuvre conséquente avant d'être déficitaire sur cette prestation.

Nous constatons qu'une variation de consommation d'air a des effets antagonistes sur les marges des prestations P1 et l'ensemble P2+P3. Plus les besoins annuels du client sont importants, plus la marge de l'exploitant sur le P1 augmente et plus celle des P2 et P3 diminue. Ce phénomène, plus généralement les compensations croisées, constitue la clé de voûte des contrats globaux d'exploitation/maintenance. L'exploitant tolère des pertes sur un poste car elles sont largement compensées par un autre, le P1 apportant presque toujours les bénéfices.

3.2.4. Risque technique de l'exploitation et la maintenance de l'installation

L'air comprimé est la plupart du temps primordial sur un site industriel pour les actionneurs tout ou rien en général, les vannes et registres en particulier. Par sécurité, certains process peuvent être arrêtés automatiquement lorsque la pression du réseau atteint un seuil bas, pénalisant ainsi la productivité du site. Une architecture multi-compresseurs est beaucoup plus sûre que lorsqu'un seul et unique compresseur est utilisé car une panne de ce dernier pourrait bloquer le process. Dans une architecture en série, un ou plusieurs compresseurs sont très peu chargés voire pas du tout et servent en secours de pointe, de panne ou de maintenance. En effet, la maintenance d'un compresseur peut être effectuée alors que les autres fonctionnent n'entraînant alors ni perte de production pour le client ni sanction pour l'exploitant. Le risque d'un arrêt total de cette « utilité » est alors réduit mais n'est finalement jamais nul (Tableau 43).

	MTTR (h)	**Taux de panne (N/an)**	**Pannes simultanées stoppant la fourniture**	**Probabilité (N/an)**	**Coût probable sur le contrat (€)**
Compresseur	9,27	$76{,}01.10^{-3}$	2	$5{,}78.10^{-3}$	3350
Sécheur	5	$2{,}29.10^{-3}$	2	$5{,}25.10^{-6}$	<1
Stockage	7	$2{,}72.10^{-3}$	1	$2{,}72.10^{-3}$	120

Tableau 43. Risque financier encouru par l'exploitant en cas d'arrêt de fourniture

Ce tableau prend uniquement en compte les équipements de production et leur régulation interne car ce sont eux qui sont le plus soumis à l'usure mécanique. Les appareils électriques de régulation externe aux équipements précédemment cités sont très fiables en comparaison.

La prestation P3 de garantie totale permet de prémunir le maître d'ouvrage contre les différentes pannes et casses sur l'installation qui pourraient venir entraver sa production. Comme nous l'avons vu, l'exploitant provisionne annuellement les montants ventilés des

équipements arrivant en fin de vie (statistique) pendant la durée du contrat. La garantie totale sur les dix années de contrat revient à 70 % du devis initial effectué par le prestataire pour le remplacement simple (matériel, travaux mais aucun contrat) de l'installation. On imagine facilement que les coûts « probables » des pannes pour l'exploitant soient compensés par les bénéfices engendrés sur la garantie totale.

3.2.5. Risque lié au financement de l'installation

Les exploitants de chauffage français sont souvent adossés à d'importants groupes du secteur de l'énergie ayant pour la plupart un rôle dans les énergies de réseau. C'est ainsi qu'ELYO et COFATHEC sont filiales intégrales respectivement des groupes SUEZ et GDF et que DALKIA [TRIJ00] appartient à 66 % à Veolia Environnement et à 34 % à EDF. La puissance et la bonne santé de ces groupes leur permettent de valoriser leurs réserves financières ou alors d'emprunter à des taux intéressants dans le but de financer le matériel pris en charge par les contrats P4. Ce dernier permet à un maître d'ouvrage de faire financer par l'exploitant le changement, la modification ou l'ajout d'un équipement à son installation en échange d'un contrat d'exploitation de cette dernière. Les investissements, les coûts des travaux et les intérêts sont alors ventilés annuellement sur toute la durée du contrat.

Disposant du montant du devis, en d'autres termes celui de l'emprunt E, de la durée n en années de l'emprunt et de l'annuité P4, il est possible d'en déduire le taux d'intérêts i pratiqué par le tiers financeur sur le projet suivant la formule de « l'emprunt indivis à annuité constante » :

$$P4 = E \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Le TME (taux moyen des emprunts d'état) est publié mensuellement avec deux décimales par la caisse des dépôts et consignations. Il représente le taux de rendement sur le marché secondaire des emprunts d'état à taux fixe supérieurs à sept ans et sert d'indice de référence à la plupart des banques pour l'établissement des taux fixes à moyen et long terme. Par rapport au TME moyen annuel de la même année, le maître d'ouvrage a bénéficié d'un taux d'intérêt assez élevé (Tableau 44) pour le financement de sa centrale d'air comprimé et très élevé pour le renouvellement de sa chaudière vapeur. Malgré le niveau élevé de ces taux, le client est disposé à payer pour des raisons de facilités car il est en relation avec un seul interlocuteur responsable d'un « package » composé de la fourniture de l'énergie primaire, de l'exploitation, de la maintenance et du financement de l'installation. En matière d'investissements, les utilités sont souvent délaissées par les industriels au profit du process si bien que ce mode de financement par tiers, même s'il semble coûteux à première vue, constitue néanmoins un progrès important.

	Devis matériel + installation (€)	**Coût P4 sur le contrat (€)**	**Taux (%)**	**TME moyen annuel (%)**
Externalisation vapeur	196680	358550 (10 ans)	12,7	4,69 (1999)
Externalisation air-comprimé	188502	268380 (10 ans)	7	5,45 (2000)

Tableau 44. Taux d'intérêts pratiqués par le prestataire pour le financement de projets

Concernant le financement du projet interne à l'exploitant, plusieurs scénarios existent et se différentient par la part (partiel ou intégral) empruntée de l'investissement total, la durée (durée du contrat ou inférieure) de l'emprunt et le taux pratiqué par la banque. Le montant de l'annuité augmentant avec le montant, la durée et le taux de l'emprunt, c'est tout naturellement que la marge de l'exploitant décroît lorsque ces trois paramètres augmentent. Le Tableau 45 présente les marges annuelles de l'exploitant en fonction des rapports « somme empruntée sur montant de l'investissement (matériels et travaux) » et « durée de l'emprunt sur durée du contrat » en faisant l'hypothèse que l'exploitant s'est vu offrir un taux égal au TME de l'année de signature du contrat. Les deux scénarios extrêmes sont alors le paiement comptant et l'emprunt intégral sur toute la durée du contrat.

		Part de l'emprunt dans l'investissement total			
		0	**0,3**	**0,7**	**1**
Ratio des durées	**0**	7990			
	0,3		7360	6525	5900
	0,7		6690	4960	3660
	1		5160	3720	1890

Tableau 45. Marge annuelle de l'exploitant en fonction des caractéristiques du financement proposé

3.3. Bilan de l'externalisation d'une fourniture

3.3.1. Analyse coûts/bénéfices du contrat d'externalisation

L'analyse coûts/bénéfices peut être déduite en faisant la somme respectivement des coûts et des gains obtenus sur chaque prestation comme présenté sur la Figure 69. Dans ce cas précis, chaque prestation est rentable, mais en général un contrat global permet à l'exploitant d'obtenir un équilibre financier global sans que chacune des prestations qui composent le service le soit nécessairement. De plus, bien que le service s'articule autour de l'exploitation et de la maintenance, les bénéfices importants de la fourniture d'énergie font de ce poste le plus important du contrat, comme n'ont pas manqué de nous souligner les exploitants que nous avons rencontrés. Cumuler les prestations au sein d'un seul et unique service permet de réduire la facture globale par rapport à la somme des montants de chaque prestation car l'exploitant se serait couvert en accroissant individuellement chaque marge. Il arrive même que certaines prestations soient vendues « à perte » dans le seul but d'avoir accès à d'autres contrats plus rentables.

En comparant les coûts et les bénéfices du contrat, nous constatons que même si les risques encourus par le prestataire semblent nombreux et importants, leur couverture est largement facturée au client rendant alors l'activité beaucoup moins hasardeuse. Tandis qu'une gestion en interne de l'exploitation et de la maintenance peut être soumise à de fortes incertitudes (pannes et coûts imprévisibles), une externalisation aussi coûteuse soit-elle permet de budgétiser ces risques, de garantir la disponibilité des matériels et finalement la continuité de la fourniture d'énergie. L'entretien régulier et efficace effectué par des professionnels permet de plus d'allonger la durée de vie de l'installation et également de pérenniser le rendement énergétique amélioré auparavant par des investissements.

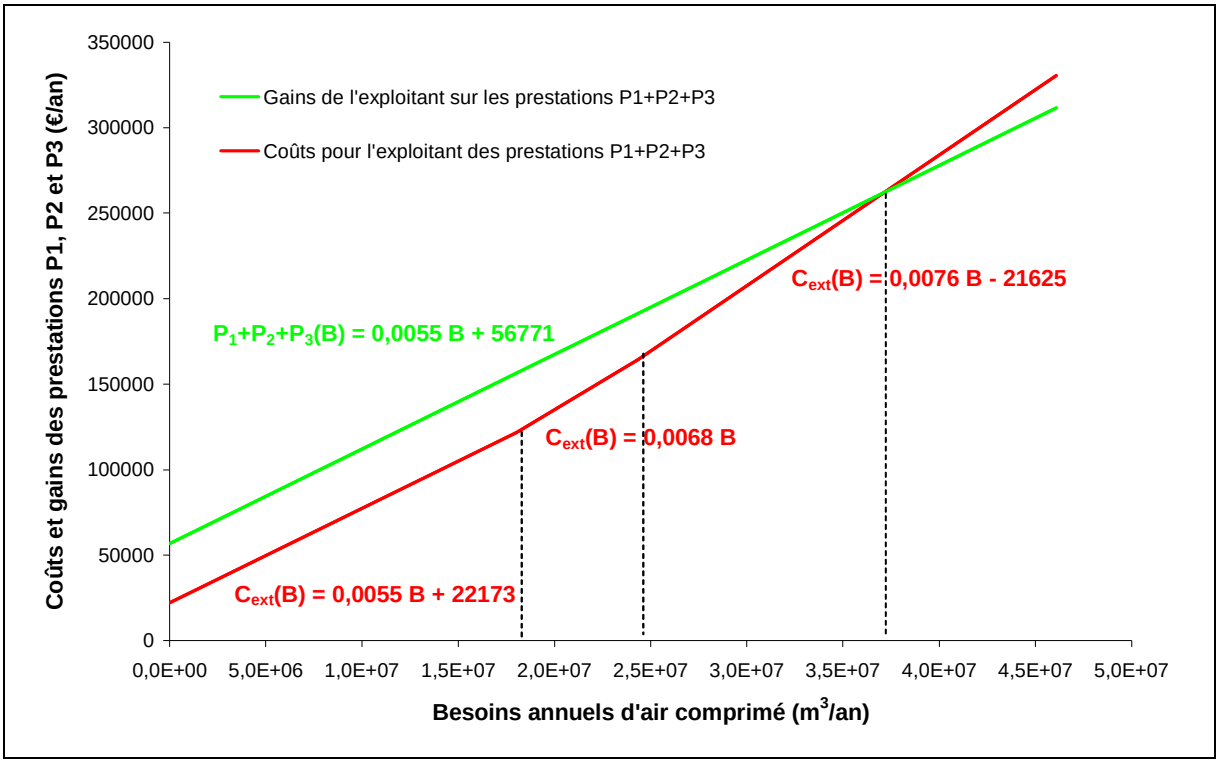


Figure 69. Coûts et gains des prestations P1, P2 et P3 pour l'exploitant

3.3.2. Engagement pris sur l'efficacité énergétique

La garantie consiste la plupart du temps à maîtriser les coûts de la fourniture d'énergie à des caractéristiques qualitatives établies par le maître d'ouvrage et les pénalités sont, par conséquent, souvent fixées sur les discontinuités et non sur les pertes énergétiques. En effet, l'exploitant serait difficilement blâmable pour une baisse de rendement s'il n'a pas toutes les clefs en main pour le maintenir à un haut niveau. Pour remporter le contrat, l'exploitant peut en revanche, à la suite d'un audit, assurer des économies, la plupart du temps financières. S'il est parfois possible d'améliorer les réglages, réduire la facture énergétique est quasiment toujours faisable en « rognant » légèrement sur le niveau de fourniture lorsque celle-ci n'est pas mesurable partout ou tout le temps comme c'est le cas pour le chauffage des bâtiments. Cette dérive est de plus amplifiée par le système des contrats au forfait. Un contrat P2 génère donc effectivement des économies d'énergie mais celles-ci sont limitées, non garanties et finalement pas observées sur tous les sites.

Dès lors que l'option P3 est souscrite, le prestataire a normalement accès à tous les leviers et peut alors anticiper le remplacement d'un ou plusieurs équipements pour faire bénéficier le maître d'ouvrage des économies d'énergie générées. Or, nous constatons qu'encore une fois, les économies d'énergie n'interviennent que comme critère dans la signature du contrat et non en tant que paramètre de garantie, la nouvelle consommation spécifique ayant seulement fait l'objet d'une estimation basée sur les temps de fonctionnement attendus de chaque nouveau compresseur. Même si la nouvelle installation ne consomme pas moins d'énergie, l'exploitant ne pourra pas être accablé. L'option P4 est finalement celle qui dispose du plus important contenu en efficacité énergétique. En effet, par son financement, le prestataire permet d'augmenter le niveau de priorité d'un investissement, notamment sur les utilités qui ne constituent pas le corps de métier d'un maître d'ouvrage.

Ce type de contrat global est « redoutable » puisqu'il accélère le remplacement des installations obsolètes ou défaillantes par de nouvelles plus efficaces grâce au financement puis pérennise les économies engendrées par l'exploitation et la maintenance efficace de celles-ci. Cependant, sans garantie de résultat sur les économies d'énergie générées, le temps de retour n'est pas assuré. Même si ce contrat propose un financement par tiers, il ne peut être considéré comme un contrat de performance énergétique car les économies d'énergie ne sont pas garanties par l'exploitant. Il faut bien sûr nuancer le discours car ce contrat n'est pas représentatif de l'offre en général qui reflète finalement les besoins des maîtres d'ouvrage. Ces derniers recherchent, certes, la maîtrise voire la diminution des coûts mais sans passer nécessairement par des économies d'énergie, surtout dans un contexte ou l'énergie primaire est peu chère. Optimiser l'exploitation et la maintenance d'une utilité en l'externalisant à un professionnel est finalement plus important pour un maître d'ouvrage car cela permet de redéployer ou réduire les effectifs tout en maîtrisant les coûts.

4. Conclusion

Nous avons procédé à l'audit d'une installation de climatisation existante en valorisant les outils proposés dans le Chapitre III. Cet audit a été effectué de la façon la plus objective possible, c'est à dire sans aucune assistance ni conseil d'un quelconque fabricant de matériel, installateur ou fournisseur d'énergie. Les solutions proposées ici, même si elles sont loin d'être exhaustives, sont vraisemblablement les plus rentables car le process n'est pas bouleversé, seuls quelques équipements étant remplacés par de plus efficaces ou ajoutés. Les améliorations proposées permettent malgré tout d'envisager jusqu'à 60 % d'économies d'énergie sur les consommations des équipements de chauffage, ventilation et climatisation. Le maître d'ouvrage n'est pourtant pas prêt à investir pour le moment et l'exploitant en place ne lui propose visiblement pas de solutions.

Nous avons également analysé, en appliquant la méthode variationnelle proposée au Chapitre II paragraphe 3.4, deux contrats de services envisageables à la suite d'un audit énergétique en climatisation. Le premier propose des solutions techniques novatrices d'amélioration en garantissant le rendement énergétique de la nouvelle installation grâce à une prestation d'exploitation/maintenance optimisée. Le second garantit, par une externalisation totale, le coût énergétique global d'une fourniture d'énergie utile. Ces deux prestations, bien qu'aillant les mêmes fondements contractuels, n'ont finalement pas les mêmes ambitions. Le premier a pour vocation d'assurer les économies d'énergie que le client est en droit d'attendre de sa nouvelle installation, la réduction financière découlant alors obligatoirement et le temps de retour sur investissement étant assuré. Le second a pour vocation principale de garantir coûte que coûte la continuité de la fourniture d'énergie utile au meilleur coût, la réduction des consommations d'énergie apparaissant comme une valeur ajoutée non garantie.

Quelle que soit la prestation retenue des risques sont transférés du maître d'ouvrage vers la société de services énergétiques. A la différence des programmes d'efficacité énergétique initiés pour répondre à une volonté politique, les services énergétiques se doivent de satisfaire la demande et les besoins des clients. Leur contenu en efficacité énergétique peut paraître limité mais ce ne sont pas les seuls critères de jugement pour la qualité d'une prestation : une collectivité locale cherche à être exemplaire vis à vis de l'environnement et demande alors des consommations d'énergie minimales tandis qu'un industriel est intéressé par la réduction des coûts mais surtout par la garantie de fiabilité et de disponibilité de la fourniture afin de

pouvoir assurer la production de ses produits. Les mécanismes existants sont pertinents et permettent de traiter un grand nombre d'installations de conversion de l'énergie. Leur orientation vers davantage d'économies d'énergie résultera d'une demande plus forte de la part des utilisateurs, phénomène qui ne saurait tarder avec les nouvelles contraintes énergétiques, politiques et environnementales. En revanche, ce type de contrats ne s'adapte pas parfaitement aux applications dont les performances sont peu soumises aux dégradations et nécessitant peut de réglage et d'entretien comme l'éclairage ou l'isolation d'un bâtiment pour lesquels un pur contrat de performance énergétique de type ESCO est bien plus efficace.

Conclusion générale

Les services énergétiques constituent une réelle avancée par rapport aux actions traditionnelles de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique. Leur développement est soutenu d'abord part par la plus grande variabilité des prix de l'énergie introduite par la libéralisation du marché, ensuite par la hausse générale des tarifs attendue en réponse aux contraintes environnementales et à la raréfaction des énergies fossiles, et enfin par une réelle volonté politique.

Les services les plus puissants sont les « contrats de performance énergétique » car le prestataire qui les propose garantit financièrement des économies d'énergie et donc un temps de retour sur investissement au maître d'ouvrage. La formule contractuelle la plus aboutie consiste notamment à rémunérer le prestataire a posteriori et proportionnellement aux économies effectivement obtenues et mesurées. Ce mécanisme permet de décharger le client d'un certain nombre de risques, notamment technique et financier, inhérents aux projets de maîtrise de la demande d'énergie. Il agît finalement sur le maître d'ouvrage comme une incitation très forte aux économies d'énergie car ce dernier n'a plus besoin de porter l'investissement lui-même. Cette formule contractuelle donne donc accès à un vivier important d'économies d'énergie inaccessible par les services traditionnels car les maîtres d'ouvrage n'investissent généralement pas dans le remplacement d'installations pourtant obsolètes dès lors qu'elles sont en mesure de remplir leurs tâches.

Il faut différencier « service énergétique » d'une part et « service d'efficacité énergétique » d'autre part, les deux n'ayant pas la même vocation. Le premier est fourni en tant que valeur ajoutée à un équipement (service après vente) ou une fourniture d'énergie (comptage, facturation). Les économies d'énergie existent mais restent limitées ou incertaines et ne sont donc généralement ni garanties ni contrôlées. La seconde prestation a vocation de dégager des économies d'énergie et se base naturellement sur des investissements non négligeables par rapport à la facture énergétique de l'installation en question. Le critère « d'additionnalité » de la récente directive relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques leur impose d'apporter la preuve que leurs services dégagent un surplus d'économie d'énergie par rapport à leurs actions courantes. Ces prestations doivent donc faire l'objet d'une comptabilisation ou d'une estimation des économies d'énergie engendrées. L'audit énergétique d'un bureau d'études techniques n'a aucun contenu en efficacité énergétique et ne pourra donc pas être récompensé par des certificats d'économies d'énergie tant qu'il n'est pas suivi d'actions. Notre travail peut soutenir l'utilisation des catégories de la récente directive Européenne pour qu'elle s'enracine en pratique.

C'est également à ce niveau que les contrats d'exploitation et de maintenance d'installations de conversion d'énergie posent problème. En effet, dans la plupart des cas, soit les consommations d'énergie ne sont pas chiffrables par manque de métrologie et par conséquent les économies non plus, soit les économies d'énergie sont chiffrables globalement mais il est difficile de distinguer la responsabilité de chaque action individuelle dans l'obtention du résultat global. Le contrat P2 d'exploitation a fait ses preuves dans la garantie de disponibilité et de fiabilité de la fourniture énergétique. Toutefois, son potentiel d'économie d'énergie

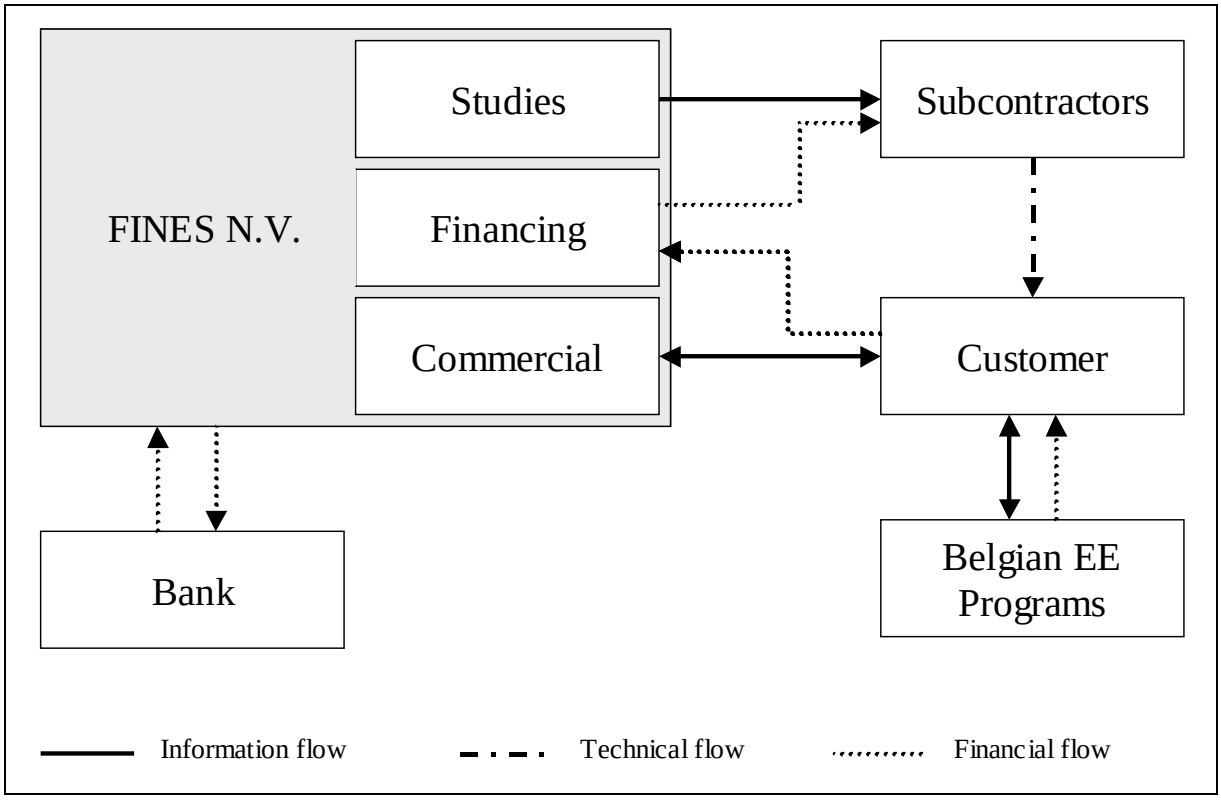
prête à discussion compte tenu des différences entre les différentes formules contractuelles (contrat de moyen ou de résultat) et sur les engagements d'augmentation du rendement énergétique ou de diminution des consommations d'énergie. Sans garantie contractuelle explicite des économies d'énergie, le potentiel d'un contrat P2 semble statistiquement limité car incertain. De plus, son paiement forfaitaire, la plupart du temps défini à priori, ne fait pas de lui un « contrat de performance énergétique » à moins qu'il n'intègre des pénalités pour manquement aux garanties précédentes. En revanche, le contrat P4 répond au critère d'additionnalité en incitant fortement les maîtres d'ouvrage à améliorer leurs installations. Combiné à un contrat P2, le contrat P4 est vraisemblablement responsable de la majeure partie des économies. Tous les exploitants ne peuvent donc pas revendiquer le nom d'ESCO et tous leurs services ne sont pas assimilables à des contrats de performance énergétique. La réglementation des économies d'énergie pourrait en tenir compte.

Un process de conversion dans une gamme moyenne de capacité justifie rarement la mise en place d'un contrat d'exploitation et de maintenance avec garantie de résultat, la métrologie et le suivi qui en découlent. De plus, certaines installations, se prêtant mal aux mesures énergétiques précises, n'autorisent alors pas de tels contrats. Les contrats d'exploitation et maintenance, quand ils sont appliqués, se résument dans ce cas à un simple contrat P2 de moyens dont le contenu en efficacité énergétique est encore plus limité. L'inspection périodique par un expert indépendant instaure un suivi minimum des installations particulièrement utile lorsqu'elles sont mal ou pas entretenues, permet de contrôler les pratiques des exploitants et de proposer des améliorations lorsque ce dernier ne remplit pas ce rôle. Nos analyses montrent que des améliorations importantes sont accessibles au niveau de la régulation et de la gestion des appareils et à des coûts limités. C'est l'enjeu du développement de nouveaux contrats d'exploitation qui feraient suite à l'inspection dans cette gamme de puissance.

L'inspection périodique a un potentiel limité sur les installations de climatisation de faible capacité, la seule action envisageable étant généralement le remplacement de l'appareil. A cette échelle, elle devrait être accompagnée voire remplacée par d'autres mesures. Une politique beaucoup plus forte pourrait passer par la fixation de performances énergétiques minimales (MEPS ou « Minimum Energy Performance Standards ») aux appareils du marché à l'instar de ce qui est fait pour les chaudières. L'étiquetage énergétique des appareils individuels ou même les MEPS permettent certes de limiter leur impact sur les consommations d'énergie mais restent impuissants face à la demande de confort pendant une canicule qui reste d'ailleurs à définir (traitement de l'inconfort par amélioration de l'enveloppe).

Annexe 1 : Exemple de contrat de performance énergétique sous mécanisme « Shared Savings » en éclairage

FINES N.V. is a Belgian ESCO created in 1997 which offers relighting services to high lighting density sites on a turn-key basis. Most of their customers are local authorities (swimming-pool, sportcenter, …) but FINES also works for the industry or office buildings. The turn-key scheme is essential to the realisation of the energy savings because it is the only way by which the customer will consider launching such works requiring technical capability, experience and management.



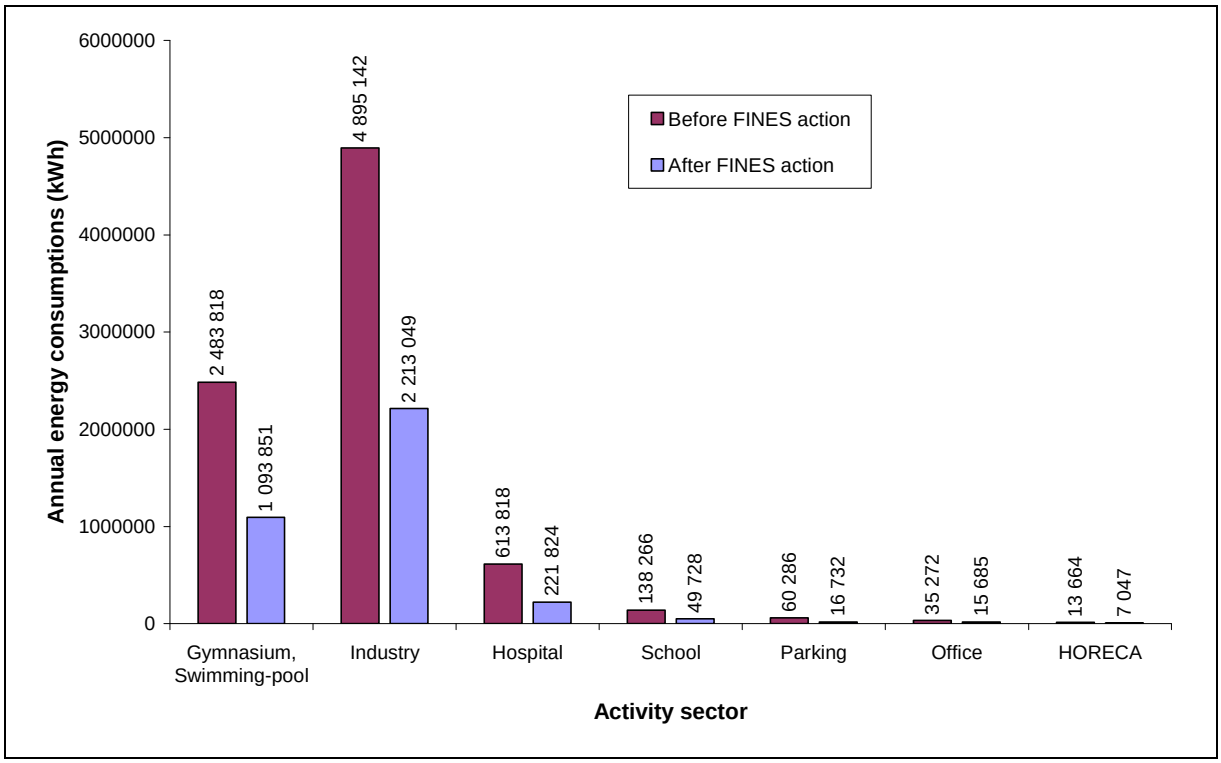
In order to make an offer, FINES does a free pre-feasibility study to prove the project can save enough energy to save money with a reasonable payback time. If the client agrees to continue, he can define exactly what their needs are in order to make a full feasibility study. When this study is positive the client is expected to continue the cooperation and it ends normally in a contract. If the client decides to cancel the project, he must pay the study costs so far.

The ESCO principally acts on ballasts, lamps (T8 and T5) and on luminaries (reflectors). The comparison with the pre-existing situation is very easy in this case (metering of consumption in operation mode). Nevertheless, additional savings can be reach using lighting management devices (occupancy sensors, dimming systems, etc…). These extra savings depend on other factors, for instance occupants' behaviour or daylight intensity, and are therefore more

difficult to monitor but still possible. Although FINES is in charge of the audit, studies and financing, the execution is realised by subcontractors.

Independent of any manufacturer, FINES guarantees savings for a minimal investment. As an ESCO, the company bears the technical risk because the contract includes an obligation of results but also the financial risk. There are two main ways to pay for this service: either the customer has the capital available to pay directly or he needs a financing plan (Third Party Financing contract). The other considered approach would be to sell new equipments to a financial company which would rent it to the customer. In the case of a TPF contract, payments are fixed and based on engineering estimates and on site verifications. Actually, before and after the relighting, energy consumptions of sample rooms are measured during a few weeks. Savings are assessed, and this assessment is the basis for the monthly payments. In most cases, the length of the payback period is about four to seven years.

The overall lighting savings potential in Belgium is estimated at 260 million euros and the electricity consumption for service and industrial sectors is evaluated respectively about 5 TWh and 1,5 TWh. Excluding technical consultants, FINES is the only ESCO specialised in relighting on this market. The potentials are enormous and cannot be transformed into reality without FINES or similar firms bearing the project risks. The guaranteed savings in lighting are between 30 and 70 percents depending on the activity sector. Energy savings generated by FINES between 1997 and 2001 are given in the following figures.



FINES is one of the GreenLight endorsers. The aim of the European GreenLight programme is to reduce the energy consumption from indoor and outdoor lighting throughout Europe, thus reducing polluting emissions and limiting the global warming. The objective is also to improve the quality of visual conditions while saving money.

Annexe 2 : Exemple de contrat de performance énergétique sous mécanisme « Guaranteed Savings » – Exploitation et maintenance d'un automate de gestion énergétique

Galva Plus is specialized in the hot galvanization of steel parts (barriers...). The main equipment that needs electricity is an induction furnace used to maintain the Zinc in fusion (450 °C). The latter is operating 24 h/24 and is on/off controlled: when the temperature of the Zinc bath passes below the set point, the furnace is commanded to heat with full power independently of the difference to this reference value. This kind of control thus does not allow to manage the amplitude of the power demand and can generate important peaks. On the other hand, when the furnace is off, the power demand of the site is low. In the framework of an approach initiated by EDF, LM Control intervenes on site in order to optimize power calls.

The invoicing of Electricity in France

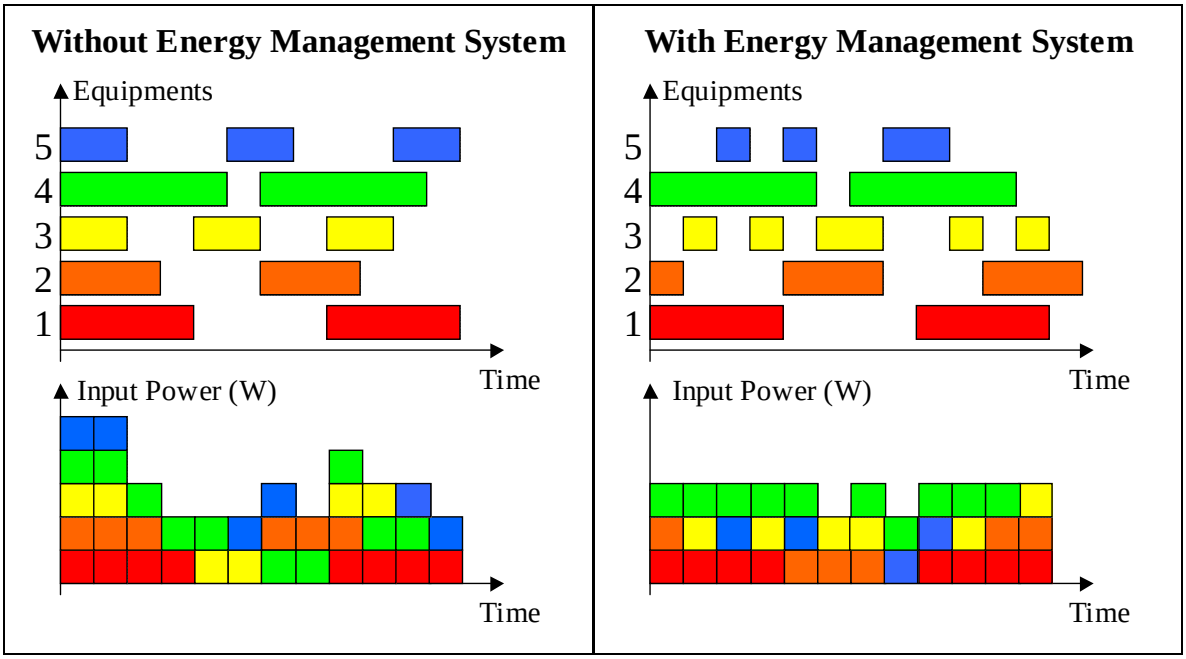
The invoicing of EDF is based on two criteria: on the one hand a subscribed power and on the other hand a price per kilowatt-hour consumed. The knowledge of consumption of the site allows to optimize tariffs by balancing the subscribed power and the possible overstepping. The subscribed power is then slightly lower than the total power absorbed. In spite of optimization, EDF is conscious that it is possible to more decrease the subscribed power and then to reduce the invoice of electricity. Indeed, EDF invoices its customers compared to their load diagram which is established by averaging the power called over ten minutes. By reducing the amplitude of power calls, it is possible to reduce the subscribed power and thus the invoice.

The energy management system

Before the energy management device is set up, each process could call power at the same time so that important peaks appeared on the load diagram. The client was then obliged to subscribe a electricity supply contract in relation to the amplitude of these peaks.

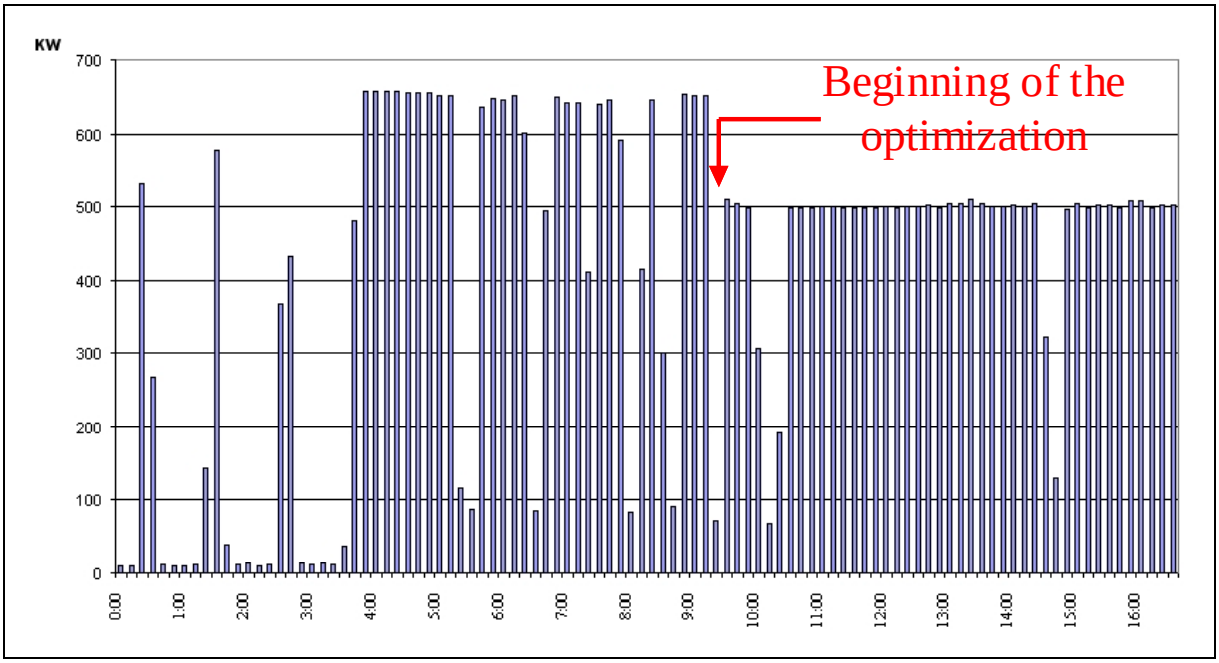
This device allows to manage power calls. Indeed, when the power called passes over the set point, the device switch the supply of certain equipments off. Also, when the power called passes below the set point, the device switch the supply of certain equipments on. The on/off priority depends on the process and the customer choices. Finally, load management with this device is possible only for equipments with inertia and is then favorable for thermal uses (furnace, cold group, …).

The specificity of the Galva Plus optimizer is that it manages only the furnace. LM Control implements a power set point into the optimizer and synchronizes its clock with the EDF network. In a 10 minutes interval, the optimizer calculates in real time the average power and avoids exceeding the power set point by ordering the stop of the heat sequence even if the Zinc bath did not reach the reference temperature. At the beginning of the next 10 minutes interval, the optimizer restores the signal to the furnace and proceeds in the same way until the reference temperature is reached.



The rise in temperature of the regulation is slower but on the other hand, this device avoids the power call peaks. During the audit, LM Control must take into account production parameters (average parts flow to galvanize). Indeed, if this flow is too high, the furnace will not have the capacity to maintain the temperature of the bath because heating periods will regularly be cut by the optimizer. The temperature will thus decrease gradually and the zinc will solidify.

The set up of this energy management device allows to reduce the peak load from 650 kW to 510 kW as showed on the following diagrams. The subscribed power can now be reduced in order to decrease the electricity bill.



The FIDELIO approach

In the optics of the opening of the markets of energy, EDF initiated a policy called FIDELIO for customer loyalty building. EDF selected two ESCOs (LM Control and Energie System) specialized in energy management. This approach includes four separated phases in order not to invoice all the service if the project is not feasible (phase 1 report) or if the customer decides not to apply the recommended solutions (phase 2 report):

- Feasibility study (1000 €): EDF determines the equipments that are the principal cause of power calls and makes a report favorable or not to the prolongation of the approach.
- Audit (3500 €): The ESCO measures the consumption of considered equipments during the ten days period which is as representative of the real consumption of the site as possible. The ESCO also takes into account the will of the customer (investment, mark of the device, payback time etc...) as well as production parameters. A report including a technical solution (type of optimizer) with engagement of results on the generated savings is finally proposed.
- Works management (3000 €): The installation can be supervised either by the customer or by the ESCO. The device and its installation (25000 €) are not included in the price.
- Follow-up (one year, price to be negotiated with the ESCO): The ESCO intervenes in order to adjust the optimizer. Indeed, the measurement campaign is not completely representative, it is sometimes necessary to intervene.

By this approach, EDF wants to decrease of a minimum of 10 % the bill of its customers with a return on investment lower than two years.

Interest of such an approach

The main use of this optimizer is to reduce the electricity invoice by smoothing the load diagram. However, in the French current context of low electricity price, this process represents an important behavioral change because it leads to define a maximum parts flow to galvanize and thus limits power calls.

The interest for EDF is double: The management of the electricity production is easier when the overall load diagram is flat. However, due to the opening of energy markets, the comparison of supplier tenders became possible and thus could not be in favor of EDF without optimization. This process is thus a way to develop the loyalty of the customer by proposing solutions to reduce the electricity bill without any supplier switching.

Annexe 3 : Exemple de contrat de performance énergétique sous mécanisme « Guaranteed Savings » – Exploitation et maintenance d'une gestion technique de bâtiment

L'installation thermique du Carrousel du Louvre est composée de groupes froid produisant et stockant de l'eau glacée pendant la nuit afin de faire face au besoins thermiques du site et d'une centrale de traitement d'air. Le Carrousel du Louvre est décomposé en deux entités distinctes :

- La galerie commerciale dont les parties communes ainsi que les commerces sont alimentés en électricité, en eau glacée et en air traité.
- La zone d'exposition qui est alimentée de la même façon mais dont les contraintes en termes de confort sont d'une part plus importantes et d'autre part variables en fonction de la représentation.

Outre leur indépendance en termes de confort, ces deux entités ne disposent pas du même contrat chez le fournisseur d'électricité. En 1999, Energie Système propose à son client d'installer une gestion technique de bâtiment (GTB) sur le site en garantissant des économies financières.

Fonctionnement de la GTB

La GTB gère un ensemble complexe d'équipements de chauffage, de production d'eau glacée, de renouvellement d'air et d'éclairage. Elle régule l'ensemble des équipements en fonction des températures de consigne et de l'occupation tout en optimisant les appels de puissance. Cette installation émet différentes alarmes afin d'avertir l'exploitant d'un dysfonctionnement de l'installation et d'intervenir le plus rapidement possible.

Ce dispositif permet d'optimiser les appels de puissance afin de respecter les puissances souscrites dans le contrat EDF. Elle constitue de plus un atout primordial dans l'optique de l'ouverture des marchés de l'énergie. En effet, le dispositif de comptage général et par usage permet de déterminer précisément les besoins des différents équipements et donc de rechercher le fournisseur ou l'offre tarifaire le plus adapté.

Prestation fournie par Energie Système

Energie Système propose à la direction du centre commercial d'installer une GTB au prix de 335400 €. La SSEE garantit alors au client des économies financières annuelles de 109700 € et donc un temps de retour d'environ trois ans. Dans le cadre de la prestation associée, le client signe avec Energie Système un contrat (4 ans avec tacite reconduction) de télégestion de l'installation (similaire au P2) qui lui est facturé 12200 €/an. Cette prestation ne comprend ni petit entretien, ni présence humaine, ni définition de besoin en travaux divers, ce qui justifierait un nom différent (P2*). L'entreprise est donc rémunérée sur les économies réalisées par rapport à une référence définie en commun. De plus, Energie Système prend en charge l'entretien de son installation (automates, serveur etc…) dans le cadre d'un contrat de

maintenance (similaire au P3) facturé 12880€ par an. La SSEE n'est pas responsable de l'installation thermique en elle même.

Bilan des consommations

Zone commerciale

Le tarif adapté aux consommations d'électricité de l'installation thermique de la galerie marchande est le tarif Vert A8 EJP Très Longues Utilisations (TLU) d'EDF. Le bilan énergétique et financier annuel de la galerie marchande avant et immédiatement après la prise en main du contrat en 1999 par Energie Système est présentée dans le tableau suivant :

	Puissance souscrite par tranche (kW) Tarif Vert A8 EJP TLU							Consommation électrique	
	PM	HH	HD	HPE	HCE	JA	Prime fixe (€)	Consommation (MWh)	Facture (€)
Avant	1080	1540	1540	1540	1540	1540	136000	7301	361600
Après	800	1100	1100	1400	1400	1400	103375	6235	328030

Les puissances souscrites à l'origine avaient engendré des pénalités de 1892 € pour dépassements. L'optimisation des appels de puissance et des consommations de l'installation de climatisation a permis de diminuer les puissances souscrites dans le contrat et même de supprimer les dépassements.

Zone d'exposition

Le tarif adapté aux consommations d'électricité de l'installation thermique de la zone d'exposition est le tarif Vert A5 Moyennes Utilisations (MU) de EDF. Le bilan énergétique et financier annuel de la zone d'exposition avant et immédiatement après la prise en main du contrat par Energie Système est présentée dans le tableau suivant :

	Puissance souscrite par tranche (kW) Tarif Vert A5 MU						Consommation électrique	
	P	HPH	HCH	HPE	HCE	Prime fixe (€)	Consommation (MWh)	Facture (€)
Avant	1450	1600	1600	1600	1600	60540	3569	226920
Après	800	1000	1100	1100	1100	37340	3267	206490

Cette optimisation effectuée par la GTB a permis de réduire les puissances souscrites dans le contrat avec EDF ainsi que les consommations d'énergie électrique. Les économies financières réalisées dès la première année sont de 55825 € sur la prime fixe et de 53400 € sur les consommations d'énergie. La garantie a donc bien été respectée compte tenu des DJU. Enfin, la GTB permet d'économiser annuellement 1368 MWh soient 164 tCO_2 au taux EDF moyen de 120 gCO_2/kWh.

Progrès continu

Pendant le contrat, Energie Système continue à améliorer les performances de sa GTB. Pour l'année 2002, la SSEE a notamment diminué les puissances souscrites pour la galerie et

continué d'optimiser les consommations d'énergie. Le tableau suivant présente les économies financière et d'énergie primaire par rapport à l'année de référence du contrat.

	Economies énergétique et financière			
	Consommations		Prime fixe	Dépassement
	MWh	€	€	€
Commerciale	2017	96780	63700	1892
Exposition	1320	123240	23200	0
Total	3337	220020	86900	1892

Pour l'année 2002, les économies d'énergie par rapport à l'année de référence s'élèvent à 3337 MWh soient 400 tCO_2 au taux EDF moyen de 120 gCO_2/kWh. Au bout de deux années de contrat, le service a permis d'économiser en moyenne 154406 €/an et donc la garantie est atteinte et même dépassée. Le temps de retour sur investissement est alors estimé à deux ans et demi compte tenu des économies moyennes annuelles. De plus, compte tenu des informations accumulées depuis le début du contrat, l'ESCO étudie une diminution des puissances souscrites pour la zone d'exposition ainsi qu'une réunion des deux contrats sur un seul ce qui engendrerait d'avantage d'économies.

Annexe 4 : Evaluation forfaitaire[1] de l'inertie thermique d'un bâtiment complet ou d'une zone particulière

La détermination de la classe d'inertie d'un logement (ou d'une partie de logement, dans le cas éventuel d'un duplex ou d'une maison individuelle à plusieurs niveaux) peut se faire de manière forfaitaire par application du tableau classe d'inertie ci-après:

Plancher bas	Plancher haut	Paroi verticale	Classe d'inertie
Lourd	Lourd	Lourde	Très Lourde
X	lourd	Lourde	Lourde
Lourd	X	Lourde	Lourde
Lourd	Lourd	X	Lourde
X	X	Lourde	Moyenne
X	Lourd	Lourde	Moyenne
Lourd	X	X	Moyenne
X	X	X	Très Légère

La classe d'inertie d'un bâtiment ou d'une zone thermique comportant plusieurs niveaux est celle du niveau le plus défavorisé (le plus souvent le dernier niveau). Les définitions des planchers bas, planchers haut et paroi verticale lourds sont les suivantes.

Plancher haut lourd

- ✓ Plancher sous toiture (terrasse, combles perdus, rampant lourd) :
  → Béton plein de plus de 8 cm, isolé par l'extérieur et sans faux plafond*
- ✓ Sous-face de plancher intermédiaire :
  → Béton plein de plus de 15 cm sans isolant et sans faux plafond*
- ✓ Tout plancher ayant 5 points d'inertie ou plus pour sa face intérieure

Plancher bas lourd

- ✓ Face supérieure de plancher intermédiaire avec un « revêtement sans effet thermique » :
  → Béton plein de plus de 15 cm
  → Chape ou dalle de béton de 4 cm ou plus sur entrevous lourds (béton, terre cuite), sur béton cellulaire armé ou sur dalles alvéolées en béton

[1] Méthode proposée dans la réglementation thermique française RT2000

* Ne sont considérés que les faux plafonds possédant une lame d'air non ventilée ou faiblement ventilée (moins de 1500 mm² d'ouverture par m² de surface), couvrant plus de la moitié de la surface du plafond du niveau considéré

- ✓ Plancher bas avec isolant thermique en sous-face avec un revêtement « sans effet thermique » :
  - → Béton plein de plus de 10 cm d'épaisseur
  - → Chape ou dalle de béton de 4 cm ou plus sur entrevous lourds (béton, terre cuite), sur béton cellulaire armé ou sur dalles alvéolées en béton
  - → Dalle de béton de 5 cm ou plus sur entrevous en matériau isolant

- ✓ Plancher ayant 5 points d'inertie ou plus pour sa face intérieure

Paroi verticale lourde

Un niveau de bâtiment possède une paroi verticale lourde si elle remplit l'une ou l'autre des conditions suivantes:

- ✓ La surface de mur est au moins égale à 0,9 fois la surface de plancher (maisons individuelles), murs de façade et pignons isolés par l'extérieur avec à l'intérieur :
  - → Du béton plein (banché, bloc, préfabriqué) de 7 cm ou plus
  - → Des blocs d'agglos de béton de 11 cm ou plus
  - → Des blocs perforés en béton de 10 cm ou plus
  - → Des blocs creux en béton de 11 cm ou plus
  - → Des briques pleines ou perforées de 10,5 cm ou plus

- ✓ Murs extérieurs à isolation répartie de 30 cm minimum, avec un cloisonnement réalisé en blocs de béton, en briques plâtrières enduites ou en carreaux de plâtre de 5 cm minimum ou en béton cellulaire de 7 cm minimum

- ✓ Ensemble de doublage intérieur des murs extérieurs et de cloisonnement de 5 cm minimum réalisé en blocs de béton, en briques enduites ou en carreaux de plâtre

- ✓ La taille moyenne des locaux est inférieure à 30 m² (bâtiments d'habitation, bureaux) et les murs cloisonnement intérieurs lourds sont réalisés en :
  - → Béton plein de 7 cm minimum
  - → Blocs de béton creux ou perforés de 10 cm minimum
  - → Briques pleines ou perforées de 10,5 cm minimum
  - → Autres briques de 15 cm minimum avec enduit de plâtre sur chaque face

- ✓ Ensemble de murs façade et pignon et de cloisons ayant au total 7 points d'inertie ou plus

Annexe 5 : Obligations concernant la climatisation dans des réglementations thermiques (RT)

Obligations de la Réglementation Thermique de 1988 [ARRA88]

Art. 35. - Si la fourniture de froid n'est pas limitée centralement en fonction des conditions extérieures et si l'installation dessert un ou plusieurs locaux d'une surface totale de plus de 40 m², il doit être prévu :

- Soit des dispositifs maintenant en position fermée les ouvrants de ces locaux lorsque la climatisation fonctionne, tels que les occupants ne puissent normalement les déverrouiller, dans la limite des prescriptions des règlements pris en matière de sécurité.
- Soit un dispositif arrêtant automatiquement l'émission de froid en cas d'ouverture des ouvrants.

Les portes d'accès à un bâtiment climatisé par machine frigorifique doivent être équipées d'un dispositif de fermeture après passage.

Art. 36. - Toute installation de climatisation par machine frigorifique doit comporter par local desservi un ou des dispositifs d'arrêt et de réglage automatique de la fourniture de froid en fonction de la température intérieure.

Toutefois, ce ou ces dispositifs peuvent être communs à plusieurs locaux ayant une surface totale d'au plus 400 m² si la fourniture de froid est limitée centralement en fonction des conditions extérieures, et 100 m² dans le cas contraire, et satisfaisant aux conditions suivantes :

- ils ont le même mode d'occupation ;
- ils ont les mêmes apports internes ;
- ils ont la même exposition ;
- ils ont le même niveau d'indice solaire ;
- ils sont de la même classe d'inertie thermique.

Les deux fonctions, arrêt et réglage automatique, peuvent être assurées par le même dispositif.

Art. 37. - Dans un même local, il ne doit pas y avoir simultanément fourniture de chaleur et de froid. Toutefois. Les systèmes réalisant cette double fourniture, mais permettant de récupérer la chaleur associée à la production de froid, peuvent être utilisés sous réserve qu'ils ne conduisent pas à une augmentation des consommations d'énergie.

Art. 38. - Dans les locaux desservis par une installation de climatisation par machine frigorifique, les parois transparentes ou translucides exposées au soleil doivent être constituées ou équipées de façon à être efficacement protégées du soleil.

Dans les zones E1, E2, E3, cette efficacité pourra être réduite si, en période de chauffage, les machines frigorifiques servent au transfert de la chaleur des locaux ensoleillés demandant du froid vers d'autres locaux demandant de la chaleur. Cette réduction ne devra pas nuire au confort thermique des locaux ni entraîner une majoration de la consommation globale.

Art. 39. - La conception des systèmes de ventilation d'une climatisation par machine frigorifique doit être telle que leurs dépenses d'énergie soient limitées au niveau le plus faible

compatible avec les prescriptions des règlements pris en matière de santé, d'hygiène et de sécurité.

Art. 40. - En période de chauffage la régulation de l'humidification d'un air amené, prévue à l'article 30 ci-dessus, ne doit pas utiliser de froid fourni par les machines frigorifiques.

Art. 41. - Un dispositif doit permettre de suivre les consommations d'énergie des machines frigorifiques lorsque les organes assurant la production de froid ont une puissance frigorifique totale égale ou supérieure à 50 kW.

Art. 42. - Dans le cas de surélévations ou d'additions à des bâtiments existants les dispositions du présent chapitre sont applicables uniquement à ces surélévations ou additions.
Ces dispositions ne s'appliquent que lorsque la surface des surélévations ou additions est supérieure à 150 m² ou, si la hauteur sous plafond excède 3 m, lorsque leur volume est supérieur à 400 m².

Obligations de la Réglementation Thermique de 2000 [ARRN00]

Art. 41. - Dans le cas d'un bâtiment à usage autre que d'habitation, les systèmes mécanisés spécifiques de ventilation doivent être munis de dispositifs permettant, en période de chauffage, de limiter les débits aux valeurs minimales résultant des règlements d'hygiène en cas d'inoccupation ou de non-pollution des locaux.

Art. 43. - Les dispositifs permettant le refroidissement en saison chaude des locaux par accroissement des débits au-delà de ceux requis pour les besoins d'hygiène, doivent être munis de dispositifs qui condamnent cet accroissement lorsque le chauffage fonctionne.

Art. 44. - Les réseaux de ventilation sont isolés dans les cas suivants :

- pour les réseaux d'air soufflé réchauffé ou refroidi, dans les parties situées entre le dispositif de chauffage ou de refroidissement et la limite du local où a lieu le soufflage à l'exception de la partie située entre le local et l'organe de réglage pour les réseaux d'air froid […]

Art. 65. - Dans le cas de bâtiments à usage autre que d'habitation, les locaux climatisés doivent être pourvus de dispositifs spécifiques de ventilation

Art. 66. - Les portes d'accès à un bâtiment climatisé à usage autre que d'habitation doivent être équipées d'un dispositif assurant leur fermeture après passage.

Art. 67. - Les pompes des installations de climatisation doivent être munies de dispositif permettant leur arrêt.

Art. 68. - Une installation de climatisation doit comporter par local desservi un ou plusieurs dispositifs d'arrêt manuel et de réglage automatique de la fourniture de froid en fonction de la température intérieure.

Toutefois :

- Lorsque le froid est fourni par un système à débit variable, ce dispositif peut être commun à des locaux d'une surface totale maximale de 100 m² sous réserve que la régulation du débit se fasse sans augmentation de la perte de charge.
- Lorsque le froid est fourni par un plancher rafraîchissant, ce dispositif peut être commun à des locaux d'une surface totale maximale de 150 m².
- Pour les systèmes de « ventilo-convecteurs à deux tubes froids seuls », l'obligation du premier alinéa est considérée comme satisfaite lorsque chaque ventilateur est asservi à la température intérieure et que la production et la distribution d'eau froide sont munies d'un dispositif permettant leur programmation.

Art. 69. - Avant émission finale dans le local, sauf dans le cas où le chauffage est obtenu par récupération sur la production de froid, l'air ne peut être chauffé puis refroidi, ou refroidi puis réchauffé, par des dispositifs utilisant de l'énergie et destinés par conception au chauffage ou au refroidissement de l'air.

Art. 70. - Pour les bâtiments à usage autre que d'habitation, si la surface climatisée dépasse 400 m², un ou des dispositifs doivent permettre de suivre les consommations de climatisation et de mesurer la température intérieure d'au moins un local par partie de réseau de distribution.

Obligations de la Réglementation Thermique de 2005 [ARRM06]

Les articles précédents de la RT 2000 sont inchangés et restent en vigueur dans la RT 2005. L'article 68, qui devient l'article 71, se trouve légèrement modifié :

Art. 71. - Une installation de refroidissement doit comporter par local desservi un ou plusieurs dispositifs d'arrêt manuel et de réglage automatique de la fourniture de froid en fonction de la température intérieure.

Toutefois :

- […]
- Pour les bâtiments résidentiels et d'hébergement rafraîchis par refroidissement de l'air neuf sans accroissement des débits traités au-delà du double des besoins d'hygiène, l'obligation du premier alinéa est considérée comme satisfaite si la fourniture de froid est, d'une part, régulée au moins en fonction de la température de reprise d'air et la température extérieure et, d'autre part, est interdite en période de chauffage.

Annexe 6 : méthode de dimensionnement par bilan détaillé des charges thermiques pièce par pièce

Méthode de dimensionnement proposée par Leroy Merlin à ses clients

Description de la pièce à climatiser		Calcul		Surface	Cœff	Apports calorifique
		L longueur	l largeur	M²		Watts
Simple vitrage sans store (S-S/E-O-S/O-E)					x 400	
Double vitrage sans store (S-S/E-O-S/O-E)					x 350	
Simple vitrage avec store (S-S/E-O-S/O-E)					x 160	
Double vitrage avec store (S-S/E-O-S/O-E)					x 90	
Vitrage à l'ombre					x 50	
Murs extérieurs ensoleillés, isolés					x 7	
Murs extèrieurs ensoleillés, non isolés					x 20	
Murs à l'ombre isolés					x 5	
Murs à l'ombre non isolés					x 11	
Plancher isolé					x 8	
Plancher non isolé					x 15	
Plafond isolé					x 5	
Plafond non isolé					x 10	
Plafond non isolé (en dessous du toit)					x 20	
Occupation de la pièce		Nombre		Puissance totale	Coeff	Apports calorifiques
Nombre d'occupants					x 150	
Apports supplémentaires	appareils électriques				x 1	
	lampes				x 1	
	moteurs				x 1	
				BILAN FRIGORIFIQUE TOTAL =		

Méthode de dimensionnement proposée par Carrier à ses clients

DESCRIPTION		QUANTITE		FACTEUR Temp ext.°C 32	35	38	PUISSANCE W
1 FENETRES EXPOSÉES AU SOLEIL		S. ouE	m^2x	132	142	158	=
Ne prendre que l'exposition qui donne le résultat le plus élevé		S. O	m^2x	243	252	267	=
		O	m^2x	299	315	330	=
2 FENETRES NON COMPRISES EN -1-		NO ET SE	m^2x	180	190	205	=
3 MURS EXPOSÉS AU SOLEIL			m^2x	63	79	94	=
Prende la même exposition qu'en -1-		Mur léger	m.lin.x	58	67	77	=
4 TOUS MURS NON COMPRIS EN -3-		Mur lourd	m.lin.x	38	48	58	=
5 CLOISONS Toutes cloisons intérieures			m.lin.x	24	34	43	=
adjacentes à un local non climatisé			m.lin.x	20	29	38	=
6 PLAFOND	Local non climatisé au dessus		m^2x	3	9	16	=
ou TOITURE	Plafond avec	Non isolé	m^2x	26	31	41	=
(Prendre l'un	mansarde au dessus	Isolation 50mm	m^2x	9	9	13	=
ou l'autre)	Terrasse avec plafond	Non isolé	m^2x	22	26	28	=
	au dessous	Isolation 50mm	m^2x	9	9	13	=
	Toiture	Non isolé	m^2x	9	9	13	=
7 PLANCHER	Local non conditionné au dessous ou sur vide sanitaire		m^2x	6	9	13	=
8 OCCUPANTS	(Comprend le renouvellement d'air passant						
	dans l'appareil)	Nbre d'occup.	Pers.x		293		=
9 ECLAIRAGE ET			Wx				=
APPAREILS ELECTRIQUES (en fonctionnement)							
10 PORTES OU BAIES CONTINUELLEMENT OUVERTES			m.lin.x	240	240	288	=
SUR UN LOCAL NON CLIMATISE							

Annexe 7 : Débits hygiéniques minimaux de renouvellement de l'air dans un bâtiment

Débits hygiéniques minimaux de renouvellement de l'air dans un bâtiment recommandés par l'ASHRAE [ASHR62]

Zone « non-polluée »			
Usage		**Non-fumeur**	**Fumeur**
Enseignement	Ecole, collège, lycée	15 m^3/h/pers	
	Lycée, université	18 m^3/h/pers	
	Atelier, laboratoire	18 m^3/h/pers	
Repos	Dortoir, chambre	18 m^3/h/pers	25 m^3/h/pers
Bureau	Bureaux, banque, bibliothèque	18 m^3/h/pers	25 m^3/h/pers
Réunion	Salle de réunion, amphithéâtre, lieu de culte, discothèque, salle de concert	18 m^3/h/pers	30 m^3/h/pers
Commerce	Magasin, grande surface	22 m^3/h/pers	
Restauration	Restaurant, bar, cantine	22 m^3/h/pers	30 m^3/h/pers
Sport	Piscine (par occupant)	22 m^3/h/pers	
	Autre (par sportif)	25 m^3/h/pers	
	Général (par spectateur)	18 m^3/h/pers	30 m^3/h/pers

Zone à « pollution » spécifique		
Usage		**Non-fumeur**
Pièce individuelle	Salle de bain, toilettes	15 m^3/h/pièce
Pièce collective	Toilettes indépendantes	30 m^3/h/pièce
	Salles de bain indépendantes	45 m^3/h/pièce
	Salles de bain/toilettes indépendantes	60 m^3/h/pièce
	Douches et toilettes	30 + 15n m^3/h/pièce*
	Lavabos collectifs	10 + 15n m^3/h/pièce*
	Lingerie	5 m^3/h/m^2
Cuisine	Petite	15 m^3/h/repas
	<150 repas simultanés	25 m^3/h/repas
	<500 repas simultanés	20 m^3/h/pièce; >3750 m^3/h
	<1500 repas simultanés	15 m^3/h/pièce; >10000 m^3/h
	>1500 repas simultanés	10 m^3/h/pièce; >22000 m^3/h
* : n est le nombre d'équipements dans la zone		

Annexe 8 : Détermination des performances énergétiques des machines frigorifiques à partir de l'année de fabrication

EER minimal, moyen et maximal des différents types de groupes de production d'eau glacée en 1998 [ADNO03]

	Cooling Capacity (kW)	Number of models	EER min.	EER aver.	EER max.
Packaged Cooling only Air-cooled Conditioning	≤50 kW	174	1,9	2,55	3,3
	50 kW – 100 kW	102	1,93	2,49	3,04
	100 kW – 300 kW	99	2,12	2,53	2,85
	300 kW – 500 kW	4	2,52	2,56	2,59
	>500 kW	6	2,41	2,57	2,66
Packaged Reverse cycle Air cooled Conditioning	≤50 kW	105	1,9	2,48	2,96
	50 kW – 100 kW	35	1,99	2,43	2,84
	100 kW – 300 kW	14	2,1	2,49	2,73
	300 kW – 500 kW	5	2,56	2,73	2,86
Packaged Reverse cycle Air cooled Floor cooling/heating	≤50 kW	6	3,31	3,34	3,39
Packaged Cooling only Water cooled Conditioning	≤50 kW	8	3,31	3,75	4,06
	50 kW – 100 kW	10	3,55	3,77	3,96
	100 kW – 300 kW	31	2,9	3,72	4,05
	300 kW – 500 kW	20	3,16	3,79	4,04
	>500 kW	15	2,9	3,62	4,09
Packaged Reverse cycle Water cooled Conditioning	≤50 kW	8	2,99	3,28	3,5
	50 kW – 100 kW	5	2,9	3,18	3,5
	100 kW – 300 kW	3	2,9	3,45	3,8
	300 kW – 500 kW	5	3,85	3,94	3,98
	>500 kW	7	3,84	3,98	4,09
Remote condenser Cooling only Water cooled Conditioning	≤50 kW	6	3,13	3,32	3,53
	50 kW – 100 kW	3	3,16	3,2	3,25
	100 kW – 300 kW	14	2,96	3,27	3,7
	300 kW – 500 kW	6	2,87	3,18	3,46
	>500 kW	7	2,76	3,03	3,29

EER minimal, moyen et maximal des groupes frigorifiques en 1998 en fonction du type de compresseur utilisé [ADNO99]

Compressor	Condenser	EER min.	EER aver.	EER max.
Scroll	**Air**	1,9	2,5	3,39
	Water	3,11	3,51	4
Screw	**Air**	2,35	2,5	4
	Water	3,65	3,91	4,09
Reciprocating	**Air**	2,16	2,52	2,74
	Water	2,99	3,54	4,06

EER minimal, moyen et maximal des différents types de climatiseur individuel en 1996 [ADNO99]

	Power supply	Cycle	Condenser	EER min.	EER aver.	EER max.
Multi-Split	230 V/1-Phase	Cooling Only	Air	1,91	2,70	3,74
		Reversible	Air	2,08	2,53	2,94
	400 V/3-Phases	Cooling Only	Air	1,91	2,66	3,32
		Reversible	Air	2,10	2,34	2,55
Split	230 V/1-Phase	Cooling Only	Air	1,54	2,53	3,56
			Water	2,70	2,75	2,88
		Reversible	Air	1,45	2,48	3,45
	400 V/3-Phases	Cooling Only	Air	1,59	2,40	3,25
		Reversible	Air	1,70	2,46	3,20
Packaged	230 V/1-Phase	Cooling Only	Air	1,88	2,38	2,77
			Water	2,11	3,32	5,42
		Reversible	Air	1,93	2,32	2,84
			Water	2,26	3,20	5,31
	400 V/3-Phases	Cooling Only	Air	1,79	2,38	2,97
			Water	3,08	3,55	4,39
		Reversible	Air	1,79	2,44	2,97
			Water	2,42	3,67	4,33
Single-Duct	230 V/1-Phase	Cooling Only	Air	1,35	2,07	3,09
			Water	2,10	2,33	3,62

Extrapolation des performances énergétiques aux années précédentes

D'après le graphique [KRAR00] suivant, l'évolution des performances moyennes COP/EER/SEER(n) des machines frigorifiques du marché de l'année n suit la loi suivante :

$$\frac{\Delta COP / EER / SEER(n)}{\Delta n} = 0{,}06$$

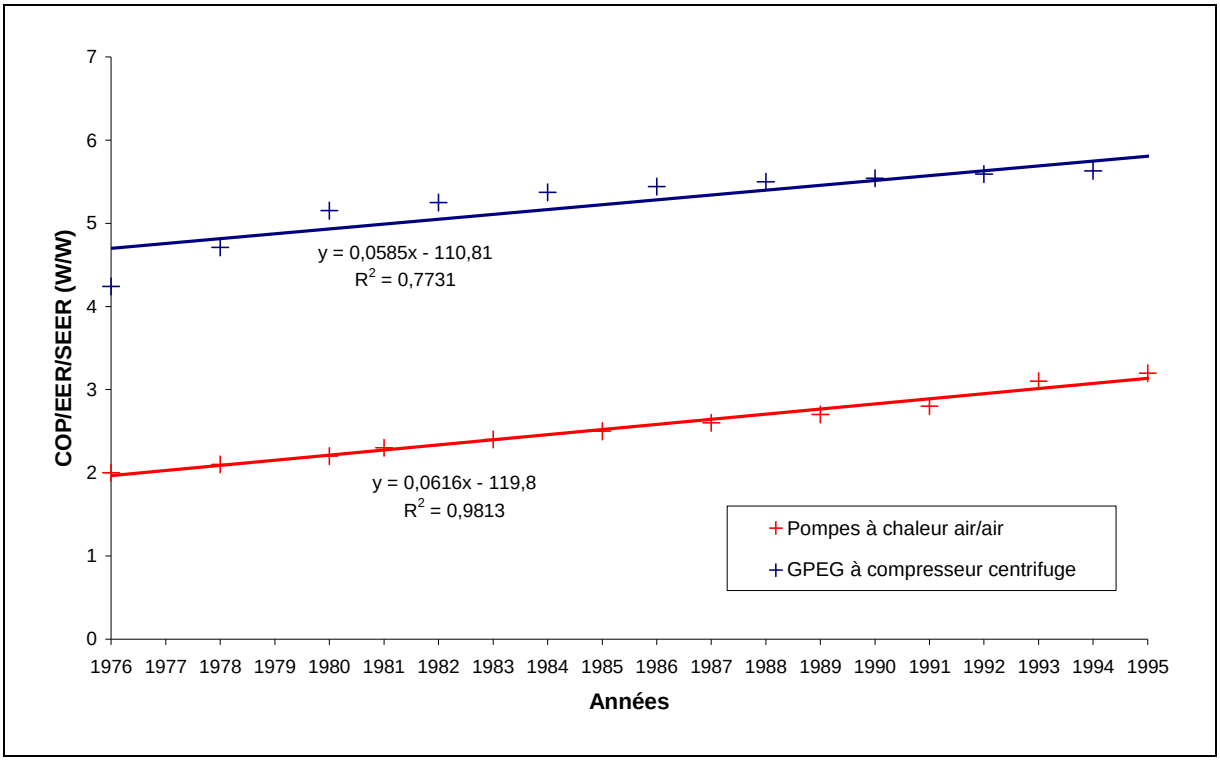
Si les performances moyennes COP/EER/SEER(i) des machines frigorifiques sont connues pour l'année i, il est possible d'extrapoler les performances moyennes COP/EER/SEER(j) des machines frigorifiques sont connues pour l'année j en appliquant la loi de décroissance suivante :

$$COP/EER/SEER(j) = 0{,}06(j - i) + COP/EER/SEER(i)$$

En utilisant les données statistiques d'Eurovent en 1996 pour les climatiseurs individuels et en 1998 pour les groupes de production d'eau glacée combinées à cette loi, il est possible d'estimer grossièrement entre quelles valeurs extrêmes se situe l'EER d'un équipement de climatisation depuis 1976.

A partir de 1995, tous les appareils certifiés par Eurovent sont répertoriés dans la base de données de l'association à l'adresse Internet :
http://www.eurovent-certification.com/fr/Ingenieurs_conseils/Ingenieurs_conseils.php?rub=04&srub=01&ssrub=&lg=fr

Croissance avec le temps des performances énergétiques des machines thermodynamiques



Annexe 9 : Performances énergétiques saisonnières des GPEG selon l'EMPE (AIRCARR, Italie) et l'IPLV (ARI, Etats-Unis)

Groupes de production d'eau glacée munis d'un condenseur à air

air condensation: IPLV – EMPE % value compared to rated EER to calculate the corresponding energy index, multiply the rated EER for the table value			
Total steps	**Types of chiller**	**IPLV**	**EMPE**
1	1 Reciprocating, On – Off (1 circuit)	131%	107%
	1 circuit, 1 Scroll On – Off (1 circuit)	147%	113%
2	2 Reciprocating, Twin (1 circuit)	170%	135%
	1 Reciprocating, double speed (1 circuit)	167%	132%
	1 Reciprocating, 4 cylinders 2 steps (1 circuit)	165%	130%
	2 Scroll, Twin (1 circuit)	190%	153%
	2 Reciprocating, On – Off (2 circuits)	131%	107%
	2 Scroll, On - Off (2 circuits)	147%	113%
3	1 Reciprocating, 6 cylinders 3 steps (1 circuit)	172%	137%
	3 Scroll, Twin (1 circuit)	197%	157%
	1 screw, optimized at cr=2.5 – 3 steps (1 circuit)	175%	135%
	1 screw, optimized at cr=3.5 – 3 steps (1 circuit)	140%	106%
4 or more	1 Reciprocating, 8 cylinders 4 steps per circuit	173%	139%
	2 Reciprocating, 4 cylinders 2 steps per circuit	166%	132%
	2 Reciprocating, Twin per circuit	172%	136%
	2 Reciprocating, double speed per circuit	169%	134%
	2 Scroll, Twin per circuit	195%	155%
	2 Screw, optimized at cr=2.5 – 2 steps per circuit	169%	134%
	2 Screw, optimized at cr=3.5 – 2 steps per circuit	134%	104%
	1 Reciprocating, On – Off per circuit	131%	107%
	1 Scroll, Twin, On Off per circuit	147%	113%
	1 Screw, optimized at cr=2.5 On Off per circuit	142%	112%
	1 Screw, optimized at cr=3.5 On Off per circuit	123%	106%

Continuous control	Reciprocating, inverter control	180%	146%
	Screw, optimized cr=2.5 inverter control	193%	158%
	Screw, optimized cr=3.5 inverter control	149%	129%
	Screw, optimized cr=2.5 slide control	157%	118%
	Screw, optimized cr=3.5 slide control	121%	106%
	Centrifugal, inverter and vane control	199%	160%
	Centrifugal, vane control	177%	137%

Groupes de production d'eau glacée munis d'un condenseur à eau

Water condensation: IPLV – EMPE % value compared to rated EER

to calculate the corresponding energy index, multiply the rated EER for the table value

Total Steps	Type of chiller	IPLV	EMPE
1	1 Reciprocating, On – Off (1 circuit)	115%	101%
	1 circuit 1 Scroll, On – Off (1 circuit)	121%	102%
2	2 Reciprocating Twin (1 circuit)	147%	129%
	1 Reciprocating, double speed (1 circuit)	144%	126%
	1 Reciprocating, 4 cylinders 2 steps (1 circuit)	142%	124%
	2 Scroll Twin (1 circuit)	145%	131%
	2 Reciprocating, On – Off (2 circuits)	115%	101%
	2 Scroll On - Off (2 circuits)	121%	102%
3	1 Reciprocating, 6 cylinders 3 steps (1 circuit)	141%	125%
	3 Scroll Twin (1 circuit)	133%	122%
	1 screw, optimized at cr=2.5 – 3 steps (1 circuit)	131%	111%
4 or more	1 reciprocating, 8 cylinders 4 steps per circuit	152%	132%
	2 Reciprocating, 4 cylinders 2 steps per circuit	142%	124%
	2 Reciprocating, Twin per circuit	147%	129%
	2 Reciprocating, double speed per circuit	149%	131%
	2 Scroll Twin per circuit	145%	126%
	2 Screw, optimized at cr=2.5 – 2 steps per circuit	123%	110%
	1 Reciprocating, On – Off per circuit	115%	101%
	1 Scroll Twin, On Off per circuit	121%	102%
	1 Screw, optimized at cr=2.5 On Off per circuit	117%	102%
Continuous control	Reciprocating, inverter control	158%	137%
	Screw, optimized cr=.,5 inverter control	160%	139%
	Screw, optimized cr=2.5 slide control	126%	105%
	Centrifugal, inverter and vane control	125%	113%
	Centrifugal, vane control only	113%	100%

Annexe 10 : Extrapolation du débit de fluide à partir des courbes caractéristiques d'un organe du réseau

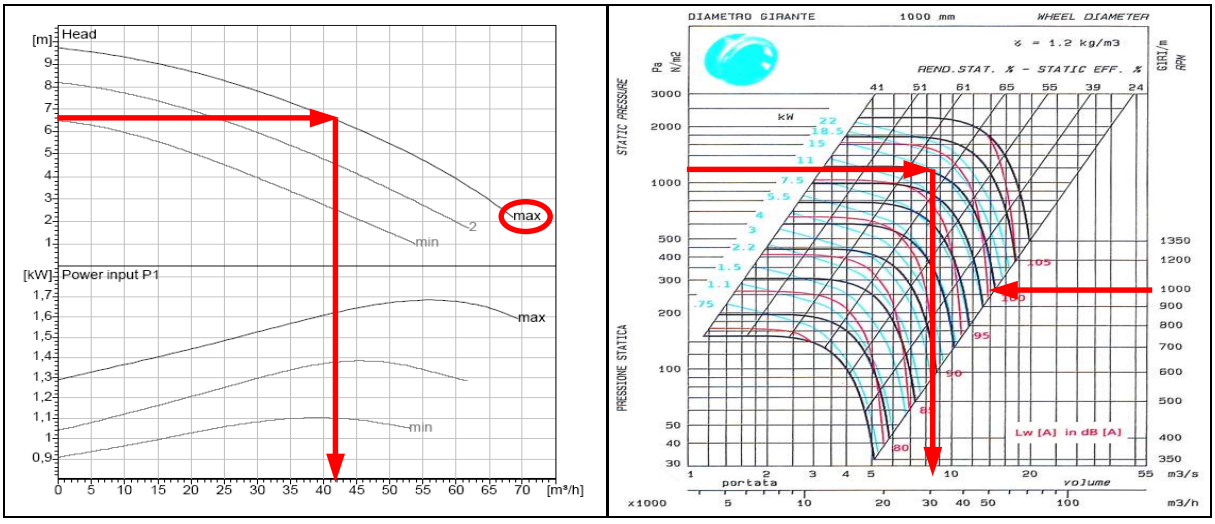
Extrapolation à partir de la courbe caractéristique {pression différentielle ; débit} d'un organe passif

Cette méthode consiste à extrapoler le débit du fluide à partir d'un autre paramètre (1) déjà mesuré par la métrologie fixe ou (2) plus facile et plus rapide à mesurer ou (3) dont la mesure est plus fiable et de relations connues entre ce paramètre et le débit. Le paramètre en question est souvent la perte de charge. Dans une gaine d'air, il est possible d'utiliser les filtres et les batteries dont les données du constructeur indiquent la relation entre la perte de charge et le débit. En effet, même si aucun manomètre différentiel n'est présent, il est toujours possible de réaliser une mesure intrusive. Comme ce n'est pas le cas des canalisations d'eau, on se limitera aux échangeurs, seuls organes passifs à être généralement munis d'un manomètre différentiel.

Cette extrapolation est toutefois assortie d'une erreur car la courbe caractéristique n'est valable que lorsque le filtre est neuf et propre. Après un certain temps d'exploitation, les pertes de charges augmentent pour un même débit d'air. Si un filtre neuf est à disposition, il est préférable de le mettre en place avant de procéder à l'extrapolation.

Extrapolation à partir des courbes caractéristiques {pression différentielle ; débit ; vitesse de rotation} d'un organe actif fonctionnant à vitesse fixe

La même méthode peut s'appliquer à un organe actif. Sa courbe caractéristique lie la pression différentielle générée (donc la puissance transmise au fluide) au débit fourni. Il existe autant de courbes caractéristiques que de vitesses de rotation. La connaissance de cette dernière est donc primordiale.



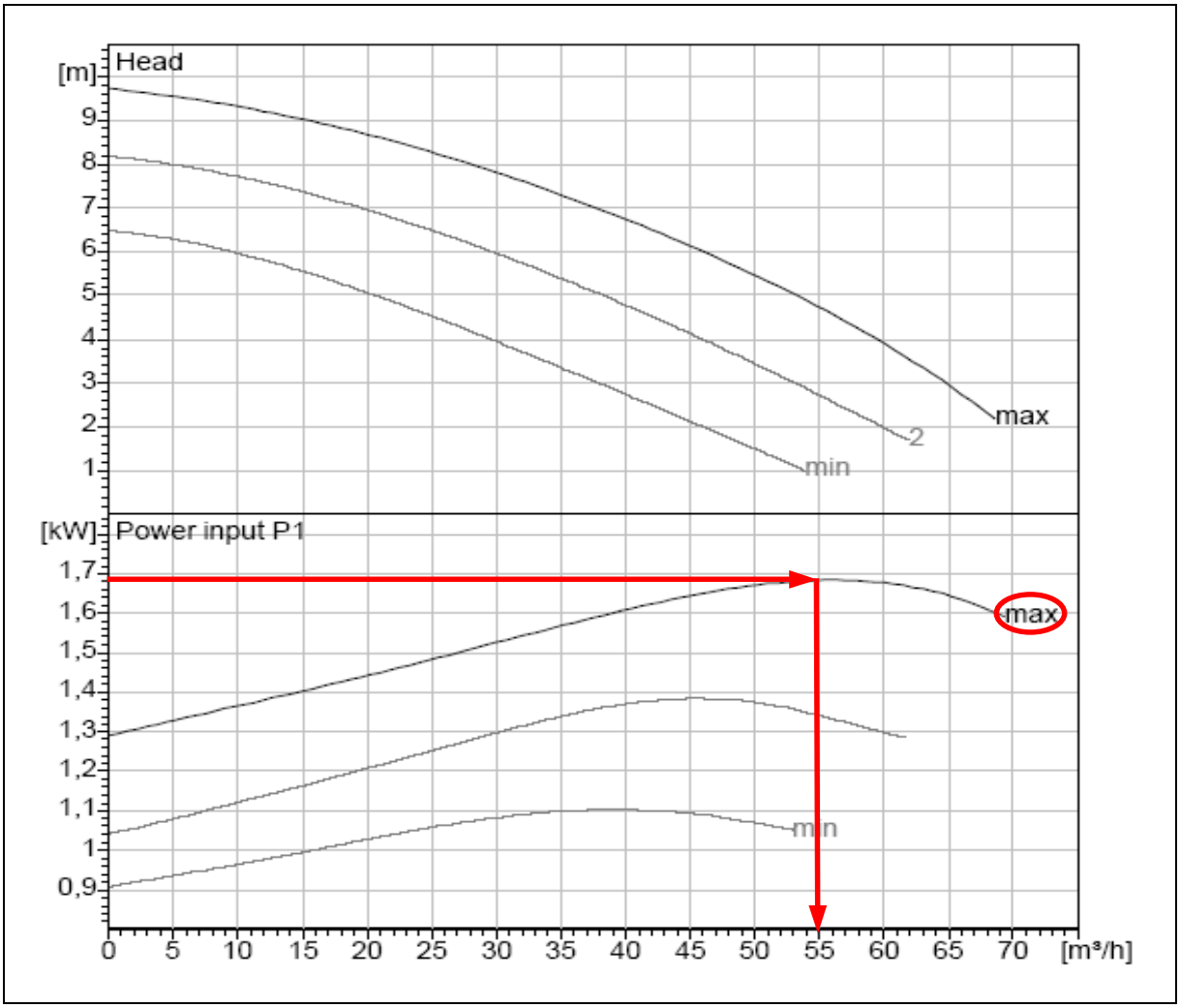
Extrapolations des débits d'eau (gauche) et d'air (droite) à partir de la pression différentielle et de la vitesse de rotation (source : Wilo et Nicotra)

Les pompes mono-vitesse n'ont qu'une seule courbe caractéristique, elles ne posent donc pas de problème. Les pompes multi-vitesses sont généralement équipées d'un indicateur de la vitesse à laquelle elles opèrent. Il suffit ensuite de relever la pression différentielle de la

pompe grâce au manomètre souvent installé. Lorsqu'il n'y en a pas, l'extrapolation n'est pas possible et il faut envisager une mesure de la puissance électrique.

Mis à part en cas de transmission directe, la vitesse de rotation d'un ventilateur est généralement adaptable en jouant sur le rapport de transmission. Il existe alors une infinité de courbes caractéristiques et il faut mesurer la vitesse grâce à un tachymètre pour déterminer quelle courbe utiliser. Il suffit ensuite de relever la pression différentielle du ventilateur grâce au manomètre parfois présent. Lorsqu'il n'y en a pas, il est possible de la mesurer grâce à un manomètre portatif.

Extrapolation à partir des courbes caractéristiques {puissance électrique ; débit ; vitesse de rotation} d'un organe actif fonctionnant à vitesse fixe



Extrapolations du débit d'eau à partir de la puissance électrique absorbée et de la vitesse de rotation (source : Wilo)

Lorsque la courbe caractéristique présente l'évolution de la puissance électrique absorbée par le moteur en fonction du débit, l'extrapolation est encore plus simple. En effet, une fois la vitesse de rotation déterminée, il suffit de relever la puissance absorbée grâce à une pince ampère-métrique. La plaque du moteur permet de connaître ses caractéristiques électriques (facteur de puissance, tension) pour le calcul de la puissance électrique à partir de l'intensité

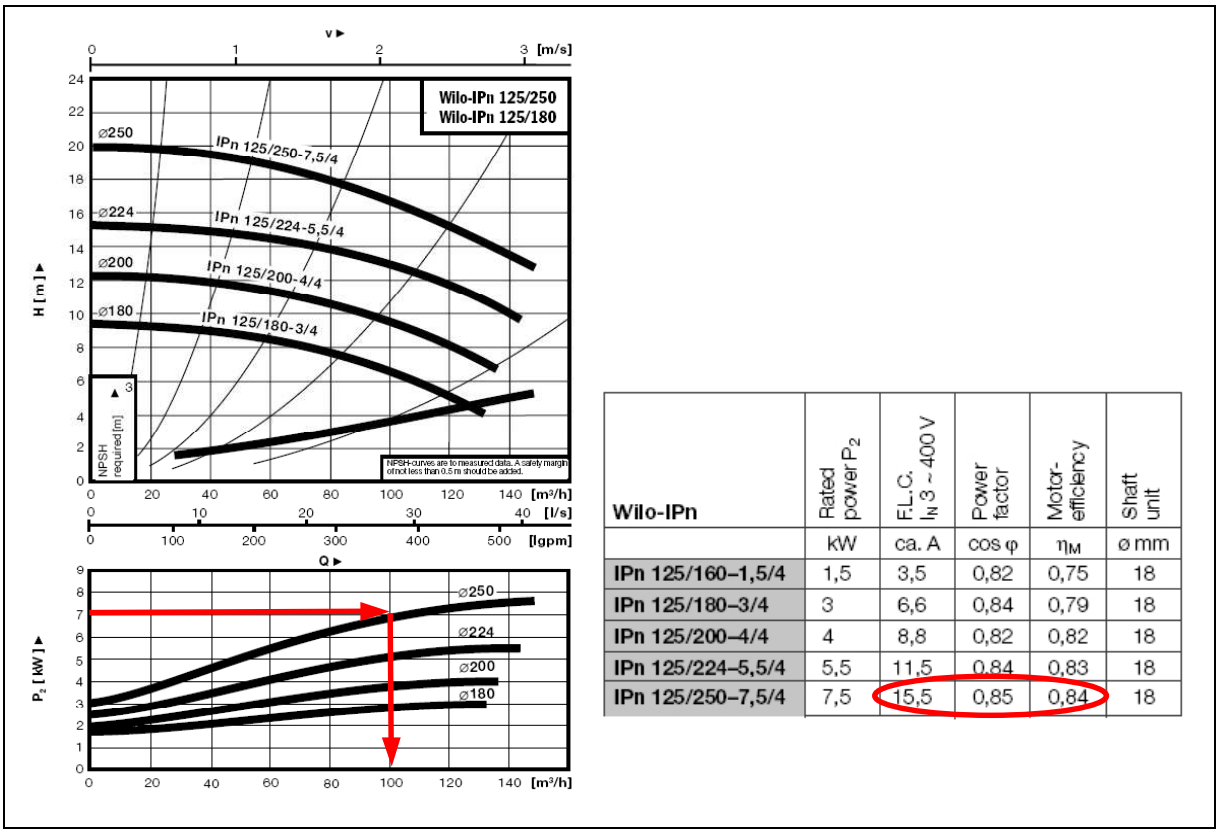
absorbée. La figure précédente schématise l'extrapolation. Une mesure de puissance électrique est généralement plus fiable qu'une mesure de pression différentielle.

Extrapolation à partir des courbes caractéristiques {puissance mécanique à l'arbre ; débit ; vitesse de rotation} d'un organe actif fonctionnant à vitesse fixe

Les caractéristiques d'une pompe ou d'un ventilateur ne présentent parfois que l'évolution de la puissance à l'arbre en fonction du débit. Celles-ci restent alors vraies quel que soit le moteur utilisé, ce qui est intéressant dans l'optique de son remplacement. Il est donc primordial de vérifier quelle puissance est représentée sur les caractéristiques.

La puissance nominale d'un moteur, telle que certifié par les normes, représente la puissance mécanique P_2 (W) maximale disponible à son arbre. A ce point nominal, qualifié de « pleine charge », la puissance électrique absorbée P_1 (W) est dite nominale. Le rendement nominal η_m du moteur est donc rapport de la puissance à l'arbre et de la puissance électrique absorbée au point nominal de fonctionnement. Le rendement maximal d'un moteur, très légèrement supérieur au rendement nominal, se situe généralement aux alentours de 75 % de charge.

Il faut dans ce cas commencer par mesurer l'intensité absorbée par le moteur. S'il a été correctement dimensionné, l'intensité se situe entre 60 % et 100 % de l'intensité nominale inscrite sur sa plaque. La puissance électrique absorbée peut être calculée en utilisant le facteur de puissance nominal qui sera considéré comme constant sur cette plage. Pour remonter à la puissance mécanique fournie, il faut utiliser le rendement η_m du moteur également considéré comme constant et égal au rendement nominal $\eta_{m\text{-}nom}$ entre 60 et 100 % de charge. La figure suivante présente le reste de la procédure.



Wilo-IPn	Rated power P_2	F.L.C. I_N 3 ~ 400 V	Power factor	Motor-efficiency	Shaft unit
	kW	ca. A	cos φ	η_M	ø mm
IPn 125/160–1,5/4	1,5	3,5	0,82	0,75	18
IPn 125/180–3/4	3	6,6	0,84	0,79	18
IPn 125/200–4/4	4	8,8	0,82	0,82	18
IPn 125/224–5,5/4	5,5	11,5	0,84	0,83	18
IPn 125/250–7,5/4	7,5	15,5	0,85	0,84	18

Extrapolations du débit d'eau à partir de la puissance électrique absorbée et de la vitesse de rotation (source : Wilo)

Annexe 11 : Arbres des causes et conséquences des défauts courants sur les machines frigorifiques

Les arbres des causes et conséquences des défauts courants sur les machines frigorifiques sont hiérarchisés de la façon suivante :

- ✓ Explications possibles du problème
  - Causes techniques envisageables
    - Indicateur à mesurer ou constatation à effectuer pour contrôler le point incriminé

Pression p_{evap} et température T_{evap} d'évaporation trop faibles

Une différence par rapport aux valeurs courantes pour les indicateurs ΔT6 et ΔT8 peut être due à une pression/température d'évaporation non optimale. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

- ✓ Charge en fluide frigorigène faible
  - Fuite de fluide frigorigène
    - Traces d'huile sur le carter et/ou le circuit de fluide frigorigène
    - Bulles de gaz au voyant liquide
    - Recharges importantes et régulières (PV de charge en fluide frigorigène)
    - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
  - Recharge inférieure aux préconisations du constructeur
    - Bulles de gaz au voyant liquide
    - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible

- ✓ Débit en fluide frigorigène faible
  - Détendeur bloqué en fermeture, mal réglé, défectueux ou sous-dimensionné
    - Froid voire givre localisé au détendeur
    - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
  - Vanne d'isolement partiellement ouverte
    - Froid voire givre localisé sur la vanne
    - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
  - Bouchage localisé en ligne liquide (filtre, déshydrateur, tuyauterie, vanne)
    - Froid voire givre localisé sur l'organe incriminé
    - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible

- ✓ Débit faible en fluide caloporteur à l'évaporateur
  - Pompe ou ventilateur défectueux
    - ΔT7 élevé
    - Pompe/ventilateur à l'arrêt
    - P_{vent}/P_{pomp} faible
  - Pompe/ventilateur sous-dimensionné
    - ΔT7 élevé
    - P_{vent}/P_{pomp} proche de leur valeur nominale
  - Régulation du débit défectueuse
    - ΔT7 élevé
  - Evaporateur encrassé

  - $\Delta T7$ élevé
  - P_{vent}/P_{pomp} élevée
  - $\Delta p_{evap}/\Delta p_{pomp}$ élevée (GPEG)
- Circuit d'eau glacée obstrué (GPEG)
  - $\Delta T7$ élevé
  - P_{pomp} élevée
  - Δp_{pomp} élevée

✓ Température du fluide caloporteur faible
- Consigne faible
- Régulation ou sonde de température défectueuse
  - T_{fcse}/T_{fcee} faible par rapport à leur consigne

✓ Climatiseur surdimensionné par rapport aux besoins
  - Puissance frigorifique surfacique élevée (Chapitre III paragraphe 1.3.2)
  - t_{cycl} (court-cyclage) et t_{fepc} faible

✓ Présence de fluides parasites dans le circuit
- Présence importante d'huile dans l'évaporateur
  - $\Delta T8$ élevé

✓ Pression/température de condensation trop faible

Pression p_{evap} et température T_{evap} d'évaporation trop élevées

Une différence par rapport aux valeurs courantes pour les indicateurs $\Delta T6$ et $\Delta T8$ peut être due à une pression/température d'évaporation non optimale. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

✓ Débit en fluide frigorigène élevé
- Détendeur bloqué en ouverture ou mal réglé
  - Surchauffe $\Delta T6$ et sous-refroidissement $\Delta T1$ faibles

✓ Climatiseur sous-dimensionné par rapport aux besoins
  - Puissance frigorifique surfacique élevée (Chapitre III paragraphe 1.3.2)
  - t_{cycl} (cyclage long ou fonctionnement en continu) et t_{fepc} élevés

✓ Température du fluide caloporteur élevée
- Consigne élevée
- Régulation ou sonde de température défectueuse
  - T_{fcse} ou T_{fcee} élevée par rapport à leur consigne

✓ Régulation de l'appareil mal réglée
- Régulateur de pression d'évaporation réglé trop haut
  - Surchauffe $\Delta T6$ et sous-refroidissement $\Delta T1$ corrects
  - P_{aspi} faible et différente de P_{evap}
- Régulateur de capacité réglé trop haut

✓ Compresseur défectueux

Pression p_{cond} et température T_{cond} de condensation trop faibles

Une différence par rapport aux valeurs courantes pour les indicateurs ΔT1 et ΔT3 peut être due à une pression/température de condensation non optimale. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

✓ Charge en fluide frigorigène faible
- Fuite de fluide frigorigène
  - Traces d'huile sur le carter ou le circuit de fluide frigorigène
  - Bulles de gaz au voyant liquide
  - Recharges importantes et régulières (PV de charge en fluide frigorigène)
  - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
- Recharge inférieure aux préconisations du constructeur
  - Bulles de gaz au voyant liquide
  - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible

✓ Débit en fluide frigorigène faible
- Détendeur bloqué en fermeture, mal réglé, défectueux ou sous-dimensionné

Froid voire givre localisé au détendeur
  - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
- Vanne d'isolement partiellement ouverte
  - Froid voire givre localisé sur la vanne
  - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible
- Bouchage localisé en ligne liquide (filtre, déshydrateur, tuyauterie, vanne)
  - Froid voire givre localisé sur l'organe incriminé
  - Surchauffe ΔT6 élevée et sous-refroidissement ΔT1 faible

✓ Débit en fluide de refroidissement élevé
- Pompe du circuit de refroidissement surdimensionnée (condenseur à eau recyclée)
  - ΔT2 faible
  - P_{pomp} faible par rapport à sa valeur nominale

✓ Température du fluide de refroidissement faible
- Régulation ou sonde de température du système de refroidissement défectueuse
  - T_{frsc} ou T_{frec} plus faible que la consigne
- Système de refroidissement surdimensionné

✓ Régulation de l'appareil mal réglée
- Régulateur de pression de condensation (condenseur à air ou à eau perdue) réglée trop basse
- Régulateur de capacité réglé trop haut

✓ Compresseur défectueux

Pression p_{cond} et température T_{cond} de condensation trop élevées

Une différence par rapport aux valeurs courantes pour les indicateurs ΔT1 et ΔT3 peut être due à une pression/température de condensation non optimale. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

- ✓ Recharge supérieure aux préconisations du constructeur
  - PV de charge en fluide frigorigène
  - ΔT3a élevé

- ✓ Présence de fluides parasites dans le circuit
  - Présence importante d'huile dans le condenseur
    - ΔT3b élevé
  - Présence d'incondensables dans le circuit de fluide frigorigène
    - Relation P_{cond}/T_{cond} plus valable au condenseur à l'arrêt
  - Mélange de fluides frigorigènes par erreur
    - Relation P_{cond}/T_{cond} plus valable au condenseur à l'arrêt

- ✓ Débit en fluide de refroidissement faible
  - Régulateur de pression de condensation (condenseur à air ou à eau perdue) réglée trop haut
    - ΔT2 élevé
  - Pompe/Ventilateur défectueux
    - ΔT2 élevé
    - Pompe/ventilateur à l'arrêt
    - P_{vent}/P_{pomp} faible
  - Pompe/Ventilateur sous-dimensionné
    - ΔT2 élevé
    - P_{vent}/P_{pomp} proche de leur valeur nominale
  - Régulation du débit défectueuse
    - ΔT2 élevé
  - Condenseur encrassé
    - ΔT2 élevé
    - Δp_{cond} ou Δp_{pomp} élevées (condenseur à eau)
    - P_{vent}/P_{pomp} élevée
  - Circuit obstrué (condenseur à eau)
    - ΔT2 élevé
    - Δp_{pomp} élevée (condenseur à eau)
    - P_{pomp} élevée

- ✓ Température du fluide de refroidissement élevée
  - Régulation ou sonde de température du système de refroidissement défectueuse
    - T_{frsc} ou T_{frec} plus élevée que la consigne
  - Système de refroidissement sous-dimensionné

Pression d'aspiration p_{aspi} trop faible

Pressions d'évaporation et d'aspiration sont normalement très proches. Une différence trop importante ($p_{evap} > p_{aspi}$) est synonyme d'un problème (T_{evap} élevée) sur le système et

engendre systématiquement une surconsommation du compresseur. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

- ✓ Pertes de charges élevées à l'aspiration
  - Filtre d'aspiration bouché
  - Tuyauterie d'aspiration bouchée
  - Vanne de service d'aspiration partiellement ouverte

- ✓ Régulation de l'appareil problématique
  - Régulateur de pression d'évaporation trop fermé ou défectueux
  - Régulateur de pression d'aspiration (vanne de démarrage) trop fermé ou défectueux

Pression de refoulement p_{refoul} trop élevée

Pressions de condensation et de refoulement sont normalement très proches. Une différence trop importante ($p_{refoul} > p_{cond}$) est synonyme d'un problème sur le système et engendre systématiquement une surconsommation du compresseur. Les causes de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

- ✓ Pertes de charges élevées au refoulement
  - Tuyauterie de refoulement bouchée
  - Vanne de service de refoulement partiellement ouverte

- ✓ Régulation de l'appareil problématique
  - Régulateur de pression de refoulement (vanne de démarrage) trop fermé ou défectueux

Pressions de refoulement p_{refoul} et d'aspiration p_{aspi} tendent à s'égaliser

- ✓ Problème de compresseur
  - Manque d'étanchéité entre l'aspiration et le refoulement
  - Disque de rupture cassé
  - Robinet à flotteur du séparateur d'huile bloqué en ouverture

- ✓ Régulation de l'appareil problématique
  - Injection de gaz chauds trop importante
  - Régulateur de capacité bloqué en ouverture

Fonctionnement du compresseur en cycles courts (t_{cycl} faible et n élevé)

Le fonctionnement du compresseur en courts-cycles est synonyme de défauts, de surdimensionnement ou d'un problème de régulation. Ce mode de fonctionnement engendre généralement une usure prématurée du compresseur, un excès d'huile aux échangeurs et rend difficile son retour au compresseur. Les causes détaillées de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

- ✓ Régulation de l'appareil problématique
  - Pressostat de régulation de la pression d'évaporation mal réglé ou défectueux
    - Différentiel trop faible
  - Pressostat de sécurité de la pression d'évaporation mal réglé ou défectueux (réarmement automatique seulement)
  - Pressostat de sécurité de la pression de condensation mal réglé ou défectueux (réarmement automatique seulement)

- Thermostat mal réglé ou défectueux
  - Différentiel trop faible

✓ Problème électrique
- Tension d'alimentation trop basse (triphasé)
- Déséquilibre entre les phases (triphasé)
- Relais de démarrage défectueux (monophasé)

✓ Charges thermiques faibles à l'évaporateur
- Si en saison intermédiaire

✓ Installation surdimensionnée par rapport aux besoins
- Si les charges thermiques sont élevées (été, forte occupation)

Fonctionnement du compresseur en cycles longs (t_{cycl} élevé et n très faible)

Le fonctionnement du compresseur en cycles longs est synonyme de défauts, de sous-dimensionnement ou de problèmes de régulation. Ce mode de fonctionnement engendre généralement une usure prématurée du compresseur et des consommations électriques importantes. Les causes détaillées de ce problème et les moyens de le détecter sont les suivants :

✓ Pression d'évaporation p_{evap} trop faible (voir ci-dessus)

✓ Pression de condensation p_{cond} trop élevée (voir ci-dessus)

✓ Compresseur défectueux
- Manque d'étanchéité entre l'aspiration et le refoulement

✓ Installation sous-dimensionnée par rapport aux besoins

Annexe 12 : Arbres des causes et conséquences des défauts courants sur systèmes de refroidissement du condenseur

Les arbres des causes et conséquences des défauts courants sur les systèmes autonomes d'extraction de la chaleur au condenseur sont hiérarchisés de la façon suivante :

- ✓ Explications possibles du problème
  - Causes techniques envisageables
    - Indicateur à mesurer ou constatation à effectuer pour contrôler le point incriminé

ΔT4a trop élevé pour l'aéro-réfrigérant

- ✓ Transferts thermiques faibles à l'échangeur de chaleur de l'aéro-réfrigérant
  - Débit d'air faible
    - Ventilateur(s) défectueux
    - Thermostat(s) de régulation défectueux
  - Echangeur de chaleur encrassé coté air
    - P_{vent} élevée (mesure à effectuer lorsque tous les ventilateurs fonctionnent pour éviter la recirculation)
  - Echangeur de chaleur encrassé coté eau
    - Δp_{hx} élevée
    - Δp_{pomp} élevée
    - P_{pomp} élevée
  - Concentration en glycol C_{glycol} élevée

- ✓ Transferts thermiques faibles au condenseur
  - Débit d'eau de refroidissement faible
    - Pompe défectueuse
    - Boucle d'eau obstruée
    - Pompe sous-dimensionnée
    - Régulation du débit d'eau défectueuse
  - Condenseur encrassé
    - Δp_{cond} élevée
    - Δp_{pomp} élevée
    - P_{pomp} élevée
  - Concentration en glycol C_{glycol} élevée

- ✓ Aéro-condenseur sous-dimensionné par rapport aux besoins
    - Fonctionnement continuel (même en hiver) de la majorité des ventilateurs

ΔT4b trop élevé pour le condenseur évaporatif

- ✓ Pressostat haute pression réglé trop haut

- ✓ Transferts thermiques faibles
  - Débit d'air faible
    - Ventilateur(s) défectueux
    - Régulation du débit d'air défectueuse

- Débit d'eau de refroidissement faible
  - Pompe défectueuse
  - Boucle d'eau obstruée
  - Pompe sous-dimensionnée
  - Régulation du débit d'eau défectueuse
- Buses de pulvérisation obstruées
  - Spray fin remplacé par gouttelettes de grand diamètre voir un écoulement continu
- Condenseur encrassé
  - P_{vent} élevée (mesure à effectuer lorsque tous les ventilateurs fonctionnent pour éviter la recirculation)

✓ Condenseur évaporatif sous-dimensionné par rapport aux besoins

ΔT5 trop faible

✓ Transferts thermiques faibles au niveau de l'organe
- Débit d'air faible
  - Ventilateur(s) défectueux
  - Thermostat(s) de régulation défectueux
- Débit d'eau secondaire faible (tour fermée humide seulement)
  - Buses de pulvérisation obstruées
  - Boucle secondaire bouchée
  - Pompe secondaire défectueuse
- Echangeur de chaleur encrassé coté air
  - P_{vent} élevée (mesure à effectuer lorsque tous les ventilateurs fonctionnent pour éviter la recirculation)
- Echangeur de chaleur encrassé coté eau (tour fermée humide ou aéro-réfrigérant)
  - Δp_{hx} élevée
  - Δp_{pomp} élevée
  - P_{pomp} élevée
- Concentration en glycol C_{glycol} élevée (tour fermée humide ou aéro-réfrigérant)

✓ Organe sous-dimensionné par rapport aux besoins
  - Fonctionnement continuel (même en hiver) de la majorité des ventilateurs

Annexe 13 : Mesures envisageables pour réduire les consommations d'énergie des installations de climatisation

Bâtiment

B1 Privilégier les façades claires
B2 Améliorer l'isolation thermique
B3 Améliorer les vitrages (teinte, isolation)
B4 Automatiser la fermeture des ouvrants
B5 Installer des protections solaires (privilégier les protections extérieures)
B6 Augmenter l'efficacité et réduire le temps de fonctionnement de l'éclairage
B7 Augmenter l'efficacité et réduire le temps de fonctionnement des appareils électriques
B8 Limiter le renouvellement de l'air au strict minimum
B9 Mettre en place le « free-cooling » nocturne si l'inertie du bâtiment est élevée

Conception et dimensionnement de l'installation de climatisation

CD1 Réduire au préalable les charges thermiques
CD2 Effectuer une simulation numérique des charges thermiques
CD3 Envisager les solutions alternatives au refroidissement mécanique
CD4 Dimensionner les équipements au plus près des besoins
CD5 Choisir les équipements les plus efficaces (EER, SEER, COP, rendement)
CD6 Privilégier les niveaux de puissance frigorifique nombreux (paliers, inverter)
CD7 Privilégier les niveaux de régulation de la HP nombreux (paliers, débit variable)
CD8 Préférer le condenseur à eau (perdue sur source naturelle ou recyclée par tour)
CD9 Minimiser les pertes de charge des réseaux aéraulique et hydraulique
CD10 Equilibrer les réseaux et prévoir leur équilibrage en exploitation
CD11 Introduire la métrologie permettant de suivre le fonctionnement et les performances
CD12 Exiger du concepteur une documentation exhaustive de l'installation

Solutions alternatives

SA1 Réseau de froid urbain
SA2 Valorisation d'une source froide naturelle
SA4 Refroidissement par absorption sur source chaude gratuite (tri-génération)
SA5 Refroidissement évaporatif (direct, indirect)
SA6 « Free-chilling » (production d'eau glacée par tour de refroidissement)
SA7 Refroidissement par dessiccation (solaire)

Groupe de production d'eau glacée

GF1 Remplacer le groupe frigorifique par plus efficace
GF2 Installer un détendeur électronique (en remplacement d'un détendeur thermostatique)
GF3 Optimiser les démarrages en cascade
GF4 Augmenter le régime de température (augmenter la P/T d'évaporation)
GF5 Réduire la pression/température de condensation
GF6 Récupérer la chaleur du condenseur (pour l'ECS par exemple)
GF7 Installer une tour de refroidissement
GF8 Envisager l'installation d'une pompe à chaleur réversible

GF9 Implémenter la haute pression flottante
GF10 Préférer la régulation de la température de retour de l'eau glacée
GF11 Ajuster les plages de fonctionnement à l'occupation

Distribution de l'eau glacée

EG1 Zoner le réseau et envisager l'isolement automatique des zones inoccupées
EG2 Etanchéiser et calorifuger le réseau hydraulique
EG3 Equilibrer le réseau hydraulique
EG4 Réduire les pertes de charge du réseau
EG5 Optimiser la concentration de glycol
EG6 Découpler distribution et production puis installer la vitesse variable sur la distribution
EG7 Mettre en place un stockage frigorifique
EG8 Implémenter une loi d'eau (7 °C en été, à 9 °C en mi-saison et à 12 °C en hiver)
EG9 Remplacer le groupe de pompage (moteur, transmission, pompe) par plus efficace
EG10 Ajuster les plages de fonctionnement à l'occupation

Systèmes autonomes de traitement de l'air à détente directe

MO1 Etanchéiser et calorifuger le réseau aéraulique
MO2 Réduire les pertes charge du réseau aéraulique
MO3 Remplacer l'unité par plus efficace
MO4 Envisager l'installation d'un appareil réversible
MO5 Limiter le renouvellement de l'air au strict minimum hygiénique
MO6 Réguler le débit d'air neuf en fonction de l'occupation
MO7 Mettre en œuvre le « free-cooling »
MO8 Interdire le réchauffage terminal
MO9 Installer un thermostat d'ambiance
MO10 Proscrire les consignes de confort inférieures à 24 °C et 50 % HR
MO11 Limiter au maximum la déshumidification
MO12 Implémenter une loi d'air (par exemple température extérieure moins 5 °C dès 29 °C)
MO 13 Ajuster les plages de fonctionnement de l'appareil à l'occupation
MO14 Arrêter la climatisation lorsqu'une fenêtre est ouverte
MO15 Limiter les plages de réglage des consignes
MO16 Mettre en place un « reset » automatique des consignes vers leur valeur optimale
MO17 Définir une bande morte entre le chauffage et la climatisation

Systèmes à distribution de fluide frigorigène

MU1 Remplacer le système par plus efficace
MU2 Remplacer le système par un DRV
MU3 Envisager l'installation d'un appareil réversible
MU4 Envisager la récupération de chaleur (DRV à deux ou trois tubes)
MU5 Installer un thermostat d'ambiance
MU6 Proscrire les consignes de confort inférieures à 24 °C et 50 % HR
MU7 Limiter au maximum la déshumidification
MU8 Implémenter une loi d'air (par exemple température extérieure moins 5 °C dès 29 °C)
MU9 Ajuster les plages de fonctionnement de l'appareil à l'occupation
MU10 Arrêter la climatisation lorsqu'une fenêtre est ouverte
MU11 Limiter les plages de réglage des consignes
MU12 Mettre en place un « reset » automatique des consignes vers leur valeur optimale

MU13 Définir une bande morte entre le chauffage et la climatisation

Traitement et distribution centralisés de l'air

CT1 Opter pour une CTA de classe énergétique supérieure
CT2 Etanchéiser et calorifuger le réseau aéraulique
CT3 Réduire les pertes charge du réseau aéraulique
CT4 Equilibrer le réseau aéraulique
CT5 Limiter le renouvellement de l'air au strict minimum hygiénique
CT6 Réguler le débit d'air neuf en fonction de l'occupation
CT7 Remplacer le groupe de ventilation par plus efficace
CT8 Implémenter la variation du débit d'air (VAV)
CT9 Mettre en œuvre le « free-cooling »
CT10 Installer un récupérateur de chaleur sur l'air extrait
CT11 Limiter la déshumidification au maximum
CT12 Installer un thermostat d'ambiance
CT13 Proscrire les consignes de confort inférieures à 24 °C et 50 % HR
CT14 Interdire le réchauffage terminal
CT15 Interdire le mélange d'airs chauffé et rafraîchi
CT16 Améliorer la gestion des filtres
CT17 Arrêter la ventilation lors des périodes d'inoccupation
CT18 Modifier la transmission du ventilateur si le débit d'air est trop élevé
CT19 Définir une bande morte entre le chauffage et la climatisation

Unité de traitement terminal

UT1 Proscrire les consignes de confort inférieures à 24 °C et 50 % HR
UT2 Implémenter une loi d'air (par exemple température extérieure moins 5 °C dès 29 °C)
UT3 Ajuster les plages de fonctionnement de l'appareil à l'occupation
UT4 Limiter la déshumidification
UT5 Installer un thermostat d'ambiance
UT6 Arrêter la climatisation lorsqu'une fenêtre est ouverte
UT7 Limiter les plages de réglage des consignes
UT8 Mettre en place un « reset » automatique des consignes vers leur valeur optimale
UT9 Bande morte entre le chauffage et la climatisation (si réversible)
UT10 Privilégier le refroidissement radiatif
UT11 Définir une bande morte entre le chauffage et la climatisation

Exploitation, maintenance et suivi des performances

OM1 Mettre en place une campagne de sensibilisation des occupants
OM2 Mesurer et suivre les consommations de froid et d'électricité
OM3 Relever régulièrement les temps de fonctionnement
OM4 Suivre et ajuster les paramètres de fonctionnement
OM5 Nettoyer/Changer les filtres
OM6 Nettoyer batteries et échangeurs de chaleur (évaporateur, condenseur, batteries)
OM7 Contrôler l'état des courroies de transmission et les remplacer
OM7 Equilibrer régulièrement les réseaux aéraulique et hydraulique
OM8 Mettre en place une GTB
OM9 Mettre en place une détection automatique de défaut
OM10 Imposer la garantie des résultats en cas d'externalisation
OM11 Exiger le remplissage du cahier d'exploitation et de maintenance

OM12 Exiger un rapport régulier sur l'exploitation et la maintenance de l'installation
OM13 Etalonner des appareils de mesure et de régulation

Bibliographie

[ADEM05] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), Note de cadrage sur le contenu CO_2 du kilowattheure par usage en France, 14 janvier 2005

[ADNO03] J. Adnot et al., Energy Efficiency and Certification of Central Air Conditioners (EECCAC) – Final Report, Study for the Directorate General Transportation-Energy of the Commission of the European Union, April 2003

[ADNO99] J. Adnot et al., Energy Efficiency of Room Air-Conditioners (EERAC), Study for the Directorate General Transportation-Energy of the Commission of the European Union, May 1999

[AICA01] E. Bacigalupo, C Vecchio, M. Vio, M. Vizzotto, Average weighed efficiency of compression chillers: a proposal to AICARR for a calculation method, Permanent Technical Committee for "Refrigeration" in AICARR's Technical Activity Commission, 2001

[ALEO03] ALEO ou comment tirer vraiment profit de la vitesse variable, Supplément Energie Plus, N°300, ISSN : 0292-173, 15 février 2003

[ARRA88] Arrêté du 13 avril 1988 relatif aux équipements et aux caractéristiques thermiques dans les bâtiments à usage de bureaux ou de commerce, 14 avril 1998

[ARRJ06] Arrêté du 19 juin 2006 définissant les opérations standardisées d'économies d'énergie, Journal Officiel de la République Française, N°156, 7 juillet 2006

[ARRM06] Arrêté du 24 mai 2006 relatif aux caractéristiques thermiques des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments, Journal Officiel de la République Française, N°121, 25 mai 2006

[ARRN00] Arrêté du 29 novembre 2000 relatif aux caractéristiques thermiques des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments, Journal Officiel de la République Française, N°277, 30 novembre 2000

[ASHR55] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE), ASHRAE Standard 55-1992: Thermal environmental conditions for human occupancy, 1992

[ASHR62] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE), ASHRAE Standard 62-2001: Ventilation for acceptable indoor air quality, 2001

[BERT05] P. Bertoldi, S. Rezessi, Energy service companies in Europe, Office for Publication of the European Communities, ISBN: 92-894-9424-7, 2005

[BOUT96] J. Bouteloup, M. Le Guay, J. Ligen, Climatisation et conditionnement d'air – Traitement de l'air, Tome 1, Les Editions Parisiennes, ISBN : 2-86-243039-0, 1996

[BOUT97] J. Bouteloup, M. Le Guay, J. Ligen, Climatisation et conditionnement d'air – Production de chaud et de froid, Tome 2, Les Editions Parisiennes, ISBN : 2-86-243041-2, 1997

[BOUT98] J. Bouteloup, M. Le Guay, J. Ligen, Climatisation et conditionnement d'air – Les systèmes, Tome 4, Les Editions Parisiennes, ISBN : 2-86-243044-7, 1998

[BREU98] M.S. Breuker, J.E. Braun, "Common faults and their impacts for rooftop air conditioners", International Journal of Heating, Ventilating and Refrigerating Research, Vol. 4, No. 3, pp. 303-318, July 1998

[BRES00] Building Research Establishment (BRE), Energy consumption guide – Energy use in offices, December 2000, www.cibse.org/pdfs/ECG019.pdf

[BSRI03] K. Pennycook, A BSRIA Guide – Rules of thumb – Guidelines for building services, UK 4th edition, The Chameleon Press Ltd, ISBN: 0-86022-626-3, August 2003

[CCMA83] Commission Centrale des Marchés (CCM) – Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC), Marchés d'exploitation de chauffage avec garantie totale – Cahier des Clauses Techniques Générales (CCTG) et documents annexes, Collection Marchés Publics, N°5602, ISBN : 2-11-071135-3, 1983

[CCMA87] Commission Centrale des Marchés (CCM) – Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC), Marchés d'exploitation de chauffage avec ou sans gros entretien des installations – Cahier des Clauses Techniques Générales (CCTG), Collection Marchés Publics, N°2008, ISBN : 2-11-072137-5, 1987

[CCMA89] Commission Centrale des Marchés (CCM) – Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC), Maîtrise de l'Energie avec Garantie de Résultat (MEGR) – Guide à l'intention des maîtres d'ouvrage publics, Journal Officiel de la République Française, Collection Marchés Publics, N°5601

[CENJ04] Comité Européen de Normalisation (CEN), Norme Européenne EN 1886, Ventilation des bâtiments - Caissons de traitement d'air - Performance mécanique, janvier 2004

[CENM04] European Committee for Standardization (CEN), Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps with electrically driven compressor for space heating and cooling – Part 2: Test conditions, EN 14511-2:2004, ISSN 0335-3931, May 2004

[CENO00] Comité Européen de Normalisation (CEN), Norme Européenne EN 12599, Ventilation des bâtiments – Procédures d'essai et méthodes de mesure pour la réception des installations de ventilation et de climatisation installées, 2000

[CENO05] European Committee for Standardization (CEN), Ventilation for buildings – Energy performance of buildings – Guidelines for inspection of air-conditioning systems, prEN 15240:2005, 2005

[CEPR03] D. Marchio, Les chiffres clés de la climatisation dans le monde, en Europe et en France, 2003, http://www.cenerg.ensmp.fr/francais/themes/syst/index.html

[CIRF83] Circulaire N° C3-83 du Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC), approuvée le 10 février 1983 par la section technique de la Commission Centrale des Marchés (CCM)

[CIRN83] Circulaire du 23 novembre 1982 relative à la distribution d'énergie calorifique, Journal Officiel de la République Française, 5 mars 1983

[CJCE05] Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE), Arrêt de la Cour du 21 juillet 2005 dans l'affaire C-231/03, Journal Officiel de l'Union Européenne, C 217/7, 3 septembre 2005

[CODO02] M-K. Codognet, J-M. Glachant, F. Lévêque, M-A. Plagnet, Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector : Cases and Patterns, International symposium on the Mergers and Acquisitions in the European Union electricity sector, Ecole des Mines de Paris, 23 September 2002

[COMA03] Commission Européenne, Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, SEC(2003) 448, Bruxelles, 7 avril 2003

[COMD01] Commission Européenne, Premier rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité, SEC (2001) 1957, 3 décembre 2001

[COMJ04] Commission Européenne, Réseaux transeuropéens de l'énergie – Projets prioritaires pour les RTE-E, Office des publications officielles des Communautés Européennes, ISBN 92-894-4746-X, 10 juin 2004

[COMM01] Commission Européenne, Proposition de directive du Parlement Européen et du Conseil sur la performance énergétique des bâtiments, COM(2001) 226 final, 11 mai 2001

[COMN00] Commission Européenne, Vers une stratégie Européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, Livre Vert, COM(2000) 769, novembre 2000

[COMN05] European Commission, Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market – Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament, COM(2005) 568 final, 15 November 2005

[COMD93] Commission Européenne, Croissance, Compétitivité, Emploi : les défis et les pistes pour entrer dans le 21^{e} siècle, Livre Blanc, COM(93) 700 final, 5 décembre 1993

[COMF86] Commission Européenne, Acte unique Européen, Luxembourg, 17 février 1986

[COMJ85] Commission Européenne, L'achèvement du marché intérieur, Livre Blanc, COM(85) 310 final, 14 juin 1985

[COMM04] European Commission, Third benchmarking on the implementation of the internal electricity and gas market, 1 march 2004

[COMN96] Commission Européenne, Energie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables, Livre Vert, COM(96) 576, novembre 1996

[COMN97] Commission Européenne, Energie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables, Livre Blanc, COM(97) 599, novembre 1997

[COMS02] M.C. Comstock, J.E. Braun, E.A. Groll, A survey of common faults for chillers, ASHRAE Transactions, Vol. 108, Part 1, 2002

[CONF02] CONSOCLIM, Cahier des algorithmes, Modèles identifiés de ventilateurs, Version 2.1, juin 2002

[CONG02] CONSOCLIM, Cahier des algorithmes, Groupe Frigorifique de production d'eau glacée à condensation à air ou à eau: modélisation simplifiée dans l'optique d'un calcul des consommations d'énergie d'une installation de climatisation dans un bâtiment tertiaire, Version 2.3, janvier 2002

[CONP00] CONSOCLIM, Cahier des algorithmes, Modèle de pompe orientée calcul des consommations des bâtiments climatisés, Version 2.1, mai 2000

[CONS02] Décision 2002/358/CE du Conseil du 25 avril 2002 relative à l'approbation, au nom de la Communauté européenne, du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et l'exécution conjointe des engagements qui en découlent, Journal Officiel de l'Union Européenne, L130/1, 15 mai 2002

[CSTB95] Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB), Méthode mensuelle d'évaluation des performances thermiques des systèmes solaires de production d'eau chaude sanitaire, Cahier du CSTB, N°2847, novembre 1995

[DECM01] Décret n°2001-210 du 7 mars 2001 portant code des marchés publics, Journal Officiel de la République Française, N°571, 8 mars 2001

[DECD87] Décret n°87-966 du 26 novembre 1987 approuvant le cahier des clauses techniques générales (CCTG) applicable aux marchés publics d'exploitation de chauffage ou les marchés publics d'exploitation de chauffage avec gros entretien des installations, Journal Officiel de la République Française, 2 décembre1987

[DECM81] Décret n° 81-542 du 13 mai 1981 pris pour application des titres I, II et III de la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur, Journal Officiel de la République Française, 15 mai 1981

[DIRA02] Directive 2002/31/CE de la Commission du 22 mars 2002 portant modalités d'application de la directive 92/75/CEE du Conseil en ce qui concerne l'indication de la consommation d'énergie des climatiseurs à usage domestique, Journal Officiel de l'Union Européenne, L086/26, 3 avril 2002

[DIRA06] Directive 2006/32/CE du Parlement Européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE du Conseil, Journal Officiel de l'Union Européenne, L114/64, 27 avril 2006

[DIRE03] Directive 2003/54/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, Journal Officiel de l'Union Européenne, L176/37, 15 juillet 2003

[DIRE96] Directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, Journal Officiel de l'Union Européenne, L027, 30 janvier 1997

[DIRF04] Directive 2004/8/CE du Parlement Européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE, Journal Officiel de l'Union Européenne, L052/50, 21 février 2004

[DIRG03] Directive 2003/55/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, Journal Officiel de l'Union Européenne, L176/57, 15 juillet 2003

[DIRG98] Directive 98/30/CE du Parlement Européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, Journal Officiel de l'Union Européenne, L204/1, 21 juillet 1998

[DIRJ03] Directive 2002/91/CE du Parlement Européen et du Conseil du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments, Journal Officiel de l'Union Européenne, L001/65, 4 janvier 2003

[DIRJ92] Directive 92/42/CEE du Conseil du 21 mai 1992 concernant les exigences de rendement pour les nouvelles chaudières à eau chaude alimentées en combustibles liquides ou gazeux, Journal Officiel de l'Union Européenne, L167, 22 juin 1992

[DIRN04] Directive 2004/101/CE du Parlement Européen et du Conseil du 27 octobre 2004 modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto, Journal Officiel de l'Union Européenne, L338/18, 13 novembre 2004

[DIRO01] Directive 2001/77/CE du Parlement Européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, Journal Officiel de l'Union Européenne, L283/33, 27 octobre 2001

[DIRO03] Directive 2003/87/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil, Journal Officiel de l'Union Européenne, L275/32, 25 octobre 2003

[DREE02] T. K. Dreessen, United States ESCO Market, Proceedings of the International Energy Efficiency in Commercial Buildings (IEECB), Nice, 27-29 May 2002

[ECAL06] Enhanced Capital Allowance (ECA), Energy Technology Criteria List, 2006, http://www.eca.gov.uk/etl/download/ETCL 2006 (final Copy) for DEFRA.pdf

[ECHA05] J. Chauveau, R. Honoré, Suez se décide à racheter Electrabel pour asseoir ses ambitions en Europe, Les Echos, N°19474, pp 19, 10 août 2005

[ECHF06] R. Belleville, D. Cosnard, P. Pogam, Sous la menace d'une OPA, Suez envisage un rapprochement avec Gaz de France, Les Echos, N° 19613, 24 février 2006

[ECHJ06] A. Denis, L'Europe à son tour concernée par le bras de fer entre la Russie et l'Ukraine, Les Echos, 2 janvier 2006

[ECHS05] O.E., Gas Natural lance une OPA de 22,5 milliards d'euros sur Endesa, Les Echos, N° 19492, 6 septembre 2005

[ECON06] Econoler, Econoler fête son 25e anniversaire, 2006, http://www.econolerint.com/fr/PDF/EconolerFR.pdf

[EEAG04] European Environment Agency, Greenhouse gas emission trends and projections in Europe: Progress by the EU and its Member States towards achieving their Kyoto Protocol targets, Office for Official Publications of the European Communities, ISBN: 92-9167-701-9, 2004

[ENCO05] Energy Consult, Comparison of International MEPS: Room Air Conditioners, Prepared for the Australian Greenhouse Office: National Appliance & Equipment Energy Efficiency Program, January 2005

[EUCO01] European Commission, Study on improving the energy efficiency of pumps, Report produced for the European Commission SAVE Project, February 2001, http://energyefficiency.jrc.cec.eu.int/motorchallenge

[EURO03] EUROSTAT, Prix de l'électricité – Données 1990-2003, Office des publications officielles des Communautés Européennes, ISBN : 92-894-6222-1, ISSN : 1725-1648, 2003

[FLAC04] N. Flach-Malaspina, Conception globale d'une pompe à chaleur air/eau inversable à puissance variable pour le secteur résidentiel, Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, 13 octobre 2004

[GODA98] O. Godard, C. Henry, Les instruments des politiques internationales de l'environnement : la prévention du risque climatique et les mécanismes de permis négociables, Fiscalité de l'environnement, La documentation Française, ISBN : 2-11-004089-0, 1998

[GOLD02] C.A. Goldman et al., Market Trends in the U.S. ESCO Industry: Results from the NAESCO Database Project, May 2002, www.naesco.org/industry/highlights/Market_Trends_in_the_ESCO_Industry_2002.pdf

[GPEM06] Groupe Permanent d'Etude des Marchés « Développement Durable, Environnement » (GPEM/DDEN), Guide de l'achat public éco-responsable – L'efficacité énergétique dans les marchés d'exploitation de chauffage et de climatisation pour le parc immobilier existant, 4 avril 2006, http://www.minefi.gouv.fr/directions_services/daj/guide/gpem/efficacite_energetique_chauffage_climatisation/efficacite_energetique_chauffage_climatisation.htm

[GRAC05] I.N. Grace et al., Sensitivity of refrigeration system performance to charge levels and parameters for on-line leak detection, Applied Thermal Engineering, 25, 557–566, 2005

[HALE01] P.S. Hale, R.G. Arno, Survey of reliability and availability information for power distribution, power generation, and HVAC components for commercial, industrial, and utility installations, ASHRAE Transactions, Vol. 2, pp. 300-310, 2001

[IEAG98] International Energy Agency, Natural Gas Distribution – Focus on Western Europe, IEA Publications, ISBN: 92-64-16182-1, 1998

[JACQ04] P. Jacquard, S. Sandre, La pratique du froid, PYC édition DUNOD, ISBN: 210008293-0, 2e édition, 2004

[JACQ06] P. Jacquard, S. Sandre, La pratique de la climatisation, PYC édition DUNOD, ISBN: 210049740-5, 2e édition, 2006

[KAVA00] S. Kavanaugh, Fan Demand and Energy: Three Air-Distribution Systems, ASHRAE Journal, vol. 42, no. 6, p. 47-48, 50, 52, 54-55, June 2000

[KYOT97] Protocole de Kyoto à la Convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques, Kyoto, Japon, 11 décembre 1997

[KRAR00] M. Krarti, Energy audit of building systems: an engineering approach, CRC press, ISBN: 0-8493-9587-9, December 2000

[LOIA46] Loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, Journal Officiel de la République Française, 9 avril 1946

[LOIA84] Loi du 5 avril 1884 sur l'organisation et les attributions des conseils municipaux, Promulguée au Journal Officiel du 6 avril 1884

[LOIJ05] Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, Journal Officiel de la République Française, N° 163, page 11570, 14 juillet 2005

[LOIJ77] Loi n° 77-804 du 19 juillet 1977 concernant certains contrats de fourniture et d'exploitation de chauffage et relatif aux économies d'énergie, Journal Officiel de la République Française, 20 juillet 1977

[LOIJ80] Loi n°80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur, Journal Officiel de la République Française, 16 juillet 1980

[LOIJ85] Loi n°85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée, Journal Officiel de la République Française, 13 juillet 1985

[LOIM25] Loi du 27 février 1925 ayant pour objet de modifier et de compléter la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'électricité, Journal Officiel de la République Française, 3 mars 1925

[LOIO74] Loi 74-908 du 29 octobre 1974 relative aux économies d'énergie, Journal Officiel de la République Française, 31 octobre 1974

[MEGR87] Recommandation C1-87 relative aux travaux de maîtrise de l'énergie avec garantie de résultat et d'exploitation des installations proposée par le Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC) et adoptée le 15 décembre 1987 par la section technique de la Commission Centrale des Marchés (CCM)

[MINE04] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (MINEFI), Les contrats de partenariat – Principes et méthodes, 2004, http://www.ppp.minefi.gouv.fr/guide_contrat_partenariat.pdf

[NAES05] National Association of Energy Service Companies (NAESCO), What is an ESCO?, 2005, http://www.naesco.org/about/esco.htm

[ORDJ04] Ordonnance n°2004-559 du 17 juin 2004 sur les contrats de partenariat, Journal Officiel de la République Française, N°141, 19 juin 2004

[PERC89] J. Percebois, Economie de l'énergie, Editions Economica, ISBN : 2-7178-1538-4, 1989

[POOL03] A.D. Poole, T.H. Stoner, Alternative Financing Models for Energy Efficiency Performance Contracting, Sponsored by the USAID Brazilian Clean and Efficient Energy Program (BCEEP), administered by Winrock International, July 2003

[RECD87] Recommandation C1-87 relative aux travaux de maîtrise de l'énergie avec garantie de résultat et d'exploitation des installations proposée par le Groupe Permanent d'Etude des Marchés de Chauffage et de Climatisation (GPEM/CC) et adoptée le 15 décembre 1987 par la section technique de la Commission Centrale des Marchés (CCM)

[RIVI04] P. Rivière, Performances saisonnières des groupes de production d'eau glacée, Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, 11 avril 2004

[SCHA00] K. Scharmer, J. Greif, The European solar radiation atlas – Database and exploitation software, Presses de l'Ecole des Mines de Paris, Volume 2, ISBN : 2-911762-22-3, 2000

[SIAR92] Norme suisse SIA 382/3, Preuve des besoins pour les installations de ventilation et de climatisation, Société suisse des Ingénieurs et des Architectes, 1992

[SING02] Singer T.E., Lockhart N.K., IEA DSM Task X Performance Contracting – United-States Country Report, Final, September 2002, http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/Upload/132/TX_CR_USA_Final_Sept02.pdf

[SOLO00] Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB), Logiciel SOLO 2000, http://software.cstb.fr/soft/present.asp?langue=fr&m=lpr&context=Solo2000&imprimer=&cd=

[TEIN04] A. Joffre, Energie solaire thermique dans le bâtiment – Chauffe-eau solaires, Techniques de l'Ingénieur, BE 9-164, octobre 2004

[TRIE06] E.ON lance une contre-offre de 29,1 milliards d'euros sur Endesa, La Tribune, 21 février 2006

[TRIJ00] P. Pogam, EDF et Dalkia unissent leurs forces dans les services énergétiques, La Tribune, 23 juin 2000

[TRIS06] SUEZ dans le collimateur du transalpin ENEL, La Tribune, 23 février 2006

[USDO03] United States Department of Energy (U.S. DoE), Energy Efficiency and Renewable Energy, Improving fan system performance: a sourcebook for industry, DOE/GO-102003-1294, April 2003

[VIVE99] Vivendi, Rapport d'activité – Document de référence, 1999

[WALL06] Région Wallone, CD-Rom ENERGIE + : Conception et rénovation énergétique des bâtiments tertiaires, Version 5, avril 2006, http://mrw.wallonie.be/energieplus/entree.htm

[WEEA99] World Energy Efficiency Association (WEEA), Briefing Paper on Energy Services Companies with Directory of Active Companies, Revised Edition, 1999, http://www.weea.org/Publications/Best Practices/ESCO Bulletin.pdf

[WEST03] Westling H. et al, IEA DSM Task X Performance Contracting – Summary Report, Final, May 2003, http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/Upload/43/TX_SummaryReport_May03.pdf

POTENTIEL D'ECONOMIES D'ENERGIE PAR LES SERVICES ENERGETIQUES – APPLICATION AU CYCLE DE VIE DES EQUIPEMENTS DE CONVERSION DE L'ENERGIE

Résumé

Les services d'efficacité énergétique sont en forte croissance en Europe mais leur rôle est encore limité. Afin d'évaluer leur potentiel futur en termes d'économies, nous étudions d'abord les mécanismes politiques, économiques et environnementaux ayant soutenu leur développement. Le marché des énergies de réseau presque totalement libéralisé est donc analysé et comparé à la situation antérieure. En introduisant l'incertitude dans les prix, cette nouvelle donne sensibilise davantage les utilisateurs au coût réel de l'énergie.
Pour les clients qui en profitent, les « contrats de performance énergétique » limitent l'impact de ces incertitudes en garantissant financièrement un résultat. En modélisant ces contrats, d'exploitation/maintenance notamment, nous prouvons qu'ils transfèrent également les risques technique et financier vers le prestataire facilitant la réalisation des économies potentielles. Ces contrats sont relativement fréquents en matière de chauffage ou d'air comprimé mais quasiment inexistants en climatisation. Garantir sur le long terme le rendement énergétique en climatisation requiert des méthodes permettant (1) de maîtriser le process et ses performances et (2) de chiffrer précisément le potentiel et ses coûts d'obtention. Un audit énergétique est donc inévitable, pour lequel nous proposons une procédure.
Les conclusions des audits menés montrent que ce potentiel se trouve principalement au niveau de la régulation et de la gestion des appareils. Ces optimisations ne sont pas toujours mises en oeuvre par manque d'incitation contractuelle et par la faiblesse des procédures d'audit. Par l'intervention d'un expert indépendant, la future inspection périodique et obligatoire des installations de climatisation doit permettre de contrôler et de limiter ces pratiques. Une méthode d'analyse en trois étapes est donc conçue pour maximiser le potentiel de cette mesure et pour pouvoir tirer pleinement profit de ce type de contrats.

Mots clés : Climatisation, inspection, audit, service, ESCO, contrat de performance énergétique, efficacité-énergétique, exploitation, maintenance

ENERGY SAVING POTENTIAL OF ENERGY SERVICES – EXPERIMENTATION ON THE LIFE CYCLE OF ENERGY CONVERSION EQUIPMENTS

Abstract

Energy efficiency services are growing in Europe but their role is still limited. In order to evaluate the potential, we focused first of all on policy, economical and environmental mechanisms that support their development. European natural gas and electricity markets, that are now almost wholly deregulated, are analysed and compared to their historical structure. By introducing uncertainty on energy prices, this new deal translates better the real energy costs.
Energy performance contracts (EPC) limit the impact of these uncertainties on the customer energy bills by guaranteeing a financial result. As a result of the modelling of these contracts, namely operation and maintenance ones, we prove that they transfer technical and financial risks from building owners to energy service companies (ESCO) making energy saving measures easier and less expensive at the same time. These contracts are relatively widespread for heating or compressed-air processes but remain marginal for air-conditioning systems. So new methods were needed to guarantee on the long terms the efficiency of air-conditioning systems demand (1) to master the process and its performances and (2) to be able to determine precisely the energy saving potential and its realisation costs. A detailed energy audit is thus necessary for which we propose a guidance.
Conclusions of audits carried out prove that energy saving potential is mainly located in equipment management and control. These optimisations are not always carried out because of a lack of contractual incentive and due to the weaknesses of audit methods. Through the involvement of an independent expert, the mandatory and regular inspection of air-conditioning systems may allow to verify and guide such practices. A three-step analysis procedure has been developed in order to maximise the inspection potential and to get higher benefits from service contracts.

Key words: air-conditioning, inspection, audit, service, ESCO, performance contracting, energy-efficiency, operation, maintenance

Laboratoire d'accueil : Centre Energétique et Procédés (CEP) – Ecole des Mines de Paris
60 boulevard Saint-Michel – F-75272 Paris Cedex 06
Thèse présentée par : DUPONT, Maxime **le :** 5 décembre 2006
Discipline : « Energétique » – Ecole des Mines de Paris