



École doctorale ED 72 : Sciences pour l'ingénieur

Doctorat

THÈSE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

Université de Technologie de Compiègne

Spécialité doctorale "Optimisation & Énergie"

présentée et soutenue publiquement par

Chouaïb MKIREB

le 03 Juillet 2019

**Optimisation et gestion des risques pour la valorisation de la flexibilité
énergétique: application aux systèmes d'eau potable**

Directeurs de thèse : **Antoine Jouglet, Thierry Denoeux**

Encadrant industriel : **Abel Dembélé**

Devant le jury composé de:

Mme. Sophie Demassey,	Maître de Conférences, HDR, Mines ParisTech	Rapporteur
Mme. Feng Chu,	Professeur des universités, Université d'Evry Val d'Essonne	Rapporteur
M. Dritan Nace,	Professeur des universités, UTC de Compiègne	Examinateur
M. Pierre Carpentier,	Enseignant chercheur, ENSTA ParisTech	Examinateur
M. Abel Dembélé,	Expert modélisation et optimisation, Suez Smart Solutions	Examinateur
M. Yannick Perez,	Maître de Conférences, HDR, CentraleSupélec	Examinateur
M. Thierry Denoeux,	Professeur des universités, UTC de Compiègne	Directeur
M. Antoine Jouglet,	Professeur des universités, UTC de Compiègne	Directeur

Université de Technologie de Compiègne

Laboratoire Heudiasyc

CNRS, Heudiasyc UMR 7253, CS 60319 60230 Compiègne, France

Résumé

Dans un contexte de croissance démographique dans lequel certaines ressources naturelles sont de plus en plus limitées, une gestion optimisée et conjointe des réseaux publics de l'eau et de l'électricité s'impose. L'ouverture progressive des marchés de l'électricité à la concurrence et les changements de réglementation dans plusieurs pays ont contribué au développement des mécanismes de la flexibilité de la demande, permettant d'impliquer directement les consommateurs dans la gestion de l'équilibre offre-demande du réseau électrique. Les systèmes d'eau potable, étant de grands consommateurs d'électricité, disposent d'une flexibilité grâce à la présence d'ouvrages de stockage d'eau (bâches et réservoirs) et de pompes à vitesse variable. Cette flexibilité, souvent exploitée uniquement à des fins de sécurisation des demandes en eau, peut être valorisée pour permettre une meilleure gestion de l'équilibre du réseau électrique. L'objectif de cette thèse est l'évaluation des valeurs économiques et écologiques relatives à l'intégration de la flexibilité des systèmes d'eau potable dans la gestion opérationnelle du système électrique français. Une étude de l'architecture des marchés de l'électricité en France est d'abord menée pour identifier les mécanismes de flexibilité de la demande les plus adaptés aux contraintes d'exploitation des systèmes d'eau. Des modèles mathématiques d'optimisation sont ensuite proposés et résolus à travers certaines heuristiques, en intégrant les incertitudes relatives aux consommations d'eau, aux prix des marchés ainsi qu'à la disponibilité des équipements de pompage. Les résultats numériques, discutés en se basant sur trois systèmes d'eau potable réels en France, intègrent les aspects économiques (en considérant les risques associés), opérationnels et écologiques. Des réductions importantes des coûts d'exploitation des systèmes d'eau sont estimées à travers la valorisation de l'énergie non consommée pendant les moments de pointe sur le marché spot de l'électricité. En parallèle, la considération des incertitudes permet de sécuriser l'opération des systèmes d'eau en temps réel, et de maîtriser les risques économiques relatifs à l'équilibrage du réseau électrique. De plus, des réductions importantes des émissions de CO₂, estimées à environ 400 tonnes par jour en France, peuvent être réalisées en réduisant les volumes d'électricité issus des sources fossiles.

Mots clés : marché de l'électricité, système d'eau potable, équilibrage du réseau, flexibilité de la demande, pointe de consommation, émissions de CO₂.

Abstract

In a context of demographic growth in which natural resources are more and more limited, optimized management of water and power networks is required. Changes in electricity markets regulation in several countries have recently enabled effective integration of Demand Response mechanisms in power systems, making it possible to involve electricity consumers in the real-time balance of the power system. Through its flexible components (variable-speed pumps, tanks), drinking water systems, which are huge electricity consumers, are suitable candidates for energy-efficient Demand Response mechanisms. However, these systems are often managed independently of power system operation, for both economic and operational reasons. In this thesis, the objective is the evaluation of the economic and the ecological values related to the integration of drinking water systems flexibility into power system operation through french demand response mechanisms. An analysis of the architecture of french electricity markets is first conducted, allowing to target the most suitable demand response mechanisms considering water systems operating constraints. Some mathematical models to optimize water systems flexibility are then proposed and solved through original heuristics, integrating uncertainties about water demands, market prices and pumping stations availability. Numerical results, which are discussed using three real water systems in France, integrate the economic aspects including risks, operational and ecological aspects. Significant reductions in water systems operating costs are estimated through the optimization of demand response power bids on the french spot power market during peak times. In parallel, uncertainties consideration secures the operation of water systems in real time, and makes it possible to manage economic risks related to the power grid balancing. In addition, significant savings in CO₂ emissions, estimated to around 400 tons per day in France, can be achieved by reducing electricity production from fossil sources.

Keywords : electricity market, drinking water system, power grid balancing, demand flexibility, peak load, CO₂ emissions.

Remerciements

La réalisation de cette thèse fut une excellente occasion de rencontrer et d'échanger avec de nombreuses personnes que j'ai eu l'occasion de connaître durant les trois dernières années.

Je tiens à remercier en premier lieu mon encadrant industriel M. Abel Dembélé qui a permis la réalisation de cette thèse compte tenu du contexte industriel compliqué dans lequel se situait le projet de recherche. Je le remercie aussi pour ses nombreux et précieux conseils pratiques et ses attitudes aussi bien sur le plan humain que scientifique, qui m'ont permis de travailler dans un environnement très favorable.

Je remercie ensuite mes deux directeurs de thèse, M. Antoine Jouglet et M. Thierry Denoex, pour avoir très bien encadré mes travaux. Je les remercie pour la confiance qu'ils m'ont accordé pour réaliser mes travaux de recherche, pour leur disponibilité ainsi que pour leur expertise qu'ils ont bien su me transmettre tout au long de la période de la thèse.

Je voudrais aussi adresser mes remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté d'évaluer mon travail de recherche. Merci à M. Dritan Nace pour avoir accepté de présider le jury, à Mme. Sophie Demassey et à Mme. Feng Chu pour avoir accepté de rapporter ce manuscrit, à M. Pierre Carpentier et à M. Yannick Perez pour avoir accepté d'être des examinateurs de ma thèse.

Ma gratitude se tourne très particulièrement vers mon entreprise Suez Smart Solutions, qui a financé ma thèse et mis à ma disposition tous les moyens nécessaires pour bien mener mes travaux. Merci à M. Jean Francois Depierre d'avoir initié le projet de recherche, puis à M. Antonin Fradin, à M. Roland Kora et à M. Nicolas Belpois d'avoir bien géré les suivis administratif et financier de la thèse. Mes remerciements vont aussi à M. Gabriel de Vasselot et à Mme. Naïma Edouard pour m'avoir facilité les démarches administratives au sein de l'entreprise. Un grand merci à M. Luc Gross avec qui j'ai beaucoup travaillé sur des projets de l'entreprise en dehors du temps consacré à ma thèse. Sa bonne humeur et son expertise m'ont été fortement bénéfiques pour bien m'intégrer dans le milieu industriel et pour m'initier aux métiers relatifs aux services de l'eau potable et de l'énergie.

Mes remerciements vont aussi à l'ensemble du personnel du laboratoire Heudiasyc de l'Université de Technologie de Compiègne, et plus particulièrement à Mme. Berengère Guermonprez et à Mme. Nathalie Alexandre pour m'avoir aidé dans les démarches administratives et logistiques lors de mon doctorat.

Je remercie également l'ensemble des collègues de Suez Smart Solutions avec lesquels j'ai passé de très bons moments que ce soit dans les locaux de l'entreprise, à la cantine ou même sur les terrains de football.

Durant ces trois années de thèse, j'ai pu compter sur la présence et le soutien indéfectibles de mon entourage. Je remercie mes amis, ma grande famille et plus affectueusement ma petite famille pour leur soutien continu : mon cher père, ma chère mère, mon frère et ma sœur.

Table des matières

Table des matières	7
Liste des figures	9
Liste des tableaux	11
Glossaire	13
Introduction	15
1 Les marchés de l'électricité et la flexibilité de la demande en France	21
1.1 Fonctionnement général des marchés de l'électricité	22
1.2 Commerce d'électricité et formation des prix sur les marchés	23
1.3 Le transport d'électricité et l'équilibrage du réseau	29
1.4 La flexibilité de la demande	32
2 La gestion de l'énergie dans les systèmes d'eau potable	47
2.1 Généralités sur les systèmes d'eau potable	48
2.2 L'optimisation énergétique dans les systèmes d'eau potable	55
2.3 La flexibilité de la demande et les systèmes d'eau potable	59
3 Valorisation de la flexibilité énergétique des systèmes d'eau potable sur le marché spot français	63
3.1 Éléments de modélisation	65
3.2 Formulation mathématique du problème sans prise en compte des effacements	66
3.3 Formulation mathématique du problème avec prise en compte des effacements	70
3.4 Étude expérimentale	73
3.5 Conclusion	84
4 Prise en compte des incertitudes dans la modélisation du problème de valorisation de la flexibilité des systèmes d'eau	85
4.1 Motivations	87
4.2 Revue bibliographique	88
4.3 Incertitudes sur les demandes en eau	90
4.4 Incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché	103
4.5 Conclusion générale	115
5 Gestion des multi-systèmes d'eau potable et agrégation de leur flexibilité dans les marchés de l'électricité	117
5.1 Gestion multi-systèmes	119
5.2 Étude écologique	126
5.3 Conclusion	130

6 Application dans le milieu industriel	131
6.1 Contexte industriel	132
6.2 Extension des fonctionnalités de l'outil AQUADVANCED® Energie	132
6.3 Conclusion	137
7 Conclusion et perspectives d'évolution	139
7.1 Limites et perspectives d'évolution	140
7.2 Conclusion	142
Bibliographie	151
A Linéarisation du problème d'optimisation ($P_{1,0}$)	153
B Résultats numériques pour la gestion multi-systèmes	157

Liste des figures

1.1	Organisation du marché de l'électricité en France	23
1.2	Prix futurs de l'année Y+1 pour la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni (source : EEX [1])	25
1.3	Exemple de prix spot horaire pour le marché français (source : Epex Spot [2])	25
1.4	Détermination du prix du marché spot par intersection des courbes d'offre et de demande	26
1.5	Tarifs réglementés de vente d'électricité commercialisés avant 2016	27
1.6	Parts des fournisseurs du marché de fourniture français [3]	27
1.7	Décomposition de la facture d'électricité pour les ménages français	28
1.8	Consommation prévisionnelle en J-1 et consommation ajustée en J (source : RTE)	30
1.9	Fonctionnement des réserves pour établir l'équilibre production/consommation (source : CRE [4])	31
1.10	Les interconnexions électriques aux frontières de la France	32
1.11	Exemple de sollicitation et de réalisation d'un effacement de consommation	33
1.12	Développement des effacements en Europe (source : Smart Energy Demand Coalition 2017 [5])	34
1.13	Développement de l'effacement aux Etats-Unis d'Amérique (source : GTM Research [6])	35
1.14	Illustration de la thermo-sensibilité de la consommation française	36
1.15	Illustration du problème de missing money	38
1.16	Transfert des flux financiers et énergétiques pour un effacement valorisé sur les marchés de l'énergie	39
1.17	Le différentes phases du mécanisme NEBEF	41
1.18	Quantification d'un effacement de consommation selon la méthode du rectangle à double référence corrigée	44
2.1	Illustration du parcours de l'eau depuis les sources jusqu'aux zones de consommation	48
2.2	Quelques principaux composants d'un système d'eau	49
2.3	Profils horaires de la consommation en eau d'une zone résidentielle en France : données issues de mesures effectuées par les exploitants de Suez	50
2.4	Distribution de l'eau par un château d'eau sous effet gravitaire	51
2.5	Illustration des pertes de charge singulières et régulières [7]	53
2.6	Courbes caractéristiques d'une pompe hydraulique	54
2.7	Pompes à vitesse variable	54
2.8	Le stockage d'électricité par les réservoirs de distribution d'eau	56
2.9	Illustration du principe de transfert de charge	57
3.1	Illustration des différents états possibles d'un réservoir et les variables correspondantes.	67
3.2	Présentation des systèmes d'eau potable utilisés	74
3.3	Exemple de deux profils horaires de demande du système 3.	76
3.4	Quelques scénarios horaires de prix spot utilisés [2].	77

3.5	Simplification du modèle hydraulique pour le système d'eau 1.	78
3.6	Évolution de la puissance optimale d'effacement en fonction des prix du marché. . .	80
3.7	Appel de puissance des systèmes d'eau pour un jour avec deux programmes d'effacement.	82
3.8	Évolution du volume des réservoirs pour une gestion avec et sans effacements. . . .	83
3.9	Fonctionnement des stations de pompage pour une gestion avec et sans effacements. .	83
4.1	Les volumes de sécurité corrigés des réservoirs pour la gestion des incertitudes . . .	94
4.2	Résumé des formulations mathématiques faites pour la résolution du problème. . .	96
4.3	32 réalisations historiques de la demande en eau pour le système d'eau étudié . . .	97
4.4	Enveloppes minimum et maximum sur les demandes en eau pour différentes valeurs de p	98
4.5	Puissances optimales d'effacement pour trois valeurs de probabilité p	99
4.6	Variation prévisionnelle du volume des réservoirs pour différentes valeurs de p	99
4.7	Débits prévisionnels des stations de pompage pour différentes valeurs de p	100
4.8	Distribution des coûts économiques issues de la Procédure 1.	102
4.9	Illustration de la dépendance entre les prix spot horaires et les prix de règlement des écarts (données de prix extraites de Epex Spot et de l'historique disponible sur le site de RTE).	106
4.10	Illustration de la dépendance entre les prix spot horaires et les prix de règlement des écarts pour des créneaux horaires spécifiques.	107
4.11	Illustration de la tendance linéaire de la fonction $g(R, e)$	107
4.12	Puissances optimales d'effacement en fonction du prix spot.	111
4.13	Impact du scénario de probabilités sur la puissance optimale d'effacement.	111
4.14	Génération de 100 jours de simulation illustrant la disponibilité cumulée des cinq combinaisons de pompes des stations de distribution.	112
4.15	Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 100 €/MWh. .	113
4.16	Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 150 €/MWh. .	114
4.17	Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 200 €/MWh. .	114
5.1	Déroulement du processus de la gestion multi-systèmes	120
5.2	Puissance maximale et optimale d'effacement pour les trois systèmes d'eau	122
5.3	Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario bas de demande . .	124
5.4	Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario haut de demande .	125
5.5	Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario aléatoire de demande	125
5.6	Émissions de CO2 en France en grammes par kWh produit pour deux jours différents	127
5.7	Illustration de l'impact des blocs d'effacement sur la courbe d'offre du marché d'électricité	128
6.1	Illustration de l'interface de configuration relative à la partie simulation du module de flexibilité	133
6.2	Illustration des résultats de simulation du module de flexibilité	134
6.3	Illustration de l'interface de configuration relative au mode opération du module de flexibilité	135
6.4	Illustration de l'interface de configuration pour la gestion multi-systèmes	136

Liste des tableaux

3.1	Caractéristiques des systèmes d'eau potable utilisés.	75
3.2	Tarifs de fourniture d'électricité considérés, en €/MWh.	76
3.3	Tarifs d'acheminement d'électricité considérés, en €/MWh.	76
3.4	Prix de la compensation en €/MWh pour le trimestre octobre - décembre 2016.	77
3.5	Prix de la compensation en €/MWh pour le trimestre janvier - mars 2017.	77
3.6	Coût optimal de pompage pour une journée normale sans prise en compte des effacements.	79
3.7	Gains relatifs à la gestion avec effacements pour les scénarios de prix de 2016.	79
3.8	Gains relatifs à la gestion avec effacements pour les scénarios de prix de 2017.	79
3.9	Puissances moyennes et maximales d'effacement pour les scénarios de prix de 2016 et 2017.	81
3.10	Taux de flexibilité maximal pour les trois systèmes.	81
4.1	Résultats numériques issues de la Procédure 1.	102
4.2	Formule de calcul du prix de règlement des écarts	106
4.3	Coefficients de corrélation linéaire entre les séries de prix spot et de prix de règlement des écarts.	107
4.4	Probabilités d'indisponibilité estimées des combinaisons de pompes du système d'eau considéré.	110
4.5	Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 100 €/MWh	113
4.6	Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 150 €/MWh	114
4.7	Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 200 €/MWh	115
5.1	Contribution des unités de production de pointe françaises aux émissions de CO ₂	128
5.2	Émissions de CO ₂ évitées par trois systèmes d'eau pour un effacement entre 18h et 20h	128
5.3	Émissions de CO ₂ moyennes évitées par m ³ d'eau produit pour trois systèmes d'eau pour un effacement entre 18h et 20h	129
5.4	Émissions de CO ₂ évitées par les SPDEPs français pour $x = 0.05$, $y = 0.2$ et $z = 0.75$	130
5.5	Émissions de CO ₂ évitées par les SPDEP français pour $x = y = 0.1$ et $z = 0.8$	130
B.1	Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d'optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 1	157
B.2	Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d'optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 2	158
B.3	Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d'optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 3	158

Glossaire

Liste des abréviations

- **3S** : Suez Smart Solutions.
- **ARENH** : Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique.
- **CRE** : Commission de Régulation de l'Énergie.
- **DR** : Demand Response.
- **EDF** : Électricité de France.
- **GRD** : Gestionnaire de Réseau de Distribution.
- **GRT** : Gestionnaire de Réseau de Transport.
- **HP** : Heures Pleines.
- **HC** : Heures Creuses.
- **MA** : Mécanisme d'Ajustement.
- **MILP** : Mixed Integer Linear Programming.
- **NEBEF** : Notification d'Échange de Blocs d'Effacement.
- **NOME** : Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité.
- **Obj** : Objectif.
- **PLNE** : Programmation Linéaire en Nombres Entiers.
- **PMPH** : Prix Moyen Pondéré à la Hausse.
- **PMPB** : Prix Moyen Pondéré à la Baisse.
- **PPC** : Programmation Par Contraintes.
- **PRE** : Prix de Règlement des Écarts.
- **RC** : Réserve Complémentaire.
- **RE** : Responsable d'Équilibre
- **RP** : Réserve Primaire.
- **RR** : Réserve Rapide.
- **RR** : Réserve Secondaire.
- **RR** : Réserve Tertiaire.
- **RTE** : Réseau Transport d'Électricité.
- **SCADA** : Supervisory Control And Data Acquisition.
- **SD** : Station de Distribution.
- **SE** : Station d'Exhaure.
- **SPDEP** : Système de Production et de Distribution d'Eau Potable.
- **ST** : Station de Transport.
- **TURPE** : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité.

Introduction

L'eau et l'énergie sont deux ressources liées et interdépendantes dans le développement social et économique. D'une part, l'énergie est indispensable pour le captage, le traitement et la distribution de l'eau jusqu'aux robinets des consommateurs. D'autre part, l'eau est nécessaire pour la production de l'électricité, que ce soit dans les barrages hydroélectriques ou dans les centrales nucléaires et thermiques nécessitant de l'eau dans le processus de refroidissement. Compte tenu de l'urbanisation croissante et du développement technologique, les besoins en eau douce ainsi qu'en énergie, en particulier l'électricité, sont fortement croissants. Cette interdépendance entre les secteurs de l'eau et de l'électricité implique la nécessité d'une gestion optimisée des ressources afin de surmonter les nombreux défis auxquels sont confrontés ces deux secteurs.

Depuis la fin de la deuxième guerre mondiale, les réseaux publics d'électricité se sont développés dans plusieurs zones du monde. Alors que la majorité des pays industrialisés affichent aujourd'hui un taux d'accès à l'électricité de 100% pour la population, de nombreux autres territoires en sont encore privés en conséquence d'un réseau électrique défaillant, voire inexistant. C'est le cas dans certaines zones reculées qui manquent de ressources financières et d'infrastructures nécessaires au transport et à la distribution de l'électricité. Par exemple, seulement 14% de la population avait accès à l'électricité en 2016 dans la République centrafricaine et 9% dans le Soudan du sud [8]. De plus, des pannes électriques dont les conséquences économiques et opérationnelles sont importantes peuvent survenir, même dans les pays les plus développés, en raison d'un aléa de production, de consommation ou d'une défaillance dans le réseau électrique. La Turquie a connu par exemple, dans le secteur industriel, une moyenne d'environ 1.7 pannes électriques par mois pendant l'année 2013 [9]. Actuellement, le secteur électrique mondial connaît une mutation profonde touchant à la fois l'offre et la demande. Les énergies renouvelables se développent massivement dans plusieurs pays afin de limiter les impacts écologiques et économiques liés à l'utilisation des combustibles fossiles. Des unités de production locales font progressivement leur apparition, appelées « micro-réseaux », permettant de proposer une alternative aux réseaux publics centralisés. D'autre part, la consommation mondiale en électricité connaît une augmentation rapide, principalement due au développement de nouveaux usages de celle-ci : les voitures électriques, les nouvelles technologies, etc. Cependant, la grande difficulté à stocker de l'électricité en grande quantité nécessite un équilibrage continu entre la production et la consommation. Cet équilibrage est quotidiennement assuré par les gestionnaires de réseau de transport (GRT). En effet, un léger déséquilibre entre la production et la consommation peut entraîner des conséquences allant jusqu'à des délestages ou des coupures électriques. Par exemple, lors des crises de la Californie pendant les années 2000, des délestages électriques ont eu lieu par manque d'une capacité de 300 MW dans un système de 50 000 MW [10]. En considérant ces constats, la croissance de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pose la question de leur intégration dans les réseaux électriques. Ces énergies sont produites de façons très variables en fonction des conditions météorologiques locales, ce qui génère des instabilités sur le réseau de transport. En conséquence, la gestion de l'équilibre du système électrique devient une tâche de plus en plus complexe.

De son côté, le secteur de l'eau est fortement influencé par l'essor démographique et économique que connaît notre planète [11]. Historiquement, l'accès à l'eau potable n'a pas été aussi facile qu'une simple ouverture de robinet. Les premières civilisations se sont développées et installées près de grands fleuves qui étaient considérés comme des sources d'eau potable. Les eaux souterraines accessibles depuis des puits ont ensuite souvent été utilisées. Avec le développement des villes et les tensions accrues subies par les sources naturelles, l'homme commença à penser à d'autres alternatives pour la gestion de l'eau potable afin de gagner du temps, de lutter contre les maladies et pour améliorer le confort du consommateur. C'est dans ce contexte que les premiers systèmes de production et de distribution d'eau potable (SPDEP) centralisés sont apparus, au début du 19^{ème} siècle, puis se sont développés partout dans le monde pendant la fin des années 1980. Cette diffusion des SPDEP, principalement due à l'amélioration de la connaissance et au progrès industriel, a considérablement amélioré la qualité et l'espérance de vie des citoyens. La pénibilité du travail manuel consistant à extraire de l'eau ainsi que les maladies infectieuses et les épidémies mortelles telles que la fièvre jaune ont fortement été réduites [12]. Cependant, la question de la disponibilité des ressources en eau continue d'être posée de nos jours. En effet, les ressources en eau douce disponibles sur la terre ne sont pas insuffisantes, mais leurs répartitions et les moyens financiers et technologiques dont dispose chaque pays posent plusieurs problèmes [13]. Dans les pays pauvres et certains en cours de développement, des problèmes d'accès et de qualité de l'eau sont rencontrés, généralement causés par des réseaux d'eau potable défaillants combinés à un environnement très pollué. De plus, certaines zones arides connaissent un problème global ou saisonnier de la disponibilité des ressources en eau [14]. Selon le World Resources Institute, 37 pays dans le monde connaissent actuellement un stress hydrique très élevé [15]. Aujourd'hui, un certain nombre de désaccords entre États a pour origine l'usage des ressources transfrontalières [16]. L'eau pourrait alors devenir un enjeu politique et économique majeur, comparable à ce que fut le pétrole jusqu'à nos jours. Il est ainsi à craindre, dans les années à venir, des tensions de plus en plus fortes entre les pays ou même, entre les industries les plus consommatrices. D'un point de vue économique, les coûts relatifs à la gestion des systèmes d'eau seront amenés à croître en réponse à la croissance de l'urbanisation et aux difficultés d'exploitation que cela pourrait engendrer. Certains pays en voie de développement pourraient ne plus être en mesure d'assumer ces implications financières. D'autres pays pourraient voir le coût de l'eau potable augmenter, pouvant créer des tensions intérieures d'ordre social.

Face aux défis de ces deux secteurs, une logique basée sur l'optimisation de la gestion des ressources et des réseaux publics de l'eau et de l'électricité s'impose. Cette optimisation est surtout intéressante dans le contexte d'apparition et de développement de ce que l'on appelle les « réseaux intelligents (smart-grids) ». D'une part, ces réseaux ont contribué au développement des mécanismes d'efficacité énergétique et des solutions de la flexibilité de la demande en électricité, permettant d'impliquer explicitement les consommateurs dans la gestion de l'équilibrage du réseau électrique. D'autre part, les SPDEP ont bénéficié du développement des systèmes de contrôle des équipements et d'acquisition des données, appelés « SCADA systems » (Supervisory Control And Data Acquisition) qui permettent, grâce à des capteurs répartis dans différents points clés des réseaux d'eau, de contrôler et d'optimiser le parcours de l'eau depuis les sources de production jusqu'aux zones de consommation. Cependant, on constate un manque de coopération et de coordination entre les deux secteurs, ce qui a été pointé dans le rapport annuel des Nations Unies en 2014 [17]. L'industrie de l'eau est actuellement, dans la majorité des cas, gérée indépendamment du fonctionnement du réseau électrique. Les responsables des achats des services de l'eau concluent généralement des contrats de long-terme avec les fournisseurs d'électricité, avec des prix souvent fixes durant toute la durée du contrat et indépendamment de l'état global du système électrique. Chacun de ces secteurs optimise alors son propre fonctionnement : les GRT subissent les contraintes de la consommation et de la production disponibles à chaque instant pour réaliser l'équilibre global du système électrique à moindre coût, tandis que les exploitants des SPDEP utilisent de l'énergie en fonction de leurs besoins afin d'optimiser le fonctionnement de leurs sys-

tèmes. Or, ces SPDEP, lorsqu'ils exploitent des ouvrages de stockage d'eau (bâches et réservoirs) et des systèmes de pompage à vitesse variable, disposent d'une flexibilité souvent utilisée à des fins de sécurisation des demandes en eau et d'optimisation tarifaire. Il apparaît donc que ces stockages peuvent être assimilés à des accumulateurs électriques, ce qui permet d'envisager un mode de gestion où les services de l'eau et de l'électricité interagissent en vue de l'intégration de la flexibilité des SPDEP dans la gestion du réseau électrique. Cette interaction aurait pour bénéfice la diminution des coûts de production d'électricité et des contraintes d'équilibrage du réseau d'un côté, et la diminution des coûts énergétiques supportés par les opérateurs des SPDEP de l'autre côté, dans une stratégie gagnante pour les deux secteurs.

Dans une démarche de continuité de son développement visant la gestion durable des ressources et les solutions intelligentes d'exploitation, Suez, et à travers sa filiale Smart Solutions, a lancé ce projet de recherche en partenariat avec l'Université de Technologie de Compiègne sous forme de thèse de doctorat, bénéficiant d'un financement CIFRE (Convention Industrielle de Formation par la REcherche) accordé par l'ANRT (Association Nationale Recherche Technologie). Le projet concerne les SPDEP en tant que gros consommateur d'électricité, en leur proposant des outils aidant à optimiser l'interaction entre les services de l'eau et de l'électricité en France. L'objectif du projet est de valoriser écologiquement ainsi qu'économiquement la flexibilité dont dispose les SPDEP sur les différents marchés de flexibilité en France, sous les contraintes réglementaires en vigueur. Les bénéfices attendus du projet incluent :

- **La gestion de l'équilibre offre - demande en électricité** : la minimisation de la consommation d'électricité pour les SPDEP pendant les moments de pointe en France.
- **La réduction des prix des marchés de gros de l'électricité** : la réduction de la demande en électricité pendant les moments de pointe, permettant d'éviter les coûts variables des unités de production supplémentaires pour équilibrer le marché.
- **La diminution de l'empreinte carbone** : la minimisation du recours aux énergies fossiles, coûteuses économiquement et écologiquement, pendant les moments de pointe.
- **La réduction des coûts d'exploitation pour les services de l'eau** : la génération de gains économiques par les exploitants des SPDEP en participant aux mécanismes de flexibilité du marché français.

Suez Smart Solutions dispose déjà d'une solution informatique qui permet la supervision et le contrôle optimisé et en temps réel des systèmes d'eau. À partir de la prévision des demandes en eau et grâce à un module mathématique intégré, la solution calcule en temps réel le planning optimal des marches/ arrêts des ouvrages et des équipements pour satisfaire les demandes en eau tout en respectant l'ensemble des contraintes d'exploitation à un coût énergie global le plus bas possible. Les travaux de R&D en cours au sein de l'entreprise incluent majoritairement l'optimisation de la consommation d'électricité, sans intégrer les aspects liés à la valorisation de la flexibilité sur les différents marchés. C'est dans ce contexte industriel que ce projet de recherche s'inscrit afin d'intégrer un nouveau module intitulé « flexibilité » dans les outils actuels de l'entreprise.

Ce mémoire est divisé en trois grandes parties. La première partie comporte une étude bibliographique étendue sur les secteurs de l'électricité et celui de l'eau potable en France. La deuxième partie présente une preuve de concept quant à la pertinence de la considération des mécanismes de flexibilité du marché français dans la gestion opérationnelle des SPDEP et du réseau électrique. Cette partie présente différents modèles mathématiques d'optimisation (déterministe, robuste, stochastique, multi-système) permettant de valoriser économiquement et écologiquement la flexibilité des systèmes d'eau sur les marchés de l'énergie. Les bénéfices économiques, écologiques et opérationnels sont quantifiés en se basant sur trois systèmes d'eau potable réels en France. Finalement, la troisième partie expose des aspects opérationnels pour l'intégration et la mise en pratique des travaux de recherche dans les outils actuels de l'entreprise.

- **Partie 1 : Etude bibliographique** : chapitres 1 et 2.
- **Partie 2 : Preuve de concept, modélisations et études technico-économiques** : chapitres 3, 4 et 5.
- **Partie 3 : Aspects opérationnels** : chapitre 6.

Le chapitre 1 présente une étude bibliographique sur le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité. Les différentes activités liées au secteur de l'électricité sont présentées, de la production d'électricité à la consommation finale, en passant par le commerce, le transport et la distribution de l'électricité. Ensuite, la notion de la flexibilité de la demande est expliquée puis détaillée dans le contexte du marché français.

Le chapitre 2 est consacré à une étude bibliographique générale sur les SPDEP : fonctionnement opérationnel, réglementation et marchés, etc. Il met ainsi en évidence l'importance de l'optimisation énergétique et la pertinence de la considération des mécanismes de flexibilité de la demande pour la gestion des SPDEP.

Le chapitre 3 expose un modèle mathématique d'optimisation dans lequel la flexibilité des SPDEP est valorisée sur le marché spot français. Les demandes en eau, la disponibilité des pompes ainsi que les prix du marché sont supposés connus dans cette première modélisation. Les résultats numériques sont discutés en se basant sur trois systèmes d'eau potables réels en France en quantifiant les gains économiques pouvant être réalisés.

Dans le chapitre 4, nous proposons d'intégrer les différentes sources d'incertitudes relatives au fonctionnement des SPDEP et du marché électrique dans le modèle mathématique d'optimisation : prix, disponibilité des pompes, demandes en eau. Une modélisation ensembliste couplée à un problème d'optimisation robuste ont été proposés pour aborder l'incertitude sur les demandes en eau. D'autre part, une modélisation stochastique couplée à un modèle d'optimisation linéaire en variables mixtes ont été formulés pour modéliser les incertitudes sur les prix du marché ainsi que la disponibilité des pompes. Les résultats numériques discutés montrent la pertinence de la considération des incertitudes pour la maîtrise des risques opérationnels et financiers relatifs au fonctionnement du réseau électrique et des SPDEP.

Le chapitre 5 est consacré à la démonstration de l'intérêt d'une action conjointe d'un ensemble de SPDEP, soit à l'échelle locale pour une coopération quant à la valorisation de leurs flexibilités, soit à l'échelle nationale en estimant le bénéfice écologique cumulé.

Finalement, le chapitre 6 décrit des moyens pratiques proposés pour intégrer les travaux de recherche menés dans les outils actuels de l'entreprise.

Les apports principaux de nos recherches par rapport à la littérature sont :

- Une étude de l'architecture générale des marchés de l'électricité en France, puis la détermination des mécanismes de flexibilité les plus adaptés aux contraintes d'exploitation des SPDEP.
- Une modélisation des contraintes d'un mécanisme de flexibilité du marché électrique français sous forme d'équations linéaires.
- La formalisation et la résolution d'un problème linéaire en variables mixtes, permettant d'optimiser la participation des SPDEP au mécanisme de flexibilité modélisé.
- La considération et modélisation des différentes sources d'incertitudes relatives à la prise de décision des SPDEP sur le marché de flexibilité : incertitudes sur les demandes en eau, sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché.

- La formulation et la résolution des modèles mathématiques d'optimisation incluant la prise en compte des différentes sources d'incertitudes modélisées. Un modèle robuste puis un modèle stochastique ont été proposés. Quelques heuristiques originales ont aussi été proposées pour la résolution numérique et l'évaluation des résultats.
- La considération d'une gestion conjointe de plusieurs systèmes d'eau indépendants hydrauliquement (gestion multi-systèmes) afin d'agréger leur flexibilité sur le marché considéré.
- Une quantification des gains économiques et des gains opérationnels relatifs à la participation des SPDEP au mécanisme de flexibilité considéré.
- Une estimation des bénéfices écologiques en terme de réduction de gaz à effet de serre à l'échelle de la France, en se basant sur certaines hypothèses.

En termes de valorisation scientifique, les publications suivantes ont été produites dans le cadre de cette thèse :

- **Articles de revues avec comité de lecture :**

- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Energy-Efficient Operation of Water Systems Through the Optimization of Load Power Reductions in Electricity Markets*. Journal of Electronic Science and Technology, 2018, Volume 16 (4), pp. 304-315.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Robust Optimization of Demand Response Power Bids for Drinking Water Systems*. Journal of Applied Energy, Elsevier, 2019, Volume 238, pp. 1036-1047.

- **Actes dans des conférences internationales :**

- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Scheduling Demand Response on the French Spot Power Market for Water Distribution Systems by Optimizing the Pump Scheduling*. 13th Workshop on Models and Algorithms for Planning and Scheduling Problems (MAPSP 2017), pages 172-174, Seeon-Seebruck, Germany, June 12-16, 2017.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *A linear programming approach to optimize demand response for water systems under water demands uncertainties*. IEEE 2018 International Conference on Smart Grids and Clean Energy Technologies, pp. 206-211, 29 May-1 June, Kuala Lumpur, Malaysia, 2018.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Optimisation de la flexibilité énergétique des systèmes d'eau potable sur les marches de l'énergie*. Au 19ème congrès de la société Française de Recherche Opérationnelle et d'aide à la Décision (ROADEF), 21-23 Février 2018, Lorient.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Flexibility of drinking water systems : An opportunity to reduce CO2 emissions*. 8th International conference on Energy and Sustainability, Coimbra, Portugal, 3 - 5 July 2019.

Chapitre 1

Les marchés de l'électricité et la flexibilité de la demande en France

Ce chapitre décrit le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité, notamment celui en France. Le concept de la flexibilité de la demande est ainsi expliqué à travers un état de l'art détaillé de son développement dans le monde d'abord, puis en France.

Sommaire

1.1 Fonctionnement général des marchés de l'électricité	22
1.1.1 Libéralisation du marché	22
1.1.2 Organisation du marché	22
1.2 Commerce d'électricité et formation des prix sur les marchés	23
1.2.1 Marchés de gros	24
1.2.1.1 Marchés à terme	24
1.2.1.2 Marché spot	25
1.2.2 Marchés de détail	27
1.3 Le transport d'électricité et l'équilibrage du réseau	29
1.3.1 Importance et enjeux	29
1.3.2 Mécanismes d'équilibrage du réseau	30
1.3.3 Responsable d'équilibre	31
1.3.4 Interconnexions transfrontalières	31
1.4 La flexibilité de la demande	32
1.4.1 Définition et développement dans le monde	33
1.4.2 Mécanismes de valorisation des effacements en France	37
1.4.2.1 Mécanismes de valorisation de la capacité	37
1.4.2.2 Mécanismes de valorisation de l'énergie	39
1.4.3 Quantification d'un effacement de consommation	43
1.4.4 La flexibilité de la demande industrielle	44

1.1 Fonctionnement général des marchés de l'électricité

1.1.1 Libéralisation du marché

Depuis le début des années 1990, les institutions Européennes ont décidé de libéraliser les marchés de l'électricité et d'ouvrir ainsi le secteur production/fourniture à la concurrence. Une des conséquences directes de cette libéralisation est la suppression des monopoles d'électricité comme celui d'EDF (Électricité de France) en France, et l'entrée dans le marché de plusieurs autres fournisseurs alternatifs. Les consommateurs peuvent alors choisir librement leurs fournisseurs d'électricité. Sous l'impulsion de l'union Européenne, la France a mis en œuvre la loi NOME (Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité) en 2010 [18] afin d'accélérer le processus de libéralisation. Cette nouvelle loi a contribué à trois évolutions majeures :

- Elle a rendu le marché plus concurrentiel en obligeant le fournisseur historique EDF à partager sa rente nucléaire historique avec ses concurrents, dits fournisseurs alternatifs, à un prix fixé par l'état. Cette loi assure aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique, dit ARENH, de manière transitoire et limitée en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF. L'objectif est d'assurer une vraie concurrence sur tous les secteurs de clientèle. Ce dispositif impose à EDF de vendre jusqu'au quart de sa production nucléaire annuelle à ses concurrents, à un prix dit « prix ARENH ». Ce prix était fixé par l'état à 40 €/MWh (Euros par MégaWatt-heure) jusqu'en 2012, puis à 42 €/MWh [19].
- Elle a permis, depuis le premier janvier 2016, la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les professionnels et les gros consommateurs, anciennement commercialisés par EDF.
- Elle a instauré des obligations supplémentaires pesant sur les fournisseurs alternatifs en instaurant un mécanisme d'obligation de capacité.

Le passage d'un système régulé à un marché de l'électricité ouvert à la concurrence entraîne un certain nombre de changements dans l'architecture générale des marchés de l'électricité.

1.1.2 Organisation du marché

Le secteur électrique est organisé, dans les marchés électriques libéralisés, autour de six grands pôles : la production, le transport, la distribution, la consommation, la commercialisation et la régulation (figure 1.1).

- **Production** : il s'agit de la production d'électricité à partir d'énergie fossile (gaz naturel, charbon, pétrole), nucléaire, hydroélectrique, solaire, éolienne ou biomasse. Ce secteur est ouvert à la concurrence mais reste assez concentré en France : EDF représente près de 77% de la production totale d'électricité grâce au rôle prépondérant de son parc nucléaire (75% de sa production totale). Par contre, d'autres entreprises (ENGIE, électricité de grenoble, etc) disposent de sites de production dans le domaine thermique (fioul, gaz naturel ou charbon), de l'hydroélectricité ou encore d'autres sources d'énergie renouvelable.
- **Transport** : consiste à acheminer l'électricité sur les grands axes du réseau électrique au travers des lignes haute et très haute tension, appelées « autoroutes d'électricité », du lieu de production au lieu de distribution, et à contrôler l'équilibre global du système électrique. En France, ce secteur est réglementé et est géré par Réseau Transport d'Electricité (RTE).
- **Distribution** : consiste à distribuer jusqu'aux clients finaux l'électricité acheminée grâce aux grandes lignes du réseau de transport, sous moyenne et basse tension. Cette activité est organisée généralement en monopole par zone géographique. En France, Enedis (ex ERDF) et les entreprises locales de distribution sont les acteurs en charge de la distribution, sous le contrôle des collectivités locales organisatrices de la distribution publique d'électricité.

- **Commercialisation (Fourniture)** : il s'agit de l'activité de vente d'électricité aux consommateurs finaux. En France, cette activité est ouverte à la concurrence et consiste à vendre au détail de l'électricité achetée en gros ou produite (si le fournisseur possède lui-même des moyens de production). EDF, Direct Energie, Engie, Alpiq sont des exemples de quelques fournisseurs du marché français.
- **Régulation** : il s'agit de l'autorité publique en charge de veiller au bon fonctionnement du marché (transparence, neutralité), de surveiller les échanges commerciaux sur les marchés organisés (bourses), de fixer les tarifs de transport et distribution, etc. En France, c'est la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui est en charge de cette activité.
- **Consommation** : c'est le soutirage final d'électricité du réseau de transport ou de distribution par le consommateur.

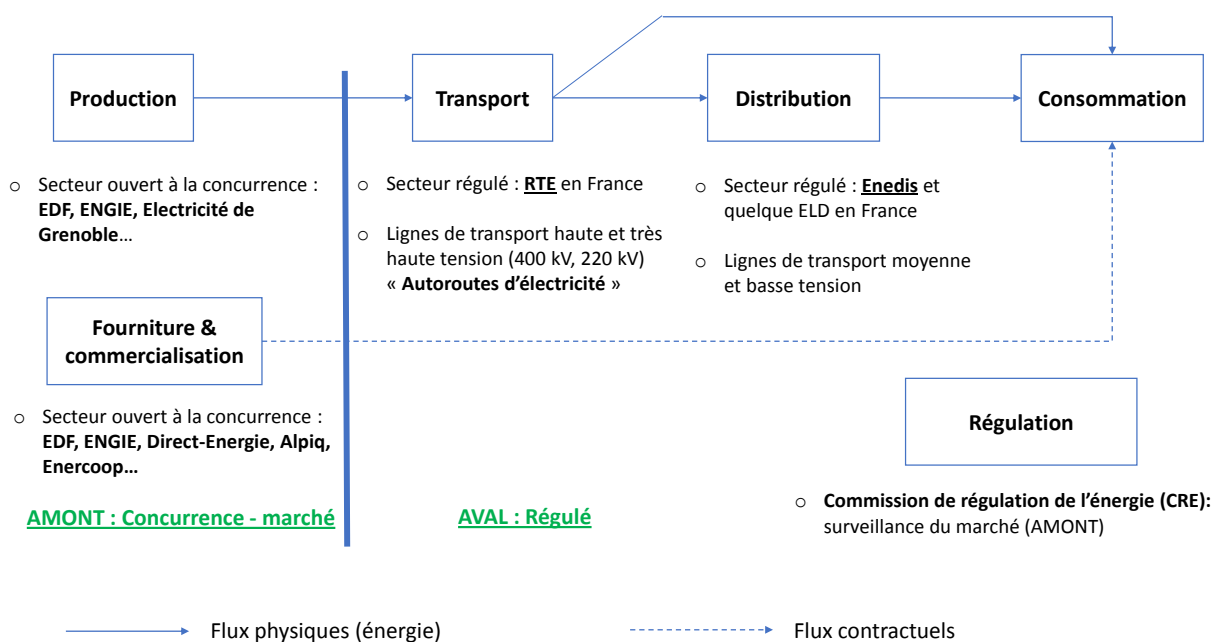


FIGURE 1.1 – Organisation du marché de l'électricité en France

Ces six grands pôles sont fortement liés et forment une chaîne électrique, partant des centrales de production jusqu'aux zones de consommation. Chez certains grands consommateurs industriels, le soutirage d'électricité se fait directement du réseau de transport en haute tension et non pas du réseau de distribution, comme montré sur la figure 1.1. Le fournisseur historique EDF est à la fois producteur et fournisseur, puisqu'il dispose de centrales de production d'électricité et détient aussi des contrats de fourniture auprès des consommateurs. Cependant, il est possible d'être fournisseur d'électricité sans forcément être producteur. Dans ce cas, l'intégralité de l'électricité commercialisée par le fournisseur est achetée en avance sur les marchés de gros.

1.2 Commerce d'électricité et formation des prix sur les marchés

La libéralisation et l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence a impliqué la nécessité de création d'un marché où l'électricité est négociée entre les différents acteurs, avant la livraison finale au consommateur. Le marché de gros concerne les négociations entre les différents acteurs opérant dans le domaine de l'énergie, tandis que le marché de détail concerne les négociations entre les fournisseurs et les clients finaux directement.

1.2.1 Marchés de gros

Les marchés de gros désignent les marchés où l'électricité est négociée avant d'être livrée aux consommateurs à travers les réseaux publics. Les systèmes électriques libéralisés sont organisés autour d'une séquence de marchés fortement interdépendants et à différents horizons de temps. Un producteur peut valoriser son électricité sur les marchés à terme (plusieurs jours avant la livraison de l'énergie), sur le marché J-1, dit « marché spot », où l'énergie est négociée entre les différents acteurs du marché le jour pour le lendemain, ainsi que sur le marché d'ajustement qui permet d'équilibrer le réseau en temps réel et de compenser les écarts entre la production et la consommation. Les acteurs du marché de gros de l'électricité sont :

- **Les producteurs** : vendent leur productions d'électricité en fixant le prix de vente, le volume ainsi que le créneau de la livraison d'électricité.
- **Les fournisseurs** : achètent de l'électricité pour la commercialiser auprès du consommateur final en déterminant le prix à payer, le volume souhaité en MWh, ainsi que le créneau de livraison.
- **Les traders** : opèrent dans le commerce d'électricité dans un but purement financier (acheter pour revendre plus cher après ou l'inverse). Ils favorisent ainsi la liquidité du marché.
- **Les opérateurs d'effacement** : ce sont des opérateurs qui vendent de l'électricité non consommée par leurs consommateurs.

Les négociations et les échanges entre ces différents acteurs peuvent se faire de deux façons différentes :

- sur des marchés organisés, appelés des bourses ;
- de gré à gré via un courtier.

On distingue les marchés spot, dont les produits sont achetés pour une livraison le lendemain, et les marchés à terme dont les produits sont achetés pour une livraison sur une période future donnée.

1.2.1.1 Marchés à terme

Les marchés à terme désignent les marchés pour lesquels les négociations se font à une date déterminée pour une livraison physique future d'énergie. Les négociations donnent lieu à un accord entre deux parties, acheteur et vendeur, pour acheter ou vendre de l'énergie à une date ultérieure (jours, semaines, mois ou années à venir), à un prix fixé à l'avance et négocié à la date du contrat. On distingue deux types de contrats pour ces marchés :

- **Contrats Forward** : la négociation se fait directement entre les deux acteurs.
- **Contrats Futurs** : la négociation se fait via un marché organisé (bourse). En France, c'est la bourse EEX (European Energy Exchange) [1] qui gère les transactions pour ces contrats.

Sur les marchés Futurs, les produits peuvent être journaliers, hebdomadaires, mensuels voire annuels. La figure 1.2 illustre les prix futurs pour l'année suivante (Y+1), observés sur la bourse d'électricité EEX pour la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Par exemple, les transactions effectuées le 23/06/2016 ont abouti à un prix du marché pour l'année 2017 de 32 €/MWh pour la France, 33 €/MWh pour la Belgique, 42 €/MWh pour l'Italie et 50 €/MWh pour le Royaume-Uni. Comme montré sur la figure 1.2, le prix calendaire de l'année 2017 varie en fonction du jour de négociation. Les marchés à terme sont alors une source d'optimisation du portefeuille financier des acteurs du marché.

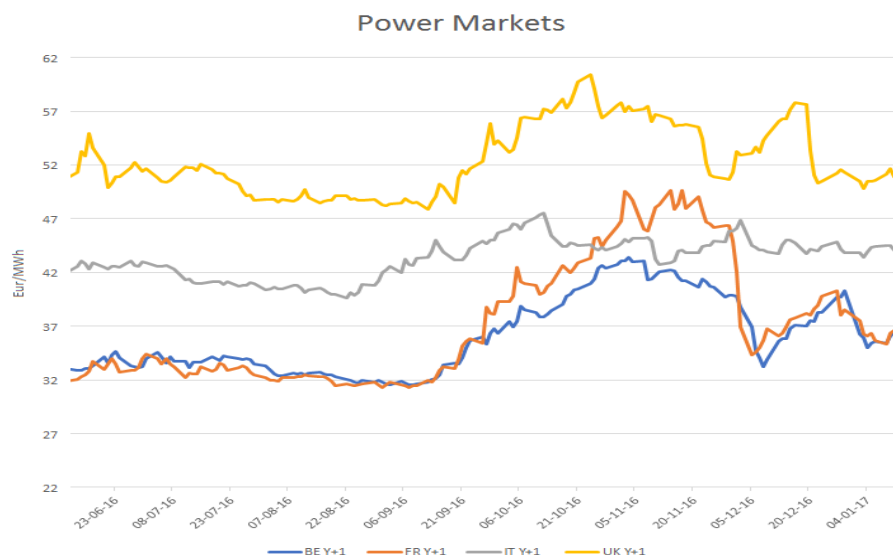


FIGURE 1.2 – Prix futurs de l’année Y+1 pour la France, la Belgique, l’Italie et le Royaume-Uni (source : EEX [1])

1.2.1.2 Marché spot

Sur le marché spot, l’énergie est négociée la veille (jour J-1) pour une livraison le lendemain (jour J). En France, le marché spot est géré par la bourse d’électricité Epex Spot [2]. Chaque jour à midi, les différents acteurs du marché soumettent des offres et des demandes sur cette bourse pour une livraison durant l’une des heures de la journée suivante. Les produits spot peuvent être :

- Des produits Journaliers caractérisés par une livraison en base (24h/24 et 7j/7), ou en pointe (livraison de 8h à 20h, du lundi au vendredi). Cela signifie que l’énergie échangée sera livrée uniformément sur toutes les heures du jour suivant pour le produit base, et uniquement pendant les heures de pointe du jour suivant pour le produit pointe.
- Des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures : la livraison de l’énergie au jour suivant se fera alors uniquement pendant les créneaux du bloc échangé.

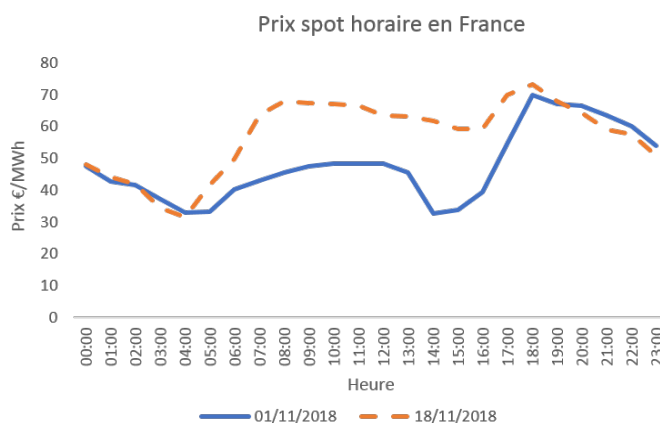


FIGURE 1.3 – Exemple de prix spot horaire pour le marché français (source : Epex Spot [2])

Une fois les offres de vente et d’achat soumises, un prix du marché est fixé par la bourse d’électricité pour chaque produit spot (horaire, par bloc, journalier), en €/MWh. Sur la figure 1.3 est montré un exemple de produit spot horaire pour les journées du 01/11/2018 et du 18/11/2018.

Les prix spot sont généralement élevés en cours de journée, de 07 :00 à 22 :00 avec deux pics remarquables pendant la pointe du matin vers 7h, et celle du soir vers 18h, puis descendent après minuit en atteignant un niveau bas vers 4h du matin.

Le prix du marché est fixé via un modèle mathématique d'optimisation grâce à l'algorithme Euphemia (European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm) [20]. Cet algorithme prend en entrée les offres et les demandes du marché, les contraintes du réseau de transport d'électricité fournies par les gestionnaires du réseaux de transport (capacités physiques des lignes de transport, indisponibilités de certaines lignes de transport), ainsi que d'autres contraintes relatives aux règles de commerce d'électricité sur la bourse [20]. L'algorithme Euphemia se base sur le principe de préseance économique « merit-order principle » des centrales de production, c'est à dire que les centrales de productions sont appelées par ordre de coût marginal croissant pour respecter la demande globale. Le prix sur le marché s'aligne alors sur le coût de la dernière centrale appelée (la plus chère), ce qui correspond en théorie économique en condition de concurrence pure et parfaite, à la fixation du prix au coût marginal de production. La bourse agrège les offres et les demandes pour aboutir au final à une unique courbe d'offre croissante en fonction du volume d'énergie, et une unique courbe de demande décroissante en fonction du volume d'énergie. Le prix du marché correspond alors à l'intersection des courbes d'offre et de demande comme montré sur la figure 1.4. Les énergies renouvelables, par leur intermittence, sont injectées de façon prioritaire sur le réseau dès lors que leur coût marginal est considéré comme nul. Ils se trouvent alors en bas de la courbe d'offre. L'énergie nucléaire suit ensuite les productions renouvelables en raison de son faible coût de production. Finalement, les productions de semi-base (charbon) et de pointe (gaz, diesel) se trouvent au sommet de la courbe d'offre en raison de leur grand coût de production. Le prix du MWh sur le marché dépend alors fortement du profil de la demande, et donc de la manière avec laquelle les centrales de production sont appelées.

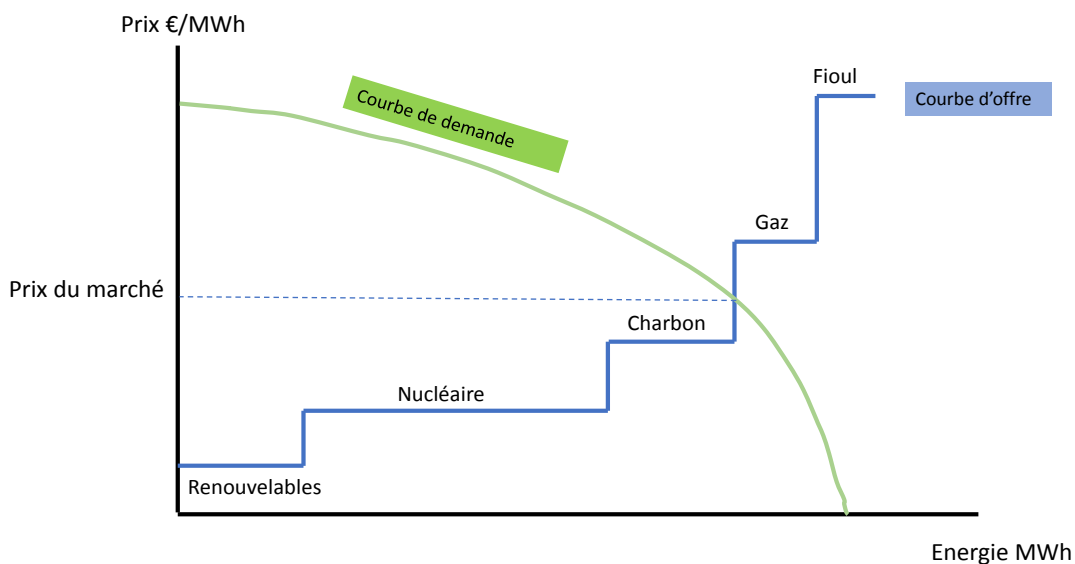


FIGURE 1.4 – Détermination du prix du marché spot par intersection des courbes d'offre et de demande

De façon générale, les fournisseurs, en se basant sur des prévisions de consommations, couvrent le besoin de leurs clients sur les marchés à terme afin de minimiser les risques liés aux fluctuations

du marché spot. Ils s'équilibrent en revanche sur le marché spot une fois que les prévisions des consommations sont mieux estimées, pour vendre l'excédent ou acheter le déficit d'électricité.

1.2.2 Marchés de détail

Les marchés de détail relient le consommateur final aux fournisseurs. Il s'agit des marchés dans lesquels les fournisseurs commercialisent leurs offres de fourniture d'électricité auprès des clients finaux. Historiquement, les consommateurs français bénéficiaient des tarifs réglementés de vente (TRV) proposés par le fournisseur historique EDF sous forme d'offres tarifaires multiples (figure 1.5).

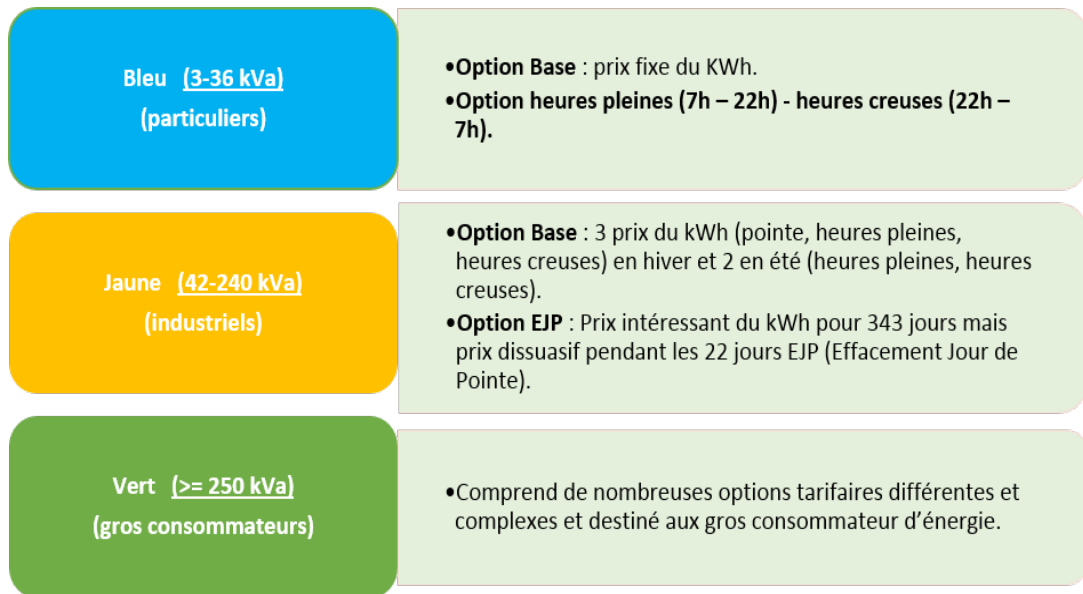
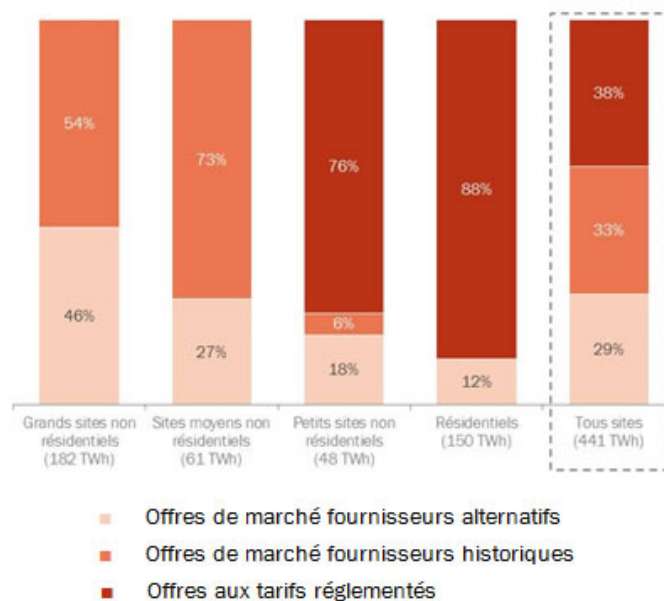


FIGURE 1.5 – Tarifs réglementés de vente d'électricité commercialisés avant 2016

Répartition des consommations par type d'offre au 31 décembre 2016



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

FIGURE 1.6 – Parts des fournisseurs du marché de fourniture français [3]

Après la mise en place la loi NOME en 2011 visant à réorganiser le marché de l'énergie en France, les tarifs réglementés vert et jaune ont été supprimés, depuis le 31 décembre 2015. En effet, ces tarifs étaient assimilés par la commission européenne à des aides de l'état en faveur du fournisseur historique EDF. Cette suppression a permis alors l'apparition de nouvelles offres dites « offres de marché », fixées librement par chaque fournisseur, favorisant ainsi la concurrence sur le secteur de fourniture. Comme illustré sur la figure 1.6, la concurrence est très marquée sur les gros sites industriels qui affichaient un taux de 46% en contrat de marché chez des fournisseurs alternatifs en 2016. Cependant, le secteur résidentiel reste assez concentré puisque 88% des contrats sont au tarif régulé (tarif bleu) proposé par EDF.

Le prix de détail est le prix final facturé au consommateur. Il est composé d'une partie liée à la production et à la commercialisation de l'électricité, d'une deuxième partie relative au coût d'acheminement d'électricité à travers le réseau de transport et de distribution, et d'une dernière partie relative aux différentes taxes. La figure 1.7 montre la décomposition de la facture moyenne d'électricité d'un ménage français.

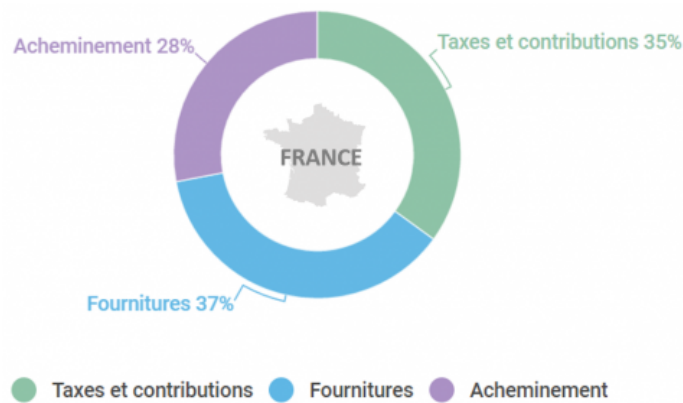


FIGURE 1.7 – Décomposition de la facture d'électricité pour les ménages français

- **Fourniture (Production et commercialisation)** : sert à rémunérer le fournisseur et supporter ses coûts commerciaux ainsi que ses coûts de fourniture d'électricité (ses coûts de production si le fournisseur est producteur, sinon ses achats d'électricité sur les marchés de gros). Les prix sont fixés librement par chaque fournisseur.
- **Acheminement** : sert à rémunérer les gestionnaires de réseau de Transport (RTE en France) et de distribution (ENEDIS en France). Il correspond au coût d'acheminement d'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux zones de consommation, ainsi qu'au coût de l'équilibrage du réseau. En France, il est fixé par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Sa formule de calcul est réévaluée tous les quatre ans environ et ses prix évoluent tous les ans après un calcul établi par la CRE.
- **Taxes [21]** :
 - La contribution Tarifaire d'Acheminement CTA : permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
 - La contribution au service public de l'électricité CSPE : permet d'alimenter un compte spécial intitulé « Transition Energétique » qui sert à financer les politiques de soutien aux énergies renouvelables. Son prix est fixé, à partir du 1er janvier 2016, à 22.5 €/MWh.
 - Les taxes sur la consommation finale d'électricité TCFE : elles sont définies pour chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté avant le 1er octobre de chaque année par le conseil municipal pour l'année suivante.
 - La taxe sur la valeur ajoutée TVA .

Déterminé par le TURPE, le prix d'acheminement est non négociable et dépend de la puissance du compteur électrique, du type de raccordement (Haute tension, basse tension), ainsi que du soutirage physique d'électricité pendant les différentes heures d'une journée. Cinq classes temporelles sont distinguées par les gestionnaires du réseau, classées ci-dessous par ordre de prix décroissant :

- **Pointe** : Il s'agit des heures de 09h à 11h et de 18h à 20h des mois de décembre, janvier et février.
- **Heures Pleines Saison Haute** : Il s'agit des heures pleines, de 07h à 23h des jours ouvrés des mois novembre - mars.
- **Heures Creuses Saison Haute** : Il s'agit des heures creuses, de 23h à 07h des jours ouvrés des mois novembre - mars.
- **Heures Pleines Saison Basse** : Il s'agit des heures pleines, de 07h à 23h des jours ouvrés des mois avril - novembre.
- **Heures Creuses Saison Basse** : Il s'agit des heures creuses, de 23h à 07h des jours ouvrés des mois avril - novembre.

Pour le prix de fourniture, trois types d'options s'offrent généralement aux consommateurs :

- **Offres à prix fixe** : ce sont des offres avec des prix fixes durant toute la période du contrat. Le prix peut être uniforme sur toutes les heures de la journée, ou bien un prix différent entre les heures pleines et les heures creuses (option HP/HC).
- **Offres à prix indexé** : ce sont des offres avec des prix indexés, soit par les tarifs réglementés de vente (un changement dans les prix réglementés induira un changement du prix de fourniture), ou par le prix de l'ARENH.
- **Offres composées** : ce sont des offres destinées plutôt aux gros consommateurs d'électricité. Certains fournisseurs leur offrent des tarifications spécifiques pour optimiser leur portefeuille. Par exemple, l'offre peut être à des prix indexés sur les prix du marché spot.

1.3 Le transport d'électricité et l'équilibrage du réseau

1.3.1 Importance et enjeux

La grande particularité de l'énergie électrique réside dans sa difficulté à être stockée efficacement. Cette difficulté exige alors un équilibre continu entre la production et la consommation. Une fois produite, l'électricité doit être acheminée sur l'ensemble du réseau de transport et de distribution en quantité suffisante et aux bons endroits, quels que soient les aléas. Ceci relève de la compétence du gestionnaire du réseau de transport (GRT) qui doit s'assurer, à chaque instant, de l'équilibre entre l'offre et la demande. En France, c'est RTE qui occupe ce poste grâce à son centre national d'exploitation système, appelé « dispatching national ». Les GRT réalisent, à l'aide d'outils statistiques, des prévisions de consommation allant du long terme (horizon pluriannuel) jusqu'au très court-terme (infra-journalier) en passant par le court-terme (hebdomadaire ou J pour J+1), afin d'anticiper la gestion du réseau (figure 1.8).

La France dispose de plus de 105 961 km de lignes de transport et de distribution et est considérée comme étant l'un des plus grands réseaux électriques en Europe [22]. Le transport d'électricité se fait en très haute tension (400 000 et 225 000 volts) pour minimiser les pertes d'électricité sous forme de chaleur par effet Joule. Les lignes à 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts sont destinées à la répartition régionale.

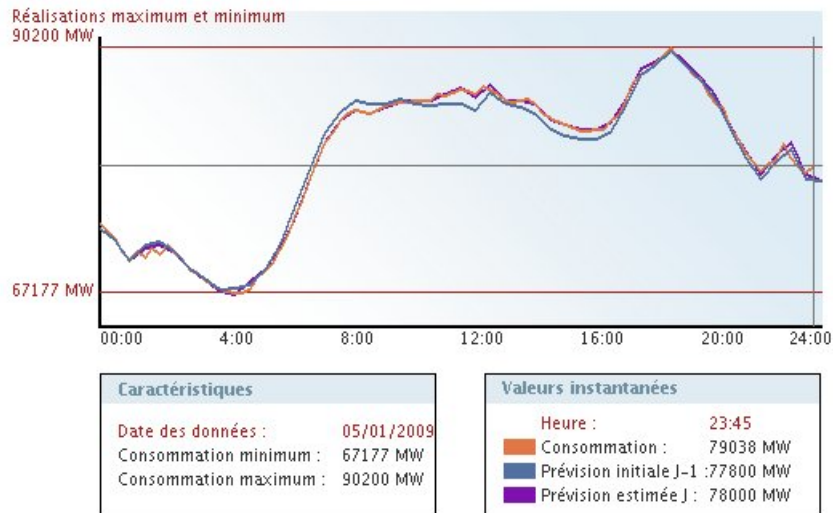


FIGURE 1.8 – Consommation prévisionnelle en J-1 et consommation ajustée en J (source : RTE)

L'indicateur permettant d'estimer l'état d'équilibre global du système électrique s'appelle « fréquence du réseau », qui est aux alentours de 50 Hertz (Hz) en Europe [23]. Les dispatcheurs sont très attentifs à la valeur de la fréquence, dont une chute ou une hausse importante est de nature à constituer un danger pour la sûreté du système. Cependant, puisque la consommation d'électricité change en permanence, la fréquence du réseau varie continuellement.

1.3.2 Mécanismes d'équilibrage du réseau

Quand la production est inférieure à la consommation, la fréquence du réseau baisse par rapport à sa valeur de référence de 50 Hz. Dans l'autre cas, la fréquence du réseau augmente. Afin de maintenir la fréquence du réseau autour de 50 Hz, des capacités d'ajustement rapides doivent être mobilisables à chaque moment afin d'anticiper les éventuelles défaillances soudaines des moyens de production et de corriger les erreurs de prévisions initiales de consommation. RTE dispose de trois mécanismes de réserves permettant l'équilibre continu entre la production et la consommation (figure 1.9) :

- **Réserve primaire RP** : il s'agit du premier mécanisme de correction et est assuré par un régulateur de vitesse qui mobilise une puissance de réserve pour augmenter la vitesse de rotation des turbines. Elle est déclenchée en 15 à 30 secondes dès que la fréquence diminue. Le système français contribue à hauteur de 540 MW environ [4] : tous les nouveaux groupes de production de plus de 120 MW connectés au réseau de transport français doivent réserver une partie de leur puissance pour la réserve primaire. Depuis janvier 2017, la réserve primaire est constituée en France par un appel d'offre hebdomadaire mené conjointement par RTE et ses homologues allemands, autrichiens, belges, néerlandais et suisses.
- **Réserve secondaire RS** : déclenchable automatiquement en 400 secondes après rupture de l'équilibre, elle permet de fournir une réponse en fréquence en cas de non suffisance de la réserve primaire. La France dispose d'une réserve secondaire de 500 à 1 180 MW [4] et tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.
- **Réserve tertiaire RT** : ouverte à tous les producteurs et consommateurs français, ainsi que certains étrangers, sous certaines conditions [24]. L'activation de cette réserve se fait manuellement (contrairement à la RP et la RS), par appels téléphoniques. Elle est utilisée pour compléter la réserve secondaire quand elle n'est pas suffisante pour faire face à un certain déséquilibre du réseau électrique.

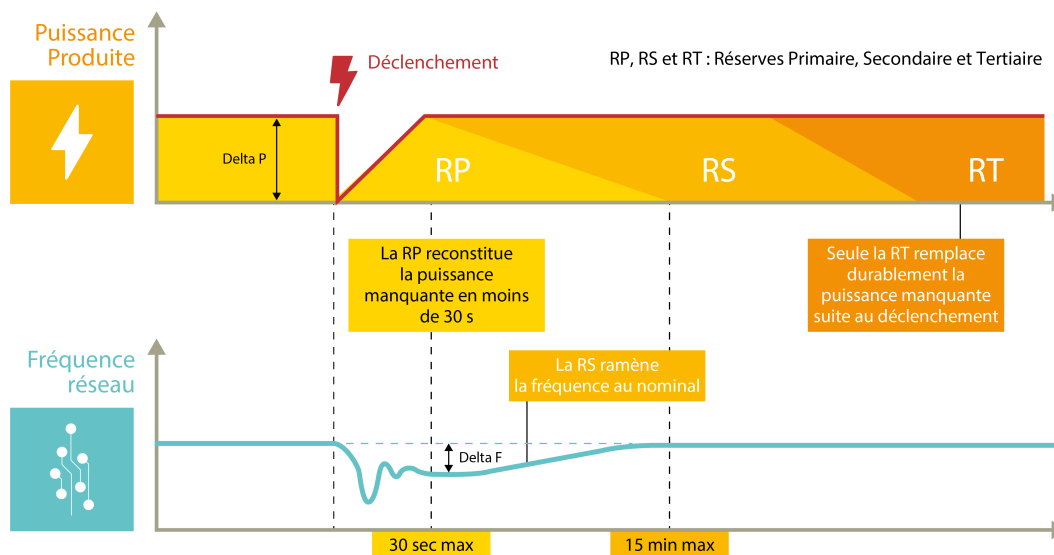


FIGURE 1.9 – Fonctionnement des réserves pour établir l'équilibre production/consommation (source : CRE [4])

1.3.3 Responsable d'équilibre

Afin de pouvoir accéder aux différents actifs sur les marchés de l'électricité, le statut de « responsable d'équilibre (RE) » doit être acquis au préalable auprès de RTE [25]. Le RE constitue son périmètre d'équilibre, composé des moyens d'injection et des éléments de soutirage d'énergie qui lui sont rattachés. En d'autres termes, le périmètre d'équilibre est constitué :

- d'éléments physiques constitués par les sites de production et de consommation raccordés au réseau public de transport.
- d'éléments déclaratifs constitués par toutes les transactions réalisées sur le marché de l'électricité : échanges entre acteurs, activités sur la bourse, imports-exports, etc.

Le RE s'engage auprès de RTE à compenser financièrement les écarts (injection-soutirage) négatifs constatés a posteriori dans son périmètre d'équilibre. Les écarts positifs sont compensés financièrement par RTE au RE. Cette activité a été mise en place afin d'inciter tous les acteurs du marché à s'équilibrer physiquement : énergie fournie = énergie consommée. Par exemple, si un fournisseur fournit moins d'énergie que ce que ses clients ont consommé pendant une heure donnée, RTE lui facture la différence à un prix appelé prix de règlement des écarts. Inversement, si un fournisseur fournit plus d'énergie que ce que ses clients ont consommé pendant un créneau horaire donné, RTE lui compense financièrement la différence. La formule de calcul du prix de règlement des écarts sera explicitée dans le chapitre 4.

1.3.4 Interconnexions transfrontalières

La France, comme les autres pays européens, dispose des lignes de transport d'électricité en provenance et à destination des pays voisins. Ces lignes sont appelées « Interconnexions transfrontalières » et permettent aux pays voisins d'échanger en permanence de l'énergie entre eux. La figure 1.10 montre les interconnexions électriques disponibles aux frontières de la France. Les capacités physiques en Mégawatt (MW) des interconnexions françaises sont résumées sur la figure 1.10a. En 2017, la France a exporté 74 TWh et a importé 35,6 TWh des pays voisins [26] comme montré sur la figure 1.10b. Historiquement, la France a souvent conservé le statut exportateur net vers tous les pays voisins, sauf la zone centre-ouest Europe (CWE) aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne [26].

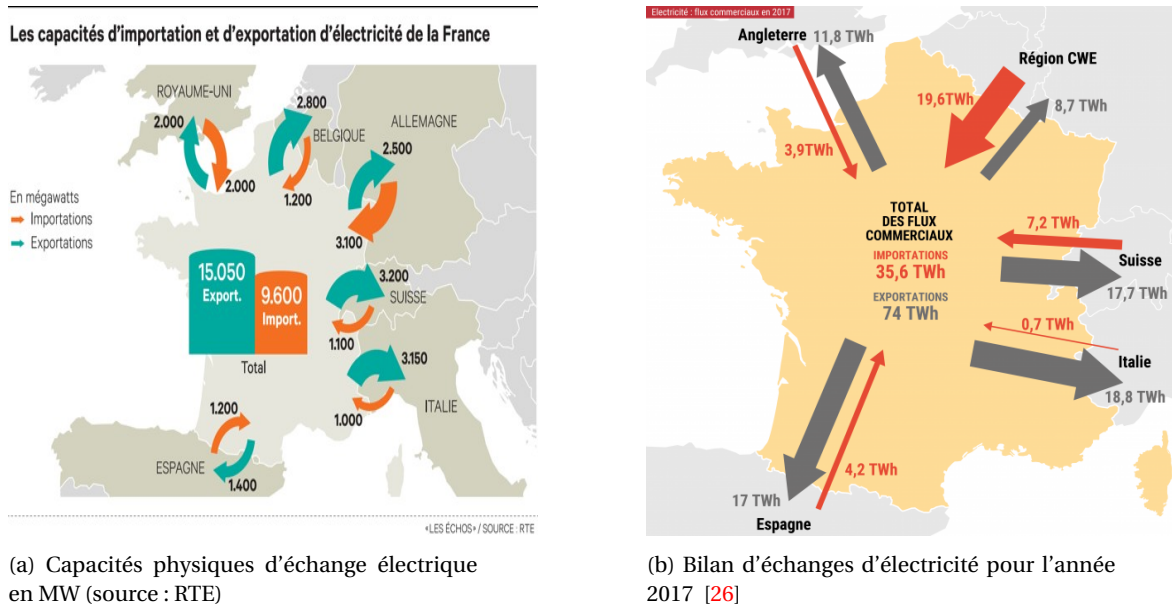


FIGURE 1.10 – Les interconnexions électriques aux frontières de la France

Les interconnexions transfrontalières sont très bénéfiques puisqu'elles permettent d'optimiser le rendement global du système électrique Européen. Les arbitrages économiques réalisés via les marchés de gros, grâce au mécanisme de couplage des marchés, permet de minimiser les coûts de production puisque cela permet de mobiliser la ressource disponible la plus compétitive. Par exemple, une production allemande peut, si la capacité transfrontalière disponible est suffisante, équilibrer le marché français si son coût est inférieur à celui de l'unité de production française nécessaire à l'équilibrage du marché. De plus, les interconnexions permettent de minimiser les risques relatifs aux aléas des moyens de production et de consommation. Elles permettent ainsi une assistance mutuelle entre les systèmes électriques si le besoin se présente.

1.4 La flexibilité de la demande

Le secteur électrique connaît une mutation profonde touchant à la fois l'offre et la demande. D'une part, les énergies renouvelables se développent massivement afin d'assurer une indépendance énergétique durable des pays. D'autre part, le monde connaît une augmentation rapide de la consommation d'électricité suite au développement de nouveaux usages de celle-ci comme les voitures électriques [27]. Compte tenu de la faible capacité de stockage d'électricité, le réseau électrique devrait faire face aux périodes de pointe et de creux de consommation, tout en maintenant une fréquence continue autour de 50 Hz. En effet, un léger déséquilibre entre la production et la consommation peut entraîner des conséquences allant jusqu'à des délestages, voire des blackouts électriques. Pendant les crises de la Californie en 2000, des délestages électriques ont eu lieu par manque d'une capacité de 300 MW dans un système de 50 000 MW [10]. Face à ces contraintes, la croissance de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pose la question de leur intégration dans les réseaux. En effet, ces énergies sont intermittentes, c'est-à-dire qu'elles sont produites de façon très variable en fonction des conditions météorologiques. Elles génèrent par conséquent des instabilités sur le réseau, ce qui rend l'exercice de l'équilibrage du système électrique de plus en plus complexe. Afin de répondre au défi de l'intermittence des énergies renouvelables, quatre solutions peuvent être envisagées :

- **Stockage d'électricité** : cette solution n'est pas encore très mature en plus de son coût relativement important.
- **Renforcement du réseau électrique et des interconnexions transfrontalières** : cette solution est très coûteuse économiquement.

- **Compensation par le thermique à combustible fossiles** : cette solution n'est pas écologique. Par conséquent, de nombreux pays s'y opposent.
- **Flexibilité de la demande** : cette solution peut s'avérer efficace si elle est bien exploitée.

Dans la suite de ce chapitre, la notion de la flexibilité de la demande sera expliquée tout en montrant le degré de maturité de la filière dans le monde, et plus particulièrement en France.

1.4.1 Définition et développement dans le monde

Face aux évolutions majeures du secteur de l'électricité dans le monde, la maîtrise de la consommation électrique devient une problématique de plus en plus importante dans nos sociétés. La flexibilité de la demande, appelée aussi gestion active de la demande en électricité, consiste à adapter la consommation électrique d'un consommateur en réponse à un signal extérieur (signal tarifaire, sollicitation d'un opérateur), afin de répondre à des besoins ponctuels du système électrique. Cette notion de flexibilité a été utilisée pour la première fois pendant les années 1970 et porte le nom anglais « Demand Response (DR) », ou encore « Demand Side Management (DSM) ». La gestion active de la demande représente un levier supplémentaire par rapport aux leviers classiques de gestion de l'équilibre production/consommation, et aussi par rapport aux leviers d'optimisation qui sont la flexibilité des moyens de production thermique et hydraulique. Il s'agit d'adapter la consommation à la production disponible, en consommant moins aux périodes de pointe (ajustement à la hausse, effacement de consommation), et en consommant plus aux périodes creuses (ajustement à la baisse).

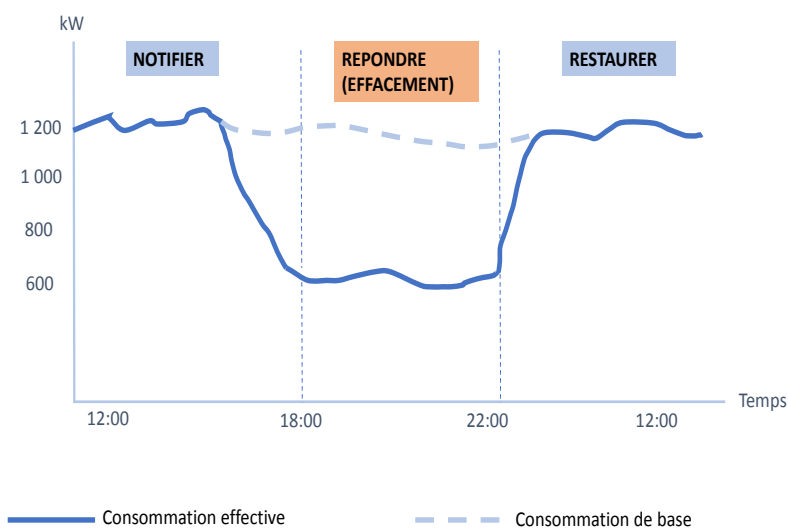


FIGURE 1.11 – Exemple de sollicitation et de réalisation d'un effacement de consommation

L'effacement de consommation est le levier le plus important et le plus utilisé dans la flexibilité de la demande, aussi appelé ajustement à la hausse. Il consiste en une réduction d'une partie ou de la totalité de la consommation énergétique durant une durée bien déterminée suite à un signal extérieur, comme illustré sur la figure 1.11. On distingue l'effacement diffus qui concerne les petits sites de consommation (ménages et petites entreprises), et l'effacement industriel qui concerne les sites industriels. L'effacement a pour principal objectif de maîtriser les pointes de consommation en modulant la courbe de charge en faveur du système électrique [28]. Il favorise aussi la

sobriété énergétique en minimisant le recours aux productions thermiques, coûteuses économiquement et écologiquement par leurs émissions de CO₂. Par exemple, pendant les moments de pointe de consommation, une réduction de la consommation peut éviter la production d'unités d'énergies fossiles supplémentaires pour équilibrer l'offre et la demande sur le marché. Un autre avantage important des effacements est d'éviter des investissements supplémentaires dans des moyens de production de pointe.

Depuis quelques années, un nouvel acteur est apparu dans les marchés de l'énergie afin de faciliter la gestion du réseau électrique pendant les moments critiques : l'opérateur d'effacement. Cet opérateur peut être le consommateur lui-même, ou un opérateur tiers jouant le rôle d'intermédiaire en agrégeant la flexibilité d'un portefeuille de clients [29]. Il existe différentes catégories d'opérateurs d'effacement jouant ce rôle d'intermédiaire : opérateurs d'effacement indépendants (entreprises dont l'effacement est l'activité principale) et opérateurs d'effacement également fournisseurs et/ou producteurs. Cet opérateur réalise des transactions sur les marchés de gros de l'électricité afin de vendre l'énergie effacée par ses clients, sous les contraintes réglementaires du pays concerné.

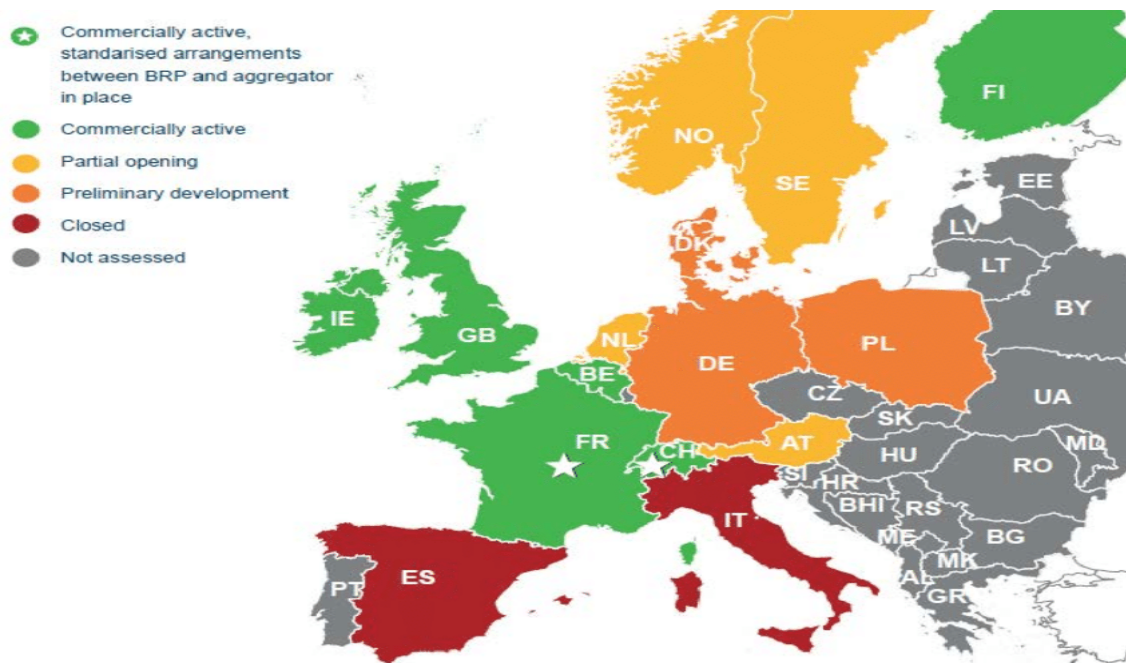


FIGURE 1.12 – Développement des effacements en Europe (source : Smart Energy Demand Coalition 2017 [5])

Le degré de développement de la filière de la flexibilité de la demande est très variable en fonction des pays et des réglementations en vigueur. Comme illustré sur la figure 1.12, La France est considérée comme étant l'un des seuls pays Européens, avec la Suisse, ayant ouvert l'intégralité de ses marchés aux effacements de consommation [5]. Ces pays sont considérés comme des références dans le domaine de la flexibilité de la demande. D'autre pays tels que la Belgique, le Royaume-Uni ou encore les Pays-Bas, disposent d'un cadre réglementaire permettant aux mécanismes d'effacement d'être actifs sur le plan commercial. D'autre part, l'Espagne et l'Italie sont des pays qui se heurtent à d'importants obstacles réglementaires [30]. En Espagne, les effacements n'ont accès à aucun marché et constituent donc une source de flexibilité «illégal». Il n'existe en Espagne que des programmes de contrôle de charge directement gérés de manière centralisée par le GRT espagnol. Ces programmes de charge interruptible ne permettent pas l'agrégation et sont uniquement réservés aux gros consommateurs industriels.

Dans le monde, le marché des Etats-Unis est considéré comme étant le plus développé, surtout après la mise en place du marché de capacité aux débuts des années 2000 [6]. Contrairement aux pays Européens, les États-Unis sont divisés en plusieurs marchés de l'énergie. La figure 1.13 montre le potentiel des effacements en Mégawatt dans six marchés Américains. La plupart de ces marchés proposent un cadre réglementaire favorable à la concurrence et au développement des opérateurs d'effacement (entreprises) dont on cite quelques noms : EnerNOC, Comverge, CPower, Honeywell, etc. Généralement, deux grands modèles de tarification sont proposés par les opérateurs d'effacement américains afin d'encourager leurs clients à s'effacer pendant les moments critiques sur le réseau électrique :

- **Time-Based DR** : une offre de fourniture (tarification) variable au cours de la journée, avec des prix élevés pendant les périodes de pointe (en été surtout), et des prix bas pendant les heures creuses.
- **Incentive-Based DR** : une offre proposée par les opérateurs d'effacement, dans laquelle ils compensent financièrement les clients s'étant effacés après sollicitation.

Ces modèles de tarification permettent aux fournisseurs et aux opérateurs d'effacement indépendants aux Etats-Unis d'impliquer un maximum de consommateurs dans la gestion opérationnelle du système électrique et font alors du pays une référence dans le domaine de la gestion active de la demande.

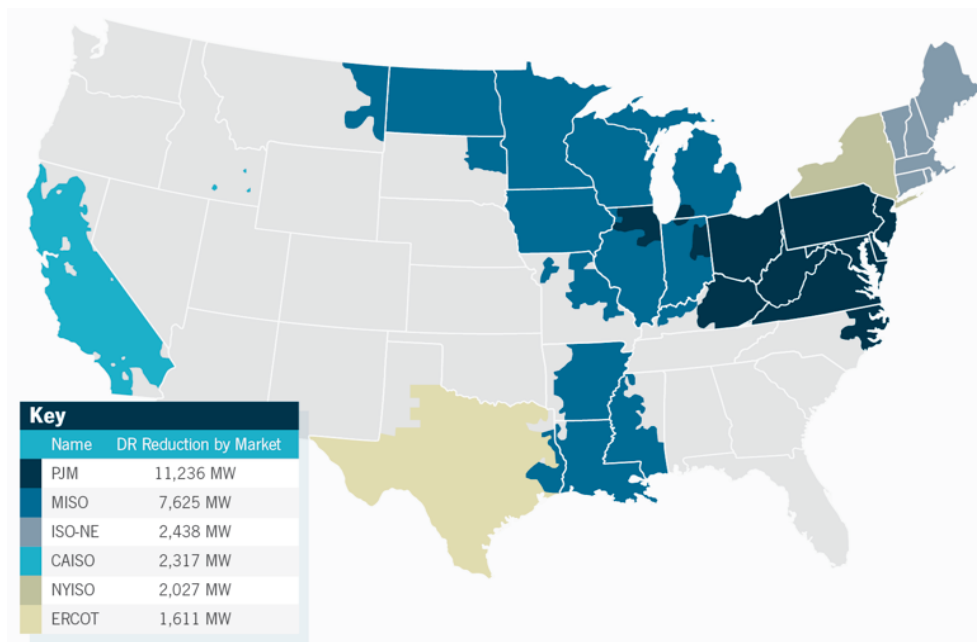


FIGURE 1.13 – Développement de l'effacement aux Etats-Unis d'Amérique (source : GTM Research [6])

Historiquement, les effacements ont existé depuis longtemps en France via des incitations tarifaires proposées par le fournisseur historique EDF, appelés tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe). Cependant, en raison de l'importance des effacements pour la réussite de la transition énergétique française, de nombreux soutiens supplémentaires ont été réalisés pour permettre le décollage de cette filière. En effet, la France est un pays très thermo-sensible, c'est à dire que la consommation d'électricité en France est très liée à la température pendant les périodes hivernales en raison de la présence massive du chauffage électrique. Selon RTE, une baisse d'un degré Celsius de température en hiver implique une augmentation de 2 300 MW de la demande en électricité [31] (figure 1.14). La récente pointe de consommation du 08 février 2012, pendant laquelle la consommation française a atteint un niveau historique record à l'échelle européenne de 102 GWh à 19h, a mis en évidence le besoin de disposer d'un cadre de marché incitant au développement des effacements

de consommation. Le retour d'expérience de la vague de froid de 2012, publié par RTE, a mis en évidence trois points particulièrement intéressants :

- **Des prix élevés** : les prix enregistrés par Epex Spot étaient en moyenne de 150 €/MWh pendant la semaine de la vague de froid [2]. Le 9 février, les prix ont été en moyenne de 369 €/MWh avec un pic à 2 000 €/MWh. Or, les semaines précédentes et suivantes, le prix de l'électricité était inférieur à 60 €/MWh. Économiquement, les fournisseurs auraient intérêt à activer des effacements pour ne pas payer un prix de l'électricité très élevé pendant la vague de froid.
- **Une production insuffisante** : le parc électrique français a été très fortement sollicité. Le solde importateur de la France a largement augmenté, conduisant à la sollicitation de moyens de production thermique à combustible fossile étrangers.
- **Des effacements très limités** : très peu d'effacements ont été activés.

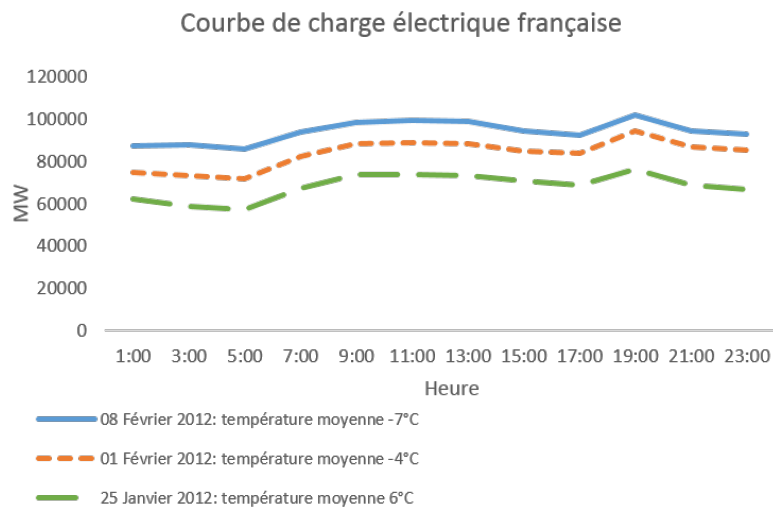


FIGURE 1.14 – Illustration de la thermo-sensibilité de la consommation française

Si des effacements avaient été activés pendant la vague de froid, le prix du marché, les tensions sur les moyens de production et sur les lignes de transport, ainsi que les importations des pays voisins auraient diminué. L'exemple de cette vague de froid a donc permis aux différents acteurs du marché français ainsi qu'à l'autorité de régulation de développer un cadre réglementaire dans lequel les effacements seraient encouragés. Depuis l'année 2013, les opérateurs d'effacement sont en concurrence avec les fournisseurs pour valoriser la flexibilité des consommateurs français. Ils peuvent donc réaliser des effacements sans accord préalable des fournisseurs des sites effacés conformément à ce qui a été inscrit dans la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite loi « Brottes » [32]. Cette opportunité offerte aux opérateurs d'effacement a été accompagnée d'un travail de régulation important pour bien définir les règles ainsi que les modalités quant aux échanges de flux financiers et énergétiques entre différents acteurs du marché. En France, deux types de mécanismes existent actuellement pour valoriser la flexibilité d'un consommateur : des mécanismes avec engagement de disponibilité sur une période donnée, dits mécanismes de valorisation de la capacité d'effacement, et d'autres sans engagement de disponibilité, appelés mécanismes de valorisation de l'énergie effacée.

1.4.2 Mécanismes de valorisation des effacements en France

1.4.2.1 Mécanismes de valorisation de la capacité

Ce type de mécanismes consiste à mettre à disposition du gestionnaire de réseau de transport RTE une puissance flexible pouvant être activée à tout instant en fonction du type du mécanisme. Il s'agit d'une garantie financière de disponibilité en cas de besoin et RTE rémunère les acteurs pour cette disponibilité puisqu'elle contribue à diminuer le risque de défaillance du système électrique. Ces mécanismes ont une valeur d'assurance au système aux moments de pointe tout comme les centrales thermiques et permettent d'assurer que le système dispose de suffisamment de capacité pour couvrir la pointe de consommation. À long terme, ils contribuent à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. Concrètement, il s'agit de rendre disponible sa capacité d'effacement sur les marchés de l'électricité. En d'autres termes, cela consiste à déposer tous les jours des offres de vente d'énergie d'effacement correspondant à la puissance et les périodes contractualisées, sur les marchés de l'énergie. Le consommateur est alors rémunéré pour sa capacité d'effacement, en euros par Mégawatt (€/MW) en fonction de la puissance qu'il s'engage à rendre disponible sur les marchés. De plus, si l'offre déposée est acceptée sur un des marchés, le consommateur doit livrer physiquement l'énergie effacée en baissant son soutirage d'électricité. Il est dans ce dernier cas doublement rémunéré (capacité + énergie) pour l'effacement réalisé.

La réserve tertiaire :

Comme expliqué dans la section 1.3.2 sur l'équilibrage du réseau, les réserves primaire et secondaire sont activées directement en quelques secondes après rupture de l'équilibre physique entre la production et la consommation. Néanmoins, ces réserves peuvent ne pas suffire pour résoudre les déséquilibres, RTE fait appel alors à la réserve tertiaire. La réserve tertiaire est constituée des réserves rapide (RR), complémentaire (RC) et du mécanisme d'ajustement (MA). Après un aléa, RTE doit être en mesure de rétablir les échanges de sa zone de réglage en moins de 15 minutes. Ces réserves doivent alors pouvoir couvrir l'aléa consistant en la perte du plus gros groupe de production qui peut être couplé au réseau, soit 1 500 MW : 1 000 MW de réserve rapide et 500 MW de réserve complémentaire. Chaque fin d'année, un appel d'offre est organisé par RTE pour constituer les 1 500 MW de réserves pour la prochaine année, et toutes les offres sont en concurrence (production, effacement). Les acteurs sélectionnés à l'issue de l'appel d'offre s'engagent à déposer, tous les jours, des offres sur les marchés de l'énergie correspondant à ce qu'ils ont contractualisé. Les contraintes de ces deux réserves sont les suivantes :

- la RR doit être activable en moins de 13 minutes après rupture d'équilibre physique et appel téléphonique d'un dispatcheur de RTE.
- la RC doit être activable en moins de 30 min après rupture d'équilibre physique et appel téléphonique d'un dispatcheur de RTE.

Les effacements peuvent être valorisés sur la RR et la RC, via un opérateur d'effacement, en répondant à l'appel d'offre de RTE en fin de chaque année. En 2017, parmi les 1 500 MW de réserves contractualisées, plus de 480 MW étaient mis à disposition par des capacités d'effacement [33]. Pour la première fois, des capacités d'effacement diffus ont contribué à la réserve rapide en 2017.

Le marché de capacité :

Dans tous les marchés électriques libéralisés, les moyens de production de pointe font face à des problèmes de rentabilité financière. En effet, les moyens de pointe ne sont activés que quelques heures par an quand la demande est grande et que la sécurité du système électrique est mise en péril. Cependant, le marché de l'énergie ne semble pas bien rémunérer ces moyens de production

par rapport à leur coût d'investissement et plusieurs producteurs préfèrent ne pas investir dans de tels moyens. C'est ce que l'on appelle le problème du «missing money» [34] dans un marché purement énergétique [35]. En effet et comme montré sur la figure 1.15, le prix du marché de l'énergie est déterminé par le coût marginal de la dernière centrale appelée pour établir l'équilibre offre demande en électricité ($O = D$). Les centrales produisant à un coût inférieur à ce prix génèrent une marge sur leur coût variable, appelée surplus producteur, qui servira à amortir les coûts d'investissement et de maintenance de ces centrales. Or, pendant les quelques jours de pointe de l'année, la courbe de la demande D se décale vers la droite et d'autres moyens de production sont appelés pour faire face à cette demande. Le prix du marché s'alignera alors sur la dernière centrale appelée (la plus chère) ce qui n'engendrera qu'une faible, voire aucune marge pour cette centrale.

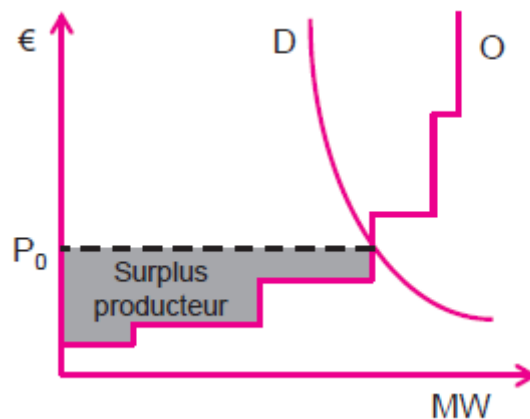


FIGURE 1.15 – Illustration du problème de missing money

Pour résoudre ce problème de missing money, plusieurs pays au monde ont mis en place un mécanisme de capacité où l'on valorise aussi les moyens de production pour leur disponibilité [36]. Ceci signifie que le simple fait de l'existence du moyen de production et sa disponibilité au cas de besoin lui permettra d'être rémunéré. Le mécanisme de capacité inclut aussi les capacités d'effacement, vues comme des centrales de pointe, et rémunérées de la même manière que les capacités de production.

Le mécanisme de capacité Français est entré en vigueur le premier janvier 2017 grâce à la loi NOME. Ce mécanisme oblige chaque fournisseur d'électricité à détenir des garanties de capacité sur la base de la consommation moyenne en électricité de ses clients pendant les moments de pointe hivernale. Ces garanties peuvent être achetées auprès des producteurs d'électricité ou d'opérateurs d'effacement. Le mécanisme fait ainsi apparaître deux types d'acteurs : les acteurs obligés (fournisseurs) et les exploitants de capacité (producteurs + opérateurs d'effacement). Les exploitants de capacité se font certifier leurs moyens de production et d'effacements par RTE via des certificats de capacité, qu'ils peuvent ainsi vendre aux acteurs obligés lors des sessions d'enchères organisés par la bourse Epex Spot. RTE distingue deux types de période de pointe selon les acteurs obligés ou les exploitants :

- Jours PP1 : période durant laquelle les fournisseurs doivent prouver qu'ils peuvent couvrir la pointe de consommation de leurs clients. Ce sont 10 à 15 jours par an de plus forte consommation, situés entre le 1er novembre et le 31 mars de chaque année, de 7h à 15h puis de 18h à 20h. RTE signale la veille pour le lendemain les jours PP1 et effectue à posteriori les contrôles sur la base des consommations réelles pour vérifier que les fournisseurs disposent de garanties nécessaires à la consommation de leurs clients.
- Jours PP2 : période pendant laquelle les exploitants de capacité s'engagent sur la disponibilité de leurs moyens pour couvrir la période de pointe PP1. C'est une période de 10 à 25 jours

par an entre le 1er novembre et le 31 mars de chaque année. PP2 comprend au moins tous les jours PP1. Pendant les jours PP2, les opérateurs d'effacement ayant certifié et vendu des certificats de capacité doivent rendre disponible leur capacités d'effacement sur les marchés de l'énergie (déposer des offres de vente).

Depuis le premier janvier 2017, chaque consommateur d'électricité supporte le coût d'obligation de capacité de son fournisseur. Le prix de l'énergie pendant les jours PP1 est alors majoré par le prix de l'obligation de capacité, qui dépend du prix de capacité sur le marché organisé. La première session d'enchères en France a eu lieu le 14 décembre 2016 pour une mise à disposition de la capacité en 2017. La session a été organisée par Epex Spot et a permis d'établir le prix de référence marché PRM à 9 999.8 €/MW.

1.4.2.2 Mécanismes de valorisation de l'énergie

Contrairement aux mécanismes de capacité où il faut juste s'engager à être disponible pendant une période déterminée en cas de besoin, les mécanismes de valorisation de l'énergie permettent de livrer physiquement l'énergie effacée en la valorisant sur les marchés de l'énergie, via un opérateur d'effacement. Le consommateur est alors rémunéré par le marché pour l'énergie vendue en €/ MWh. L'effacement permet de ne pas produire le volume d'électricité additionnel qui aurait été nécessaire pour équilibrer offre et demande sur le marché, et contribue également au maintien d'un prix de l'énergie compétitif (en évitant les coûts variables associés à la production du volume additionnel d'électricité).

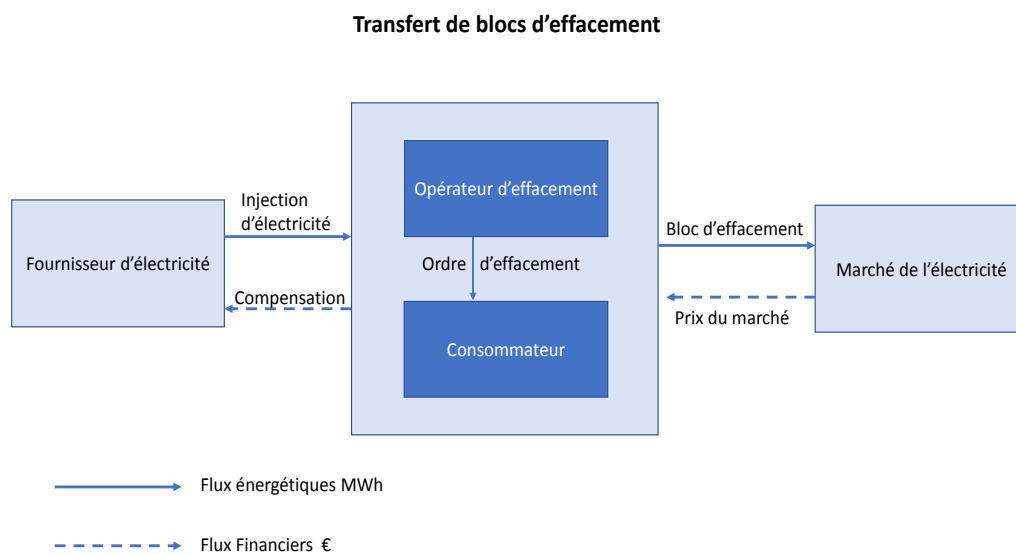


FIGURE 1.16 – Transfert des flux financiers et énergétiques pour un effacement valorisé sur les marchés de l'énergie

La France est le premier pays européen autorisant les consommateurs à valoriser leurs effacements en faisant appel à un opérateur d'effacement, sans obtenir un accord préalable de leurs fournisseurs. Aucune négociation n'est donc nécessaire entre fournisseurs et opérateurs d'effacement puisque la réglementation française les met en concurrence. Cependant et pour assurer cette absence d'accord pour la réalisation des effacements, les opérateurs d'effacement doivent s'acquitter d'un « versement » financier au bénéfice du fournisseur du site effacé, appelé compen-

sation (figure 1.16), représentant la part « énergie » du prix de fourniture du site de consommation effacé.

Compensation du fournisseur (Versement) :

La valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie donne lieu à un versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés. En effet, ce versement est obligatoire pour le bon déroulement du processus. L'histoire de ce versement remonte à 2009 suite à un conflit opposant Voltalis, opérateur d'effacement diffus, à EDF. Voltalis avait proposé d'installer gratuitement à ses clients résidentiels, qui sont des consommateurs d'électricité, un boîtier électronique commandé à distance qui coupe certains appareils électriques aux moments de menace de déséquilibre électrique, pendant des petites durées de l'ordre de 15 minutes et sans impact majeur sur le confort du consommateur. Ce dispositif était séduisant aux yeux de RTE puisqu'il permettait de rendre disponible une quantité d'électricité suffisamment importante pour la gestion de l'équilibre du réseau électrique. Cependant, ceci ne plaisait en aucun cas à EDF qui voyait sa production valorisée par un autre fournisseur. En effet, le conflit a commencé quand Voltalis a essayé de faire reconnaître l'effacement diffus et de le valoriser financièrement auprès de RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Or, les fournisseurs estiment que les agrégateurs d'effacement doivent compenser financièrement les fournisseurs pour l'électricité qu'ils injectent sur le réseau sans aucune valorisation financière, chose que contestait Voltalis en considérant que l'opérateur d'effacement n'a pas à payer pour une fourniture d'énergie qui a été effacée.

En effet, dès qu'il y'a un effacement de consommation, l'énergie effacée est directement consommée ailleurs. Pour bien comprendre ceci, nous prenons un exemple simple sur lequel nous allons poursuivre nos raisonnements. Pour un jour donné, EDF et un fournisseur X estiment que la consommation de leurs clients est de 20 MW. À un moment et suite à une baisse soudaine de la température, les clients du fournisseur X consomment 30 MW, mais pas les clients d'EDF disposant d'un boîtier permettant de lisser leur demande. RTE procède alors au transfert des 10 MW que les clients d'EDF ont évité de consommer, vers ceux du fournisseur X pour l'équilibrage du réseau, sans avoir besoin de produire plus par d'autres centrales. Le problème est que les clients d'EDF ne lui paient plus que 10 MW alors que ceux du fournisseur X payent 30 MW. La question est la suivante : qui paye à EDF la différence, soit les 10 MW : le fournisseur X, Voltalis ou RTE? Pour répondre à la question, RTE avait sollicité dans un premier lieu la CRE pour clarifier les règles. Cette dernière publia une délibération le 09 Juillet 2009 où elle justifiait la pertinence d'un versement des opérateurs d'effacement vers les fournisseurs des sites effacés. Le raisonnement de la CRE était assez simple et économiquement pertinent : si le fournisseur en défaut X doit payer le fournisseur effacé EDF, alors le fournisseur en défaut devrait non pas seulement payer la pénalité d'ajustement à RTE (intégrant la valeur de l'électricité pour le déséquilibre sur son périmètre) pour les 10 MW qu'il lui a transféré, mais aussi le coût de la rémunération de EDF. Cette option ne respectait alors pas le critère de préséance économique sur lequel se base le mécanisme d'ajustement puisqu'il générerait un coût supplémentaire pour le fournisseur X. L'opérateur d'effacement doit alors rémunérer EDF pour l'énergie injectée.

Face à l'argumentation technique de la CRE, Voltalis a déplacé le débat au plan politique, médiatique ainsi que juridique en sollicitant, chacun à son tour, les médias puis le gouvernement. Ce nouvel acteur sur le marché a mobilisé deux types d'arguments : environnemental comme quoi l'effacement diffus permet de réduire le recours aux centrales thermiques, flexibles et mobilisables en période de pointe, et par la suite de réduire les émissions de CO₂, mais aussi écologique en considérant que l'effacement permet des économies d'énergie. Le résultat de cette campagne a été fructueux [37] puisque de nombreux articles dans plusieurs journaux français pendant l'été 2009 avaient dénoncé la décision de la CRE en stipulant qu'EDF combattait les économies d'énergies. Le 03 Mai 2011, le conseil d'état annule la décision de la CRE (décret du 03 Mai 2011). Face

à la décision du conseil d'état, RTE relança les discussions mais cette fois-ci au sein du groupe de travail CURTE (Comité Utilisateurs de RTE) afin de trouver une nouvelle solution au problème du transfert des flux financiers entre différents acteurs. Ce groupe établit à nouveau la nécessité d'un versement de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur des sites effacés pour le bon fonctionnement du marché. La CRE et en concertation avec RTE, a publié un document d'analyse intitulé « Eléments de méthodologie pour la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement » en juillet 2013 [38] pour mettre un cadre réglementaire unique au mécanisme. Ce document justifie finalement la nécessité d'un tel versement.

Le prix de la compensation est régulé et est calculé chaque fin d'année (Y) par RTE pour les 4 trimestres de l'année suivante (Y+1). Le prix est calculé par tranche horaire (heure haute, heure basse) pour chaque trimestre. Sa formule de calcul prend en compte principalement les prix des produits trimestriels de l'année (Y+1), observés sur les marchés à terme EEX entre le 1er octobre et le 30 novembre de l'année Y. Le chapitre 3 explicite les prix de la compensation établis par RTE pour les années 2016 et 2017.

Mécanisme NEBEF :

Le mécanisme NEBEF (Notification d'Échange de Blocs d'Effacement) permet de vendre directement l'énergie non consommée par le consommateur sur le marché spot de l'électricité, au prix du marché. Les MWh effacés par le consommateur peuvent être valorisés comme de vrais MWh sur le marché spot. Ce mécanisme est officiellement entré en vigueur le premier Avril 2016 après approbation de la CRE le 11 février 2016 [39]. Une première expérimentation du mécanisme a été lancée en 2014 par RTE et a duré 1 an. Cette nouvelle législation permet alors de rendre les effacements compétitifs en période de pointe face aux moyens de production conventionnels. Les règles dites « règles NEBEF » [40-43] permettent d'instaurer un cadre réglementaire bien défini et placent RTE au centre du mécanisme pour assurer son bon fonctionnement.

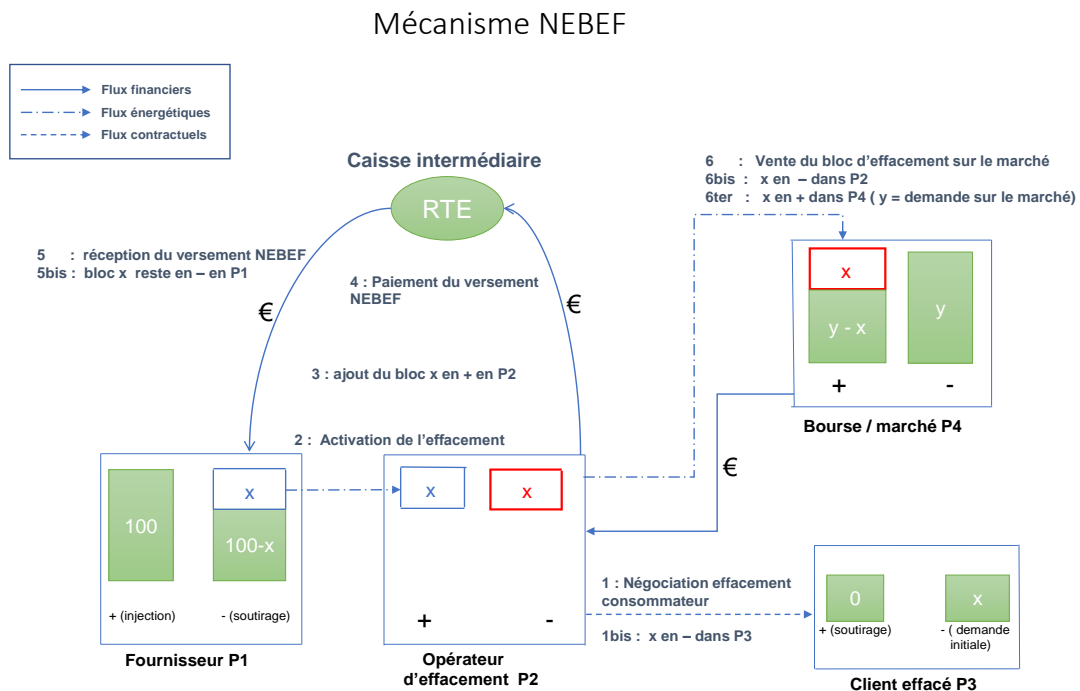


FIGURE 1.17 – Le différentes phases du mécanisme NEBEF

Concrètement, il s'agit de vendre en jour J-1 à midi, l'électricité qui ne sera pas consommée en jour J (vendre la veille pour le lendemain) sur le marché spot, et de compenser financièrement le fournisseur du site effacé. Une fois vendu, le bloc d'effacement aurait alors évité de produire la quantité d'énergie correspondante pour équilibrer le marché. L'opérateur d'effacement rachète alors l'énergie effacée au fournisseur d'énergie à un prix régulé, appelé compensation fournisseur ou versement NEBEF, pour le dédommager de l'énergie qu'il a fournie. Le fournisseur continue alors ses injections sur le réseau et le déséquilibre électrique qui se crée sur le périmètre d'équilibre du site effacé est remplacé par un soutirage sous forme d'un transfert à l'opérateur d'effacement, au travers d'un échange de blocs d'électricité (figures 1.16 et 1.17). L'opérateur revend ensuite ce bloc d'effacement sur le marché de gros de l'électricité au prix spot.

Logiquement, l'opérateur d'effacement aurait intérêt à vendre ses blocs d'effacement quand le prix sur le marché spot est supérieur au prix régulé de la compensation. Dans ce cas, le gain net de l'opérateur d'effacement résultant de ce mécanisme dépend de la différence entre le prix spot et la compensation. Ce gain est ensuite partagé entre l'opérateur d'effacement et le consommateur effacé, selon la formule de partage proposée par chaque opérateur.

La France est le seul pays européen à permettre la valorisation des effacements sur le marché spot de l'électricité. En fin d'année 2016, plus de 18 acteurs de marché ont contractualisé avec RTE pour participer au mécanisme dont on cite quelques noms : EDF, Actility, Engie, Voltalis, Energy Pool, Equinov Demand Side, Smart Grid Energy, etc [44]. En raison d'une vague de froid et d'une disponibilité historiquement basse du parc nucléaire français pendant l'hiver de 2016 [31], les offres d'effacement via le mécanisme NEBEF étaient intensifs. Le volume total effacé a été de 4 GWh pour le mois de Novembre 2016 [5].

Les contraintes de participation au mécanisme sont, d'après les règles établies par RTE [40–43] :

- la puissance minimale d'effacement pouvant être valorisée sous le mécanisme NEBEF est de 100 kW ;
- les plages d'effacement ne peuvent pas excéder une durée de deux heures au maximum. C'est à dire que chaque bloc d'effacement valorisé peut se faire sur au plus une plage temporelle de deux heures consécutives ;
- la durée sans effacement entre deux plages d'effacement doit être supérieure ou égale au maximum des durées de ces deux plages d'effacement.

Mécanisme d'ajustement (MA) :

C'est un mécanisme mis en place par RTE en 2003 dans le cadre de ses missions de service public définies par les lois sur l'énergie de février 2000 et d'août 2004 [45]. Ce mécanisme permet de contribuer à l'équilibrage du réseau électrique en temps réel en permettant de vendre, en temps réel, l'énergie à RTE pour les besoins de gestion du réseau. Il s'inscrit dans le cadre de la réserve tertiaire gérée par RTE et complète la réserve rapide et complémentaire lorsqu'elles ne sont pas suffisantes pour résoudre les déséquilibres. En effet, sur les offres déposées sur le MA on trouve celles qui correspondent à la réserve rapide et complémentaire, obligatoires pour les consommateurs ayant été sélectionnés pendant l'appel d'offre de RTE, et les autres offres déposées librement par les consommateurs, le jour pour le lendemain.

Pour les offres libres sans engagement de disponibilité, c'est à dire ne rentrant pas dans le cadre de la réserve rapide ni complémentaire, les consommateurs font leurs offres d'ajustement en précisant le prix au MWh, la période, le délai d'activation ainsi que les conditions d'utilisation. Les conditions d'utilisation des offres permettent à l'acteur d'ajustement de préciser un certain

nombre de paramètres et contraintes que RTE s'engage à respecter pour l'utilisation des offres. Ainsi et pour chaque offre, l'acteur d'ajustement précise [45] :

- la chronique de puissance maximale au pas demi-horaire offerte, supérieure à 10 MW;
- la chronique de puissance minimale au pas demi-horaire offerte, supérieure à 1 MW;
- la durée d'utilisation minimale, elle doit être au moins égale au pas de mesure des installations de comptage;
- la durée d'utilisation maximale;
- l'énergie maximale;
- la chronique de délai de mobilisation.

Les participants soumettent, modifient et retirent les offres en jour J-1 pour le jour J à l'un des créneaux suivants : 16h, 22h et 23h, chaque heure ronde en J et jusqu'à 21h [45]. RTE sélectionne ensuite, en temps réel, les offres qui correspondent le plus à son besoin et rémunère l'acteur d'ajustement au prix de l'offre (*pay as bid*). Ceci se fait en deux temps :

- RTE sélectionne d'abord les offres qui répondent techniquement à son besoin.
- RTE active les offres d'ajustement en respectant le principe de préséance économique : offre à moindre coût pour RTE.

Finalement, les différences entre le mécanisme NEBEF et le mécanisme d'ajustement MA sont :

- Pour NEBEF, la veille à 12h40, correspondant à l'heure de fin des enchères sur la bourse, le consommateur sait déjà si l'offre d'effacement déposée sur le marché spot a été acceptée ou pas, ainsi que son prix de rémunération. Le consommateur pourrait alors anticiper sa consommation d'énergie afin de bien optimiser sa période d'effacement. De plus, la puissance minimale pouvant être valorisée est seulement de 100 KW.
- Pour le MA, on ne sait que le jour même si l'offre déposée sur le MA a été retenue ou pas. De plus, la puissance minimale pouvant être valorisée est de 1 MW.
- Le consommateur est payé au prix de son offre (*pay as bid*) pour le MA et est payé au prix du marché pour le NEBEF (*pay as clear*).

1.4.3 Quantification d'un effacement de consommation

Une des problématiques importantes est celle de la quantification d'un effacement de consommation, c'est à dire quelle quantité d'énergie a été effacée réellement par un consommateur. En effet, une fois qu'un programme d'effacement de consommation a été déclaré à RTE et valorisé sur les marchés de l'énergie, la difficulté est de vérifier a posteriori si l'énergie réellement effacée est égale à l'énergie valorisée sur les marchés. De plus, il faudrait être en mesure de distinguer pour un site ou un agrégat de sites de soutirage, une baisse de consommation liée à un comportement habituel d'une baisse de consommation en réponse au signal de l'effacement. Le contrôle du réalisé consiste à estimer une courbe de référence correspondant à la consommation des sites de soutirage concernés en l'absence d'effacement. Ceci relève de la compétence du gestionnaire de réseau RTE qui procède au contrôle post effacement, en comparant le volume d'effacement réalisé et le volume d'effacement contractualisé. Pour ce faire, plusieurs méthodes sont proposées aux opérateurs d'effacement pour le calcul de la courbe de référence. La méthode d'estimation appelée « méthode du rectangle à double référence corrigée » reste cependant la plus pratique et la plus utilisée [43].

- **La courbe de référence** : selon la méthode du rectangle à double référence corrigée, elle correspond à la valeur minimale entre :
 - la moyenne de la puissance activée pendant chaque pas de temps demi-horaire précédant l'effacement et d'une durée égale à celle de l'effacement.

- la moyenne de la puissance activée pendant chaque pas de temps demi-horaire suivant la période de l'effacement et d'une durée égale à celle de l'effacement.
- **La courbe de consommation** : correspond à la moyenne de la courbe de charge des entités d'effacement pendant chaque pas demi-horaire constituant la plage de l'effacement.

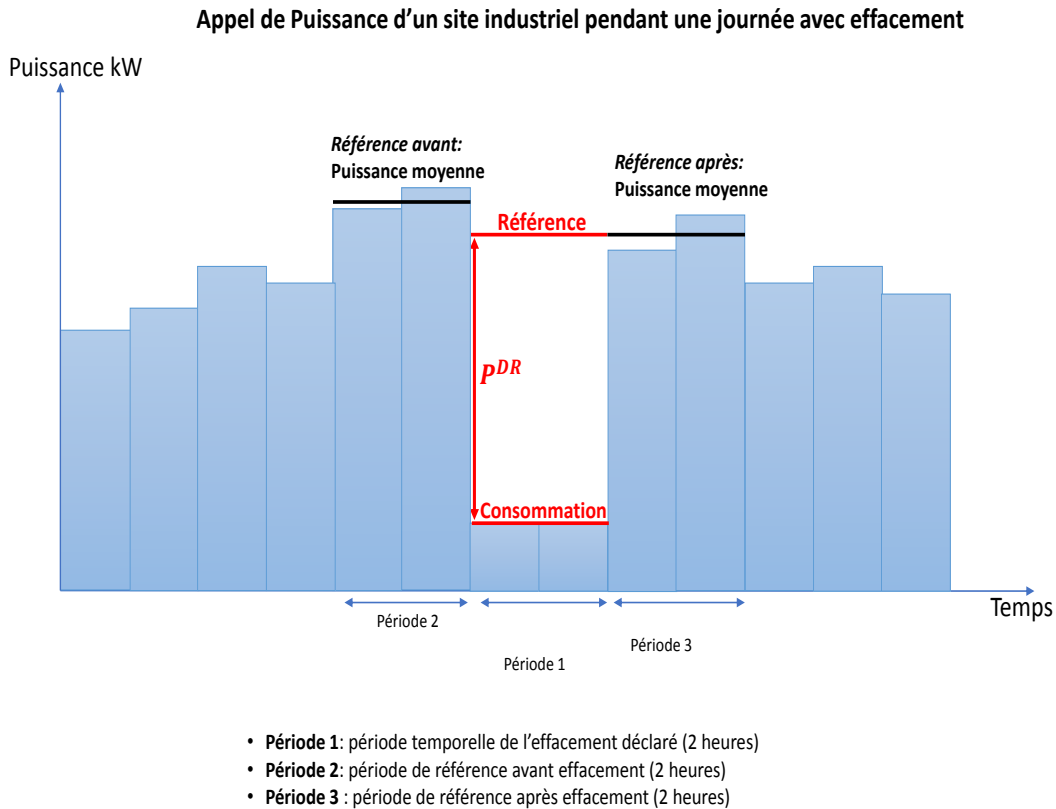


FIGURE 1.18 – Quantification d'un effacement de consommation selon la méthode du rectangle à double référence corrigée

La puissance de l'effacement réalisé est finalement égale à la différence entre la puissance liée à la courbe de référence et la puissance relative à la courbe de consommation comme illustré sur la figure 1.18. Par exemple, pour un effacement de 2 heures comme celui de la figure 1.18, la période 2 correspond à la période de référence avant effacement et est d'une durée de 2 heures aussi. De même, la période de référence après effacement est celle de la période 3 et se situe directement après la période d'effacement. Le minimum entre la moyenne des puissances activées pendant ces deux périodes est ce l'on appelle la courbe de référence.

1.4.4 La flexibilité de la demande industrielle

Les procédés industriels sont considérés comme étant les meilleurs candidats pour les mécanismes de la flexibilité de la demande, en particulier ceux disposant d'unités de stockage [46]. Ils peuvent adapter leur consommation d'énergie aux besoins du réseau électrique, moyennant une rémunération qui les compense au moins du surcoût engendré par leur réduction de consommation [47]. Étant donné que le secteur industriel représente environ 42% de la consommation mondiale d'électricité [48], la maîtrise de la consommation énergétique est essentielle et représente un défi majeur, pour les autorités publiques ainsi que pour les industriels : l'industrie française consomme environ 21% de la production annuelle d'électricité en France [49] et l'industrie

allemande environ 50% [50]. Dans un contexte de dérégulation des marchés de l'électricité, l'optimisation des coûts énergétiques est d'une importance capitale pour les industriels. De plus, le développement des solutions de la flexibilité de la demande peut permettre aux industriels d'avoir une source de revenu supplémentaire grâce aux transactions financières réalisées sur ces marchés [51]. L'effacement peut donc être une stratégie gagnante pour le système électrique aussi bien que pour les industriels [52].

Historiquement, en se basant sur la littérature disponible à ce sujet, les industries ayant le plus participé à des mécanismes de flexibilité de la demande à travers le monde sont la pétrochimie, la cimenterie, la métallurgie ainsi que la réfrigération pour l'industrie alimentaire [53]. Ces industries, tout comme d'autres, peuvent intégrer certains mécanismes de flexibilité des marchés de l'électricité dans leur gestion opérationnelle [54] :

- **La pétrochimie** : est considérée parmi les industries les plus consommatrices d'énergie en Europe. Le secteur des produits chimiques a été le pionnier de la gestion active de la demande dans toute l'Europe, depuis le début d'intégration des mécanismes d'effacement dans les marchés de l'énergie. Les unités d'électrolyse et d'extrusion sont des procédés flexibles idéaux pour une utilisation avec des réglages de fréquence (la RR et le RP par exemple). De plus, des éléments de processus comme les turbines à gaz et les unités de cogénération peuvent également participer à des mécanismes d'effacement.
- **La métallurgie (acier et aluminium)** : l'énergie représente environ 30 à 40% des coûts de production dans ce domaine [53]. Parmi les éléments les plus énergivores on trouve les fours à arc électrique. Grâce à leur grande inertie thermique, ils peuvent être coupés pendant quelques minutes sans impact majeur sur la productivité, et peuvent participer ainsi à des mécanismes pour l'équilibrage du réseau électrique.
- **La production du gaz** : lors de la production du gaz industriel, les compresseurs et les pompes dans les unités de séparation peuvent être arrêtés instantanément sans impact sur la productivité en raison de présence d'éléments de stockage. Ceci rend l'industrie de la production du gaz éligible à la participation à des mécanismes d'effacement.
- **La gestion des réseaux d'eau potable** : l'énergie représente environ le tiers des coûts d'exploitation des systèmes d'eau potable. La présence de réservoirs de stockage ainsi que des pompes à vitesse variable apporte de la flexibilité aux systèmes d'eau leur permettant d'adapter les opérations de pompage d'eau en fonction du besoin.

Dans la suite de ce mémoire, l'industrie de la production et de la distribution de l'eau potable sera considérée. Le chapitre suivant est une introduction aux systèmes de production et de distribution d'eau potable en analysant leurs caractéristiques, leurs modes de fonctionnement, puis leurs gisements de flexibilité nécessaires pour la considération des mécanismes de flexibilité des marchés de l'électricité français.

Chapitre 2

La gestion de l'énergie dans les systèmes d'eau potable

Ce chapitre met en évidence l'importance de la gestion de l'énergie dans les systèmes de production et de distribution d'eau potable. La pertinence de la considération des mécanismes de flexibilité de la demande dans la gestion opérationnelle de ces systèmes est aussi démontrée à travers une revue bibliographique disponible à ce sujet.

Sommaire

2.1 Généralités sur les systèmes d'eau potable	48
2.1.1 Fonctionnement général	48
2.1.2 Réglementation et marchés de la distribution d'eau potable en France	49
2.1.3 La demande en eau	50
2.1.4 Caractéristiques des ouvrages et des équipements	51
2.1.4.1 Les réservoirs et les châteaux d'eau	51
2.1.4.2 Les canalisations	52
2.1.4.3 Les vannes	53
2.1.4.4 Les pompes	53
2.1.5 La gestion opérationnelle des systèmes d'eau potable	55
2.2 L'optimisation énergétique dans les systèmes d'eau potable	55
2.2.1 Introduction	55
2.2.2 La flexibilité des systèmes d'eau potable	56
2.2.2.1 Stockages d'eau	56
2.2.2.2 Variation de la vitesse des pompes	57
2.2.3 Le potentiel d'optimisation énergétique	57
2.2.4 État de l'art sur le problème de planification dans un SPDEP	58
2.3 La flexibilité de la demande et les systèmes d'eau potable	59
2.3.1 État de l'art	59
2.3.2 Mécanisme considéré	60
2.3.3 Apports de la thèse	61

2.1 Généralités sur les systèmes d'eau potable

2.1.1 Fonctionnement général

Les systèmes de production et de distribution d'eau potable (SPDEP) permettent la production d'une eau consommable à partir d'une eau naturelle ou artificielle (barrages), son transport ainsi que sa distribution jusqu'aux zones de consommation comme illustré sur la figure 2.1.

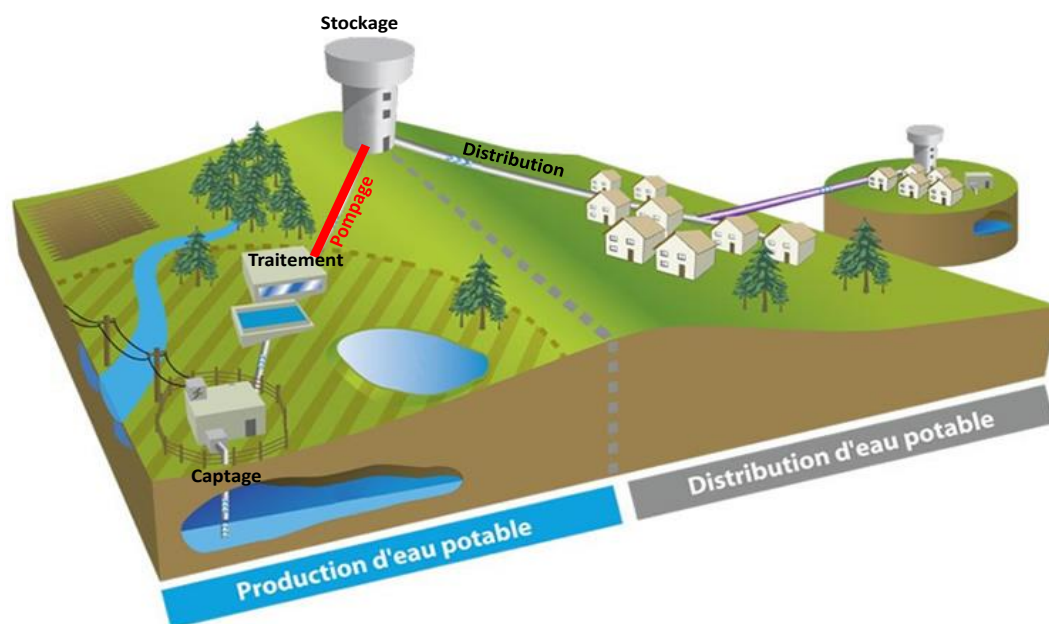


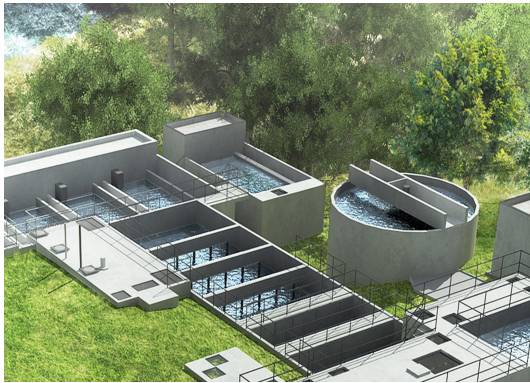
FIGURE 2.1 – Illustration du parcours de l'eau depuis les sources jusqu'aux zones de consommation

Généralement, le parcours de l'eau commence par son captage des sources naturelles ou artificielles pour être traitée après dans les usines de traitement de l'eau. Une fois l'eau potable produite, elle est stockée dans des réservoirs ou des baches de stockage. Ensuite, les stations de pompage fournissent l'énergie nécessaire à l'eau pour la pomper jusqu'aux châteaux d'eau dont l'altitude est généralement haute. Ces châteaux d'eau distribuent finalement l'eau aux zones de consommation sous effet de la gravité (sans opération de pompage). La figure 2.1 représente un exemple de système d'eau potable simplifié. Les principaux composants d'un SPDEP d'eau sont :

- **Les pompes de surface (forages)** : ce sont des pompes qui servent à remonter l'eau depuis les sources (nappe phréatique, puit) jusqu'à l'usine de traitement.
- **Les usines de traitement** : il s'agit des usines qui rendent l'eau potable et consommable selon les normes et la réglementation en vigueur de la commune. L'eau subit une série de transformations telles que le dégrillage, le tamisage, la décantation, l'ozonation, la filtration au charbon actif, la chloration et puis le contrôle de sa qualité finale.
- **Les baches de stockage** : ce sont des réservoirs de stockage d'eau, situés généralement à des altitudes basses (parfois même enterrés sous la terre). Elles peuvent se situer en amont des usines de traitement pour stocker l'eau brute avant son traitement, ou bien en aval de ces usines pour stocker l'eau juste après sa production.
- **Les stations de pompage** : il s'agit de stations composées de plusieurs pompes hydrauliques. Ces stations servent à remonter l'eau depuis les baches ou les usines de traitement jusqu'aux châteaux d'eau, à augmenter la pression de l'eau pour la faire remonter à des altitudes plus

élevée, ou bien pour la faire parcourir de grandes distances infaisables par gravitation. Ces stations sont consommatrices d'énergie qui est généralement sous forme électrique.

- **Les châteaux d'eau** : ce sont des réservoirs de stockage et de distribution d'eau, situés généralement à des altitudes hautes (des dizaines de mètres). Leur haute altitude par rapport aux zones de consommation permet une distribution de l'eau directement sous effet de la gravité.
- **Les canalisations de transfert** : il s'agit de tuyaux destinés à l'acheminement de l'eau.



(a) Usine de production



(b) Station de Pompage



(c) Canasalition de transfert



(d) Château d'eau

FIGURE 2.2 – Quelques principaux composants d'un système d'eau

2.1.2 Réglementation et marchés de la distribution d'eau potable en France

En France, la production et la distribution de l'eau potable est une mission dévolue aux communes conformément à ce qui a été inscrit dans la loi sur l'eau du 3 janvier 1992 [55]. Des groupements de communes géographiquement proches peuvent se former aussi pour une gestion conjointe de la distribution de l'eau. La qualité de l'eau doit répondre à de nombreuses normes fixées par plusieurs décrets [56]. La gestion du service de l'eau potable peut être assurée par la commune directement (« gestion en régie »), ou déléguée à une entreprise privée (comme Suez par exemple). La part des opérateurs privés dans la gestion de la distribution de l'eau en France est de 70% pour une gestion en régie de 30% [57].

En France, le prix de l'eau est réglementé et varie d'une région à une autre en fonction de :

- la taille du bassin ;
- le mode de gestion (gestion en régie ou gestion déléguée) ;
- la taille de la commune ;
- la topologie de la commune (pour les coûts de pompage).

Le prix facturé au consommateur final se compose d'une partie relative à la production et à la distribution de l'eau, une partie relative à l'assainissement, et une dernière partie relative aux différentes taxes et redevances. Par exemple, le prix de l'eau s'était établi en 2018 en région parisienne à 3,4914 euros TTC par mètre cube consommé [58], avec 30,9% pour la part de la production/distribution, 46,4% pour l'assainissement et 22,7% pour les taxes.

2.1.3 La demande en eau

En moyenne en France, une personne consomme environ 140 litres d'eau par jour [59], soit une consommation annuelle de 54,75 mètres cubes pour un budget annuel moyen de 181,22 euros. Les quatre secteurs les plus consommateurs d'eau sont, par ordre décroissant : l'irrigation (48%), les usages domestiques (24%), la production d'énergie (22%) et l'industrie (6%) [60]. Les principaux facteurs influant sur la consommation en eau sont :

- **La météo** : c'est l'un des facteurs les plus influants sur la consommation en eau [61]. Pendant les périodes de forte canicule, les besoins en eau augmentent fortement : douche, jardinage, usage personnel, etc.
- **La zone géographique** : la valeur de la demande journalière en eau ainsi que son profil horaire dépend fortement des zones géographiques. Ainsi, on retrouve un profil horaire standard classique dans la majorité des zones résidentielles. Cependant, le profil de demande horaire est plutôt difficile à prédire pour les zones industrielles où la demande en eau est fortement liée à l'activité économique de l'industrie.
- **Les événements calendaires, les saisons et les types de jours** : la demande en eau peut dépendre aussi des événements calendaires et des types de jours. Ainsi, les jours de fêtes et de vacances scolaires connaissent généralement un décalage de leur profil horaire de consommation comparés aux jours normaux de semaine comme illustré sur la figure 2.3b

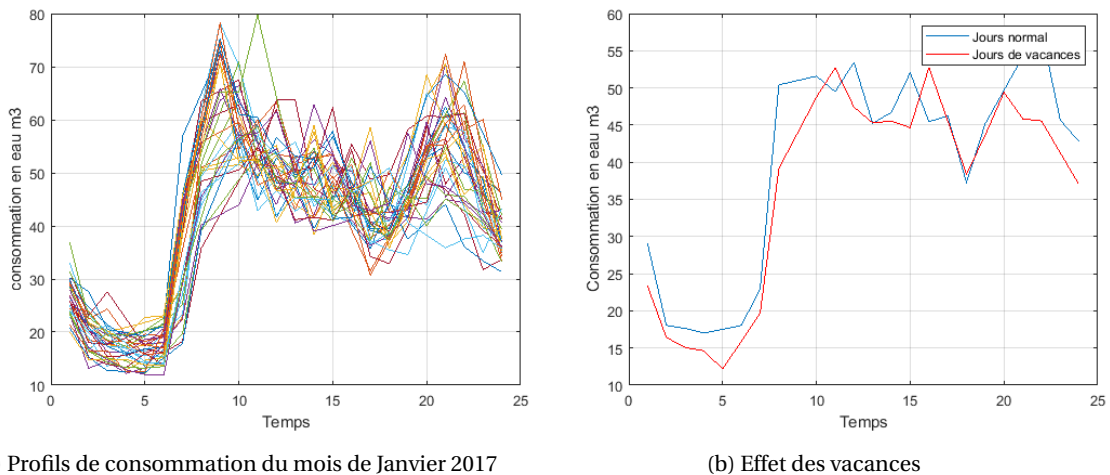


FIGURE 2.3 – Profils horaires de la consommation en eau d'une zone résidentielle en France : données issues de mesures effectuées par les exploitants de Suez.

Pendant les jours de semaine, le profil de la consommation horaire en eau est similaire à celui en électricité. Ainsi, deux périodes de pointe sont généralement observées, celle du matin à 8h et celle du soir à 21h comme illustré sur la figure 2.3a. Ensuite, au cours de la journée, la consommation est stable avec deux augmentations moins marquées à l'heure du déjeuner et du dîner (vers 13h et 20h). La consommation chute généralement en fin de soirée, aux alentours de 23h, et descend à son niveau minimum entre 2h et 5h.

2.1.4 Caractéristiques des ouvrages et des équipements

2.1.4.1 Les réservoirs et les châteaux d'eau

La présence des réservoirs de stockage d'eau n'est pas systématique dans tous les systèmes d'eau potable, mais est très bénéfique pour optimiser leur gestion et anticiper les différents aléas comme les coupures d'électricité, les consommations très élevées, etc. En effet, les réservoirs de stockage permettent de découpler les besoins énergétiques de pompage de la distribution de l'eau. Les exploitants des systèmes d'eau stockent de l'eau, sans besoin immédiat, dans ces ouvrages afin de disposer d'une réserve assurant un niveau d'autonomie en prévision d'indisponibilité des pompes électriques permettant de les remplir, ou de pannes électriques. Cependant, à certains endroits dans des pays tels que la Chine, l'eau produite peut être directement pompée dans le réseau sans stockage intermédiaire. Ceci peut être principalement dû à la forte croissance démographique de la région, et donc de la difficulté à dimensionner des éléments de stockage compte tenu de leur grand coût d'investissement. Généralement, les réservoirs et les châteaux d'eau sont caractérisés par :

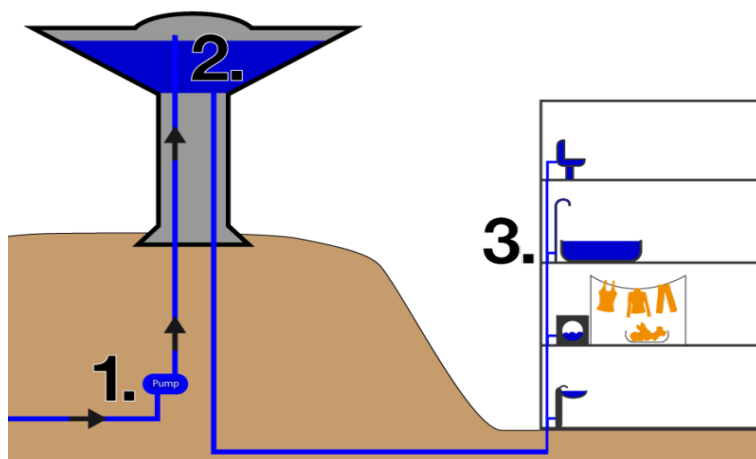


FIGURE 2.4 – Distribution de l'eau par un château d'eau sous effet gravitaire

- **Le niveau du radier** : il s'agit du plus bas niveau en mètres de l'eau pouvant être stockée dans le réservoir.
- **Le niveau du trop plein NTP** : il s'agit du plus haut niveau physique, en mètres, de l'eau pouvant stockée dans le réservoir. Au delà du niveau trop plein, l'eau déborde du réservoir.
- **Le niveau très bas NTB** : il s'agit du niveau très bas opérationnel, en mètres, fixé par les exploitants des systèmes d'eau. Le niveau du réservoir ne doit pas passer en dessous de ce niveau trop bas. Ce volume d'eau minimum a pour objectif d'anticiper les urgences (réserve incendie par exemple), garantir une bonne pression au consommateur ainsi que pour des considérations liées à la qualité de l'eau.
- **Le niveau très haut NTH** : il s'agit du niveau très haut opérationnel, en mètres, que le réservoir ne doit pas dépasser en anticipation de potentiels débordements d'eau.
- **La loi hauteur/volume** : il s'agit d'une fonction mathématique reliant chaque hauteur physique d'eau stockée dans le réservoir, à son volume en mètres cubes. Pour les réservoirs cylindriques, la fonction mathématique est linéaire.

Les châteaux d'eau, appelés aussi réservoirs de distribution, par leur grande altitude, permettent de distribuer de l'eau directement sous effet de la gravité comme illustré sur la figure 2.4. En effet, compte tenu de la valeur de l'accélération de la pesanteur égale à 9.81 m/s^2 , 10 mètres de hauteur d'eau dans un réservoir correspond à environ 1,02 bar de pression d'eau. La différence d'altitude

entre le niveau d'eau dans le réservoir de distribution et la zone de consommation fournit alors, compte tenu de pertes d'énergie dans les canalisations, la pression de l'eau au robinet du consommateur. Pour les zones à fortes pressions, des vannes régulatrices de pression sont nécessaires en amont, tandis que les zones à faibles pressions (zones de consommation à altitudes proches de celle du réservoir de distribution) nécessitent des surpresseurs en amont pour augmenter la pression de l'eau.

2.1.4.2 Les canalisations

Ce sont l'ensemble des conduites par lesquelles passe l'eau, depuis les sources jusqu'aux zones de consommation. Le réseau d'adduction correspond à l'ensemble des canalisations dans lesquelles transite l'eau potable, de la ressource jusqu'aux principaux réservoirs de distribution. Chaque conduite est caractérisée par le matériau la composant, le diamètre de sa section ainsi que sa longueur. Dans les réseaux d'adduction, deux régimes d'écoulement d'eau peuvent avoir lieu :

- Le régime laminaire : ne connaît que très peu de fluctuation de vitesse.
- Le régime turbulent : caractérisé par de fortes fluctuations de vitesse.

En général, l'écoulement a lieu en régime turbulent à cause des frottements et des changements de pression que l'eau subit dans les canalisations. Dans les réseaux d'adduction, l'un des plus importants phénomènes physiques se produisant est « la perte de charge ». Il correspond à la dissipation, par frottement, de l'énergie mécanique du fluide en mouvement dans les canalisations sous forme de chaleur. Cette énergie doit être compensée afin de permettre au liquide de se déplacer correctement. On l'exprime couramment sous la forme d'une pression (on l'appelle aussi ΔP) bien qu'elle soit en fait représentative d'une dissipation d'énergie et qu'elle apparaisse dans l'équation de Bernoulli comme une hauteur de colonne de fluide (Δh). Le théorème de Bernoulli généralisé traduisant la dissipation de charge s'écrit, pour un fluide incompressible circulant dans une canalisation entre le point amont 1 et le point aval 2, comme suit (équations 2.1 et 2.2) :

$$\frac{v_1^2}{2g} + z_1 + \frac{p_1}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \Delta h. \quad (2.1)$$

$$\Delta P = \Delta h \cdot \rho \cdot g. \quad (2.2)$$

Dans les équations 2.1 et 2.2, g correspond à l'accélération de la pesanteur en m/s^2 , ρ à la masse volumique du fluide en kg/m^3 , z à l'altitude du point considéré en mètres, p à la pression en Pascal ($Pa = N/m^2$), v la vitesse du fluide en m/s et Δh à la dissipation d'énergie (perte de charge) en mètres entre les points 1 et 2. On distingue deux types de pertes de charges dans les réseaux d'adduction :

- Les pertes de charges linéaires résultent de l'interaction entre le fluide en déplacement et la paroi de la conduite. Plusieurs formules permettent l'estimation de ces pertes de charges comme celle de Darcy-Weisbach [62], donnant une relation linéaire entre Δh et le carré de la vitesse du fluide. Le coefficient de linéarité dépend de la section de la canalisation, sa longueur ainsi que d'un coefficient multiplicateur sans unité.
- Les pertes de charges singulières (pertes locales) résultent du frottement de l'eau dans des objets de géométrie complexe, où lors d'un changement de diamètre ou de section comme dans les coudes, les vannes, les robinets, etc (figure 2.5).

Le cumul de ces pertes de charge traduit alors, sous forme de colonne de fluide, l'altitude en mètres que le liquide perd en traversant la canalisation. Ces pertes dépendent de la nature du matériau de la canalisation, sa longueur ainsi que son diamètre. Il existe des logiciels gratuits comme EPANET [63], et d'autres commerciaux comme Piccolo [64], qui réunissent les équations des pertes de charge avec les données fluides et de rugosité pour donner une estimation finale de la valeur de ces pertes.

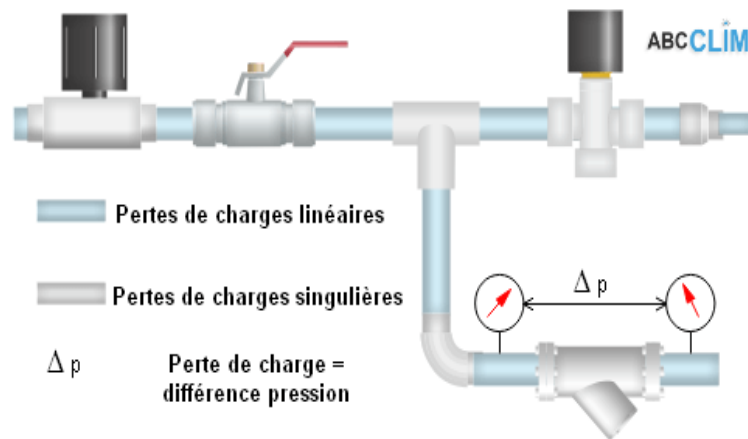


FIGURE 2.5 – Illustration des pertes de charge singulières et régulières [7]

2.1.4.3 Les vannes

Il s'agit de dispositifs permettant de contrôler la pression d'un fluide dans les canalisations. Les vannes sont distinguées selon les technologies utilisées ou bien les fonctions. Pour le côté fonctionnel, on distingue les vannes suivantes :

- **La vanne stabilisatrice** : stabilise et maintient une pression dans la canalisation correspondante à une pression de consigne.
- **La vanne brise-charge ou réductrice de pression** : provoque une perte de pression spécifique au passage de la vanne.
- **La vanne régulatrice de débit** : limite le débit du fluide dans la conduite à une valeur spécifiée.
- **La vanne tout ou rien** : ouvre ou ferme entièrement les tuyaux pour faire passer la totalité du fluide ou bien stopper complètement son passage dans la canalisation.
- **Le clapet anti-retour** : est généralement mis en aval des pompes pour éviter que l'eau redescende dans la canalisation quand la pompe n'est pas en activité.

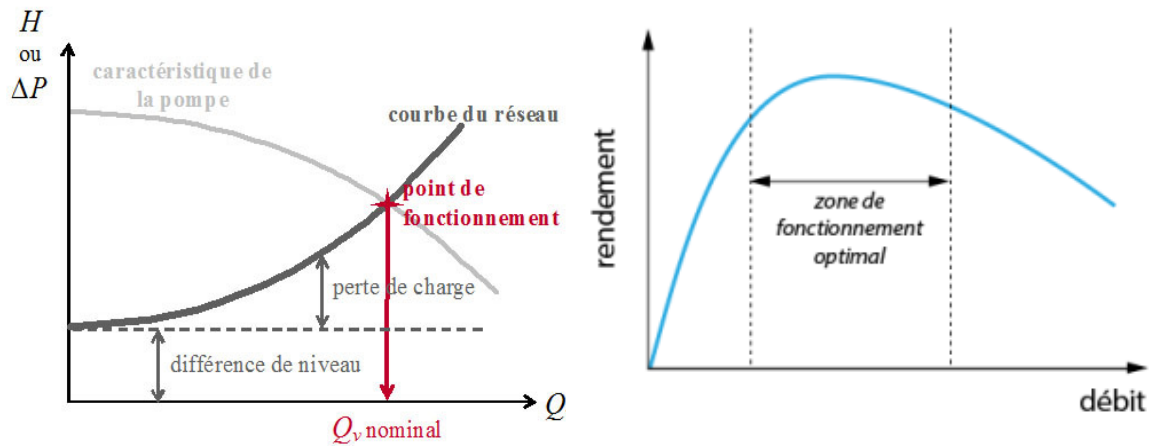
Les vannes sont généralement placées dans les canalisations à des endroits stratégiques du réseau afin d'optimiser le fonctionnement des SPDEP.

2.1.4.4 Les pompes

Les pompes permettent d'augmenter la pression de l'eau pour la faire remonter à des altitudes plus élevées, ou la faire parcourir de grandes distances, et ceci tout en consommant, généralement, de l'énergie électrique fournie par un moteur. Chaque pompe est caractérisée par deux courbes fournies par le fabricant comme montré sur la figure 2.6 :

- **La courbe caractéristique CS de la pompe** qui représente la variation de débit en fonction de la pression fournie. C'est une courbe dont la pression est généralement décroissante en fonction du débit pompé.
- **La courbe d'efficacité énergétique** qui représente le rapport entre la puissance hydraulique et la puissance électrique de la pompe pour chaque débit. Il existe un débit pour lequel l'efficacité de la pompe est maximale, appelé point de rendement optimal de la pompe.

Dans un réseau d'adduction, la courbe caractéristique du réseau est calculée à partir de l'équation de Bernoulli généralisée, et représente l'évolution des pertes de charge (ΔP ou Δh en mètres)



(a) Point de fonctionnement d'une pompe

(b) courbe d'efficacité énergétique d'une pompe

FIGURE 2.6 – Courbes caractéristiques d'une pompe hydraulique

en fonction du débit traversant la canalisation. Le point de fonctionnement de la pompe correspond au point d'intersection de la courbe caractéristique de la pompe et celle du réseau comme illustré sur la figure 2.6a. Autrement, le point de fonctionnement s'établit de façon à ce que la pression fournie par la pompe équilibre la résistance (pertes de charge) du réseau. Afin d'optimiser le fonctionnement du réseau, la pompe devrait être dimensionnée par le constructeur de sorte à ce que la zone de rendement optimal (en termes d'énergie) coïncide avec le point de fonctionnement de la pompe. On distingue les pompes à vitesse fixe, qui disposent d'un unique point de fonctionnement et donc d'une seule possibilité de fonctionnement, et les pompes à vitesse variable capables de fonctionner à plusieurs vitesses et débits (figure 2.7).

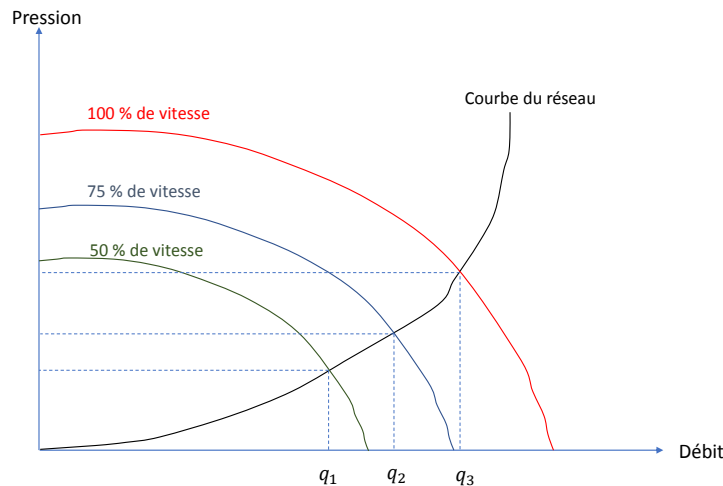


FIGURE 2.7 – Pompes à vitesse variable

Un des intérêts des pompes à vitesse variable est de permettre de varier le débit de fonctionnement en fonction du besoin. Ces pompes permettent aussi de réaliser des économies d'énergie [65]. La variation de vitesse de rotation du moteur entraîne une modification de la courbe caractéristique de la pompe, et par conséquent de son point de fonctionnement sur le réseau.

2.1.5 La gestion opérationnelle des systèmes d'eau potable

La gestion opérationnelle des SPDEP est effectuée quotidiennement par leurs exploitants. Le centre de télécontrôle, appelé aussi dispatching, veille 24h/24 et 365 jours par an au bon fonctionnement des installations de production, de traitement et de stockage ainsi que des contraintes hydrauliques sur les réseaux d'adduction. Les télécontrôleurs ont pour missions :

- d'adapter la quantité d'eau produite à la demande des consommateurs des communes;
- de contrôler en continu la qualité de l'eau produite;
- de contrôler le remplissage des stockages afin de rester dans les domaines de gestion opérationnels (entre les niveaux minimum et maximum de gestion des réservoirs);
- d'optimiser les coûts énergétiques en optimisant l'hydraulique du réseau et la gestion des opérations de pompage;
- de prévenir les équipes spécialisées en cas d'alarme sur les stations;
- de déclencher les interventions sur le réseau des équipes et notamment en cas de suspicion de fuite;
- d'assurer la permanence téléphonique et la première interface avec les clients en cas d'urgence.

La marche et l'arrêt des pompes, l'ouverture et la fermeture des vannes, le remplissage et le vidage des réservoirs sont donc des opérations gérées quotidiennement 24h/24 par les exploitants. Pour ce faire, plusieurs modes de gestion sont possibles en fonction de l'importance de l'ouvrage/équipement et des ressources techniques et technologiques disponibles pour les exploitants :

- **Le mode local** qui correspond à un mode de gestion manuel des ouvrages et des équipements. La présence physique d'un opérateur à l'endroit de l'installation est nécessaire pour la faire fonctionner comme souhaité.
- **Le mode distant** qui correspond à une gestion à distance de l'installation, trois modes de gestion distante sont possibles :
 - **Le mode télécommandé** : il s'agit d'une gestion à distance grâce à une télécommande.
 - **Le mode automatisé** : la gestion des installations se fait automatiquement en fonction des états hydrauliques du réseau. Par exemple, l'activation d'une pompe peut se faire automatiquement dès que le niveau du réservoir en aval passe en dessous d'un niveau minimum de consigne.
 - **Le mode optimisé** : généralement, il s'agit d'une modélisation mathématique du SP-DEP sous forme d'un problème mathématique d'optimisation. Dans certains cas, un solveur mathématique d'optimisation lui est associé pour résoudre le problème et envoyer automatiquement les consignes de fonctionnement aux différentes installations.

2.2 L'optimisation énergétique dans les systèmes d'eau potable

2.2.1 Introduction

Les SPDEP sont de gros consommateurs d'électricité, consommant approximativement 5% de la consommation globale d'une métropole [66]. Les pompages électriques représentent approximativement les deux tiers de la consommation énergétique globale des systèmes d'eau [67]. D'un point de vue économique, l'énergie représente environ le tiers des coûts d'exploitation des SP-DEP [68]. Ces données font alors de l'industrie de l'eau une des industries les plus énergivores.

De nos jours, l'industrie de l'eau potable est confrontée à de changements et des défis majeurs dans son environnement économique et technique [69]. Les pouvoirs publics sont de plus en plus sensibles à la problématique de la qualité de l'eau. De plus, la nécessité est croissante en matière de remplacement du matériel vieillissant ainsi que l'amélioration du rendement des réseaux de distribution en réduisant les fuites d'eau. En effet, plus de 20% de l'eau produite dans le monde est perdue dans la nature, en raison de la présence de fuites dans les réseaux d'adduction [70]. Dans certains réseaux, le pourcentage des fuites peut atteindre 50% tandis que les meilleurs réseaux au monde affichent un taux de fuites de 5 à 10 % [71]. Face à ces différentes contraintes, il est nécessaire de réduire davantage les coûts d'exploitation des réseaux d'eau en améliorant leur gestion et en optimisant les investissements futurs [69]. Un des moyens pouvant permettre cette réduction des coûts est l'optimisation énergétique, prenant en considération la flexibilité dont dispose les systèmes d'eau potable.

2.2.2 La flexibilité des systèmes d'eau potable

Les SPDEP disposent de deux types d'installations leur donnant une flexibilité pour leur gestion opérationnelle : les réservoirs de stockage et les pompes à vitesse variable.

2.2.2.1 Stockages d'eau

La présence d'ouvrages de stockage d'eau tels que les bâches et les réservoirs de distribution est la première et la plus importante source de flexibilité de ces systèmes.

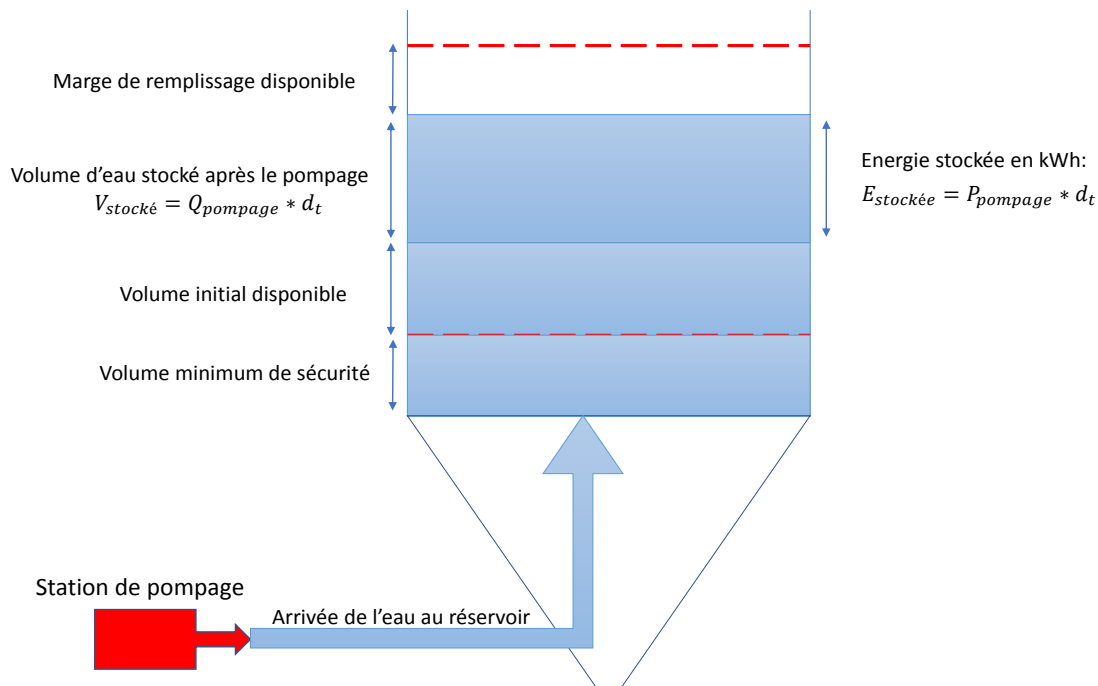


FIGURE 2.8 – Le stockage d'électricité par les réservoirs de distribution d'eau

Les exploitants stockent de l'eau dans les réservoirs afin de disposer d'une réserve assurant un niveau d'autonomie en prévision d'indisponibilité des pompes électriques permettant de les remplir, ou pour répondre à des pics particuliers de demande en eau. De plus, les réservoirs de distribution permettent aux télécontrôleurs d'optimiser les opérations de pompage en remplissant le plus possible les réservoirs pendant les heures creuses pour lesquelles l'énergie coûte moins cher. On peut donc assimiler les réservoirs de distribution à des accumulateurs ou des batteries

électriques, puisqu'ils permettent implicitement le stockage de l'électricité. La figure 2.8 illustre cette situation. Le pompage de l'eau pendant une durée d_t permet de stocker, dans le réservoir, une quantité d'eau $V_{stocké}$ et son équivalent en énergie $E_{stockée} = P_{pompage} \cdot d_t$, où $P_{pompage}$ est la puissance électrique de la pompe. Cette énergie stockée sous forme de volume d'eau peut être utilisée pendant les heures de pointe où l'énergie coûte cher, sans avoir recours aux opérations de pompage.

2.2.2.2 Variation de la vitesse des pompes

Les pompes à vitesse variable sont la deuxième source de flexibilité dont les systèmes d'eau peuvent disposer. Les différentes vitesses de rotation du moteur électrique permettent plusieurs possibilités de fonctionnement des pompes. Ces équipements permettent alors aux exploitants d'adapter le débit de pompage aux contraintes et aux besoins du réseau, tout en optimisant la consommation en énergie [72]. Il a été démontré que les pompes à vitesse variable réduisent les coûts énergétiques de 35% dans les systèmes d'irrigation [65], ce qui a permis une intégration croissante de cette technologie dans les systèmes d'eau existants.

2.2.3 Le potentiel d'optimisation énergétique

La flexibilité dont dispose les SPDEP leur offre un potentiel important d'optimisation énergétique. Cette optimisation peut être assurée à travers quatre moyens :

- **Les contrats de fourniture d'électricité** : il s'agit d'optimiser les négociations avec les différents fournisseurs du marché afin d'obtenir les contrats dont les prix sont les plus adaptés aux contraintes d'exploitation de chaque site [73]. Les incertitudes sur les besoins en énergie du système d'eau ainsi que sur les prix des marchés devraient être pris en compte pour une meilleure prise de décision [74].
- **Le transfert de charge** : connu sous le nom de « *Load Shifting* », consiste à optimiser le planning d'activation des pompes afin de bénéficier des tarifs les moins chers pendant les heures creuses, et réduire la consommation d'électricité pendant les périodes de pointe aux prix élevés (figure 2.9).

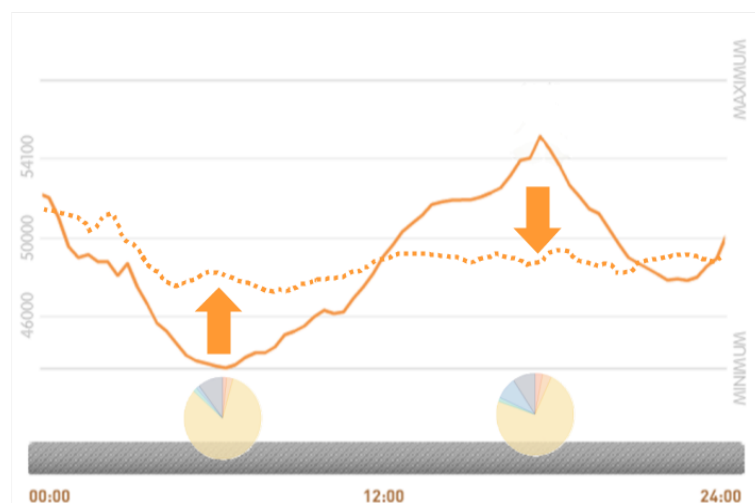


FIGURE 2.9 – Illustration du principe de transfert de charge

- **L'efficacité énergétique des pompes** : consiste à opérer les pompes dans leur zone de rendement optimal et à privilégier, dans une station de pompage donnée, l'utilisation des pompes les plus performantes.
- **Les opérations de maintenance des pompes** : consiste à effectuer des opérations de maintenance préventives sur les pompes.

Dans la suite de ce mémoire, les opérations de maintenance des pompes ainsi que les contrats de fourniture d'électricité ne seront pas considérés. On s'intéressera par contre à la gestion opérationnelle des systèmes d'eau, intégrant l'optimisation tarifaire par transfert de charge et celle par efficacité des pompes. En d'autres termes, le problème auquel on s'intéressera par la suite consiste en la détermination des bonnes plages horaires pour faire fonctionner les différents équipements et ouvrages d'un système d'eau potable (activation des pompes, ouvertures des vannes, remplissage des réservoirs) afin de respecter toutes les contraintes du système à un coût minimal. Ce problème est connu dans la littérature sous les noms « Problème de planification optimale des pompes dans un réseau d'eau potable » et « *Pump Scheduling Problem* » [75].

2.2.4 État de l'art sur le problème de planification dans un SPDEP

Le problème de planification optimale des pompes dans un système d'eau potable a été abordé dans la littérature depuis très longtemps. Il s'agit d'un problème NP-difficile [76] qui a été traité par différents schémas de modélisation et résolu à travers différentes méthodes d'optimisation. Il a été démontré que le coût énergétique d'un système d'eau pouvait être réduit significativement (jusqu'à 20%) en optimisant le transfert de charge en fonction des différentes structures tarifaires, ainsi qu'en améliorant l'efficacité des pompes en exploitation [77]. D'un point de vue mathématique, la particularité du problème réside dans la présence de variables binaires (pompes, vannes) ainsi que de contraintes hydrauliques non linéaires rendant les calculs plus difficiles. Par conséquent, seuls des programmes de contrôle automatisés disposent de la capacité de calcul nécessaire pour fournir des solutions optimales en temps réel [78].

Plusieurs auteurs ont présenté un état de l'art des méthodes mathématiques existantes pour la résolution du problème [75, 79–81]. Historiquement, les premières méthodes proposées consistaient à l'abandon des contraintes hydrauliques non linéaires pour aboutir à un problème linéaire simplifié, ce qui n'est pas acceptable en pratique [82]. D'autres méthodes basées sur la programmation dynamique ont ensuite été proposées, mais généralement applicable uniquement à des petits réseaux d'eau [83, 84]. Des méthodes pour la linéarisation des contraintes hydrauliques non linéaires par des fonctions affines par morceaux ont aussi été proposés [77], afin de ramener le problème mathématique à un problème de programmation linéaire en variables mixtes. Les performances de ces méthodes (temps de calcul, gap d'optimalité, erreur hydraulique) sont très variables et dépendent du nombre de coupes faites pour l'approximation par morceaux, mais sont généralement soit très coûteuses en temps de calcul, ou bien avec une dégradation importante de la qualité hydraulique de la solution [85]. Dernièrement, des méthodes d'optimisation par décomposition lagrangienne [86], puis par relaxation convexe [78, 87] ont été proposées, avec une amélioration du temps de calcul en moyenne de 12% pour cette dernière. D'autre part, des techniques de couplage du problème mathématique sans contraintes hydrauliques avec un simulateur hydraulique tel que EPANET ont été considérées [66], rapportant des performances satisfaisantes. Finalement, plusieurs méthodes basées sur des métaheuristiques ainsi que d'algorithmes évolutionnaires ont été abordées [88, 89], rapportant souvent des résultats satisfaisant pour des réseaux d'eau potable moyens ou pour des réseaux industriels. Cependant, ces derniers algorithmes ne garantissent pas l'optimalité globale des solutions obtenues.

De manière générale, le problème de planification optimale des pompes dans un système d'eau potable peut être écrit de la manière suivante :

Minimiser le coût électrique du pompage

sous contraintes :

- Contraintes physiques des réservoirs et canalisations.
- Contraintes hydrauliques du réseau.

- Contraintes réglementaires du système.
- Contraintes opérationnelles du système.
- Contraintes de bilan massique aux noeuds du réseau.

Une formulation mathématique de la fonction objectif ainsi que des différentes contraintes est explicitée dans le chapitre 3. En résumé, les différentes contraintes peuvent être interprétées ainsi :

- **Les contraintes physiques** correspondent aux niveaux de remplissage minimal et maximal des réservoirs, ainsi qu'au débit maximal pouvant traverser une conduite. Elles peuvent être écrites sous forme d'équations linéaires.
- **Les contraintes opérationnelles** correspondent aux modes de fonctionnement spécifiques relatifs à chaque SPDEP : qualité de l'eau, priorité d'utilisation des équipements, fonctionnement en continu des installations de production, etc. Elles peuvent généralement être toutes modélisées par des contraintes linéaires. Une revue de ces différents types de contraintes est disponible dans [76].
- **Les contraintes réglementaires** se réfèrent généralement aux conditions imposées par les autorités publiques pour l'utilisation des ressources en eau. Elles peuvent inclure des limitations de prélèvements sur les ressources naturelles, ainsi que des normes relatives à la qualité de traitement de l'eau.
- **Les contraintes de bilan massique**, négligeant les effets de compressibilité et utilisant des approximations des conditions hydrauliques en régime permanent, sont équivalentes aux contraintes de bilan volumique. Elles imposent l'égalité entre la somme des flux entrants et la somme des flux sortants à chaque nœud du réseau. Il est à noter que les demandes en eau aux nœuds de demande font aussi partie des contraintes du bilan de masse.
- **Les contraintes hydrauliques** correspondent aux équations fondamentales des conduites, appelées équations de perte de charge. En raison de la non-linéarité des contraintes générées par ces équations quadratiques, une linéarisation préalable par des fonctions affines par morceaux, l'utilisation d'un simulateur hydraulique comme EPANET, ou l'utilisation de certaines heuristiques, est nécessaire.

2.3 La flexibilité de la demande et les systèmes d'eau potable

2.3.1 État de l'art

En raison du potentiel dont dispose les services de la production et de la distribution d'eau potable dans le domaine de la gestion active de la demande, plusieurs travaux de recherche ont montré la pertinence de la considération des mécanismes d'effacement dans la gestion opérationnelle des systèmes d'eau. Généralement, des analyses du potentiel et des bénéfices relatifs à l'efficacité énergétique dans l'industrie de l'eau ont été discutées par certains auteurs [65, 69]. Aux Etats-Unis, l'importance de la participation des systèmes d'eau potable [90] ainsi que des systèmes d'irrigation pour l'agriculture [91] dans différents programmes de gestion de la demande a été démontrée. D'autres travaux se sont focalisés sur la pertinence économique du transfert de charge des heures de pointe aux heures creuses afin de minimiser les coûts énergétiques et libérer de l'énergie pendant les moments de pointe au service du réseau électrique [92]. D'autre part, une approche originale a été proposée par Konstantinos et al [93, 94] en proposant un modèle mathématique permettant d'intégrer la flexibilité des systèmes d'eau dans la gestion opérationnelle du réseau électrique. L'approche proposée consiste à optimiser les effacements de consommation sur le marché spot la veille pour le lendemain, et d'en informer le gestionnaire du réseau de transport pour l'intégrer dans son opération quotidienne du réseau électrique. Les bénéfices ont été démontrés à la fois pour le système d'eau en matière de réduction des coûts énergétiques, et pour le réseau électrique en termes de réduction des coûts liés à l'équilibrage du réseau en

temps réel. Au Royaume-Uni, Menke et al [95] ont étudié l'architecture des marchés locaux d'effacement, plus particulièrement ceux du réglage de fréquence et des réserves opérés par National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique. Un modèle mathématique a été proposé permettant d'optimiser la participation des systèmes d'eau potable dans ces mécanismes de flexibilité [96]. Les simulations ont été réalisées en utilisant un système d'eau potable simplifié et les résultats numériques ont été discutés pour plusieurs valeurs de demandes en eau et de rémunérations pour les effacements, en se basant sur un historique de rémunérations fourni par National Grid. Les résultats numériques ont montré que des gains économiques pour les exploitants ainsi que des gains opérationnels pour le réseau électrique peuvent être réalisés [97]. De plus, l'importance de l'utilisation des pompes à vitesse variable pour améliorer le potentiel des effacements a aussi été démontrée [98].

Dans le milieu industriel, certaines entreprises agissant dans le domaine de l'eau potable ont procédé à l'application des mécanismes de flexibilité des marchés de l'électricité dans la gestion opérationnelle de leurs SPDEPs. Open Energi, une entreprise agissant en tant qu'opérateur d'effacement au Royaume-Uni, a conclu un partenariat de gestion de la flexibilité électrique en 2016 avec Welsh Water, une entreprise de production et de distribution d'eau potable au Royaume-Uni. L'entreprise dessert plus de 3 millions de consommateurs en eau potable et a envisagé l'aggrégation de 5 MW de puissance depuis ses 25 sites durant la première phase d'implantation du projet [99]. En France, à notre connaissance, Veolia Eau est la seule entreprise du secteur de l'eau ayant participé à un programme test d'effacement. EDF, en partenariat avec Veolia Eau Centre Ouest a testé la capacité de sites industriels à réduire leur consommation électrique [100]. Quatre sites de Veolia Eau ont changé leur mode de fonctionnement pour limiter, à la demande d'EDF, leur appel de puissance pendant les pics de consommation d'électricité. L'expérimentation s'est déroulée durant l'hiver, entre le 1^{er} janvier 2012 et le 31 mars 2012 [100]. Veolia Eau Centre Ouest a accepté de tester ce dispositif sur quatre sites en Bretagne (dans deux stations d'épuration (Cesson Sévigné et Saint-Malo – 35) et deux usines d'eau potable (barrage de Rophemel 22 et Muzillac 56), sans aucune incidence sur la distribution et la qualité de l'eau. Cette expérimentation a permis d'abaisser la puissance appelée de 1 600 kW sur les sites retenus, soit l'équivalent de la puissance moyenne nécessaire pour alimenter 1 000 foyers en simultané.

2.3.2 Mécanisme considéré

Comme discuté dans le chapitre 1, plusieurs mécanismes d'effacement sont disponibles en France. Cependant, seulement le mécanisme NEBEF est considéré dans cette thèse pour les SP-DEP pour trois principales raisons :

- Il s'agit d'un mécanisme récent en France et l'unique en Europe permettant de valoriser les effacements d'un consommateur sur le marché spot de l'électricité. À notre connaissance, aucun travail de recherche ne s'y est intéressé en modélisant ses contraintes et en optimisant la participation d'un opérateur d'effacement à ce mécanisme.
- Il s'agit d'un mécanisme pour lequel le système d'eau sera informé, la veille, qu'il devrait s'effacer (avec une puissance connue et une durée connue) ou pas le lendemain. Ceci permettrait alors aux exploitants de disposer d'un jour en avance pour bien optimiser le fonctionnement de leur système en anticipant l'effacement contractualisé, contrairement au mécanisme d'ajustement dont la notification d'activation des effacements n'est reçue par RTE que le jour même avec un délai pouvant être court.
- Aucun engagement sur une longue période n'est nécessaire contrairement aux mécanismes de capacité (marché de capacité et les réserves rapide et complémentaire) nécessitant un engagement de disponibilité sur une période bien déterminée.

Dans la suite de ce mémoire, nous considérons que les opérateurs des systèmes d'eau disposent de la qualification d'opérateur d'effacement. Dans ce contexte, ils peuvent réaliser des transac-

tions sur les marchés de l'électricité sans devoir passer par une entreprise intermédiaire.

2.3.3 Apports de la thèse

Cette thèse de doctorat s'inscrit dans la continuité des travaux de recherche menés précédemment dans le domaine de l'efficacité énergétique appliquée aux systèmes d'eau potable. L'objectif est d'optimiser la gestion opérationnelle des systèmes d'eau potable en intégrant les mécanismes d'effacement des marchés de l'électricité français, en particulier le mécanisme NEBEF. Les nouveautés proposées dans cette thèse de doctorat par rapport à la littérature disponible sont :

- Une modélisation des contraintes du mécanisme NEBEF sous forme d'équations mathématiques linéaires.
- Une formalisation et la résolution d'un problème mathématique linéaire en variables mixtes, permettant d'optimiser la participation des SPDEP aux effacements sur le marché spot français de l'électricité, sous le mécanisme NEBEF.
- La considération et la modélisation des différentes sources d'incertitudes relatifs à la prise de décision des SPDEP sur le marché spot : incertitudes sur les demandes en eau, sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché.
- La formulation et la résolution de problèmes mathématiques d'optimisation incluant la prise en compte des différentes sources d'incertitude modélisées.
- La considération d'une gestion conjointe de plusieurs systèmes d'eau indépendants hydrauliquement (gestion multi-systèmes) afin d'agréger leur flexibilité pour maîtriser les risques économiques et opérationnels de l'effacement.
- Une discussion sur les considérations écologiques en termes de réduction de gaz à effet de serre à l'échelle de la France, en se basant sur certaines hypothèses.

Chapitre 3

Valorisation de la flexibilité énergétique des systèmes d'eau potable sur le marché spot français

Dans ce chapitre, nous proposons un modèle mathématique d'optimisation permettant aux systèmes d'eau potable de valoriser leur flexibilité sur le marché spot français, sous le mécanisme NEBEF. Les apports de ce chapitre sont :

- Une modélisation des contraintes du mécanisme NEBEF et du problème d'optimisation associé.
- La linéarisation et la résolution du problème d'optimisation obtenu.
- Une estimation des gains économiques et opérationnels en se basant sur trois systèmes d'eau potable réels en France.

Ce chapitre a fait l'objet de deux publications dans deux conférences internationales, ainsi que d'une publication dans un journal scientifique dont les références sont citées ci-dessous :

- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Scheduling Demand Response on the French Spot Power Market for Water Distribution Systems by Optimizing the Pump Scheduling*. 13th Workshop on Models and Algorithms for Planning and Scheduling Problems (MAPSP 2017), pages 172-174, Seeon-Seebruck, Germany, June 12-16, 2017.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Optimisation de la flexibilité énergétique des systèmes d'eau potable sur les marchés de l'énergie*. Au 19ème congrès de la société Française de Recherche Opérationnelle et d'aide à la Décision (ROADEF), 21-23 Février 2018, Lorient.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Energy-Efficient Operation of Water Systems Through the Optimization of Load Power Reductions in Electricity Markets*. Journal of Electronic Science and Technology, 2018, Volume 16 (4), pp. 304-315.

Sommaire

3.1 Éléments de modélisation	65
3.1.1 Notations mathématiques	65
3.1.2 Concepts utilisés	65
3.1.3 Hypothèses de modélisation	66
3.2 Formulation mathématique du problème sans prise en compte des effacements	66
3.2.1 Contraintes du problème	66
3.2.1.1 Contraintes physiques	66
3.2.1.2 Contraintes opérationnelles	66
3.2.1.3 Contraintes de bilan massique	68

3.2.1.4	Contraintes hydrauliques	68
3.2.2	Fonction objectif	69
3.2.3	Formalisation du problème	69
3.3	Formulation mathématique du problème avec prise en compte des effacements	70
3.3.1	Hypothèses de modélisation	70
3.3.2	Première formalisation du problème	70
3.3.2.1	Fonction objectif	70
3.3.2.2	Contraintes	71
3.3.3	Linéarisation et résolution du problème	73
3.4	Étude expérimentale	73
3.4.1	Présentation des systèmes d'eau potable utilisés	74
3.4.1.1	Modèle physique	74
3.4.1.2	Contrats de fourniture et d'acheminement d'électricité	75
3.4.1.3	Consommations en eau	76
3.4.2	Données du marché de l'électricité	76
3.4.3	Résultats numériques	77
3.4.3.1	Simulation hydraulique	78
3.4.3.2	Résultats d'optimisation	78
3.4.3.3	Considérations économiques	79
3.4.3.4	Gestion opérationnelle des systèmes d'eau	81
3.4.4	Discussion	84
3.5	Conclusion	84

3.1 Éléments de modélisation

3.1.1 Notations mathématiques

Les notations mathématiques suivantes sont utilisées pour la suite du mémoire :

- T : nombre de pas de temps considérés pour la discrétisation temporelle du problème (24 pour une gestion horaire et 48 pour une gestion demi-horaire).
- δt : durée, en heures, du pas de temps considéré pour la discrétisation temporelle ($\delta t = 1$ pour une discrétisation horaire).
- S : nombre de réservoirs de stockage (bâches et châteaux d'eau) disponibles pour le SPDEP.
- N : nombre de pompes disponibles pour le SPDEP.
- O : nombre de noeuds de connexion dans le SPDEP.
- C : nombre de canalisations de transfert dans le SPDEP.
- D : nombre de zones de demande en eau.
- $x_{i,t}$: variable binaire indiquant l'état de la pompe i au pas de temps t .
- $C_{i,t}$: coût économique lié à l'activation de la pompe i pendant le pas de temps t .
- $P_{i,t}$: puissance électrique de fonctionnement pour la pompe i au pas de temps t .
- y_t : variable binaire indiquant la position prise sur le marché spot au pas de temps t (1= effacement, 0 sinon).
- P_t^{max} : la puissance maximale contractuelle que le SPDEP peut activer à une période t donnée.
- P_t^{dr} : la puissance d'effacement mise en vente sur le marché spot de l'électricité, en MW.
- $P^{dr,min}$: la puissance minimale requise pour participer au mécanisme NEBEF (100 kW).
- r_t^{sp} : le prix du marché spot de l'électricité français au pas de temps t , en €/MWh.
- ρ_t : le prix de la compensation au pas de temps t , en €/MWh.
- $s_{i,t}$: le volume de remplissage du réservoir i au pas de temps t , en m^3 .
- V_i : le volume physique du réservoir i , en m^3 .
- s_i^{min} : le volume de remplissage minimum de sécurité pour le réservoir i , en m^3 .
- s_i^{max} : le volume de remplissage maximum de sécurité pour le réservoir i , en m^3 .
- $d_{i,t}$: la demande en eau relative à la zone de demande i au pas de temps t , en m^3/h .
- $q_{c,t}$: le débit moyen, en m^3/h , traversant la canalisation c au pas de temps t .
- q_c^{max} : le débit maximum, en m^3/h , pouvant traverser une canalisation c .
- $\sum q_{o,t}^{in}$: la somme des débits, en m^3/h , entrants au noeud o au pas de temps t .
- $\sum q_{o,t}^{out}$: la somme des débits, en m^3/h , sortants du noeud o au pas de temps t , sans prise en compte des consommations en eau.

3.1.2 Concepts utilisés

- **Un noeud de connexion** : correspond à une intersection entre plusieurs éléments du réseau comme des canalisations, réservoirs, etc. Les zones de demande en eau représentent aussi des noeuds du réseau.
- **Un site énergétique** : est un groupement d'installations électriques du SPDEP disposant d'un unique contrat avec le même fournisseur d'électricité.
- **Une plage d'effacement** : est une période durant laquelle un effacement est déclaré.

3.1.3 Hypothèses de modélisation

On s'intéressera à une gestion des systèmes d'eau potable, sur un horizon de 24 heures ($T = 24$). Les journées d'exploitation commencent à 6h du matin et se terminent à 6h le lendemain. On considèrera une discrétisation horaire pour la modélisation des problèmes ($\delta t = 1$) pour deux raisons principales :

- Une discrétisation avec un pas de temps inférieur à l'heure augmentera considérablement la complexité numérique des problèmes d'optimisation.
- Le produit spot de référence du marché français est horaire.

Finalement, on supposera, dans ce chapitre, disposer d'une prévision fiable de la demande en eau de la journée entière pour chaque zone de consommation.

3.2 Formulation mathématique du problème sans prise en compte des effacements

Le problème d'optimisation énergétique relatif à la gestion opérationnelle des SPDEP sera d'abord formulé sans prise en compte du mécanisme d'effacement considéré.

3.2.1 Contraintes du problème

3.2.1.1 Contraintes physiques

La première contrainte physique d'un SPDEP est celle relative au volume d'eau stocké dans un réservoir à chaque pas de temps. Ce volume ne doit pas dépasser le volume physique du réservoir.

$$\forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S]: \quad 0 \leq s_{a,t} \leq V_a. \quad (3.1)$$

La deuxième contrainte physique est liée aux capacités physiques de transfert d'eau dans les canalisations. Il s'agit d'une contrainte qui dépend de la nature de la canalisation et de son diamètre. Elle traduit le fait que l'eau ne peut pas circuler dans une canalisation à un débit supérieur à un débit maximal comme montré dans l'équation 3.2 :

$$\forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C]: \quad q_{c,t} \leq q_c^{max}. \quad (3.2)$$

3.2.1.2 Contraintes opérationnelles

Les contraintes opérationnelles sont liées aux modes de gestion relatifs à chaque SPDEP. Plusieurs contraintes peuvent exister dont on cite par exemple :

- **Les volumes de sécurité des réservoirs** : il s'agit de la contrainte opérationnelle la plus utilisée par les exploitants des SPDEP. Des volumes minimum et maximum de sécurité sont fixés pour chaque réservoir en m^3 . Cette contrainte est motivée par des enjeux de sécurité : éviter de monter très haut dans les réservoirs pour ne pas déverser de l'eau, disposer d'un volume minimum pour gérer des situations de crise, etc.
- **Le gradient de débit/puissance** : la différence de débit/puissance entre deux pas de temps consécutifs ne doit pas dépasser une valeur limite.
- **La stabilité de fonctionnement** : consiste en la minimisation des changements d'état marche/arrêt pour les pompes, et ouverture/fermeture pour les vannes.
- **Le fonctionnement obligatoire** : une pompe peut être demandée de fonctionner de manière continue tout le temps, par exemple afin d'effectuer quelques tests sur le réseau d'eau en présence de la pompe.

- **Le temps de séjour** : une contrainte de temps de séjour de l'eau dans les réservoirs peut être demandée afin de renouveler de l'eau continuellement. Cette contrainte est motivée par des considérations de la qualité de l'eau distribuée.
- **La contrainte de nombre maximal d'éléments en fonctionnement** : dans certaines situations, sur un ensemble donné d'éléments, un nombre maximal d'éléments en fonctionnement ne doit pas être dépassé comme c'est le cas pour les sites énergétiques soumis à une contrainte de puissance maximale.
- **Contrainte de remplissage final des réservoirs** : il s'agit d'une contrainte qui est souvent imposée par de nombreux exploitants des systèmes d'eau. La contrainte implique, pour une journée d'exploitation donnée, d'avoir un volume de remplissage final des réservoir le plus proche possible du volume de remplissage initial. Généralement, on souhaite commencer une journée d'exploitation avec des réservoirs pleins et finir la journée avec des réservoirs aussi pleins qu'en début de journée.

Généralement, toutes ces contraintes peuvent être écrites sous forme d'équations linéaires [76]. Dans la suite de ce mémoire, nous considérons uniquement la contrainte de volumes de sécurité (équation 3.3) et celle de remplissage final (équation 3.4) des réservoirs :

$$\forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] : \quad s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max} . \quad (3.3)$$

$$\forall a \in [1, S] : \quad s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin} . \quad (3.4)$$

Puisqu'il s'agit de contraintes opérationnelles et non pas de contraintes physiques, il se peut que, par exemple, aucune solution faisable ne soit possible pour permettre de maintenir le volume du réservoir au dessus du niveau minimum de sécurité pour un pas de temps donné. Des variables $\delta s_{a,t}^{max}$, $\delta s_{a,t}^{min}$ et δs_a^{fin} sont alors ajoutées aux contraintes comme illustré dans les équations 3.4 et 3.3, permettant d'apporter une souplesse dans la formulation de ces contraintes.

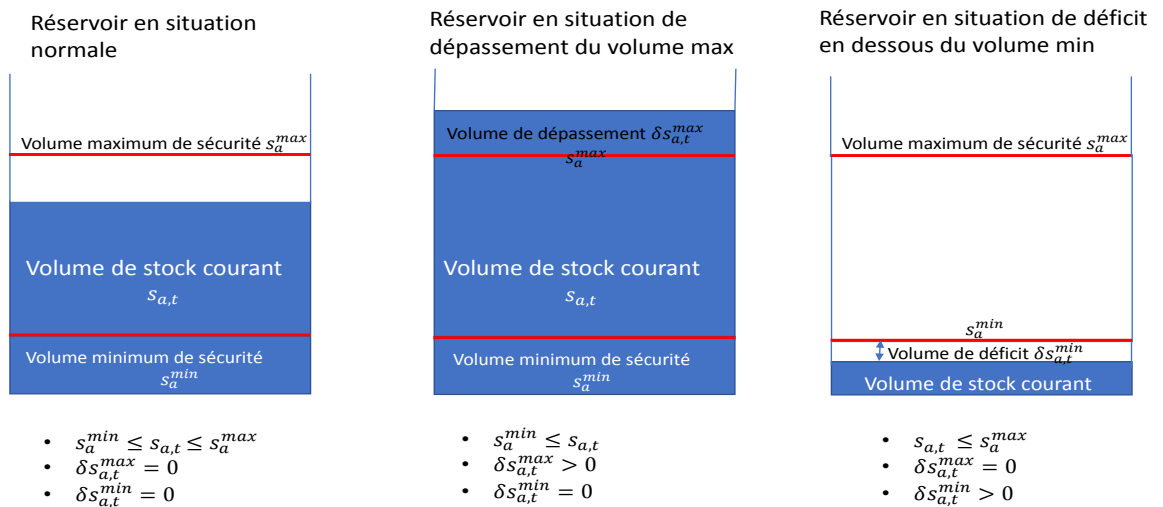


FIGURE 3.1 – Illustration des différents états possibles d'un réservoir et les variables correspondantes.

La figure 3.1 illustre les différents états possibles d'un réservoir ainsi que les variables d'écart $\delta s_{a,t}^{max}$ et $\delta s_{a,t}^{min}$ correspondantes. Les variables d'écart $\delta s_{a,t}^{max}$ et $\delta s_{a,t}^{min}$ sont appelées, respectivement, volume de dépassement et volume de déficit du réservoir.

3.2.1.3 Contraintes de bilan massique

Les contraintes de bilan massique, en négligeant les effets de compressibilité et en utilisant des approximations des conditions hydrauliques en régime permanent, sont équivalentes aux contraintes de bilan volumique. Elles imposent l'égalité entre la somme des flux entrants et la somme des flux sortants à chaque nœud de connexion du réseau. Ce type de contrainte porte aussi le nom de équations de « Kirchhof » en référence aux lois de Kirchhof de l'électricité. Pour les nœuds associés à des zones de demande en eau, l'équation 3.5 est une forme généralisée traduisant les contraintes de Kirchhof.

$$\forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] : \quad \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0. \quad (3.5)$$

Pour les nœuds non associés à des zones de demande en eau, l'équation 3.5 se simplifie et devient :

$$\forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] : \quad \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} = 0. \quad (3.6)$$

Les ouvrages de stockage sont des nœuds particuliers du réseau. Les contraintes de bilan massique pour ces ouvrages sont liées à l'évolution du volume d'un réservoir entre deux pas de temps consécutifs. Mathématiquement, le volume du réservoir au début du pas de temps $t+1$ est égal au volume du réservoir au début du pas de temps t , plus la somme des débits entrants au réservoir pendant le pas de temps t , moins la somme des débits sortants du réservoir pendant le pas de temps t , moins la demande en eau observée pendant le pas de temps t (équation 3.7).

$$\forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] : \quad s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}. \quad (3.7)$$

Pour les bâches de stockage et les réservoirs de transport, la valeur de la demande en eau associée est nulle ($d_a = 0$).

3.2.1.4 Contraintes hydrauliques

Les contraintes hydrauliques correspondent aux équations fondamentales des conduites, appelées équations de perte de charge. En raison de la non-linéarité des contraintes générées par ces équations quadratiques, l'utilisation des moyens classiques de l'optimisation linéaire n'est pas possible. Dans cette thèse, le choix de l'utilisation d'un simulateur hydraulique couplé au problème mathématique linéaire d'optimisation a été fait en utilisant les différentes données recueillies auprès des exploitants des systèmes d'eau de Suez. Les données fournies par les exploitants sont :

- le modèle hydraulique complet de leur SPDEP, exploitable avec un modèle hydraulique tel que EPANET ou Piccolo ;
- une description détaillée du fonctionnement de chaque ouvrage et équipement ;
- un historique des données de débit et de pression pour chaque station de pompage et la variation historique des niveaux des réservoirs ;
- les courbes de pompes fournies par les constructeurs, à savoir les courbes caractéristiques des pompes ainsi que leurs courbes d'efficacité énergétique.

Pour les considérations hydrauliques, on commence d'abord par simplifier le modèle physique sur Piccolo grâce à un script de simplification. L'objectif étant d'avoir finalement un réseau le plus simple possible et hydrauliquement équivalent au réseau initial. Le script de simplification agrège plusieurs nœuds et mailles et supprime les tuyaux de diamètre inférieur à une valeur limite. Une fois le modèle hydraulique simplifié, le profil prévisionnel de la demande en eau y est injecté pour estimer, grâce à une simulation hydraulique, les pertes de charge dans les canalisations, ainsi que les débits et les pressions de fonctionnement des pompes. Les résultats de cette simulation hydraulique permettent finalement de mettre à jour les débits de fonctionnement des pompes dans le modèle logique d'optimisation. Une fois estimé le débit de fonctionnement des pompes, leur consommation énergétique est estimée grâce à la courbe d'efficacité énergétique des pompes (le débit fournit une puissance sur la courbe). Le vecteur des coûts économiques $C_{i,t}$ de pompage est finalement calculé en multipliant la puissance de fonctionnement des pompes par le tarif d'électricité contractualisé avec le fournisseur. La procédure peut être résumée comme suit :

- Le modèle hydraulique est simplifié grâce à un script de simplification, à l'aide de Piccolo.
- Les profils prévisionnels de la demande en eau sont injectés dans le modèle hydraulique simplifié, puis une simulation hydraulique est lancée.
- Les débits de fonctionnement des pompes sont reupérés, ainsi que les pertes de charge dans les canalisations principales. Le modèle logique d'optimisation est alors mis à jour.

3.2.2 Fonction objectif

La fonction objectif du problème s'écrit de sorte à minimiser les coûts économiques relatifs au pompage d'eau, ainsi qu'aux violations des contraintes opérationnelles du système. Nous introduisons trois autres coûts C^{min} , C^{max} et C^{fin} , que nous affecterons respectivement aux variables d'écart $\delta s_{a,t}^{min}$, $\delta s_{a,t}^{max}$ et δs_a^{fin} . Enfin, nous notons par h la fonction relative à la pénalisation des contraintes des volumes minimum, maximum et cible des réservoirs (équation 3.8).

$$h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) = \sum_{a=1}^S \sum_{t=1}^T C^{min} \cdot \delta s_{a,t}^{min} + C^{max} \cdot \delta s_{a,t}^{max} + C^{fin} \cdot \delta s_a^{fin}. \quad (3.8)$$

La fonction objectif (Obj) peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\text{minimiser } Obj = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}).$$

D'autres contraintes opérationnelles peuvent aussi être pénalisées dans la fonction objectif selon le besoin, comme la stabilité du pompage en minimisant les changements d'état marche/arrêt des pompes, le gradient de montée en puissance des stations de pompage, etc. Dans la suite de ce mémoire, nous considérerons comme fonction objectif de base la fonction Obj ci-dessus.

3.2.3 Formalisation du problème

Le problème d'optimisation final s'écrit sous forme d'un problème linéaire en variables mixtes, dit problème MILP (Mixed Integer Linear Programming), comme suit (problème (P_0)) :

$$\begin{aligned}
 \text{minimum} \quad & Obj = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\
 \text{sous contraintes :} \quad & s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \forall t \in [1, T], \quad \forall a \in [1, S] \\
 & s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\
 & s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] \quad (P_0) \\
 & \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\
 & q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C] \\
 & 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\
 & x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T].
 \end{aligned}$$

3.3 Formulation mathématique du problème avec prise en compte des effacements

3.3.1 Hypothèses de modélisation

Nous faisons l'hypothèse que nous pouvons prendre une position sur le marché spot à chaque pas de temps horaire t . Chaque position sur le marché est une paire (oui/ non, Puissance), où le « non » correspond à aucune offre d'effacement faite sur la période t , et « oui » à une offre d'effacement faite avec la puissance correspondante « Puissance », et payée au prix du marché. Nous considérons des scénarios déterministes pour la modélisation des prix du marché dans notre fonction objectif. Cette hypothèse signifie que chaque offre d'effacement proposée sur le marché est acceptée et se voit payer le prix du marché (les incertitudes sur les prix sont négligées en considérant des scénarios déterministes). En d'autres termes, nous supposons que les experts économiques du SPDEP anticipent parfaitement les prix du marché et que l'objectif est de décider à quelle heure, pour quelle durée et pour quelle puissance s'effacer. Finalement, on suppose que toutes les installations disponibles au début de la session d'enchères au jour J-1 le seront aussi pour toute la journée du jour J. En résumé, les hypothèses de notre modélisation sont :

- Une discrétisation temporelle avec un pas de temps horaire $\delta t = 1$.
- Les prix du marché spot français sont parfaitement anticipés par les experts du SPDEP.
- Les demandes en eau sont prévues avec une bonne fiabilité par les exploitants du SPDEP, le jour pour le lendemain.
- Toutes les installations du SPDEP disponibles au jour J-1 avant midi le seront aussi pour toute la journée du jour J.

3.3.2 Première formalisation du problème

L'objectif de la formulation mathématique du problème est de déterminer, la veille pour le lendemain (le jour J-1 avant midi), les puissances d'effacement du SPDEP à valoriser sur le marché spot de l'électricité. Cette formulation devrait permettre au SPDEP de s'effacer uniquement quand cela est rentable économiquement et faisable opérationnellement.

3.3.2.1 Fonction objectif

La fonction objectif Obj^{dr} en tenant compte de la valorisation économique des effacements s'écrit :

$$\text{minimiser} \quad Obj^{dr} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - y_t \cdot P_t^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}).$$

Les variables de décision sont l'état des pompes $x_{i,t}$, la décision y_t prise sur le marché à chaque pas de temps t , ainsi que la puissance d'effacement P_t^{dr} . La fonction objectif ainsi formulée sert à faire l'arbitrage économique entre la consommation électrique en activant les pompes, et l'effacement de la consommation tout en pénalisant la violation des contraintes relatives au respect des volumes opérationnels des réservoirs. Cette fonction comporte trois termes, deux termes économiques et un terme opérationnel :

- Le premier terme $C_{i,t} \cdot x_{i,t}$ est relatif aux coûts économiques de pompage. Ce terme est minimisé dans la fonction objectif.
- Le deuxième terme $y_t \cdot P_t^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t)$ est relatif aux revenus liés aux ventes des puissances d'effacement P_t^{dr} aux périodes t si un effacement est planifié ($y_t = 1$). Dans ce cas, la puissance effacée est rémunérée par la différence entre le prix spot du marché r_t^{sp} à la période t et la compensation à payer au fournisseur du site effacé ρ_t . Puisqu'il s'agit d'un revenu, ce terme est maximisé dans la fonction objectif.
- Le troisième terme $h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin})$ représente la pénalisation des contraintes relatives à la gestion opérationnelle des réservoirs.

Les deux premiers termes économiques sont en concurrence. Le dernier terme opérationnel est formulé de sorte à ce qu'il soit prioritaire par rapport aux considérations économiques.

3.3.2.2 Contraintes

En plus de toutes les contraintes modélisées dans la section précédente, nous proposons de modéliser les différentes contraintes nécessaires pour la participation au mécanisme NEBEF. Il s'agit principalement de la contrainte de durée maximale pour une plage d'effacement donnée, de la puissance minimale nécessaire d'effacement, ainsi que de la modélisation des périodes de référence avant et après effacement selon la méthode du rectangle à double référence corrigée. Pour ce faire, nous commençons d'abord par introduire les trois nouvelles variables suivantes :

$$\alpha_t = y_t \cdot (1 - y_{t+1}). \quad (3.9)$$

$$\beta_t = y_t \cdot (1 - y_{t-1}). \quad (3.10)$$

$$\gamma_t = y_t \cdot y_{t+1}. \quad (3.11)$$

Les variables α_t , β_t et γ_t représentent, respectivement, le cas d'un effacement à la période t mais pas à la période suivante $t+1$, celui d'un effacement à la période t mais pas à la période précédente $t-1$, et celui d'un effacement sur deux périodes successives t et $t+1$. Ces variables sont introduites parce que la durée des périodes de référence dépend de la durée de la plage d'effacement déclarée. Les équations suivantes traduisent les contraintes relatives au mécanisme d'effacement NEBEF :

$$\forall t \in [1, T]: \quad P_t^{dr, min} \leq P_t^{dr} \leq P_t^{max}. \quad (3.12)$$

$$\forall t \in [1, T-2], \quad y_t + y_{t+1} + y_{t+2} \leq 2. \quad (3.13)$$

$$\forall t \in [1, T-1]: \quad |P_t^{dr} - P_{t+1}^{dr}| \leq P_t^{max} \cdot (1 - \gamma_t). \quad (3.14)$$

$$\forall t \in [1, T-1]: \quad \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1} \right| \leq P_t^{max} \cdot (1 - \gamma_t). \quad (3.15)$$

$$\forall t \in [2, T]: \quad \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \beta_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1}. \quad (3.16)$$

$$\forall t \in [1, T-1]: \quad \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \alpha_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1}. \quad (3.17)$$

$$\forall t \in [3, T]: \quad \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t-2} \cdot x_{i,t-2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1} \right| \leq P_t^{max} \cdot (1 - \gamma_t). \quad (3.18)$$

$$\forall t \in [1, T-3]: \quad \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t+2} \cdot x_{i,t+2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+3} \cdot x_{i,t+3} \right| \leq P_t^{max} \cdot (1 - \gamma_t). \quad (3.19)$$

L'équation 3.12 traduit l'offre minimale d'effacement pouvant être faite sur le marché spot français tandis que l'équation 3.13 traduit la durée maximale de 2 heures autorisée pour une plage d'effacement donnée. Les équations 3.14 et 3.15 reflètent le fait qu'une offre d'effacement faite sur deux périodes consécutives, c'est à dire 2 heures pour la plage d'effacement, doit être homogène en termes de quantité d'énergie effacée (la même énergie effacée sur les périodes consécutives). L'équation 3.16 modélise la fin de la période de référence avant effacement tandis que l'équation 3.17 modélise le début de la période de référence après effacement. Finalement, les équations 3.18 et 3.19 modélisent la durée des périodes de référence dans le cas d'un effacement de 2 heures. Le problème (P_{1,0}) représente une première formulation mathématique du problème final :

$$\begin{aligned} \text{minimum} \quad & Obj^{dr} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - y_t \cdot P_t^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\ \text{sous contraintes} \quad & s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ & s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\ & s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] \\ & \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\ & y_t + y_{t+1} + y_{t+2} \leq 2, \quad \forall t \in [1, T-2] \\ & |P_t^{dr} - P_{t+1}^{dr}| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-1] \\ & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-1] \\ & \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \beta_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1}, \quad \forall t \in [2, T] \\ & \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \alpha_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1}, \quad \forall t \in [1, T-1] \\ & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t-2} \cdot x_{i,t-2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [3, T] \\ & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t+2} \cdot x_{i,t+2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+3} \cdot x_{i,t+3} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-3] \\ & q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C] \\ & P_t^{dr,min} \leq P_t^{dr} \leq P_t^{max}, \quad \forall t \in [1, T] \\ & 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ & x_{i,t}, y_t \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]. \end{aligned} \quad (P_{1,0})$$

Le problème tel qu'il est formulé ci-dessus ne peut pas être résolu par programmation linéaire en vue de la présence des contraintes 3.16 et 3.17 non linéaires, ainsi que du deuxième terme de la fonction objectif $y_t \cdot P_t^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t)$ qui ne l'est pas non plus. Des méthodes pour linéariser ces contraintes sont alors à rechercher.

3.3.3 Linéarisation et résolution du problème

La linéarisation du problème ($P_{1,0}$) se fait en se basant sur la Proposition 1 ci-dessous, permettant de linéariser l'équation du produit d'une variable binaire et d'une variable réelle positive bornée. Les équations 3.9, 3.10, 3.11, 3.16 et 3.17 ainsi que le second terme de la fonction objectif sont linéarisés en se basant sur cette proposition.

Proposition 1 :

Les formalisations 3.20 et 3.21 sont équivalentes.

$$\left\{ \begin{array}{l} z = x \cdot y \\ x \in \{0, 1\}, 0 \leq y \leq U(y) \end{array} \right. \quad (3.20) \quad \left\{ \begin{array}{l} z \leq U(y) \cdot x \\ z \leq y \\ z \geq y - U(y) \cdot (1 - x) \\ z \geq 0. \end{array} \right. \quad (3.21)$$

La démonstration de la Proposition 1 est immédiate en distinguant les deux possibilités $x = 0$ et $x = 1$ pour la variable binaire x .

- Pour $x = 0$, z est égal à 0 dans la formulation 3.20 et z est aussi égal à 0 dans la formulation 3.21 ($z \leq 0$ et $z \geq 0$).
- Pour $x = 1$, z est égal à y dans la formulation 3.20 et z est aussi égal à y dans la formulation 3.21 ($z \leq y$ et $z \geq y - U(y) \cdot (1 - 1) = y$).

L'annexe A fournit une linéarisation complète de chaque équation non linéaire ainsi qu'une formulation finale du problème d'optimisation linéaire en variables mixtes obtenu.

3.4 Étude expérimentale

Cette section présente des résultats numériques relatifs à la valorisation des effacements pour les SPDEP sur le marché spot français. L'objectif est de quantifier les bénéfices économiques pouvant être réalisés par ces systèmes en optimisant les opérations de vente des puissances d'effacement sur le marché. Les simulations sont faites uniquement pendant les mois d'hiver et d'automne, à savoir les mois d'octobre à mars, pour trois principales raisons :

- En raison de la thermo-sensibilité de la consommation française, la demande en électricité est plus forte pendant les mois d'hiver et d'automne comparée aux mois de printemps et d'été. En conséquence, le système électrique français affiche une production excédentaire par rapport à la demande en été et au printemps, et donc de faibles prix spot. La différence entre la valeur des prix spot et la compensation est souvent négative, ce qui rend les effacements non rentables économiquement (car non nécessaires pour le réseau électrique français).
- Ces mois connaissent une hausse remarquable de la consommation en électricité en France, en raison des basses températures et de l'utilisation massive du chauffage électrique. Les effacements sont alors fortement bénéfiques pour le système électrique et les prix des marchés sont élevés, ce qui augmente la rentabilité économique des effacements pour les exploitants.
- Ces mois correspondent à des périodes où la consommation en eau est à son minimum. Les systèmes d'eau disposent alors d'une plus grande flexibilité pour le stockage des réservoirs. En effet, les périodes de pointe de consommation en eau sont généralement pendant

le printemps et l'été en raison des fortes températures et de la baisse des précipitations pluvieuses.

Le choix des valeurs de pénalisation C^{min} , C^{max} et C^{fin} est fait, en accord avec les exploitants des systèmes, de sorte à prioriser d'abord la contrainte du volume minimum de sécurité, ensuite la contrainte du volume de remplissage final des réservoirs, puis finalement la contrainte du niveau maximum de sécurité.

3.4.1 Présentation des systèmes d'eau potable utilisés

3.4.1.1 Modèle physique

Afin de quantifier les gains économiques relatifs à la valorisation des effacements, nous utilisons trois systèmes d'eau potable réels en France, dont les modèles physiques simplifiés et les caractéristiques sont respectivement montrés sur la figure 3.2 et le tableau 3.1.

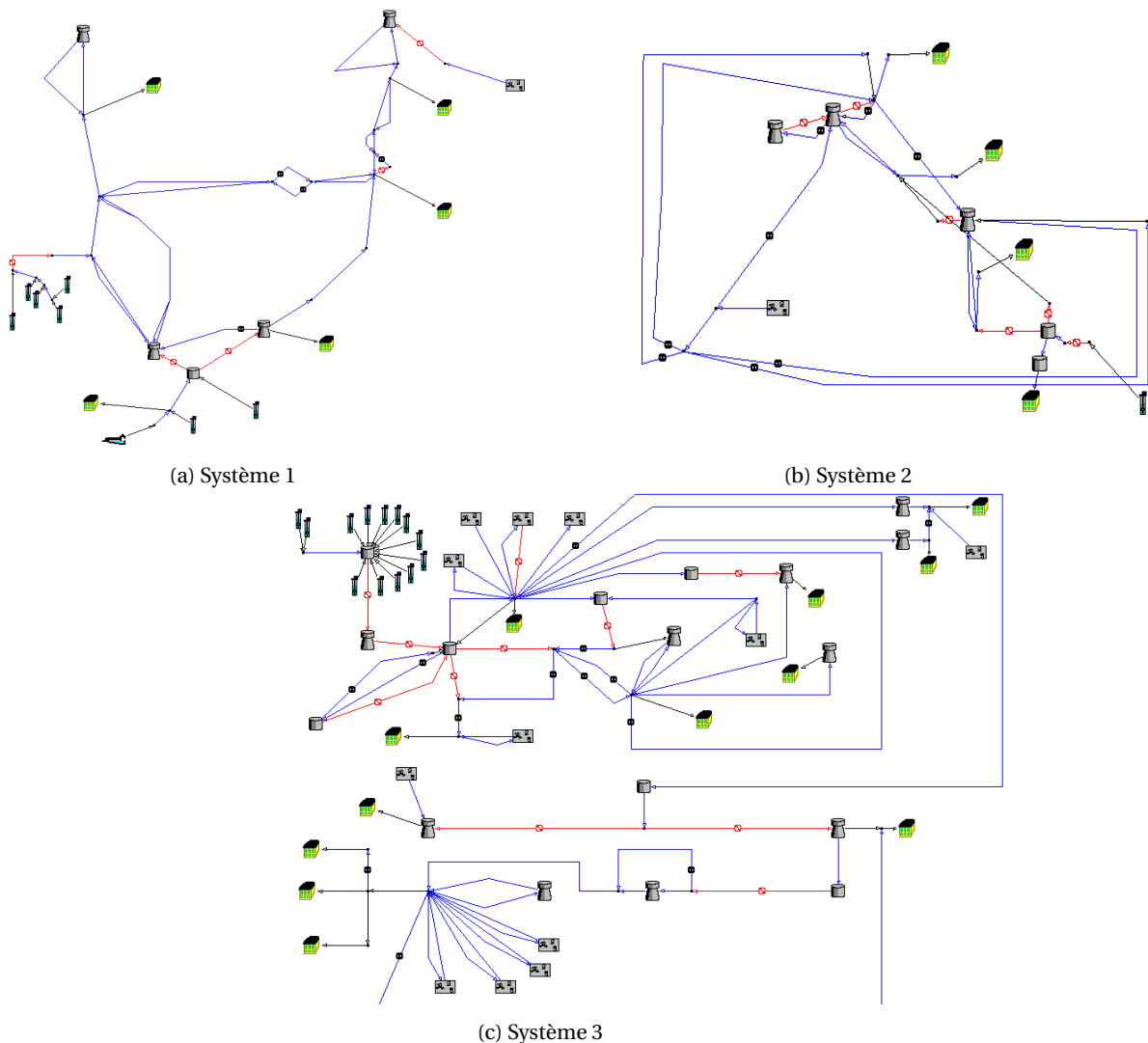


FIGURE 3.2 – Présentation des systèmes d'eau potable utilisés

Sur la figure 3.2, les stations de pompage sont montrées en rouge, les stockages en gris, les zones de consommation en jaune, et les sources de production en vert. Le tableau 3.1 présente quelques caractéristiques des trois systèmes. Ces systèmes sont indépendants hydrauliquement

(aucun échange d'eau n'est possible entre les trois systèmes) et sont par conséquent gérés indépendamment.

TABLEAU 3.1 – Caractéristiques des systèmes d'eau potable utilisés.

	Système 1	Système 2	Système 3
Bâche de stockage	1	2	5
Réservoir de distribution	4	3	10
Station de pompage	5	6	11
Pompes à vitesse fixe	9	8	13
Pompes à vitesse variable	1	4	5
Puissance Maximale	2 500 kW	370 kW	3 450 kW
Demande en eau moyenne journalière	12 865 m^3	10 075 m^3	61 920 m^3

- **Système 1** : il s'agit d'un système d'eau alimentant uniquement des zones résidentielles. Le système est situé dans une zone montagneuse avec des dénivelés importants dans le périmètre de distribution, ce qui rend les consommations énergétiques élevées. En 2012, la consommation d'énergie du système a été de 8 GWh avec un coût économique de l'ordre de 550 000 €. D'autre part, les tailles des réservoirs sont relativement petites comparés à ceux des systèmes 2 et 3, dimensionnés principalement pour couvrir la pointe de l'été.
- **Système 2** : il s'agit d'un petit système avec une consommation journalière moyenne de l'ordre de 10 000 m^3 . Les consommations énergétiques sont faibles pour le système en raison des faibles dénivelés et des courtes distances entre les sources de production et les zones de consommation. Le système dispose de 4 pompes à vitesse variable lui apportant de la flexibilité pour sa gestion opérationnelle. Ce système dispose d'une station de pompage nécessitant un fonctionnement obligatoire avec un débit minimum de 260 m^3/h . Le système dispose d'un réservoir d'une grande capacité de stockage, pouvant couvrir jusqu'à 3 fois la consommation journalière de la zone de demande qui lui est associée.
- **Système 3** : il s'agit du plus grand système parmi les trois considérés en raison de sa taille physique ainsi que la demande en eau qui lui est associée. Ce système dessert uniquement des zones résidentielles, avec des profils de consommation différents en fonction des zones (zones avec des espaces verts, zones avec des immeubles, etc). Le système dispose d'une station de pompage principale servant à remonter l'eau après son captage sur une hauteur de plus de 100 mètres, pour être traitée ensuite dans l'usine de production. Il s'agit de la station la plus énergivore du système. Le système est interconnecté avec un autre système hydraulique dont la gestion n'est pas dévolue à Suez. Nous ne considérerons pas alors cette interconnexion.

3.4.1.2 Contrats de fourniture et d'acheminement d'électricité

Les tarifs d'électricité utilisés pour les trois systèmes étudiés sont résumés dans les tableaux 3.2 et 3.3, en €/MWh. Les tarifs incluent la partie fourniture et celle du transport uniquement, sans inclure les différentes taxes. Les plus gros sites énergétiques dont la consommation électrique est télérelevée bénéficient du tarif 1 avantageux de fourniture. Les tarifs d'acheminement dépendent essentiellement de la puissance du compteur électrique de chaque site. Les heures de pointe correspondent aux créneaux de 9h à 11h le matin et de 18h à 20h le soir. Les heures pleines correspondent aux périodes de 8h à 22h pour la fourniture et de 7h à 23h pour le transport. Finalement, les heures creuses correspondent à la période entre 22h à 8h pour la fourniture, et entre 23h et 7h pour le transport.

Comme montré dans le tableau 3.2, certaines offres de fourniture imposent un prix pendant les heures de pointe strictement supérieur au prix pendant le reste des heures pleines de la journée.

TABLEAU 3.2 – Tarifs de fourniture d'électricité considérés, en €/MWh.

Fourniture	Heures de Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses
Tarif 1	47.87	47.87	30.56
Tarif 2	55.96	55.96	34.65
Tarif 3	76.63	57.40	35.38
Tarif 4	75.83	57.33	35.95

TABLEAU 3.3 – Tarifs d'acheminement d'électricité considérés, en €/MWh.

Acheminement	Heures de Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses
Tarif 1	27.7	20.8	13
Tarif 2	30.3	28.5	20.5
Tarif 3	41.8	41.8	28.1

3.4.1.3 Consommations en eau

Le profil moyen horaire de la demande en eau de chaque zone de demande est pris en entrée du modèle mathématique d'optimisation. La figure 3.3 montre un exemple de deux profils de consommation horaires considérés pour le système 3.

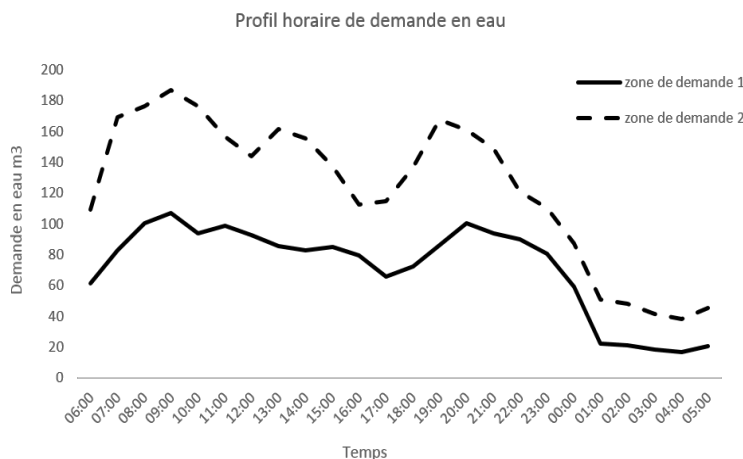


FIGURE 3.3 – Exemple de deux profils horaires de demande du système 3.

Comme montré sur la figure 3.3, le profil horaire de la demande en eau présente deux pics particuliers, un le matin vers 9h et un le soir vers 20h. Un troisième pic moins important est aussi remarquable aux alentours de midi, correspondant à la période du déjeuner. L'allure des profils de la figure 3.3 est typique pour les zones de demande résidentielles.

3.4.2 Données du marché de l'électricité

Les prix du marché utilisés pour les simulations sont ceux des mois octobre, novembre et décembre pour l'année 2016, puis ceux de janvier, février et mars de l'année 2017. Ces mois correspondent aux périodes de pointe de consommation électrique en France, pour lesquels le réseau électrique a le plus besoin des effacements de consommation pour remplacer les moyens de production de pointe conventionnels. On définit chaque scénario de prix spot par un vecteur de 24 valeurs, correspondant à une réalisation historique de prix spot pendant une journée donnée des périodes considérées.

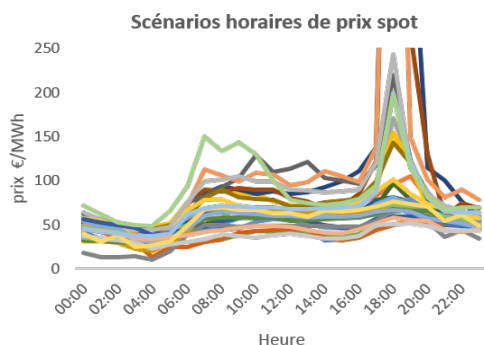


FIGURE 3.4 – Quelques scénarios horaires de prix spot utilisés [2].

TABLEAU 3.4 – Prix de la compensation en €/MWh pour le trimestre octobre - décembre 2016.

2016	Heures Basses	Heures Hautes
Prix	40.64	56.10

TABLEAU 3.5 – Prix de la compensation en €/MWh pour le trimestre janvier - mars 2017.

2017	Heures Basses	Heures Hautes
Prix	49.48	117.27

Comme montré sur la figure 3.4, les prix spot connaissent deux pics particuliers : celui du matin entre 7h et 9h et celui du soir entre 18h et 20h. La fin de l'année 2016 a connu des pics exceptionnels de prix spot en France en conséquence d'une disponibilité historiquement basse du parc nucléaire français couplée à une grande vague de froid [31]. Le prix spot horaire a atteint la valeur de 874 €/MWh la journée du 7 novembre 2016 à 18h, soit un prix 13 fois supérieur à celui de la veille à la même heure. Trois autres jours ont été marqués par des prix horaires très élevés dépassant les 200 €/MWh, qui sont le 09/11, le 14/11 et le 15/11 de l'année 2016.

D'autre part, les valeurs de la compensation, comme déterminés par RTE pendant les mois octobre - décembre et janvier - mars, sont résumés dans les tableau 3.4 et 3.5. Les heures hautes correspondent aux heures de 8h à 20h des jours ouvrés, tandis que les heures basses correspondent au restant des heures de la semaine. Pour chaque année (Y), les prix de la compensation pour les différents trimestres de l'année suivante (Y+1) sont fixés par RTE en décembre de l'année (Y) comme expliqué dans le chapitre 1. La formule de calcul de ces prix prend en considération les prix enregistrés sur les marchés à terme entre le 1er octobre et le 30 novembre de l'année (Y), observés sur la bourse d'électricité EEX. Les prix très élevés de la compensation pour les heures pleines du premier trimestre de l'année 2017, comme montré sur le tableau 3.5, sont la conséquence directe de l'augmentation des prix sur les marchés à terme pendant la fin de l'année 2016. En effet, l'Agence de Sûreté Nucléaire avait mis à l'arrêt, pour des raisons de sécurité, environ le quart du parc nucléaire français pendant les premiers jours du mois de novembre 2016. Cette situation a fait augmenter considérablement les prix sur les marchés spot de la France, la Belgique, la Suisse et le Royaume-Uni. De plus, les incertitudes sur la remise en service de ces centrales nucléaires a fait augmenter le prix de l'électricité sur les marchés futurs pour le premier trimestre de l'année 2017.

3.4.3 Résultats numériques

Dans cette section, les résultats numériques relatifs à la gestion des systèmes d'eau en tenant compte des effacements sont présentés et discutés selon trois aspects :

- Le fonctionnement optimal des différents ouvrages et équipements d'un SPDEP pour un jour avec effacement.
- L'évaluation des gains économiques réalisables pour un jour en gestion avec effacements, en comparaison à un jour de gestion normale sans effacements.
- L'évaluation de l'impact des prix spot horaires sur la puissance et la rentabilité économique des effacements.

Un nombre maximum de 2 programmes d'effacement par jour est fixé pour ne pas prioriser les considérations purement économiques relatives aux revenus des effacements sur la gestion

opérationnelle des SPDEP. Cette contrainte est alors considérée et modélisée dans le problème d'optimisation.

3.4.3.1 Simulation hydraulique

La simplification des modèles hydrauliques des systèmes d'eau est réalisée en utilisant un script de simplification, avec l'outil de simulation hydraulique Piccolo. Le réseau physique initial du système 1, ainsi que sa simplification hydraulique, sont présentés sur les figures 3.5a et 3.5b.

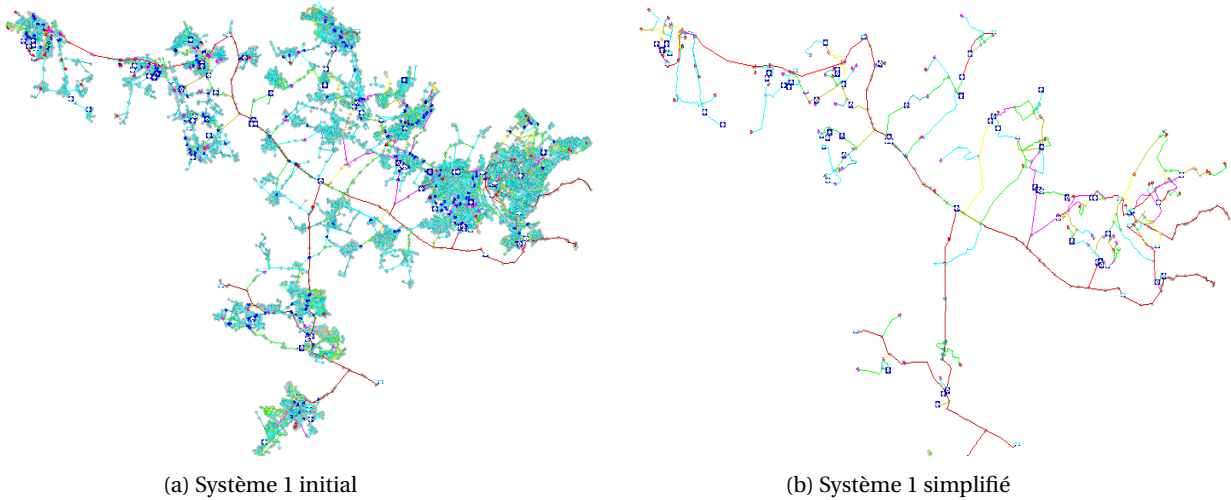


FIGURE 3.5 – Simplification du modèle hydraulique pour le système d'eau 1.

Une fois les simplifications faites, des simulations hydrauliques sont réalisées sur le même outil de simulation Piccolo, en se basant sur le profil prévisionnel de demande en eau, afin d'estimer les débits de fonctionnement des pompes et les pertes de charge dans les principales canalisations.

3.4.3.2 Résultats d'optimisation

Le problème d'optimisation linéaire en variables mixtes est résolu en utilisant le solveur CPLEX [101]. Les deux paramètres de résolution réglés sur CPLEX sont :

- Un gap d'optimalité de 1%.
- Un temps de calcul d'au plus 500 secondes.

Chaque cycle de résolution s'arrête si l'une des deux conditions précédentes est satisfaite. Pour les réseaux d'eau potable considérés, 94 % des problèmes ont été résolus avec un gap inférieur à 1% en moins de 500 secondes. Les 6% restants des problèmes ont nécessité un temps de calcul supérieur à 500 secondes pour atteindre le gap d'optimalité souhaité.

Les résultats obtenus après la phase d'optimisation s'inscrivent dans une des trois situations suivantes :

- Aucun effacement n'est rentable économiquement en raison du scénario bas du prix du marché. Dans ce cas, le problème revient à une planification normale optimisée des opérations de pompage sans prise en compte des effacements.
- Deux programmes d'effacement sont réalisés, aux moments correspondants à la plus grande différence entre le prix spot et la compensation. Ces moments correspondent à la pointe du matin entre 7h et 8h, et celle du soir entre 18h et 20h.
- Un seul programme d'effacement retenu, correspondant à la pointe du soir de 18h à 20h, au prix spot le plus élevé.

3.4.3.3 Considérations économiques

Pour l'étude économique, le coût optimal de pompage d'une journée d'exploitation sans effacements est comparé à celui d'une journée avec considération des effacements. Le but étant de montrer l'intérêt économique de la participation des exploitants des systèmes d'eau au marché de l'électricité via le mécanisme d'effacement considéré. Pour ce faire, on considérera :

- **Le coût global** : désigne la différence entre le coût de pompage et les revenus liés aux ventes des puissances d'effacement sur le marché spot. Dans le cas d'une journée d'exploitation sans considération des effacements, le coût global est égal au coût de pompage.
- **Le gain** : exprimé en pourcentage, il désigne la différence relative entre le coût global d'une journée avec effacement et celui de la même journée sans considération des effacements.

Une première résolution du problème d'optimisation ($P_{1,0}$) est réalisée avec le vecteur de décisions prises sur le marché $\{y_t, t = 1..T\}$ nul. Cette première résolution permet d'obtenir le coût optimal de pompage pour chaque système sans prise en compte des effacements (tableau 3.6).

TABLEAU 3.6 – Coût optimal de pompage pour une journée normale sans prise en compte des effacements.

Systèmes	Système 1	Système 2	Système 3
coût global	891 €	536 €	2 156 €

Ensuite, plusieurs résolutions du problème d'optimisation sont faites en fonction des prix du marché. Les scénarios de prix spot horaires observés sur la bourse de l'électricité française $\{r_t^{SP}, t = 1..T\}$ sont données en entrée au problème d'optimisation pour tous les jours du trimestre 4 de l'année 2016 et du trimestre 1 de l'année 2017. Nous avons alors autant de problèmes à résoudre que de scénarios de prix considérés. On définit le gain moyen comme étant le gain obtenu en prenant la moyenne des gains obtenus sur tous les scénarios de prix spot considérés, et le gain maximal comme étant le gain obtenu pour la journée la plus rentable économiquement pour chaque système. Les valeurs de ces gains sont résumés dans les tableaux 3.7 et 3.8. Le gain minimum n'a pas été considéré puisqu'il correspond à la valeur 0 quand aucun effacement n'est économiquement rentable.

TABLEAU 3.7 – Gains relatifs à la gestion avec effacements pour les scénarios de prix de 2016.

Gain effacement 2016	Système 1	Système 2	Système 3
Gain moyen	5.8 %	3.3 %	8.8 %
Gain maximum	394 %	75%	178 %

TABLEAU 3.8 – Gains relatifs à la gestion avec effacements pour les scénarios de prix de 2017.

Gain effacement 2017	Système 1	Système 2	Système 3
Gain moyen	3.1 %	2.1 %	3.8 %
Gain maximum	9.3 %	7.1 %	11.2 %

L'année 2016 peut être considérée comme étant une année fortement rentable pour les effacements sous le mécanisme NEBEF. Les trois systèmes d'eau potable considérés réalisent des gains moyens de 3.3%, 5.8% ainsi que 8.8%. De plus, le gain maximal peut couvrir tous les coûts de

pompage de la journée, en plus d'une rémunération. Ce gain maximal a été observé, pour les trois systèmes considérés, pendant la journée du 07 Novembre 2016 où le prix spot a atteint la valeur de 874 €/MWh à 18h (un prix 20 fois supérieur au prix de l'ARENH). Cependant, l'année 2017 a été moins rentable avec des gains moyens autour de 3%. Cette baisse de rentabilité est expliquée par la forte hausse de la valeur de la compensation pour les heures pleines du premier trimestre de l'année 2017, ainsi que par des prix spot moins élevés en raison d'un hiver relativement doux.

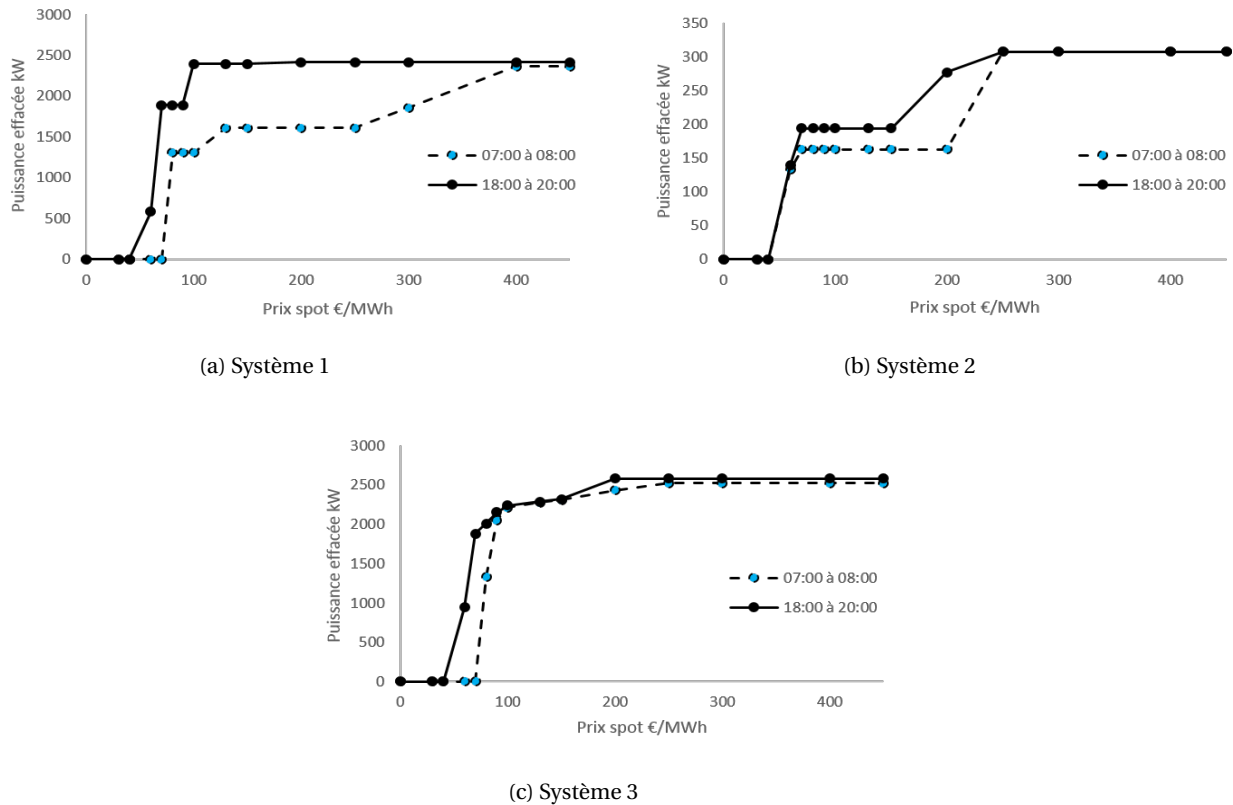


FIGURE 3.6 – Évolution de la puissance optimale d'effacement en fonction des prix du marché.

La puissance optimale d'effacement pendant un créneau horaire donné est définie comme étant la puissance assurant le maximum de rentabilité pour un SPDEP, tout en assurant le respect de ses contraintes d'exploitation. Il s'agit de la puissance P^{dr} issue de la résolution du problème d'optimisation $(P_{1,0})$. Les puissances optimales d'effacement constituent une fonction croissante en fonction du prix spot. Sur la figure 3.6 est montré l'évolution de ces puissances en fonction des prix du marché, pour la période de pointe matinale de 7h à 8h, et celle du soir de 18h à 20h. On remarque que le potentiel d'effacement est plus grand pour la pointe du soir en raison de la flexibilité réduite pour la pointe du matin. En effet, les journées d'exploitation commencent généralement avec des réservoirs pleins, ce qui rend les opérations de pompage limitées par les niveaux des réservoirs en début de journée et par conséquent, des puissances de référence et d'effacement réduites. Pour les trois systèmes d'eau étudiés, trois paliers de la courbe optimale d'effacement sont observés :

- **Premier palier de non rentabilité** : correspond aux premières valeurs de prix spot pour lesquels aucun effacement n'est rentable économiquement. Dans ce cas, le prix spot est inférieur à la compensation du fournisseur ou bien le prix spot est assez faible pour ne pas permettre de compenser le surcoût économique engendré par le pompage pendant les périodes de référence.
- **Deuxième palier** : c'est un palier pour lequel les puissances d'effacement sont croissantes

en fonction du prix spot. Pour le système 2, la courbe du deuxième palier est quasiment constante. Ce système dispose donc d'une sensibilité très faible face au signal de prix sur le marché. D'autre part, le système 3 est très sensible au signal du prix sur le marché dans le deuxième palier puisqu'une petite variation de prix spot entraîne une variation importante de la puissance optimale d'effacement. Ceci est expliqué par la taille du système 3, comportant plus de pompes que les systèmes 1 et 2, qui lui donne plus de souplesse pour réagir face au signal de prix.

- **Troisième palier d'effacement maximal** : il s'agit du dernier palier des courbes correspondant à une puissance constante en fonction du prix spot. Dans ce cas, les systèmes d'eau épuisent toute leur flexibilité en effaçant la quantité de puissance maximale compte tenu de leurs contraintes d'exploitation.

Le tableau 3.9 présente la puissance moyenne et la puissance maximale d'effacement pour les deux plages d'effacement considérées. Il est alors mis en évidence le fait que les systèmes d'eau effacent en moyenne plus d'énergie pendant la pointe du soir comparée à celle du matin.

TABLEAU 3.9 – Puissances moyennes et maximales d'effacement pour les scénarios de prix de 2016 et 2017.

Puissance d'effacement en kW	Système 1	Système 2	Système 3
Puissance moyenne créneau 07h	1 308	160	2 122
Puissance moyenne créneau 18h	1 890	200	2 254
Puissance maximale	2 415	308	2 582

D'autre part, le tableau 3.10 présente le rapport entre la puissance maximale pouvant être effacée par un SPDEP, et sa puissance maximale contractuelle (la puissance maximale que le système peut activer à une période donnée). Ce rapport est exprimé en pourcentage et peut correspondre à un paramètre de taux de flexibilité maximal. En effet lors des pics de prix spot, les exploitants des systèmes d'eau ont intérêt à effacer le maximum de puissance afin de la valoriser sur le marché et générer des gains économiques considérables. Cependant, cette maximisation de puissance à effacer peut être contrainte par les niveaux de stock des réservoirs, par les contraintes de fonctionnement des pompes ou des usines de production, ou par d'autres contraintes opérationnelles. Le système 1, étant de petite taille et ne disposant pas de contrainte particulière sur le fonctionnement obligatoire de ses pompes, dispose de la flexibilité maximale puisque il peut effacer au maximum 96 % de sa puissance maximale contractuelle.

TABLEAU 3.10 – Taux de flexibilité maximal pour les trois systèmes.

Systèmes	Système 1	Système 2	Système 3
Taux de flexibilité maximal	96 %	73 %	71 %

3.4.3.4 Gestion opérationnelle des systèmes d'eau

La figure 3.7 montre l'appel de puissance horaire optimal des systèmes d'eau pour une journée avec participation à deux programmes d'effacement. L'appel de puissance est minimisé, voire arrêté pour le système 1, pendant les périodes d'effacement. De plus, on constate que l'appel de puissance pendant les périodes creuses de 22h à 6h est maximisé comparé aux heures pleines afin de profiter des tarifs bas de fourniture et de transport d'énergie.

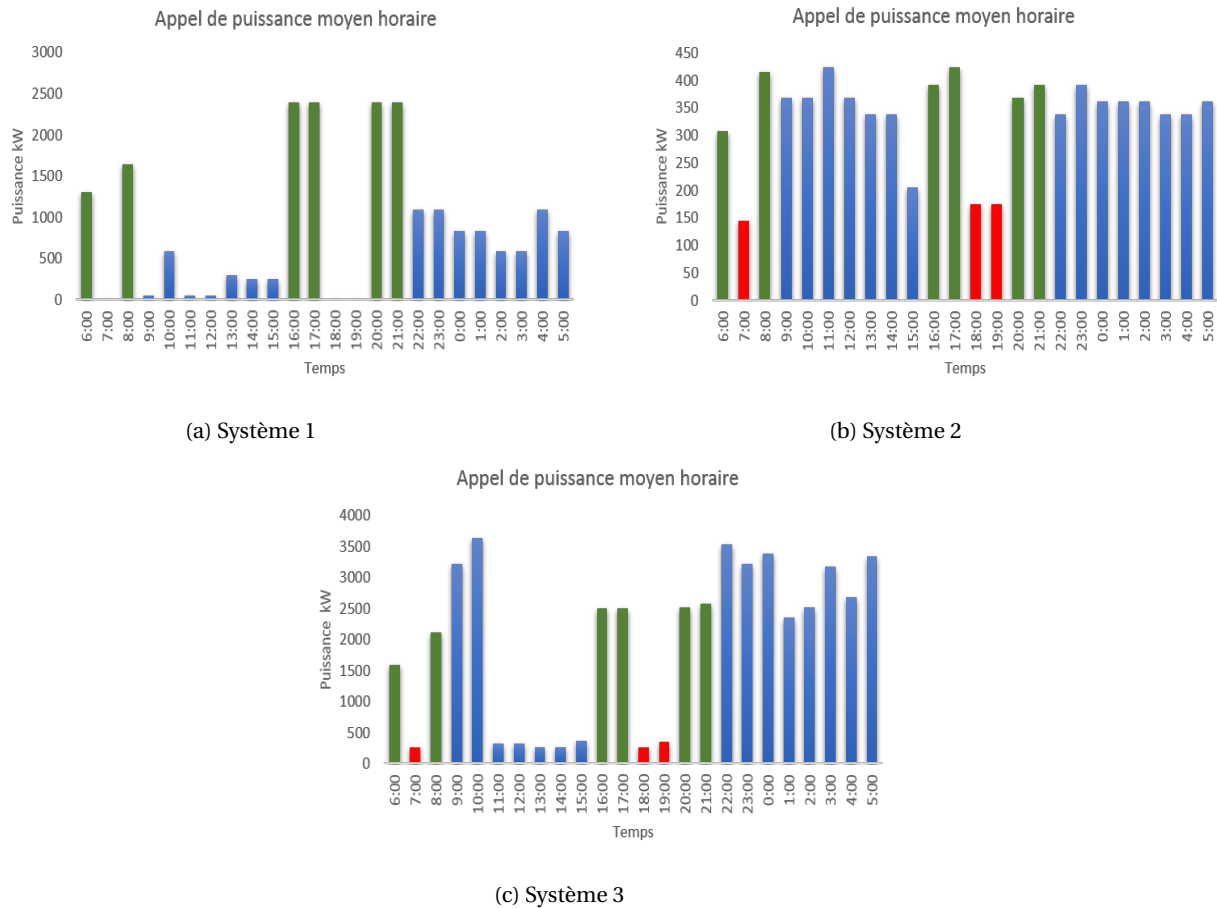


FIGURE 3.7 – Appel de puissance des systèmes d'eau pour un jour avec deux programmes d'effacement.

Pour une journée normale d'exploitation, les opérations de pompage sont minimisées pendant les heures pleines afin de respecter les contraintes de distribution de l'eau à un coût minimum comme illustré sur la figure 3.9. Pendant ce temps, le niveau de stock des réservoirs baisse progressivement, puis remonte pendant les heures creuses en maximisant les pompages pour remonter les volumes des réservoirs aux niveaux cibles en début de journée à 6h. Pour un jour avec considération des effacement, les opérations de pompage sont maximisées pendant les périodes de référence avec une augmentation du niveau des réservoirs, et sont minimisées pendant les créneaux d'effacement avec une baisse des niveaux des réservoirs (figures 3.8 et 3.9).

La flexibilité d'un SPDEP dépend essentiellement des capacités de stockage des réservoirs, des caractéristiques des stations de pompage ainsi que des contraintes opérationnelles auxquelles les systèmes d'eau peuvent être soumis :

- **Capacité de stockage des réservoirs** : sur la figure 3.8a, le réservoir du système 1 disposant d'un volume utile de $1\,600\ m^3$, atteint son volume minimum de sécurité en fin de journée à 20h, avec ou sans considération des effacements. Ce réservoir peut alors difficilement répondre à un besoin en eau supplémentaire en temps réel si la consommation observée est supérieure à celle prévisionnelle.
- **Caractéristiques des stations de pompage** : la station de pompage de la figure 3.9c du système 3 dispose de 4 pompes et peut atteindre la valeur de débit de $4000\ m^3/h$. Il s'agit de la station principale du SPDEP qui sert à transporter de l'eau juste après sa production dans les grandes canalisations de transfert. En raison de son caractère énergivore (représentant plus de 80 % de la consommation globale du système) et du très grand volume de stockage du réservoir en aval (pouvant stocker jusqu'à $400\,000\ m^3$ d'eau), cette station représente une

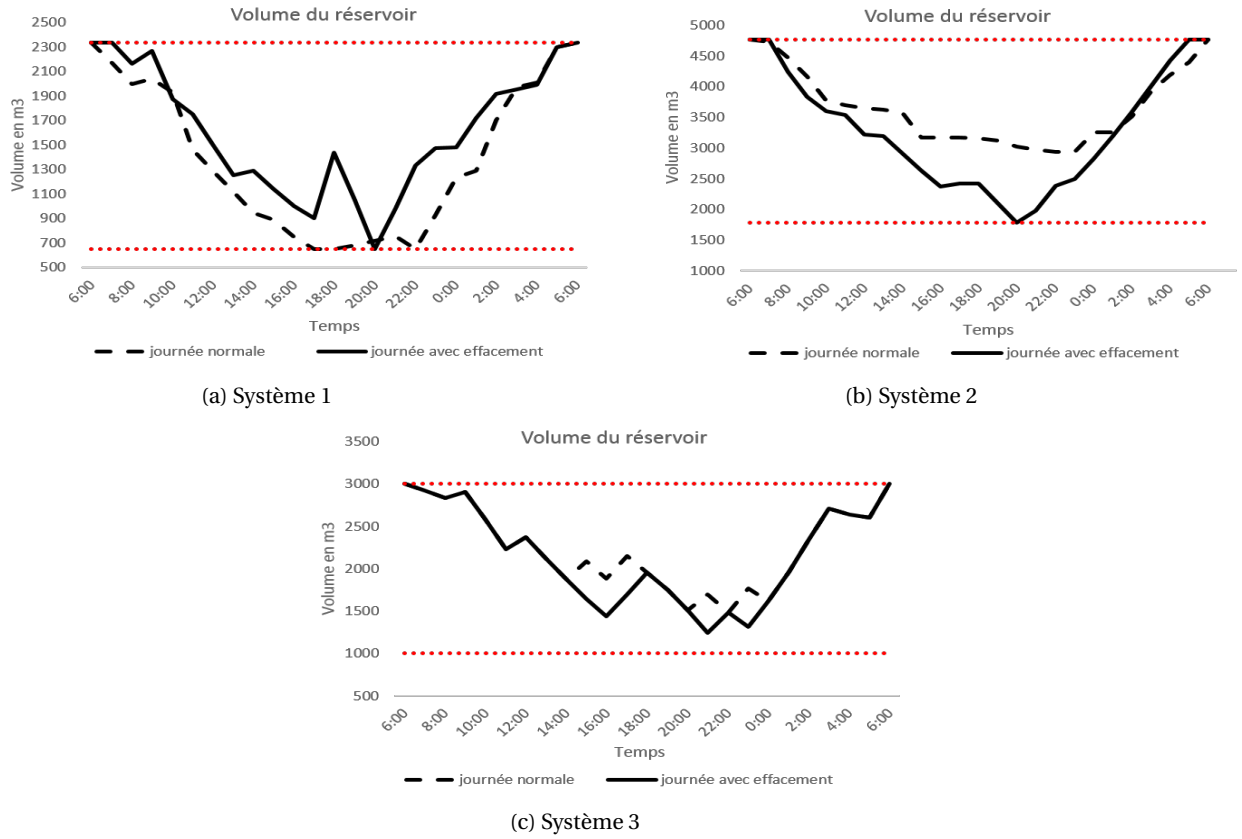


FIGURE 3.8 – Évolution du volume des réservoirs pour une gestion avec et sans effacements.

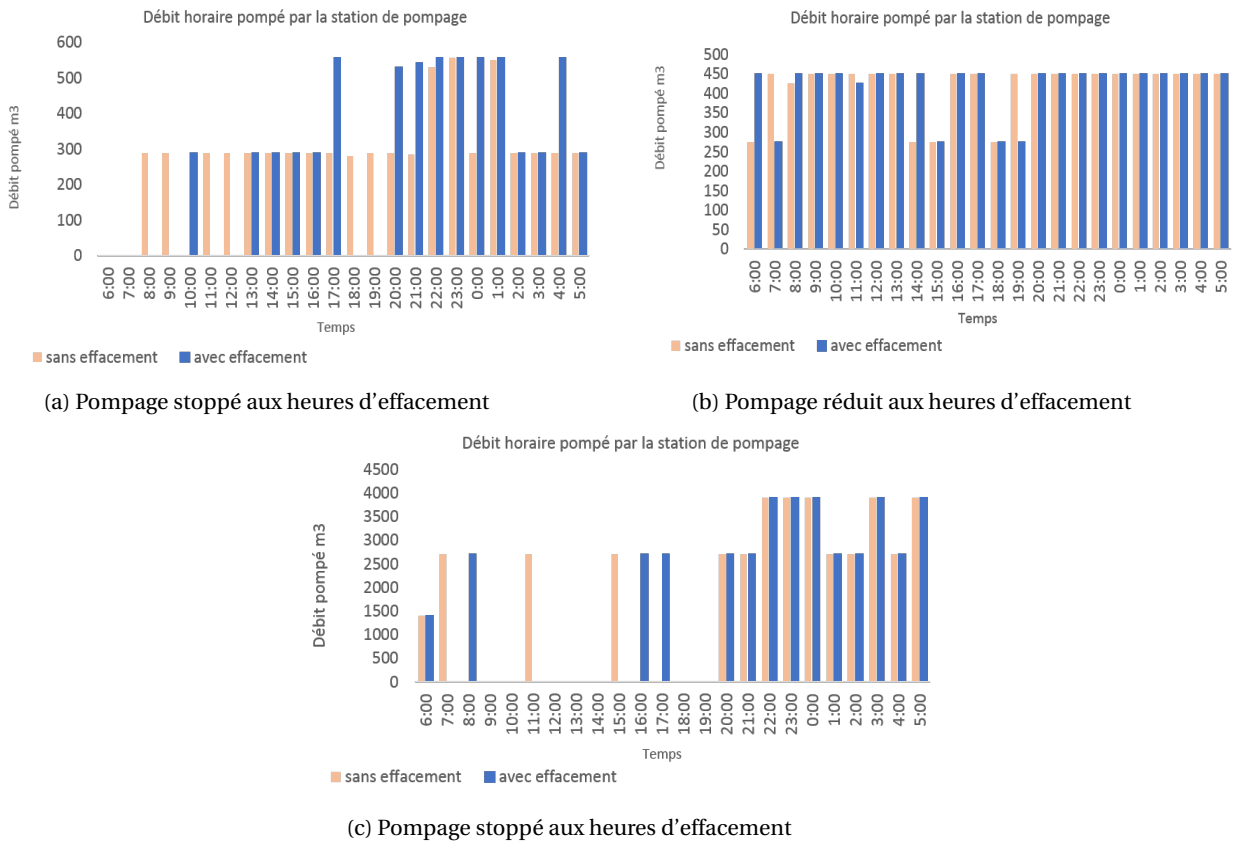


FIGURE 3.9 – Fonctionnement des stations de pompage pour une gestion avec et sans effacements.

source de flexibilité importante du système 3.

- **Contraintes opérationnelles** : comme montré sur la figure 3.9b, une contrainte de fonctionnement avec un débit minimum de $260\text{m}^3/\text{h}$ est imposée sur la station de pompage du système 2. Par conséquent, la station de pompage réduit uniquement son débit de $450\text{m}^3/\text{h}$ à $260\text{m}^3/\text{h}$ pendant la plage d'effacement. Les stations de pompage des figures 3.9a et 3.9c ne sont soumises à aucune contrainte particulière et peuvent alors arrêter complètement le pompage pendant les plages de l'effacement.

3.4.4 Discussion

La contrainte imposant aux systèmes d'eau potable deux programmes d'effacement par jour au maximum a donné lieu à deux plages d'effacement économiquement rentables et techniquement faisables : de 7h à 8h puis de 18h à 20h. La rentabilité économique des effacements dépend fortement des prix sur le marché spot. Ainsi, l'année 2016, ayant connu des prix élevés sur le marché, aurait permis de réaliser des gains économiques considérables à travers la mise en vente des blocs d'effacement sur le marché. L'année 2017 a connu une forte augmentation du prix de la compensation, limitant ainsi la rentabilité économique des effacements. Les puissances optimales d'effacement sont croissantes avec le prix spot, avec un prix limite pour lequel les systèmes épuisent la totalité de leurs flexibilités, rendant ainsi leurs puissances d'effacement constantes. De même, il existe un prix en dessous duquel aucun effacement n'est économiquement rentable. Pendant les plages d'effacement, les systèmes d'eau baissent leur appel de puissance au minimum en stoppant les opérations de pompage, ou bien en limitant le débit pompé en fonction des contraintes opérationnelles imposées. Quant aux réservoirs de distribution, leurs volumes diminuent progressivement pendant les plages d'effacement, en atteignant le niveau minimum de sécurité des fois, puis augmentent pendant les heures creuses de la journée.

L'inconvénient principal de la modélisation adoptée dans ce chapitre est qu'elle est basée sur l'hypothèse d'une connaissance parfaite des demandes en eau, de la disponibilité des pompes, et des prix du marché. Si les prévisions des demandes en eau ne sont pas suffisamment fiables, cela peut engendrer des stratégies d'effacement non optimales économiquement en temps réel, ou bien non faisables techniquement, par exemple en raison de la baisse du niveau d'un réservoir en dessous de son niveau minimum de sécurité. Dans le chapitre suivant, cette problématique relative à la prise en compte des différentes sources d'incertitude pour la prise de décision sur le marché spot de l'électricité sera traitée.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons quantifié les bénéfices financiers relatifs à l'optimisation de la participation des systèmes d'eau potable aux effacements de consommation, sous le mécanisme français NEBEF. Des gains économiques importants peuvent être réalisés sur la facture journalière d'électricité pendant les mois d'hiver et d'automne. Les gains sont d'autant plus importants que les prix spots sont élevés, surtout pendant la période de pointe du soir à 18h où la flexibilité des systèmes d'eau et les prix du marché spot sont maximaux. En se basant sur ce constat, les chapitres suivants traiteront uniquement la considération des effacements pendant la période de pointe du soir, que l'on supposera connue (de 18h à 20h), afin de simplifier les équations des contraintes et de diminuer la complexité numérique des problèmes. De plus, les incertitudes sur les demandes en eau, la disponibilité des pompes et les prix du marché seront considérées dans le chapitre suivant afin d'évaluer l'impact de la prise en compte de ces paramètres dans le processus de prise de décision sur le marché spot.

Chapitre 4

Prise en compte des incertitudes dans la modélisation du problème de valorisation de la flexibilité des systèmes d'eau

Dans ce chapitre, nous modélisons les différentes sources d'incertitude pour la valorisation de la flexibilité énergétique des systèmes d'eau potable sur le marché spot de l'électricité. Les apports de ce chapitre sont :

- Un état de l'art général sur les méthodes d'optimisation en présence de sources d'incertitude, puis un état de l'art relatif à la valorisation de la flexibilité des consommations énergétiques dans un environnement incertain.
- Une modélisation ensembliste des incertitudes sur les demandes en eau et la formulation d'un problème d'optimisation résolu via une heuristique originale.
- Une modélisation stochastique des incertitudes sur la disponibilité des équipements ainsi que sur les prix du marché et la formulation d'un problème d'optimisation associé.
- La démonstration de la pertinence des formulations faites en termes de maîtrise des risques opérationnels et financiers pour la gestion en temps réel des systèmes d'eau.

Les publications suivantes sont associées à ce chapitre :

- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Robust Optimization of Demand Response Power Bids for Drinking Water Systems*. Journal of Applied Energy, Elsevier, 2019, Volume 238, pp. 1036-1047.
- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *A linear programming approach to optimize demand response for water systems under water demands uncertainties*. IEEE 2018 International Conference on Smart Grids and Clean Energy Technologies, pp. 206-211, 29 May-1 June, Kuala Lumpur, Malaysia, 2018. (Best paper award)

Sommaire

4.1 Motivations	87
4.2 Revue bibliographique	88
4.2.1 Optimisation sous incertitude	88
4.2.1.1 Optimisation stochastique	88
4.2.1.2 Optimisation robuste	88
4.2.2 La gestion active de la demande dans un environnement incertain	89
4.3 Incertitudes sur les demandes en eau	90
4.3.1 Modélisation du problème	90

4.3.2	Résolution du problème	92
4.3.2.1	Résolution du problème ($P_{2,1}^I$)	92
4.3.2.2	Détermination de l'ensemble optimal des scénarios I^*	94
4.3.3	Résultats numériques	96
4.3.3.1	Optimisation et planification au jour J-1	98
4.3.3.2	Optimisation en temps réel	100
4.3.4	Conclusion	102
4.4	Incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché	103
4.4.1	Motivations, hypothèses et objectifs	103
4.4.2	Modélisation du problème	104
4.4.3	Résolution du problème	105
4.4.3.1	Détermination de la fonction $g(R, e)$	105
4.4.3.2	Formulation finale du problème	108
4.4.4	Résultats numériques	108
4.4.4.1	Estimation des valeurs de probabilité	109
4.4.4.2	Optimisation au jour J-1	110
4.4.4.3	Optimisation en temps réel	111
4.4.5	Conclusion sur la considération des incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché	115
4.5	Conclusion générale	115

4.1 Motivations

Dans le chapitre précédent, un problème mathématique d'optimisation permettant la valorisation de la flexibilité des systèmes d'eau potable sur le marché spot français a été formulé. Une des hypothèses principales de cette formulation est une connaissance parfaite de l'état du SPDEP quant à la disponibilité de ses installations et de sa demande en eau, ainsi que de l'état du système électrique en termes de prix du marché. Cependant, la gestion opérationnelle des systèmes d'eau potable est généralement soumise à des incertitudes. La première source d'incertitudes est la demande en eau, qui dépend de plusieurs facteurs comme expliqué dans le chapitre 3. En effet, les exploitants se basent sur un profil prévisionnel de la demande en eau pour faire fonctionner leurs ouvrages et équipements, puis réagissent en temps réel pour ajuster la prévision et s'adapter à la demande observée. La deuxième source d'incertitudes est la disponibilité des équipements, surtout des pompes, qui peuvent tomber en défaut spontanément. Les causes possibles de la défaillance des pompes sont l'âge de la pompe, l'absence de maintenance préventive, les problèmes électriques relatifs au moteur, les problèmes hydrauliques dans le cas d'un pompage à vide par exemple, etc. D'autre part, les marchés de l'électricité sont considérés parmi les marchés les plus volatiles et les plus difficiles à prédire compte tenu de la complexité du réseau électrique (transport, faible stockage, équilibrage). L'hypothèse d'une prévision parfaite des prix spot est donc peu réaliste.

La présence d'incertitudes sur le SPDEP et sur le réseau électrique pourrait impliquer que les stratégies de vente d'énergie d'effacement sur les marchés puissent non pas seulement être non rentables économiquement, mais aussi très contraignantes, voire impossible à réaliser opérationnellement. En effet, une demande en eau plus forte que prévu en temps réel peut faire baisser le niveau des réservoirs pendant les plages d'effacement en dessous de leur niveau minimum de sécurité. De même, une pompe ayant été prévue pour participer à un programme d'effacement peut soudainement tomber en défaut, ce qui impliquerait l'impossibilité de réaliser l'effacement prévu. Cette défaillance pourrait avoir des conséquences négatives sur le réseau électrique ainsi que sur le SPDEP :

- Le SPDEP échoue en temps réel à effacer une quantité d'énergie E qu'il avait vendu sur le marché spot le jour $J-1$. Or, le système SPDEP, étant un opérateur d'effacement et par conséquent un RE, va voir son périmètre déséquilibré de la quantité E .
- Le réseau électrique se retrouve alors déséquilibré : l'acheteur de l'énergie E peut ne pas être livré en énergie puisqu'elle a été consommée par le SPDEP. Dans ce cas et pour maintenir l'équilibre global du réseau électrique, le gestionnaire du réseau de transport RTE va, par exemple, faire appel au mécanisme d'ajustement pour acheter une quantité d'énergie supplémentaire E nécessaire à l'équilibrage. Cet achat va engendrer un surcoût économique pour RTE et peut être très contraignant opérationnellement en cas de congestions sur les lignes de transport ou bien de pic particulier de demande.
- Le surcoût d'équilibrage du réseau électrique supporté par RTE va être facturé au système d'eau, à un prix appelé « prix de règlement des écarts ».
- Le SPDEP verra finalement sa facture d'électricité majorée par le coût de défaillance à l'effacement prévu.

Respecter son engagement d'effacement est alors économiquement important à la fois pour le SPDEP et pour le réseau électrique. Pour ce faire, les différentes sources d'incertitude doivent être prises en compte dans le processus de prise de décision sur le marché. Dans cette section, les incertitudes sur les demandes en eau seront considérées dans un premier temps. Ensuite, nous aborderons les incertitudes sur la disponibilité des pompes ainsi que sur les prix du marché.

4.2 Revue bibliographique

4.2.1 Optimisation sous incertitude

L'incertitude est omniprésente dans les applications du monde réel. Les informations utilisées pour modéliser un problème sont souvent bruitées, incomplètes ou même erronées. En sciences et en ingénierie, les erreurs de mesure sont inévitables. De même, dans les applications professionnelles, le coût et le prix de vente, ainsi que la demande d'un produit sont, au mieux, des avis basés sur des prévisions d'experts. De plus, même si les incertitudes sur les données d'un modèle peuvent être ignorées, les solutions ne peuvent pas être mises en pratique efficacement comme ce qui est traditionnellement fait en optimisation déterministe. Par conséquent, une solution « optimale » peut facilement être sous-optimale en pratique ou, pire encore, irréalisable. L'optimisation sous incertitude désigne la classe de problèmes d'optimisation pour lesquels il existe des incertitudes sur les données. En d'autres termes, il s'agit de problèmes décisionnels dans des environnements incertains. Deux grandes familles de problèmes existent pour la classification des problèmes d'optimisation avec incertitudes : l'optimisation stochastique et l'optimisation robuste.

4.2.1.1 Optimisation stochastique

L'optimisation stochastique est l'approche traditionnelle pour traiter des problèmes d'optimisation sous incertitudes [102]. Il s'agit d'une approche probabilistique pour laquelle la distribution de probabilité des incertitudes est estimée et incorporée dans le modèle mathématique d'optimisation [103]. Trois grandes approches sont possibles pour la modélisation et la résolution de tels problèmes :

- **Contraintes en probabilité (*chance-constrained optimization*)** : il s'agit de problèmes dans lesquels certaines contraintes doivent être vérifiées avec une probabilité au moins égale à une valeur $p \in [0, 1]$ [104]. Généralement, ces problèmes peuvent être résolus soit en transformant le problème en un problème déterministe [105] [106], soit par simulation stochastique [107].
- **Mesures de risque** : il s'agit d'utiliser les moyens classiques des statistiques tels que l'écart-type, la valeur à risque (*value at risk*) [108], la valeur à risque conditionnelle [109], etc.
- **Approche par scénarios** : il s'agit de caractériser la distribution par un grand nombre de scénarios, puis d'utiliser des méthodes de décomposition du problème initial en sous-problèmes correspondants à des scénarios particuliers, pouvant être résolus via les méthodes classiques d'optimisation déterministe [110].

Cependant, la distribution réelle des incertitudes est rarement connue, et même si elle l'est, la résolution du problème qui en résulte reste souvent une tâche ardue. Pour les contraintes en probabilité, de nombreux problèmes sont intraitables numériquement et nécessitent des heuristiques pour leur résolution [111].

4.2.1.2 Optimisation robuste

Un des paradigmes classiques de la programmation mathématique est le développement de modèles pour lesquels on suppose que les données d'entrée sont connues et égales à des valeurs nominales. Ces approches ne prennent cependant pas en compte l'influence des incertitudes sur la qualité des solutions obtenues ainsi que leur faisabilité. Il est alors possible que, les données d'entrées prenant des valeurs différentes des valeurs nominales, plusieurs contraintes puissent être violées : la solution devient alors non optimale, ou même infaisable. Cette observation a donc donné lieu à la recherche de solutions qui restent faisables vis-à-vis des incertitudes sur les données d'entrée, ce que l'on appelle des solutions « robustes ». Généralement, l'optimisation robuste est utilisée quand on ne dispose pas de loi de probabilité caractérisant les données incertaines. Il

s'agit alors de traiter des situations où différents scénarios sur les données sont considérés et où l'objectif est de déterminer une solution qui reste « bonne » quelque soit le scénario considéré.

Une des premières approches dans le domaine de l'optimisation robuste fut développée en 1973 par Soyster [112], qui a proposé un modèle mathématique d'optimisation linéaire pour lequel la solution reste faisable pour toutes les valeurs d'une variable appartenant à un ensemble convexe. Ensuite, d'autres travaux de recherche menés majoritairement par Aharon & Nemirovski ont généralisé l'approche pour d'autres classes de problèmes linéaires [113], convexes [114], puis pour des problèmes non linéaires [115] [116]. Un des principaux inconvénients de ces modélisations robustes est le degré de conservatisme trop élevé pour le respect des contraintes, au sens où l'on peut perdre beaucoup en optimalité afin de garantir la robustesse de la solution obtenue [113]. C'est en 2004 que Bertsimas [117] apporta une nouvelle formulation des problèmes d'optimisation linéaire, dans laquelle une flexibilité est apportée à la modélisation afin d'ajuster la robustesse du problème au degré de conservatisme souhaité de la solution. L'approche proposée se base sur l'hypothèse qu'il est très peu probable que toutes les données incertaines changent par rapport à leurs valeurs nominales. Un paramètre ρ est alors donné en entrée au modèle linéaire, représentant le nombre maximal de données pouvant être différentes de leurs valeurs nominales [117], ce qui dégrade moins la qualité de la solution au sens de l'optimalité. Finalement, certains auteurs présentent un état de l'art ainsi qu'une étude théorique générale dans le domaine de l'optimisation robuste [118] [119].

4.2.2 La gestion active de la demande dans un environnement incertain

Les mécanismes de la flexibilité de la demande en électricité sont également très impactés par la présence des incertitudes. Les constats présentés dans la section précédente sur les systèmes d'eau s'observent aussi dans beaucoup d'autres industries pour lesquelles la demande, la production et la disponibilité des installations peuvent être incertaines. Les auteurs qui se sont intéressés à la question ont majoritairement étudié le comportement des opérateurs d'effacement face à des consommateurs qui ne sont pas certains de leur consommation d'énergie. Des modèles mathématiques ont modélisé les états possibles d'un consommateur en termes de réduction d'énergie pendant un événement d'effacement, et les solutions les plus efficaces pour le système électrique pour faire face à cette incertitude de demande [120]. D'autres travaux ont étudié la modélisation de l'interaction entre un opérateur d'effacement donnant des ordres de réduction d'énergie, et des consommateurs incertains de répondre favorablement et efficacement [121]. Le modèle proposé a montré la possibilité de minimiser l'écart entre l'effacement souhaité par l'opérateur et l'effacement réalisé par les consommateurs. D'autres auteurs ont modélisé, à travers un modèle d'optimisation stochastique, le problème de planification dans un système électrique, soumis aux incertitudes sur les productions renouvelables, sur la consommation en électricité ainsi que sur le coût supporté par les clients participant à des programmes d'effacement [122]. Le comportement des consommateurs résidentiels a aussi été étudié dans un marché électrique à tarification en temps réel et variable à l'heure [123]. Un problème de planification pour les systèmes résidentiels automatisés sous incertitudes sur les prix du marché, les conditions météorologiques ainsi que sur le comportement des consommateurs a été formulé. Le problème a pour objectif de minimiser les coûts d'énergie tout en maintenant un niveau de confort acceptable pour les usagers. Il a été résolu via deux algorithmes d'optimisation combinatoire stochastique. D'autres problématiques relatives à la planification de la production de l'électricité avec une consommation incertaine ont été traitées [124], [125]. Finalement, l'impact des incertitudes relatives à la réalisation des effacements sur l'opération quotidienne du réseau électrique et sur le commerce d'électricité sur les marchés a été estimé [126].

La majorité de ces travaux de recherche ont conclu à l'importance de la considération des incertitudes pour la planification et l'intégration de la flexibilité des consommateurs dans la gestion

des systèmes énergétiques. Cependant et à notre connaissance, la problématique de valorisation de la flexibilité des systèmes d'eau en environnement incertain n'a pas été traitée.

Dans la suite de ce chapitre, nous considérons le cas où les offres d'effacement sont mises en vente sur le marché spot français, uniquement pendant le créneau horaire de 18h à 20h que l'on notera T^{dr} , comme indiqué dans la conclusion du chapitre 3. La variable de décision P_t^{dr} relative aux puissances mises en vente à chaque pas de temps se simplifie et devient P^{dr} , puisqu'une seule puissance d'effacement pour un seul créneau horaire est à optimiser. La période de référence avant effacement de 16h à 18h est notée T^{avant} , la période de référence après effacement de 20h à 22h est notée $T^{après}$, et l'union de ces deux périodes est notée T^{ref} . Le prix spot horaire r_t^{sp} n'est considéré que pour les créneaux horaires de la plage d'effacement considérée. Enfin, l'expression de la fonction $h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin})$, utilisée dans le chapitre 3 pour la pénalisation des contraintes des réservoirs, est reprise dans ce chapitre.

4.3 Incertitudes sur les demandes en eau

4.3.1 Modélisation du problème

L'objectif est d'intégrer les incertitudes sur les demandes en eau dans le processus de prise de décision sur le marché spot français au jour J-1. La puissance d'effacement proposée en vente au jour J-1 sur le marché doit répondre aux deux enjeux suivants :

- **Enjeu 1** : être financièrement rentable une fois vendue sur le marché, pour plusieurs possibilités de réalisation de la demande en eau d au jour J (temps réel).
- **Enjeu 2** : être techniquement réalisable, pour plusieurs possibilités de réalisation de la demande en eau d en temps réel. Ceci signifie que la réduction de la puissance d'effacement en temps réel ne doit pas imposer au SPDEP la violation des contraintes opérationnelles auxquelles il est soumis pour chaque demande d .

Soit Ω_a l'ensemble contenant un historique de N_1 réalisations historiques (scénarios historiques) de demandes en eau $d_{a,t}$ pour chaque zone de demande $a \in [1, D]$ et pendant une période d'hiver ou d'automne d'une année donnée, et Ω le vecteur composé des Ω_a pour $a \in [1, D]$:

$$\Omega_a = \{d_{a,t}^j, j = 1 \dots N_1, t = 1 \dots T\}. \quad (4.1)$$

$$\Omega = (\Omega_1, \Omega_2 \dots \Omega_D). \quad (4.2)$$

On suppose que les zones de demande en eau sont complètement indépendantes les unes des autres. De plus, on suppose que le SPDEP dispose d'une prévision initiale de la demande en eau $d_{a,t}^{prev}$ pour chaque zone de demande a .

Les contraintes 3.1 - 3.7 formulées dans le chapitre 3 sont reprises dans la modélisation du problème en considérant les incertitudes sur les demandes en eau. Il s'agit des contraintes classiques relatives au fonctionnement d'un SPDEP. Cependant, les contraintes 3.12 - 3.19 relatives aux effacements et formalisées dans le chapitre 3, se simplifient dans le cas d'un effacement à durée et période connus en l'unique équation 4.3, accompagnée de l'équation 3.12 représentant la puissance minimale autorisée à être valorisée sur le marché :

$$\forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} : \sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}. \quad (4.3)$$

De même, la fonction objectif Obj^{dr} formalisée dans le chapitre 3 se simplifie par la suppression de la variable binaire y_t relative à la prise de décision sur le marché à chaque pas de temps t . La fonction objectif devient linéaire :

$$\text{minimum} \quad \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}).$$

Une première formulation robuste du problème à résoudre répondant aux enjeux 1 et 2 peut s'écrire comme suit :

$$\begin{aligned} \text{minimum} \quad & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\ \text{sous contraintes} \quad & Eqs \quad 3.1 - 3.7 \quad \forall d_a \in \Omega_a \\ & Eqs \quad 3.12, 4.3 \quad \forall d_a \in \Omega_a \\ & x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]. \end{aligned} \quad (P_{2,0})$$

Le problème (P_{2,0}) ainsi formulé a pour objectif d'optimiser les coûts ainsi que les revenus liés à la vente de la puissance d'effacement P^{dr} , avec toutes les contraintes du SPDEP vérifiées pour toutes les réalisations des demandes d_a dans les ensembles Ω_a . Cependant, cette formulation est très robuste au sens où le respect de toutes les contraintes du SPDEP pour toutes les valeurs de demande en eau sur-constrindrait le problème et limiterait considérablement la flexibilité du système et le potentiel des effacements. Pour éviter cet inconvénient, une valeur de probabilité $p \in [0, 1]$ est fixée afin de remplacer le problème robuste (P_{2,0}), par un autre problème (P_{2,1}) avec des contraintes en probabilité :

$$\begin{aligned} \text{minimum} \quad & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\ \text{sous contraintes} \quad & \mathbb{P}(Eqs \quad 3.1 - 3.7 \quad \forall d_a \in \Omega_a) \geq p \quad \forall a \in [1, D] \\ & \mathbb{P}(Eqs \quad 3.12, 4.3 \quad \forall d_a \in \Omega_a) \geq p \quad \forall a \in [1, D] \\ & x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]. \end{aligned} \quad (P_{2,1})$$

Le problème (P_{2,1}) est une formulation plus souple du problème (P_{2,0}), en imposant le respect de toutes les contraintes du SPDEP avec une certaine probabilité p . Puisque la probabilité porte sur les scénarios de demande en eau, le problème (P_{2,1}) consiste en la minimisation de la fonction objectif avec, pour chaque zone de demande a , toutes les contraintes (les contraintes classiques et les contraintes de l'effacement) respectées pour au moins un nombre $[p \cdot N_1]$ de scénarios de demande en eau dans l'ensemble Ω_a .

Soit a une zone de demande donnée du SPDEP, A_a l'ensemble des parties de Ω_a de cardinal au moins égal à $[p \cdot N_1]$, et J la fonctionnelle définie ci-dessous :

$$A_a = \{I \subset \Omega_a, card(I) \geq [p \cdot N_1]\}. \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} J(I_1, I_2, \dots, I_D) = \text{minimum} \quad & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\ \text{sous contraintes} \quad & \forall a \in [1, D], Eqs \quad 3.1 - 3.7 \quad \forall d_a \in I_a \\ & \forall a \in [1, D], Eqs \quad 3.12, 4.3 \quad \forall d_a \in I_a \\ & x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]. \end{aligned} \quad (P_{2,1}^I)$$

$(P_{2,1}^I)$ est le problème d'optimisation pour lequel les contraintes du SPDEP doivent être respectées pour toute réalisation de chaque demande d_a dans un sous ensemble $I_a \subset A_a$.

La minimisation de la fonctionnelle $J(I_1, I_2, \dots, I_D)$ revient à la détermination d'un ensemble de demandes en eau I_a de cardinal au moins égal à $[p \cdot N_1]$ pour chaque zone de demande a , respectant toutes les contraintes du SPDEP et en minimisant la fonction objectif. Le problème $(P_{2,1})$ est donc équivalent à :

$$(P_{2,1}) \Leftrightarrow \underset{I_1 \subset A_1, I_2 \subset A_2, \dots, I_D \subset A_D}{\text{minimum}} J(I_1, I_2, \dots, I_D). \quad (4.5)$$

L'équivalence 4.5 permet de transformer le problème avec des contraintes en probabilité $(P_{2,1})$, en un problème déterministe d'optimisation linéaire.

4.3.2 Résolution du problème

La résolution du problème $(P_{2,1})$ se fait en deux étapes :

- **Étape 1** : résolution du problème robuste d'optimisation $(P_{2,1}^I)$ pour un ensemble $I = (I_1, I_2, \dots, I_D)$ quelconque tel que $\text{card}(I_a) \geq [p \cdot N_1]$ pour tout $a \in [1, D]$.
- **Étape 2** : détermination des ensembles de scénarios $I^* = (I_1, I_2, \dots, I_D)^*$ minimisant la fonctionnelle J .

4.3.2.1 Résolution du problème $(P_{2,1}^I)$

Soit $I = (I_1, I_2, \dots, I_D)$ un ensemble quelconque de réalisations historiques des demandes en eau pour chaque zone de consommation $a \in [1, D]$ tel que $I_a \subset A_a$. Dans la formulation du problème $(P_{2,1}^I)$, toutes les contraintes du SPDEP doivent être vérifiées pour toutes les demandes dans les ensembles I_a . Or, les contraintes faisant intervenir la demande en eau sont les contraintes de bilan massique aux noeuds de demande, notamment aux noeuds correspondants aux réservoirs de distribution. On distingue deux situations possibles :

- **Noeud de demande non associé à un réservoir** : il s'agit de zones de demande en eau qui ne sont pas rattachées à un réservoir de distribution. Dans ce cas, la consommation en eau se fait directement sur le réseau d'adduction. Le respect de la contrainte de bilan massique pour toute valeur de la demande dans I_a perd son effectivité pour ces noeuds puisque le SPDEP subira en temps réel les contraintes hydrauliques relatives à la demande en eau observée, et donc aucune anticipation ou optimisation préalable n'est possible.
- **Noeud de demande associé à un réservoir** : il s'agit de zones de demande en eau situées en aval d'un réservoir de distribution. Dans ce cas, la consommation en eau se fait directement à partir du réservoir. Ces noeuds subissent la contrainte de respect de la demande en eau pour ses différentes valeurs dans l'ensemble I_a . Généralement, ce type de noeuds de demande est le plus présent dans les SPDEP.

Dans la suite de cette section, on ne considérera que les zones de demandes associées à des réservoirs de distribution pour la gestion des incertitudes. On réécrit le problème $(P_{2,1}^I)$ en développant toutes les contraintes de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
& \text{minimum} && \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\
& \text{sous contraintes :} && s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S], \forall \mathbf{d}_a \in \mathbf{I}_a \\
& && s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\
& && s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S], \forall \mathbf{d}_a \in \mathbf{I}_a \\
& && \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\
& && \sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} \quad (P_{2,1}^I) \\
& && P^{dr,min} \leq P^{dr} \leq P_{T^{dr}}^{max} \\
& && q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C] \\
& && 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\
& && x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N].
\end{aligned}$$

La robustesse est appliquée à la première et à la troisième contrainte du problème ($P_{2,1}^I$), relatives au respect des niveaux minimum et maximum des réservoirs ainsi que la contrainte dynamique régissant l'évolution du volume du réservoir. Le respect de ces contraintes pour toutes les demandes dans I_a est équivalent à leur respect pour les deux valeurs extrêmes de la demande dans l'ensemble I_a pour chaque pas de temps t et pour chaque zone de demande a associée à un réservoir. Dans la suite, on notera par $d_{a,t,p}^{max}$ et $d_{a,t,p}^{min}$ ces deux valeurs extrêmes, dépendant uniquement de la zone de demande a , du pas de temps t , et de la probabilité p . Pour une zone de demande a associée à un réservoir, le respect des contraintes 1 et 3 du problème ($P_{2,1}^I$) pour les deux valeurs extrêmes de la demande en eau implique que la différence entre la somme des flux entrant et la somme des flux sortants pour le réservoir à un pas de temps t doit vérifier les deux conditions suivantes :

- **Condition 1** : ne pas faire passer le niveau du réservoir au dessus de son niveau maximum de sécurité dans le cas de la plus faible demande $d_{a,t,p}^{min}$.
- **Condition 2** : ne pas faire passer le niveau du réservoir en dessous de son niveau minimum de sécurité dans le cas de la plus forte demande $d_{a,t,p}^{max}$.

Ainsi, une formulation équivalente des contraintes robustes 1 et 3 du problème ($P_{2,1}^I$) est :

$$\forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S], \quad s_{a,t}^{min} - \delta s_{a,t}^{min} - (d_{a,t}^{prev} - d_{a,t,p}^{max}) \leq s_{a,t+1} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max} - (d_{a,t}^{prev} - d_{a,t,p}^{min}). \quad (4.6)$$

$$s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}^{prev}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S]. \quad (4.7)$$

L'équation 4.6 traduit le fait que le volume du réservoir doit rester compris entre ses seuils opérationnels de sécurité, corrigés de la différence entre la demande en eau prévisionnelle et les demandes extrêmes de l'ensemble I_a . En effet, cette différence représente, comme illustré sur la figure 4.1, le volume en eau supplémentaire devant être intégré aux volumes minimum et maximum de sécurité de chaque réservoir afin de couvrir les incertitudes sur la demande en temps réel. Les variables d'écart $\delta s_{a,t}^{min}$ et $\delta s_{a,t}^{max}$ sont toujours ajoutées à l'équation et pénalisées dans la fonction objectif. D'autre part, l'équation 4.7 traduit la dynamique du volume du réservoir entre deux pas de temps consécutifs, prenant en compte la demande en eau prévisionnelle. Le problème peut finalement se formuler comme un problème d'optimisation linéaire en variables mixtes (problème ($P_{2,2}^I$)) :

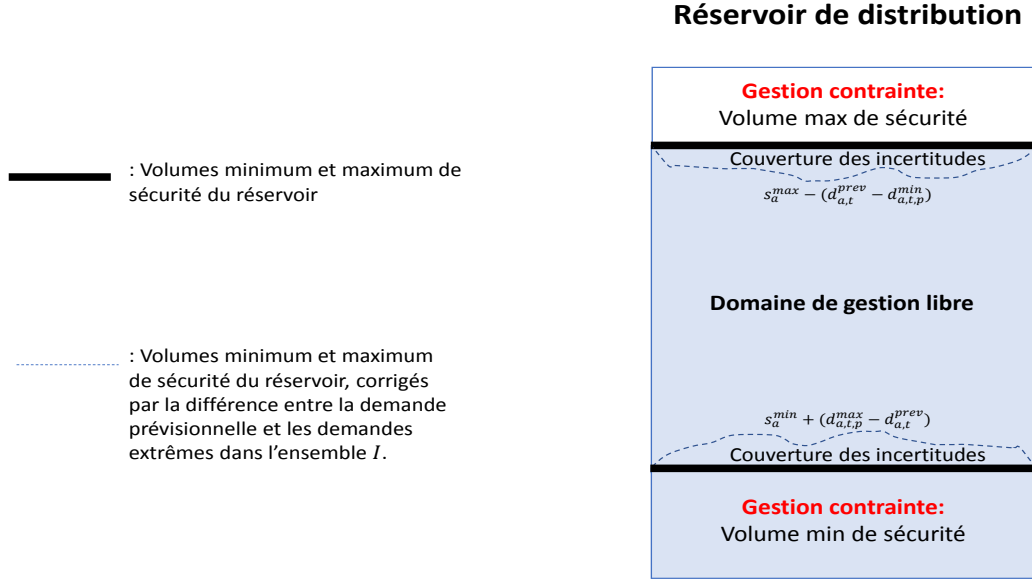


FIGURE 4.1 – Les volumes de sécurité corrigés des réservoirs pour la gestion des incertitudes

minimum $\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin})$

sous contraintes : $s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} - (d_{a,t}^{prev} - d_{a,t,p}^{max}) \leq s_{a,t+1} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max} - (d_{a,t}^{prev} - d_{a,t,p}^{min}), \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S]$

$s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S]$

$s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}^{prev}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S]$

$\sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O]$

$\sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} \quad (P_{2,2}^I)$

$P^{dr,min} \leq P^{dr} \leq P^{dr,max}$

$q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C]$

$0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S]$

$x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N]$

Le problème $(P_{2,2}^I)$ formulé est déterministe, avec des contraintes linéaires. Il peut alors être résolu avec un solveur mathématique d'optimisation. Cependant, il reste à déterminer l'ensemble I^* sur lequel le problème sera résolu.

4.3.2.2 Détermination de l'ensemble optimal des scénarios I^*

La détermination de l'ensemble I^* permettant d'avoir une fonctionnelle $J(I)$ la plus petite possible devrait normalement se faire en résolvant les problèmes $(P_{2,1}^I)$ pour tous les ensembles $I_a \subset A_a$. Cependant, la combinatoire est très élevée puisque pour une zone de demande donnée, le nombre de possibilités d'ensembles s'élève à $\binom{N_1}{[p \cdot N_1]}$.

En raison de l'indépendance des zones de demandes, l'ensemble optimal I^* peut s'obtenir en calculant l'ensemble optimal I_a^* pour chaque zone de demande a en la supposant seule soumise

aux incertitudes (équation 4.8) :

$$I^* = (I_1, I_2, \dots, I_D)^* = (I_1^*, I_2^*, \dots, I_D^*) \quad (4.8)$$

Même pour une seule zone de demande a , il est difficile de trouver l'ensemble optimal I_a^* en un temps raisonnable. On cherche alors une heuristique permettant de déterminer de « bons » ensembles I_a .

Pour une zone de demande a donnée, une fonctionnelle $J(I)$ minimale est liée à un choix d'ensemble incertain de demandes I_a le plus étroit possible. En effet, si la différence entre la demande minimale et la demande maximale dans l'ensemble I_a est grande, le problème d'optimisation associé devient sur-constraint et le coût économique élevé. Partant de ce dernier constat, l'heuristique proposée est telle que l'ensemble des scénarios de demande sélectionnés ont une surface minimale entre leur enveloppes minimale et maximale. En d'autres termes, l'heuristique revient à calculer une bande de surface minimale contenant $[p \cdot N_1]$ scénarios pour chaque zone de demande a .

La surface des courbes de demande en eau est approchée par une somme de Riemann en utilisant la méthode des rectangles. Ainsi, pour chaque zone de demande a associée à un réservoir de distribution, l'heuristique (Heur) est proposée sous forme d'un problème linéaire en nombres entiers (PLNE).

$$\begin{aligned} \text{minimum}_{g,z,b} \quad & \sum_{t=1}^T (g_t - z_t) \\ \text{sous contraintes :} \quad & \forall t \in [1, T], g_t \leq d_{a,t}^j \cdot b_j \quad \forall j \in [1, N_1] \\ & \forall t \in [1, T], z_t \geq d_{a,t}^j \cdot b_j + (1 - b_j) \cdot d_{\Omega_a}^{max} \quad \forall j \in [1, N_1] \\ & \sum_{j=1}^{N_1} b_j = [p \cdot N_1] \\ & b_j \in \{0, 1\} \end{aligned} \quad (\text{Heur})$$

Dans les équations ci-dessus, b_j est la variable binaire indiquant si un scénario j est pris ou pas dans l'ensemble I_a , g_t est la borne inférieure sur toutes les demandes en eau de la zone a au pas de temps t , z_t est la borne supérieure sur toutes les demandes en eau de la zone a au pas de temps t , et $d_{\Omega_a}^{max}$ est la plus grande valeur de demande en eau pour tous les pas de temps.

La résolution du problème linéaire (Heur) ainsi formulé permettra de déterminer l'ensemble des scénarios I_a sélectionnés pour chaque zone de demande associée à un réservoir.

Les différentes étapes de modélisation et de résolution du problème sont résumées sur la figure 4.2. Etant très robuste, le problème initialement formulé ($P_{2,0}$) a été remplacé par un problème avec des contraintes en probabilité ($P_{2,1}$). Ce dernier problème, difficile à résoudre numériquement par les méthodes d'optimisation conventionnelles, a été décomposé en une série de problèmes déterministes ($P_{2,1}^I$). La solution du problème ($P_{2,1}$) consistant à trouver un ensemble I donnant une fonction objectif la plus petite parmi toutes celles des problèmes ($P_{2,1}^I$), a été approchée via l'heuristique (Heur).

Si on considère que D_1 est le nombre de zones de demande associées à des réservoirs de distribution ($D_1 \leq D$), le problème (Heur) est résolu D_1 fois. Le problème $P_{2,2}^I$ est ensuite résolu une seule fois. La complexité globale O de la procédure est :

$$O = O(\text{heur}) \cdot D_1 + O(P_{2,2}^I) \quad (4.9)$$

La complexité du problème dépend du nombre de zones de demandes associées à des réservoirs, du nombre N_1 de scénarios considérés, et de la taille du SPDEP.

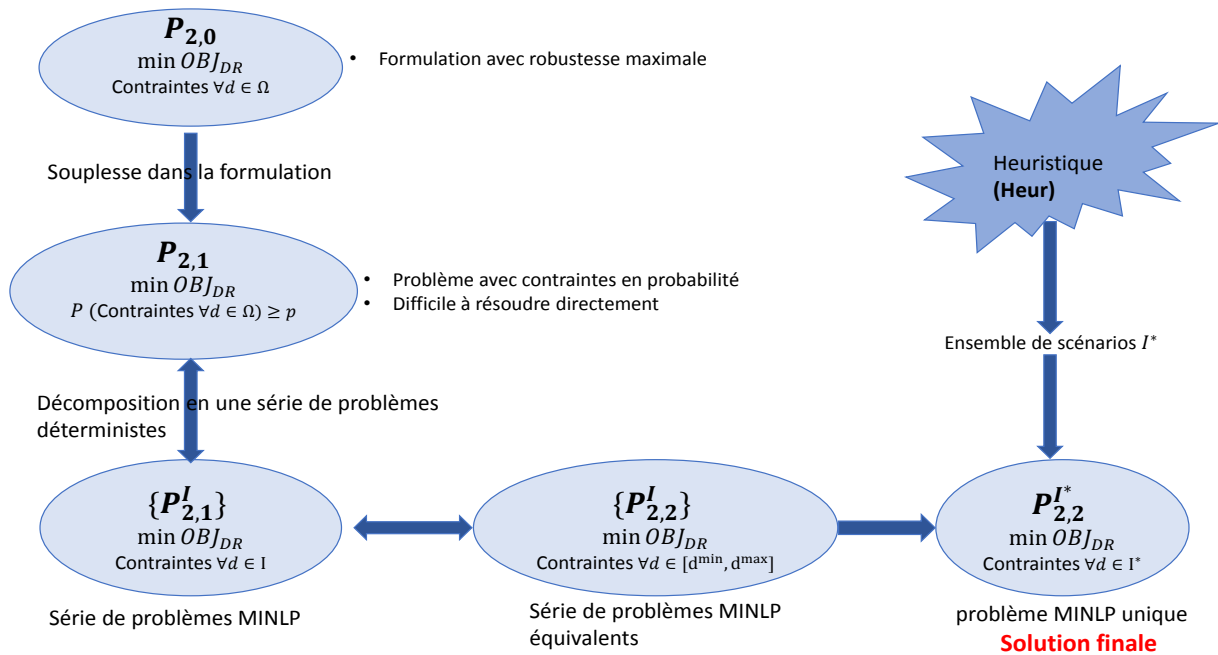


FIGURE 4.2 – Résumé des formulations mathématiques faites pour la résolution du problème.

4.3.3 Résultats numériques

Les résultats numériques sont discutés en utilisant le système d'eau potable 3 considéré au chapitre 3. Ce système a été considéré puisqu'il est le seul parmi les trois systèmes pour lequel les exploitants disposent d'un historique de demandes en eau suffisant. Les données de demande en eau utilisées correspondent à un nombre de $N_1 = 32$ réalisations historiques pendant les jours ouvrés hors vacances scolaires des mois octobre-décembre de l'année 2016.

Le système 3 dispose de 12 zones de demande en eau, dont neuf sont associées à des réservoirs de distribution. Les trois autres zones de demande ne seront pas concernées par les incertitudes.

La figure 4.3 montre 32 réalisations historiques des demandes en eau pour six zones de demande reliées à des réservoirs de distribution pour le système d'eau considéré. Les zones de demande 1 et 2 ont des profils horaires très réguliers, à l'exception de quelques scénarios particuliers (figures 4.3a, 4.3b). Les zones de demande 4 et 6 ont des profils horaires réguliers pendant la pointe du matin et celle du soir, mais la demande en eau reste très variable en cours de journée entre 10h et 18h (figures 4.3d, 4.3f). Inversement, la zone de demande 5 comporte des profils horaires réguliers entre 10h et 18h et des profils plus variables pendant les pointes du matin et du soir. Enfin, la zone de demande 3 de la figure 4.3c comporte des profils horaires très variables pour toutes les heures de la journée.

La figure 4.7 illustre les enveloppes supérieure et inférieure sur les scénarios de demande en eau de la zone de demande 4, calculées à partir de l'heuristique (Heur) pour quatre valeurs de probabilité p . Le temps de résolution sous CPLEX est inférieur à 5 secondes pour toutes les zones de demande considérées. La bande contenant les $[p.N_1]$ scénarios sélectionnés se resserre naturellement quand la probabilité diminue.

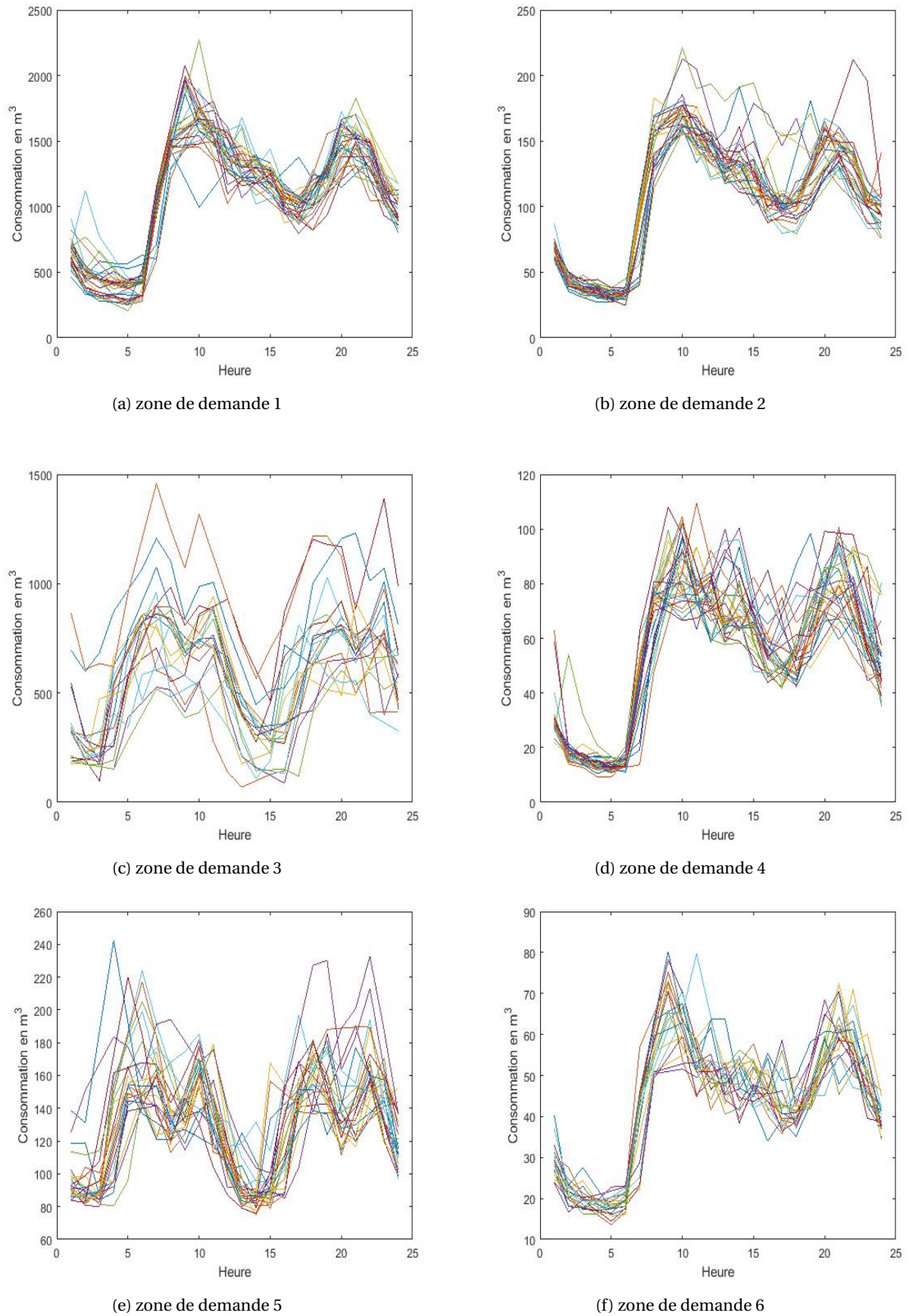


FIGURE 4.3 – 32 réalisations historiques de la demande en eau pour le système d'eau étudié

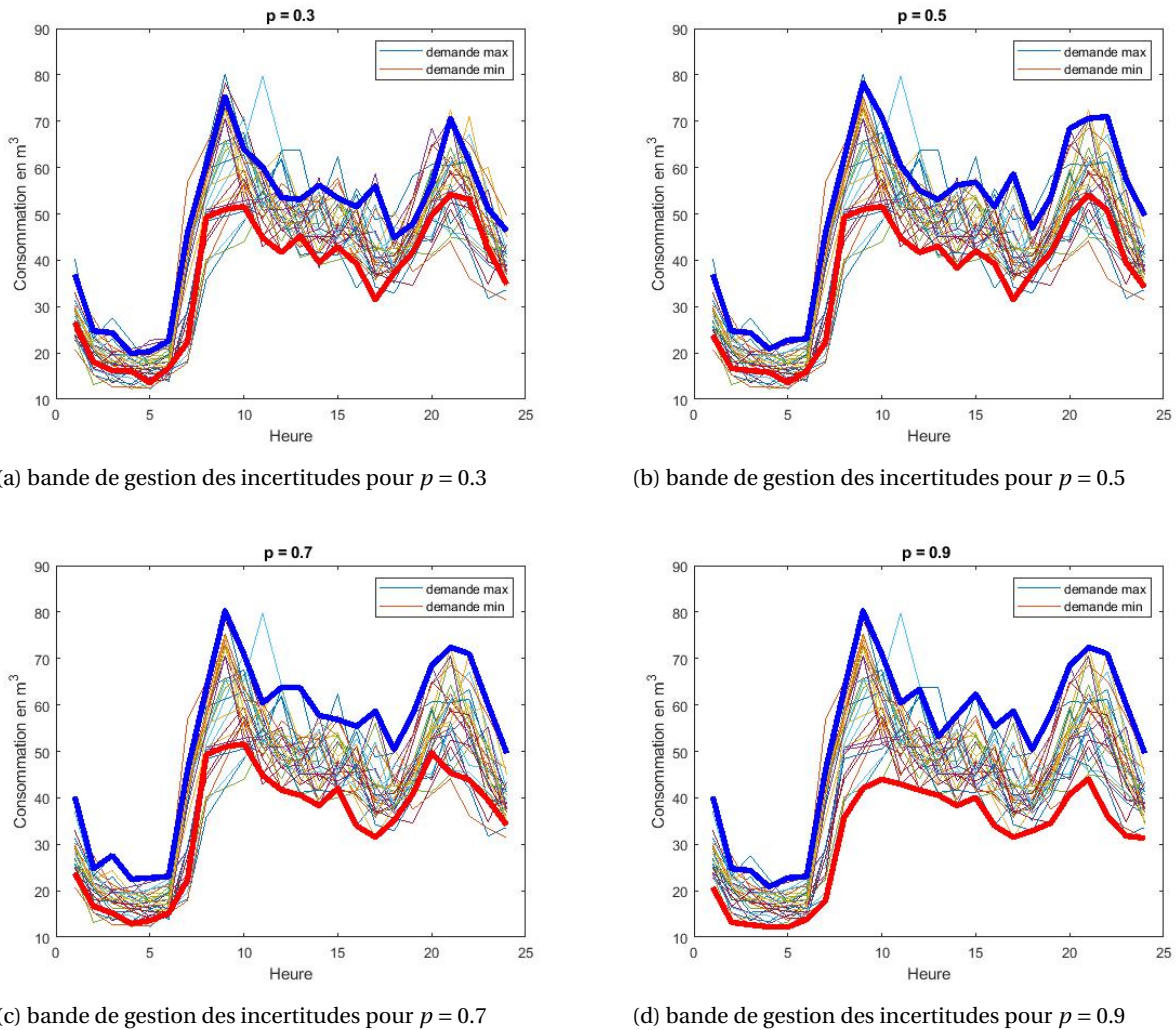


FIGURE 4.4 – Enveloppes minimum et maximum sur les demandes en eau pour différentes valeurs de p .

4.3.3.1 Optimisation et planification au jour J-1

Pour une valeur de la compensation $\rho = 56$ €/MWh du semestre 4 de l'année 2016 pendant les heures hautes, le problème d'optimisation est résolu pour plusieurs valeurs de prix spot et pour trois valeurs de probabilité : $p = 0$, $p = 0.7$ et $p = 0.9$. Ces valeurs ont été choisies puisqu'une valeur de probabilité inférieure à 0.7 donne des stratégies similaires à celles issues du cas $p = 0$.

La figure 4.5 résume les résultats obtenus pour les puissances optimales d'effacement. On remarque que ces puissances avec prise en compte des incertitudes ($p > 0$) ou sans prise en compte des incertitudes ($p = 0$) sont similaires pour des prix spot en dessous de 100 €/MWh. En effet, des prix spot inférieurs à 100 €/MWh donnent des puissances optimales largement inférieures aux puissances maximales d'effacement. Le système d'eau dispose alors d'une flexibilité suffisante pour couvrir les incertitudes sur les demandes en eau sans devoir changer de stratégie de vente de la puissance d'effacement sur le marché. Cependant, pour des prix spot plus élevés, la flexibilité du système d'eau diminue et les stratégies de vente des puissances d'effacement avec prise en compte des incertitudes deviennent légèrement différentes pour $p = 0.9$. On remarque que ce sont surtout les puissances maximales d'effacement pour les pics de prix spot ($r^{SP} > 300$ €) qui sont différentes pour les trois valeurs de probabilité considérées.

Pour les valeurs de p strictement positifs, le volume des réservoirs de distribution baisse en cours de journée tout en gardant une marge par rapport au volume minimum de sécurité, afin de

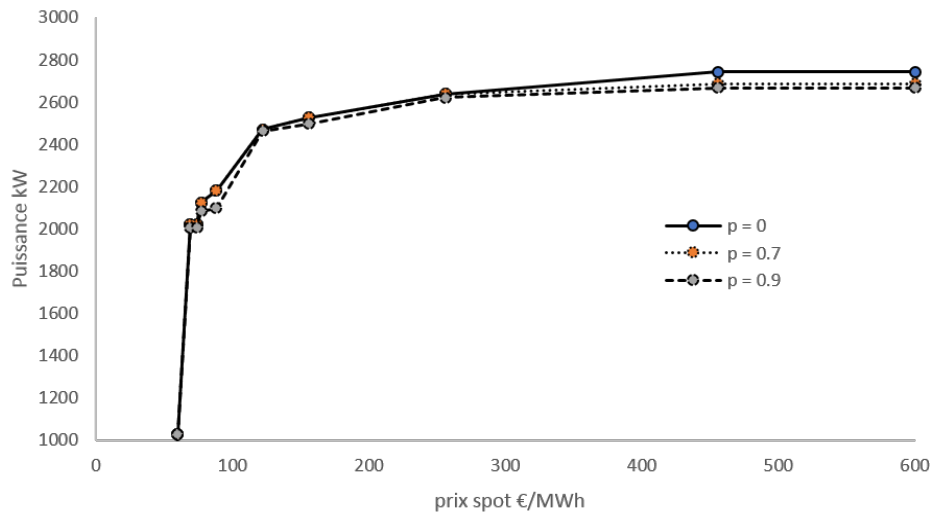


FIGURE 4.5 – Puissances optimales d'effacement pour trois valeurs de probabilité p .

couvrir les incertitudes sur les demandes en eau. Cette marge est croissante avec la probabilité p comme illustré sur la figure 4.6. Pendant les périodes de référence, le volume des réservoirs augmente, sans atteindre le niveau maximum de sécurité en anticipation des incertitudes sur les demandes en eau. Cependant, l'absence de prise en compte des incertitudes autorise le niveau du réservoir à atteindre les niveaux de sécurité comme illustré sur la figure 4.6b.

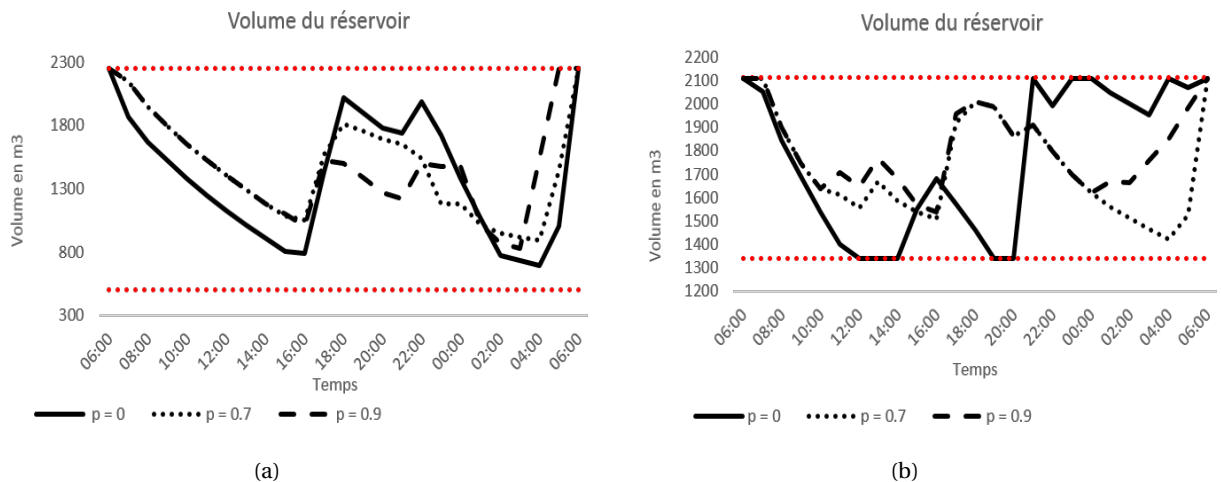


FIGURE 4.6 – Variation prévisionnelle du volume des réservoirs pour différentes valeurs de p .

Le fonctionnement des stations de pompage dépend de la présence de pompes à vitesse variable. Une pompe contribue aux effacements si elle a été utilisée pendant les périodes de référence, puis arrêtée pendant la période de l'effacement. Pour les stations de pompage avec des pompes à vitesse fixe uniquement, une pompe participe ou non au programme d'effacement, en fonction de la flexibilité du réservoir qu'elle alimente. La figure 4.7a montre que la deuxième pompe à vitesse fixe de la station de pompage a été arrêtée pendant les périodes de référence pour les valeurs de probabilité 0.7 et 0.9 en conséquence du manque de flexibilité du réservoir en aval. Cependant, les pompes à vitesse variable améliorent le potentiel des effacements en adaptant le débit de pompage à la flexibilité du réservoir en aval. Comme le montre la figure 4.7b, le débit de pompage de la pompe à vitesse variable a été adapté (sans arrêter complètement la pompe) au volume de

sécurité corrigé du réservoir en aval pour chaque valeur de probabilité p .

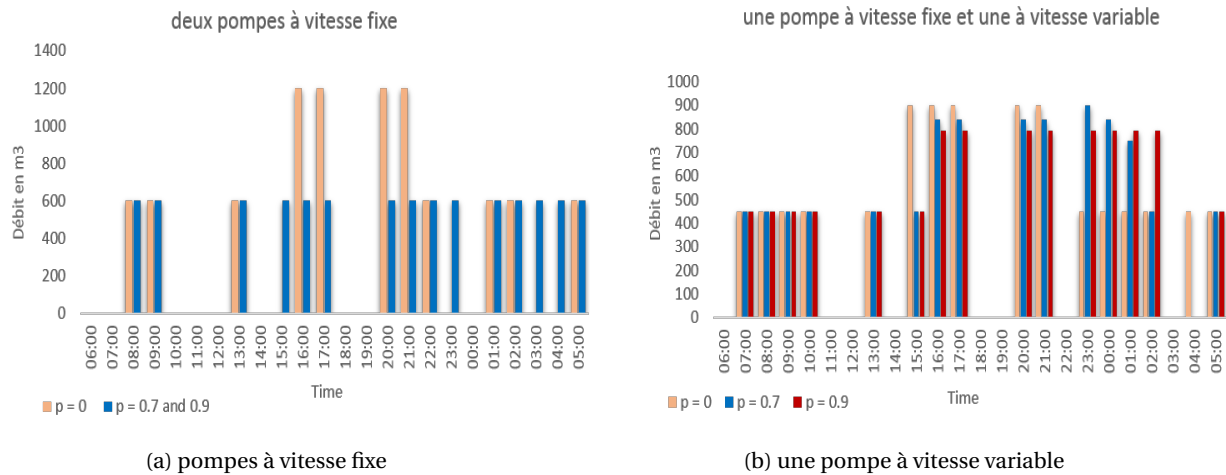


FIGURE 4.7 – Débits prévisionnels des stations de pompage pour différentes valeurs de p .

4.3.3.2 Optimisation en temps réel

Dans cette section, nous étudions la gestion en temps réel du SPDEP pour différentes réalisations de la demande en eau. La puissance d'effacement P^{dr} , vendue le jour J-1 sur le marché, doit être effectivement réduite en temps réel durant le créneau horaire 18h à 20h, faute de quoi des pénalités financières seraient facturées par RTE au SPDEP pour l'équilibre du réseau électrique. En raison d'une consommation d'eau inattendue en temps réel, le SPDEP peut ne pas être en mesure de réduire la puissance d'effacement comme prévu lors de la transaction effectuée au jour J-1. Afin de souligner la pertinence de la prise en compte des incertitudes sur les demandes en eau dans la prise de décision sur le marché spot, la gestion en temps réel du système d'eau est étudiée pour deux types de décisions : sans tenir compte des incertitudes ($p = 0$), et en tenant compte des incertitudes ($p > 0$). Les valeurs $p = 0$, $p = 0.7$ et $p = 0.9$ sont utilisées pour les simulations, pour un prix de spot supérieur à 300 €/MWh (donnant des stratégies d'effacement différentes).

Par volume déficitaire en énergie on définit la potentielle quantité d'énergie que le SPDEP ne peut pas réduire en temps réel pour l'effacement. On adopte l'approche suivante, que l'on nommera **Procédure 1** par la suite, afin d'illustrer l'intérêt de prise en compte des incertitudes :

Procédure 1 :

- **Étape 1** : génération aléatoire de 100 scénarios horaires de demande en eau $\{d_{a,j}^{rand}, j = 1...100\}$ pour chaque zone de demande a associée à un réservoir.
- **Étape 2** : génération de 100 vecteurs de demandes en eau dont chaque composante correspond à un scénario aléatoire de demande en eau pour une zone de demande associée à un réservoir. En d'autres termes, on génère aléatoirement 100 combinaisons de D_1 demandes en eau décrivant une réalisation possible de la demande en eau pour toutes les zones associées à des réservoirs.
- **Étape 3** : pour chaque vecteur de demande en eau généré, résolution du problème d'optimisation temps réel pour les valeurs $p = 0$, $p = 0.7$ et $p = 0.9$.
- **Étape 4** : pour chaque résolution, calcul d'un éventuel volume déficitaire en énergie et du coût global économique (coût de pompage - rémunération des effacements + pénalités financières en cas de défaillance à l'effacement).

- **Étape 5** : sur les 100 vecteurs de demandes en eau générés, calcul du coût global économique moyen, du pourcentage de respect de la puissance P^{dr} , ainsi que du volume moyen déficitaire en kWh.

Pour chaque zone de demande, la génération aléatoire de 100 scénarios de demande en eau d^{rand} se fait de la manière suivante, avec les étapes 3, 4 et 5 répétées 100 fois :

- **Étape 1** : pour chaque scénario de demande historique, calcul de la consommation journalière en $m^3/jour$ en sommant les consommations horaires en m^3/h .
- **Étape 2** : pour chaque scénario de demande historique, calcul du profil horaire de demande normalisé, en divisant le profil de demande horaire par la consommation journalière.
- **Étape 3** : génération d'un nombre aléatoire a^{rand} , compris entre les consommations journalières minimale et maximale des scénarios de demande historiques.
- **Étape 4** : choix d'un profil horaire normalisé de manière aléatoire d^{norm} parmi les profils normalisés déjà calculés.
- **Étape 5** : multiplication de a^{rand} par d^{norm} .

Le problème d'optimisation en temps réel (P_{2,3}) est formulé en rajoutant une variable d'écart V^{def} à la contrainte d'effacement (équation 4.10) pour un éventuel volume défaillant, et en utilisant le profil de demande généré aléatoirement d^{rand} à la place du profil prévisionnel dans l'équation de dynamique du volume des réservoirs (équation 4.11).

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} - V^{def} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr}. \quad (4.10)$$

$$s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}^{rand}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S]. \quad (4.11)$$

Finalement, les problèmes d'optimisation en temps réel peuvent s'écrire, pour les scénarios de demande en eau aléatoirement générés, comme suit (problème (P_{2,3})) :

$$\begin{aligned} & \text{minimum} && \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} + C^{def} \cdot V^{def} + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\ & \text{sous contraintes :} && s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ & && s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\ & && s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}^{rand}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] \\ & && \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\ & && \sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} - V^{def} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} \\ & && P^{dr,min} \leq P^{dr} \leq P_{T^{dr}}^{max} \\ & && 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ & && q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C] \\ & && x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N]. \end{aligned} \quad (P_{2,3})$$

Dans ce problème d'optimisation en temps réel, l'objectif est de minimiser les coûts de pompage ainsi que le coût relatif aux pénalités économiques en cas de non respect de la puissance d'effacement, en plus du terme relatif à la pénalisation des contraintes des réservoirs. C^{def} est un coût économique suffisamment grand pour limiter le plus possible la violation de l'engagement de l'effacement. La figure 4.8 ainsi que le tableau 4.1 résument les principaux résultats numériques issus de la Procédure 1.

TABLEAU 4.1 – Résultats numériques issues de la Procédure 1.

Situation	Coût global	Ecart-Type	% de respect P^{dr}	volume déficitaire
$p = 0$	2 278 €	81 €	49 %	136 kWh
$p = 0.7$	2 255 €	69 €	85 %	27 kWh
$p = 0.9$	2 271 €	72 €	100 %	0 kWh

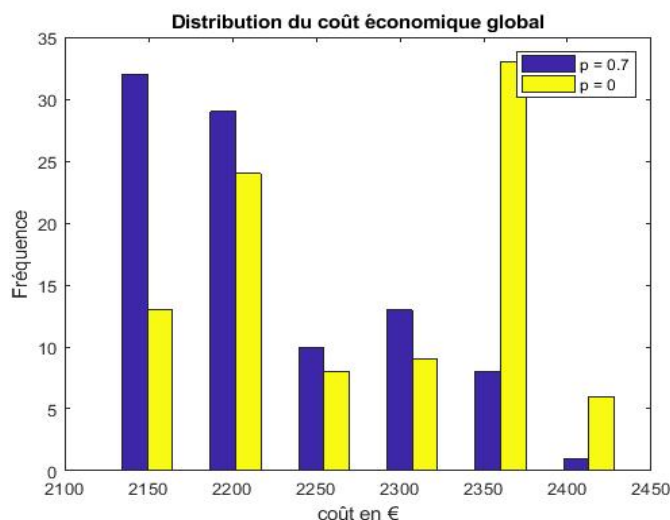


FIGURE 4.8 – Distribution des coûts économiques issues de la Procédure 1.

- **Respect de la puissance P^{dr}** : le respect de l'engagement d'effacement est respecté avec la probabilité souhaitée quand les incertitudes sont prises en compte : 85 % pour $p = 0.7$ et 100 % pour $p = 0.9$. Cependant, ce pourcentage, sans prise en compte des incertitudes ($p = 0$), est de seulement 49 %.
- **Volume déficitaire** : pour les cas ne permettant pas de respecter l'engagement d'effacement, le volume déficitaire est plus petit dans le cas $p = 0.7$ comparé au cas $p = 0$.
- **Coût économique** : le coût économique moyen est le plus élevé pour $p = 0$. Ceci est principalement dû aux pénalités financières relatives à la défaillance aux effacements, en plus du surcoût de pompage engendré par une demande en eau différente de la demande prévisionnelle. D'autre part, le cas $p = 0.7$ donne les meilleurs résultats économiques en raison d'une rémunération importante sur le marché spot et des pénalités financières faibles pour les volumes défaillants (27 kWh en moyenne).

4.3.4 Conclusion

Les résultats présentés dans cette section ont démontré la pertinence de la considération des incertitudes sur les demandes en eau dans le problème d'optimisation. Les résultats économiques et opérationnels, discutés en utilisant un système d'eau potable réel en France, sont meilleurs en moyenne en considérant 100 scénarios de demande en eau générés aléatoirement. La non considération des incertitudes a impliqué un non-respect de la puissance d'effacement 51% du temps dans l'exemple considéré. Ce pourcentage de défaillance élevé a non seulement des conséquences économiques sur le système d'eau, mais il pourrait aussi diminuer considérablement la confiance que lui accorderait le gestionnaire de réseau de transport RTE pour les transactions futures sur le marché. En effet, un opérateur d'effacement peut se voir retirer sa certification d'opérateur d'effacement si les défaillances par rapport aux engagements d'effacement sont grandes.

Dans l'exemple de système d'eau potable considéré, les coûts économiques moyens sont très proches pour les différentes valeurs de probabilité utilisées en raison de la flexibilité importante dont dispose ce système. Cependant, les risques opérationnels (% de respect de la puissance d'effacement, le volume déficitaire, opération du SPDEP) sont beaucoup mieux maîtrisés en considérant les incertitudes.

4.4 Incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché

4.4.1 Motivations, hypothèses et objectifs

Dans cette section, nous considérons les incertitudes sur la disponibilité des pompes ainsi que sur les prix du marché pour l'optimisation de la flexibilité des SPDEP. Rappelons les différentes situations possibles pour la contribution d'une pompe donnée (à vitesse fixe) à la puissance globale d'effacement proposée sur le marché :

- **Situation 1** : Une pompe utilisée pendant toutes les périodes de référence et non utilisée pendant les périodes d'effacement participe avec un taux de 100% à l'effacement. La puissance électrique de cette pompe est complètement intégrée dans la puissance d'effacement finale proposée sur le marché.
- **Situation 2** : Une pompe utilisée pendant les périodes d'effacement n'est pas concernée par les effacements. La puissance électrique de cette pompe n'est pas intégrée dans la puissance d'effacement finale proposée sur le marché.
- **Situation 3** : Une pompe qui n'est utilisée pendant aucune période de référence n'est pas du tout utilisée pour l'effacement. La puissance électrique de cette pompe n'est pas intégrée dans la puissance d'effacement finale proposée sur le marché.
- **Situation 4** : Une pompe utilisée pendant quelques périodes de référence, et non utilisée pendant les périodes d'effacement participe partiellement aux effacements. Une autre pompe utilisée pendant les périodes de référence pour lesquelles la première pompe n'a pas été utilisée complète alors la puissance totale de l'effacement. La puissance électrique de cette pompe est donc partiellement intégrée dans la puissance d'effacement finale proposée sur le marché.

Les hypothèses suivantes sont utilisées dans la modélisation du problème :

- **Hypothèse 1** : Le SPDEP souhaite s'effacer sur le marché spot en J-1 pendant le créneau horaire 18h à 20h. Cependant, certaines pompes sont incertaines quant à leur disponibilité au jour J.
- **Hypothèse 2** : Les exploitants du SPDEP disposent de probabilités de défaillance de toutes les pompes de leur système.
- **Hypothèse 3** : On considère que si une pompe est indisponible pendant une période donnée du jour J, elle est indisponible pour tout le jour J.
- **Hypothèse 4** : Les prix du marché spot ne sont pas complètement anticipés. On suppose plutôt que les experts économiques du SPDEP anticipent le prix spot avec une précision ϵ . Cette hypothèse implique qu'avant le début des enchères sur la bourse en J-1, les experts disposent d'un interval $[R(1 - \epsilon), R(1 + \epsilon)]$ dans lequel le prix spot de l'enchère pourrait se situer, où R est un vecteur de prix de 2 valeurs horaires (18h à 19h puis 19h à 20h). De plus, les prix de règlement des écarts (prix de pénalité dans le cas de non respect de l'effacement valorisé) ne sont pas connus le jour de prise de décision (jour J-1).

Problème : sachant qu'on dispose de certaines pompes dont la disponibilité est incertaine, et que l'on anticipe pas parfaitement les prix du marché spot et ceux de règlement des écarts, quelle puissance d'effacement vendre en J-1 sur le marché spot, tout en minimisant les coûts de pompage, en maximisant les gains des effacements et en parant le plus possible aux pénalités potentielles en cas de non respect de la puissance d'effacement en temps réel?

4.4.2 Modélisation du problème

Soit J^{inc} l'ensemble des indices des k pompes à disponibilité incertaine pour le jour J , et p_i leurs probabilités d'indisponibilité.

$$J^{inc} = \{i_1, i_2, \dots, i_k, \text{ avec } p_{i_a} > 0 \quad \forall a \in [1, k]\}. \quad (4.12)$$

Les notations suivantes sont utilisées dans la suite de cette section :

- $\overline{r^{pre}}$: prix de règlement des écarts moyen pour la période de 18h à 20h, en €/MWh, appliqué par RTE comme pénalité financière au RE du SPDEP pour la puissance qui n'a pas pu être effacée en temps réel.
- L_{Tref} : longueur de la période de référence en nombres de pas de temps qu'elle contient. Dans notre modélisation, la période de référence dure 4 heures et donc $L_{Tref} = 4$ (2 heures pour la référence avant l'effacement et 2 heures pour la référence après l'effacement).

La façon de déterminer les probabilités p_i ainsi que l'ensemble J^{inc} sera présentée dans la section 4.4.4. Les contraintes classiques relatives au fonctionnement d'un SPDEP (équations 3.1 - 3.7) ainsi que les contraintes 4.3 et 3.12 relatives à la valorisation des effacements sont reprises dans cette modélisation. La formulation mathématique du problème passe par la formulation de la question suivante : Sachant qu'une pompe i a une probabilité $p_i > 0$ d'être indisponible en temps réel, faut-il l'intégrer quand même, complètement ou partiellement, dans la puissance d'effacement à proposer sur le marché spot?

Logiquement, un arbitrage purement économique dans la fonction objectif s'impose entre :

- le risque économique relatif à la défaillance de la pompe à l'effacement en temps réel (si la pompe en question n'est plus disponible en temps réel, combien cela coûtera t-il financièrement au SPDEP?), et
- la rémunération financière espérée par la participation de la pompe à l'effacement.

Dans un premier temps et pour simplifier les formules mathématiques, les termes relatifs à la pénalisation des contraintes sur les volumes des réservoirs ne seront pas considérés. La fonction objectif est formulée en ajoutant une pénalisation des pompes à disponibilité incertaine pendant les périodes de référence. Cette pénalisation permettra de limiter la marche de ces pompes pendant les périodes de référence, et par conséquent de limiter leur participation aux effacements.

$$\text{minimum } Obj^1 = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \cdot P_j \cdot x_{j,t}. \quad (4.13)$$

Cette première formulation 4.13 met en concurrence trois termes purement économiques :

- $C_{i,t} \cdot x_{i,t}$: le coût économique relatif au pompage.
- $P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t)$: la rémunération du marché spot relative à la vente de la puissance d'effacement P^{dr} pendant la période T^{dr} (de 18h à 20h).

- $p_j \cdot 2 \cdot \overline{r^{pre}} \cdot P_j \cdot x_{j,t}$: c'est un terme associé au risque économique de la considération de la pompe j pour l'effacement. Ce risque économique dépend de la probabilité d'indisponibilité de la pompe p_j , de sa puissance électrique P_j , ainsi que du double du prix de règlement des écarts moyen r^{pre} . En effet, le facteur 2 est introduit parce qu'une défaillance de la pompe impliquera une défaillance à l'effacement pour les deux heures de la période T^{dr} et le déséquilibre en résultant sera facturé pour ces deux heures. Dans la formulation 4.13, ce terme est considéré pour toutes les périodes de référence et divisé par L_{Tref} afin d'appliquer la pénalité à chaque période de référence de manière uniforme.

Cependant, les prix spot et les prix de règlement des écarts r^{sp} et r^{pre} ne sont pas connus par le SPDEP au jour J-1 au moment de prise de décision. Pour tenir compte de ce constat, on fixe un réel $\epsilon > 0$, un vecteur R de 2 valeurs horaires de prix, et on considère la fonction $f(R, \epsilon)$ définie ci-dessous :

$$f(R, \epsilon) = \text{minimum} \mathbb{E} \left[\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \cdot P_j \cdot x_{j,t} \middle| r^{sp} \in W_\epsilon \right].$$

$$\text{avec } W_\epsilon = [R \cdot (1 - \epsilon), R \cdot (1 + \epsilon)]. \quad (4.14)$$

La fonction $f(R, \epsilon)$ correspond à la minimisation de l'espérance conditionnelle de la fonction Obj^1 , sachant que le prix spot r^{sp} est dans l'intervalle $W_\epsilon = [R \cdot (1 - \epsilon), R \cdot (1 + \epsilon)]$ pendant la période T^{dr} . Il s'agit de la fonction objectif qui sera utilisée dans le reste de cette section. On commence par simplifier cette fonction en séparant les termes dépendant et ne dépendant pas du prix spot, puis en supposant équiprobables toutes les réalisations du prix spot r^{sp} entre $R \cdot (1 - \epsilon)$ et $R \cdot (1 + \epsilon)$:

$$\begin{aligned} f(R, \epsilon) &= \text{minimum} \mathbb{E} \left[\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \cdot P_j \cdot x_{j,t} \middle| r^{sp} \in W_\epsilon \right] \\ f(R, \epsilon) &= \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \mathbb{E} \left[\sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \cdot P_j \cdot x_{j,t} \middle| r^{sp} \in W_\epsilon \right] \\ f(R, \epsilon) &= \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) + \mathbb{E} \left[\sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \cdot P_j \cdot x_{j,t} \middle| r^{sp} \in W_\epsilon \right] \\ f(R, \epsilon) &= \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) + \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot \mathbb{E} \left[\frac{2 \cdot \overline{r^{pre}}}{L_{Tref}} \middle| r^{sp} \in W_\epsilon \right] \cdot P_j \cdot x_{j,t} \\ f(R, \epsilon) &= \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) + \frac{2}{L_{Tref}} \cdot g(R, \epsilon) \cdot \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot P_j \cdot x_{j,t}. \end{aligned}$$

$$\text{avec } g(R, \epsilon) = \mathbb{E} \left[\overline{r^{pre}} \middle| r^{sp} \in [R \cdot (1 - \epsilon), R \cdot (1 + \epsilon)] \right]. \quad (4.15)$$

La fonction objectif se simplifie ainsi et sa formulation finale nécessite la détermination de la fonction $g(R, \epsilon)$, qui correspond à l'espérance conditionnelle du prix de règlement des écarts, sachant que le prix spot est dans l'intervalle $[R(1 - \epsilon), R(1 + \epsilon)]$.

4.4.3 Résolution du problème

4.4.3.1 Détermination de la fonction $g(R, \epsilon)$.

Comme expliqué dans la section 1.3.3, RTE équilibre en temps réel le réseau électrique, et répercute les coûts aux différents RE dont le périmètre n'a pas été équilibré, avec un prix appelé prix de règlement des écarts. Pour calculer ce prix, RTE procède aux opérations suivantes :

- D'abord, RTE observe la tendance globale du réseau électrique au moment du déséquilibre du RE. Deux tendances sont possibles : haute (la consommation totale est supérieure à la production totale) et basse (la consommation totale est inférieure à la production totale).
- RTE observe ensuite les prix enregistrés sur le marché d'ajustement, et calcule un prix moyen pondéré à la hausse PMPH et un prix moyen pondéré à la baisse PMPB. Le PMPH et le PMPB correspondent, respectivement, à la moyenne des prix du marché d'ajustement pondérés par les volumes d'énergie ajustés, quand la tendance du système électrique a été haute et quand la tendance du système électrique a été basse.
- RTE procède ensuite au calcul du prix de règlement des écarts selon les formules présentées dans le tableau 4.2. Le coefficient k est fixé chaque année par RTE afin d'équilibrer financièrement (charges = produits) son portefeuille relatif à ses missions d'équilibrage du réseau français. En 2017, k valait 0.08.
- RTE procède à posteriori à la facturation des ajustements réalisés.

TABLEAU 4.2 – Formule de calcul du prix de règlement des écarts

	Tendance haute du réseau	Tendance basse du réseau
Ecart négatif du RE	$\text{Max} (\text{PMPH} \cdot (1 - k) ; \text{PMPH} \cdot (1 + k))$	$\text{Max} (\text{PMPB} \cdot (1 - k) ; \text{PMPB} \cdot (1 + k))$

Afin de simplifier l'expression de la fonction g , la corrélation entre les prix spot et les prix de règlement des écarts est à rechercher en premier lieu. Les figures 4.9 et 4.10 montrent respectivement, les réalisations historiques du prix spot et du prix de règlement des écarts pendant toutes les heures des mois octobre, novembre et décembre 2017, ainsi que pour des créneaux spécifiques de ces mois.

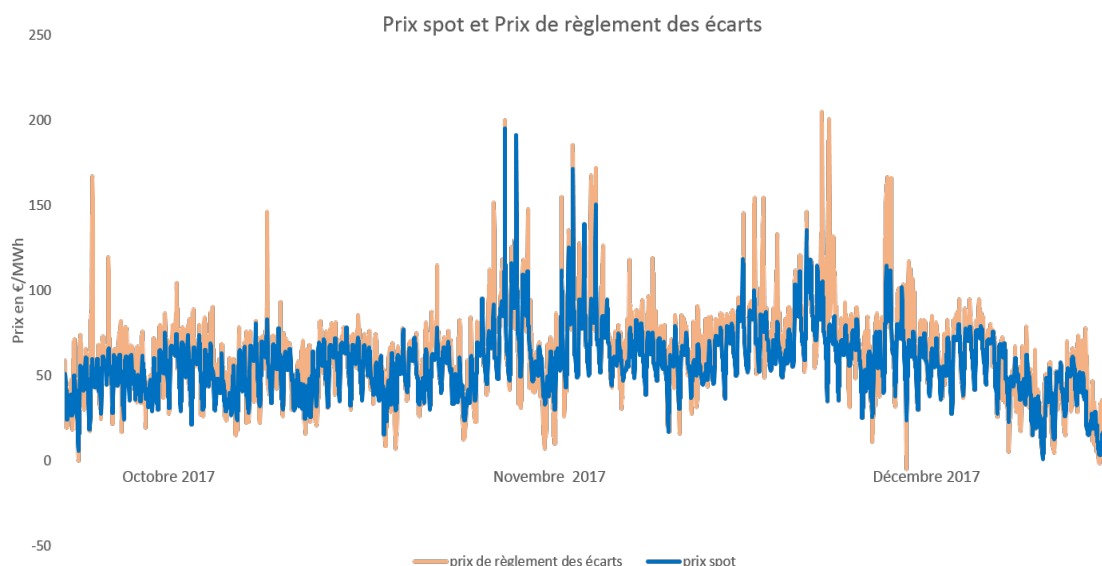


FIGURE 4.9 – Illustration de la dépendance entre les prix spot horaires et les prix de règlement des écarts (données de prix extraites de Epex Spot et de l'historique disponible sur le site de RTE).

La corrélation entre les séries de prix spot et celle du prix de règlement des écarts est forte puisque ce dernier suit généralement les variations du prix spot en capturant le plus souvent ses pics et ses creux. Le tableau 4.3 montre les coefficients de corrélation linéaire entre la série du prix spot et celle du prix de règlement des écarts. La corrélation est plus forte pendant la pointe du soir comparée à celle du matin (figure 4.10b).

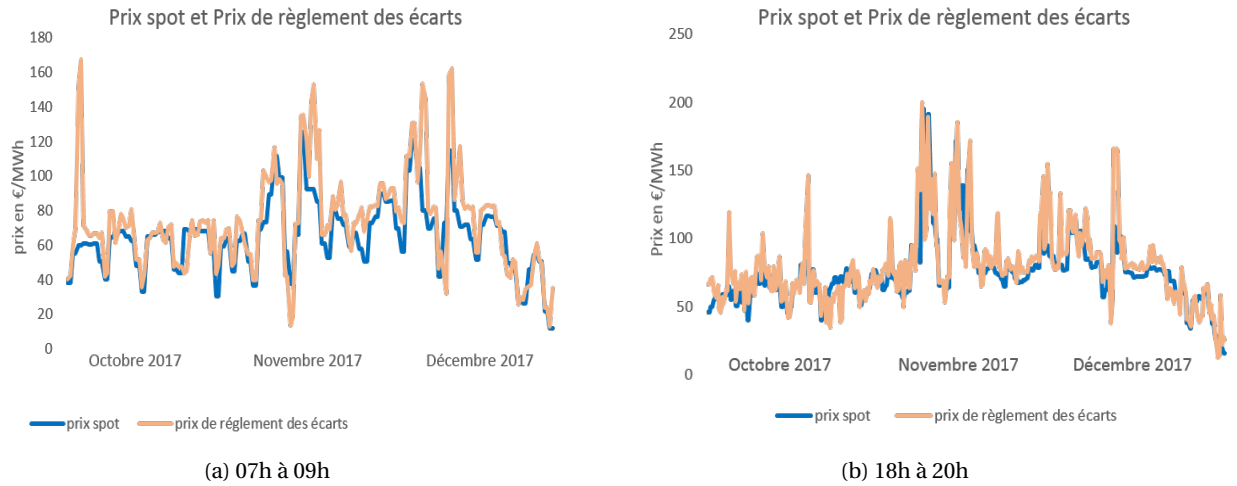


FIGURE 4.10 – Illustration de la dépendance entre les prix spot horaires et les prix de règlement des écarts pour des créneaux horaires spécifiques.

TABLEAU 4.3 – Coefficients de corrélation linéaire entre les séries de prix spot et de prix de règlement des écarts.

	Tous les créneaux	7h à 9h	18h à 20h
Coefficient de corrélation linéaire	0.83	0.77	0.81

Dans la figure 4.11 sont tracées les valeurs de la fonction g en fonction du prix spot R pour $\epsilon = 2\%$ et pour $\epsilon = 5\%$. Les prix spot ainsi que les prix de règlement des écarts des années 2016 et 2017 en hiver et automne ont été utilisés, uniquement pendant le créneau horaire 18h à 20h. On remarque la tendance linéaire de la fonction g en fonction du prix spot R avec un coefficient de détermination linéaire de 0.98, et ceci pour les deux valeurs de ϵ considérées.

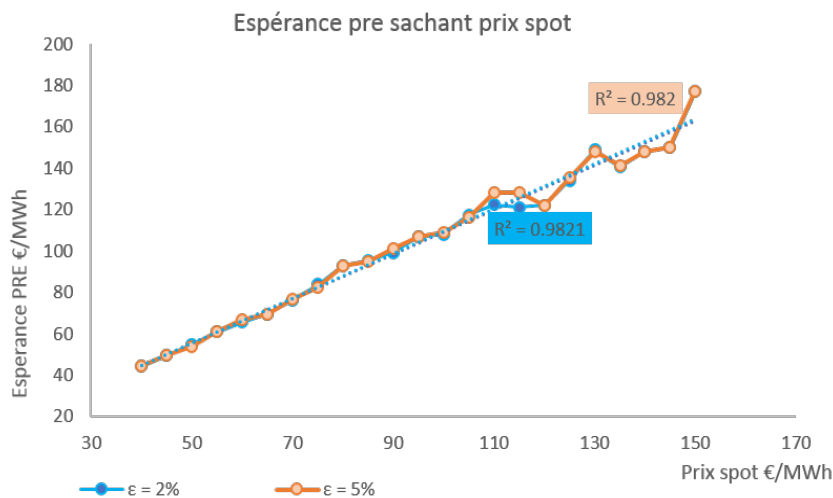


FIGURE 4.11 – Illustration de la tendance linéaire de la fonction $g(R, \epsilon)$.

Les constats précédents permettent donc de rechercher une droite linéaire représentant le mieux possible la fonction g :

$$g(R, \epsilon) = \mathbb{E} \left[\overline{r^{pre}} \mid r^{sp} \in [R \cdot (1 - \epsilon), R \cdot (1 + \epsilon)] \right] = a_{\epsilon} \cdot \bar{R} + b_{\epsilon}. \quad (4.16)$$

Dans l'équation 4.16, \bar{R} correspond à la moyenne des deux valeurs horaires du vecteur de prix spot R . Les coefficients a_ϵ et b_ϵ sont déterminés par une régression linéaire en utilisant la méthode des moindres carrés.

4.4.3.2 Formulation finale du problème

Après la simplification de la fonction $g(R, \epsilon)$, la fonction objectif devient :

$$f(R, \epsilon) = \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) + \frac{2}{L_{T^{ref}}} \cdot \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot g(R, \epsilon) \cdot P_j \cdot x_{j,t}$$

$$f(R, \epsilon) = \text{minimum} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) + \frac{1}{2} \cdot (a_\epsilon \cdot \bar{R} + b_\epsilon) \cdot \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot P_j \cdot x_{j,t}.$$

Or, le prix de la compensation ρ_t étant fixe pendant la période T^{dr} (heures hautes), nous avons l'égalité suivante (équation 4.17) :

$$\sum_{t \in T^{dr}} P^{dr} \cdot (R_t - \rho_t) = 2 \cdot P^{dr} \cdot (\bar{R} - \rho). \quad (4.17)$$

Finalement, le problème d'optimisation relatif à la valorisation de la flexibilité des SPDEP en considérant les incertitudes sur les prix du marché ainsi que sur la disponibilité des pompes s'écrit comme suit (problème (P₃)). Il s'agit d'un problème linéaire en variables mixtes, pour lequel les variables R et ϵ sont des données d'entrée.

$$\begin{aligned} &\text{minimum} \quad \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - 2 \cdot P^{dr} \cdot (\bar{R} - \rho) + \frac{1}{2} \cdot (a_\epsilon \cdot \bar{R} + b_\epsilon) \cdot \sum_{j \in J^{inc}} \sum_{t \in T^{ref}} p_j \cdot P_j \cdot x_{j,t} \\ &\text{sous contraintes :} \quad s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ &\quad s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\ &\quad s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] \\ &\quad \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\ &\quad \sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P^{dr} \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} \\ &\quad P^{dr, min} \leq P^{dr} \leq P_{T^{dr}}^{max} \\ &\quad q_{c,t} \leq q_c^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall c \in [1, C] \\ &\quad 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\ &\quad x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N]. \end{aligned} \quad (P_3)$$

4.4.4 Résultats numériques

Dans cette section, nous étudions la pertinence de la considération des incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché dans la formulation du problème.

Les résultats numériques sont discutés en utilisant le système 3 comme dans la section précédente. Ce choix est motivé par le nombre important de pompes dont dispose ce système contrairement aux systèmes 1 et 2. Pour une valeur de ϵ égale à 5%, les valeurs des coefficients de régression sont $a_\epsilon = 1.11$ et $b_\epsilon = 2.05$. En raison de l'absence de données historiques de disponibilité des pompes pour le système considéré, les valeurs de probabilité d'indisponibilité des pompes sont estimées à partir de quelques hypothèses.

4.4.4.1 Estimation des valeurs de probabilité

Hypothèse 1 : l'hypothèse de base sur laquelle est basée l'estimation des probabilités d'indisponibilité des pompes est la suivante : dans un réseau d'eau potable, une station de pompage est d'autant plus importante que sa probabilité d'indisponibilité est faible. En effet, ces stations de pompage sont souvent soumises à des contrôles réguliers ainsi que des opérations de maintenance préventive afin de les garder le plus longtemps possible en bon fonctionnement . En revanche, les petites stations de pompage qui ne sont pas très souvent utilisées ne sont pas prioritaires pour la maintenance et les contrôles, ce qui rend leur probabilité de défaillance plus grande.

Le problème se ramène alors à l'étude de l'importance des stations de pompage dans un système d'eau donné, puis à la construction d'une fonction représentative de la probabilité respectant toutes les hypothèses et contraintes.

Hypothèse 2 : les probabilités d'indisponibilité p_j sont considérées sur les combinaisons de pompes plutôt que pompe par pompe. En effet, cette hypothèse est plus réaliste dans le sens où dans une station de pompage de quatre pompes par exemple, il est plus facile d'estimer la probabilité d'indisponibilité d'une pompe parmi les quatre que d'estimer la probabilité d'indisponibilité de chacune des pompes. Pour considérer cette hypothèse, la modélisation des pompes sera légèrement modifiée en ne considérant plus toutes les pompes indexées par un indice $i = 1, 2, \dots, N$, mais plutôt chaque combinaison de j pompes dans une station de pompage i . Dans un système d'eau comportant I stations de pompage, chaque station de pompage i contenant n_i pompes, on a la relation $N = \sum_{i=1}^I n_i$ et on modifie les notations du problème comme suit :

- $x_{i,j,t}$: l'état de la combinaison à j pompes dans la station de pompage i au pas de temps t .
- $p_{i,j}$: la probabilité d'indisponibilité de la combinaison à j pompes dans la station de pompage i .

Soit $>$ la relation d'ordre que l'on définit sur l'ensemble des combinaisons de pompes d'un système d'eau donné. On dira que la combinaison de j_1 pompes de la station i_1 est préférable (au sens plus importante) à celle de j_2 pompes de la station i_2 si et seulement si la probabilité d'indisponibilité de la combinaison de j_1 pompes de la station i_1 est strictement inférieure à celle de j_2 pompes de la station i_2 . On écrit alors :

$$(i_1, j_1) > (i_2, j_2) \Leftrightarrow p_{i_1, j_1} < p_{i_2, j_2}.$$

Hypothèse 3 : La troisième hypothèse est relative à la classification des stations de pompage dans un SPDEP. Les stations d'exhaure (SE) sont plus importantes (au sens de zones d'influence) que celles de transport (ST), qui sont à leur tour plus importantes que les stations de distribution (SD). En effet, une station de transport sert à transporter de l'eau généralement vers plusieurs zones de distribution, et a donc une zone d'influence plus grande que celle des stations de distribution. Les stations d'exhaure (de surface) sont destinées au transfert de l'eau vers les usines de traitement, elles ont donc, généralement, une zone d'influence plus grande que celle des stations de transport.

Hypothèse 4 : Pour comparer deux combinaisons de pompes différentes au sein d'une même classe de stations de pompage (SE, ST ou SD), on utilise le taux d'utilisation moyen des combinaisons $\tau_{i,j}$, défini comme le nombre d'heures moyen de fonctionnement de la combinaison pendant une journée d'exploitation de 24 heures. On peut alors écrire pour deux stations de pompage i_1 et i_2 appartenant à la même classe de stations :

$$(i_1, j_1) > (i_2, j_2) \Leftrightarrow \tau_{i_1, j_1} > \tau_{i_2, j_2}.$$

Hypothèse 5 : la dernière hypothèse permet de fixer une borne supérieure sur les valeurs de p . D'après les retours d'expérience des exploitants des systèmes d'eau de Suez, la valeur $p^{max} = 0.2$ peut être considérée.

Pour résumer, la fonction p devrait vérifier les équations suivantes :

$$\forall i_1 \in SE, \forall i_2 \in ST, \forall i_3 \in SD, \forall j_1, j_2, j_3, p_{i_1, j_1} < p_{i_2, j_2} < p_{i_3, j_3}. \quad (4.18)$$

$$\forall j_1, j_2, \forall (i_1, i_2) \in \{(SE, SE), (ST, ST), (SD, SD)\} \quad \tau_{i_1, j_1} > \tau_{i_2, j_2} \Leftrightarrow p_{i_1, j_1} < p_{i_2, j_2}. \quad (4.19)$$

$$\forall i, j \quad p_{i, j} < p_{i, j+1}. \quad (4.20)$$

$$\forall i, j \quad p_{i, j} \leq p^{max}. \quad (4.21)$$

L'équation 4.18 traduit l'hypothèse 3 de classification des stations de pompage tandis que l'équation 4.19 traduit l'hypothèse 4 relative aux taux d'utilisation des combinaisons de pompes. L'équation 4.20 est une contrainte logique reflétant le fait que la probabilité d'indisponibilité de $j + 1$ pompes est supérieure à celle de j pompes dans une même station de pompage : si aucune combinaison de j pompes n'est possible, aucune combinaison de $j + 1$ pompes ne l'est pas non plus. Finalement, l'équation 4.21 fixe une borne supérieure sur les valeurs de probabilité.

TABLEAU 4.4 – Probabilités d'indisponibilité estimées des combinaisons de pompes du système d'eau considéré.

Classe	Numéro de station	Combinaison de pompes	Scénario 0	Scénario 1
Exhaure	Station 1	1	0	0.05
Transport	Station 2	1	0	0
		2	0	0
		3	0	0.08
Distribution	Station 3	4	0	0.1
		1	0	0
		2	0	0.17
Distribution	Station 4	1	0	0.13
Distribution	Station 5	1	0	0
		2	0	0.11
		3	0	0.20
Distribution	Station 6	1	0	0
		2	0	0.16

Le tableau 4.4 présente deux scénarios construits de probabilités d'indisponibilité des combinaisons de pompes du système d'eau, et vérifiant les équations 4.18 - 4.21. Seules les stations de pompage comportant au moins une combinaison de pompes de probabilité d'indisponibilité non nulle sont présentées dans le tableau.

4.4.4.2 Optimisation au jour J-1

La résolution du problème (P_3) avec les valeurs de probabilité du tableau 4.4 donne, pour huit valeurs de prix spot différentes, les résultats présentés dans la figure 4.12. On remarque que le potentiel des effacements est strictement inférieur pour le scénario 1 (avec la considération des

incertitudes) en raison d'une flexibilité réduite. L'allure de la courbe de puissance optimale effacée est cependant similaire dans les deux scénarios : une fonction croissante à l'allure globalement convexe.

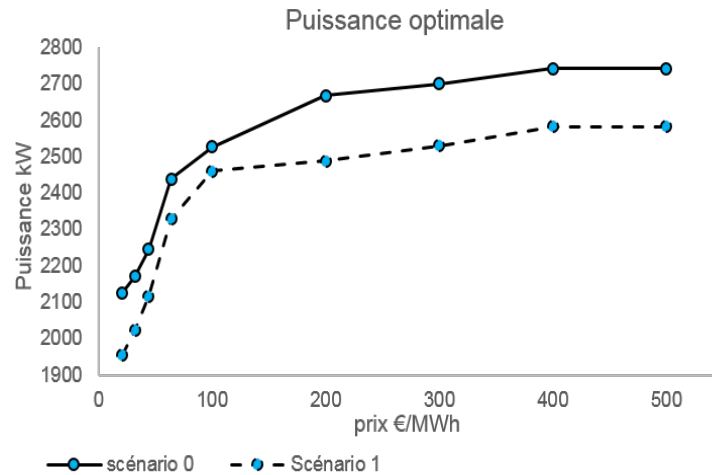


FIGURE 4.12 – Puissances optimales d'effacement en fonction du prix spot.

Afin d'étudier l'impact des valeurs de probabilité sur les puissances d'effacement, on considère deux autres scénarios que l'on appellera scénario 2 et scénario 3, construits respectivement en ajoutant puis en retranchant 20% aux valeurs de probabilité du scénario 1.

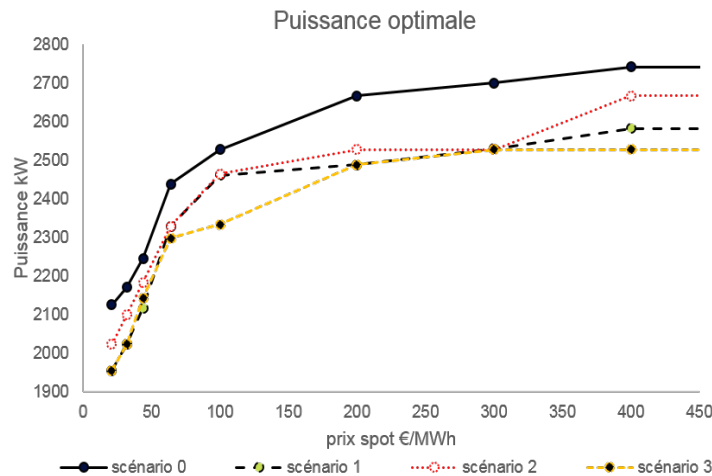


FIGURE 4.13 – Impact du scénario de probabilités sur la puissance optimale d'effacement.

Comme le montre la figure 4.13, les courbes d'évolution de la puissance d'effacement des scénarios 2 et 3 enveloppent celle du scénario 1. Pour des prix spot très élevés, chaque profil devient constant avec des puissances différentes pour chaque scénario. Cependant, pour des prix spot inférieurs à 80 €/ MWh, la différence entre les trois profils de puissance devient plus faible, voire nulle pour quelques valeurs de prix spot.

4.4.4.3 Optimisation en temps réel

Afin d'illustrer la pertinence de la prise en compte des incertitudes sur les prix des marchés ainsi que sur la disponibilité des pompes, plusieurs simulations de l'opération du SPDEP en temps

réel sont réalisées pour plusieurs scénarios de disponibilité des pompes. Les simulations ont été réalisées selon la procédure suivante, que l'on nommera **Procédure 2**.

Procédure 2 :

- **Étape 1 :** génération de 100 jours de simulation pour lesquels chaque combinaison de pompes $x_{i,j}$ est indisponible pendant $p_{i,j} \cdot 100$ jours.
- **Étape 2 :** résolution du problème d'optimisation temps réel, en imposant le respect de la puissance d'effacement pour les stratégies issues du scénario 0 (sans incertitudes) et du scénario 1 (avec incertitudes).
- **Étape 3 :** pour chaque résolution, calcul d'un éventuel volume déficitaire en énergie et du coût global économique (coût de pompage - rémunération des effacements + pénalités financières en cas de défaillance à l'effacement) pour les scénarios 0 et 1.
- **Étape 4 :** sur les 100 jours de simulation générés, calcul du coût global économique moyen, du pourcentage de respect de la puissance P^{dr} , et du volume moyen déficitaire en kWh.

Pour générer les 100 jours de simulation, nous avons utilisé la programmation par contraintes (PPC). En considérant la variable $m_{d,i,j}$ relative à la disponibilité de la combinaison à j pompes de la station de pompage i au jour d , on écrit les trois contraintes suivantes :

$$\forall i, j \quad \sum_{d=1}^{100} m_{d,i,j} = (1 - p_{i,j}) \cdot 100. \quad (4.22)$$

$$\forall d, i, j, \quad m_{d,i,j} \geq m_{d,i,j+1}. \quad (4.23)$$

$$\forall d \in [1, 100], \quad \sum_{i,j} m_{d,i,j} \geq A. \quad (4.24)$$

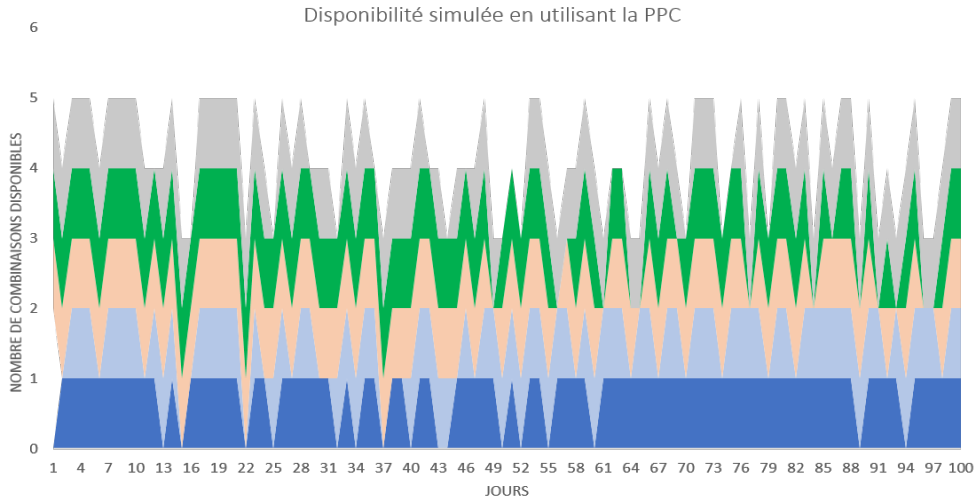


FIGURE 4.14 – Génération de 100 jours de simulation illustrant la disponibilité cumulée des cinq combinaisons de pompes des stations de distribution.

L'équation 4.22 génère les 100 jours de simulations pour lesquels chaque combinaison de pompes $x_{i,j}$ est disponible pendant $(1 - p_{i,j}) \cdot 100$ jours. L'équation 4.23 est la contrainte logique traduisant le fait que pour un jour donné et dans un station de pompage i , si une combinaison à $j + 1$ pompes est disponible, alors une combinaison à j pompes est aussi disponible. Finalement, l'équation 4.24 fixe une borne minimale sur le nombre de combinaisons de pompes A devant être disponible

pour un jour donné. Cette contrainte a été fixée afin d'éviter le cas très peu probable de jours où toutes les combinaisons de pompes seraient indisponibles. La variable A est fixée égale à 3 dans cet exemple, sachant que huit combinaisons de pompes sont concernées par les incertitudes. Pour les cinq combinaisons de pompes des stations de distribution 3, 4, 5 et 6 dont la probabilité d'indisponibilité est non nulle, la disponibilité cumulée de ces combinaisons pour chaque jour de simulation est présentée dans la figure 4.14.

Les figures 4.15, 4.16 et 4.17 présentent, respectivement, la distribution de coûts issues des résolutions des problèmes d'optimisation pour les 100 jours générés pour un prix spot égal à 100 €/MWh, 150 €/MWh puis 200 €/MWh. Le prix de règlement des écarts est calculé en utilisant la formule présentée dans l'équation 4.16. Les histogrammes de distribution des coûts présentent deux barres pour chaque scénario, correspondant à deux stratégies de gestion du SPDEP relativement aux jours d'indisponibilité simulés. On distingue les jours, au coût de pompage le plus faible, où les combinaisons de pompes indisponibles n'ont pas été prévues en J-1 pour l'effacement, et les jours où les combinaisons de pompes indisponibles ont été prévues pour l'effacement. Ces derniers jours nécessitent un changement dans la stratégie de pompage afin de minimiser la violation de l'engagement d'effacement, ce qui rend le coût économique plus élevé.

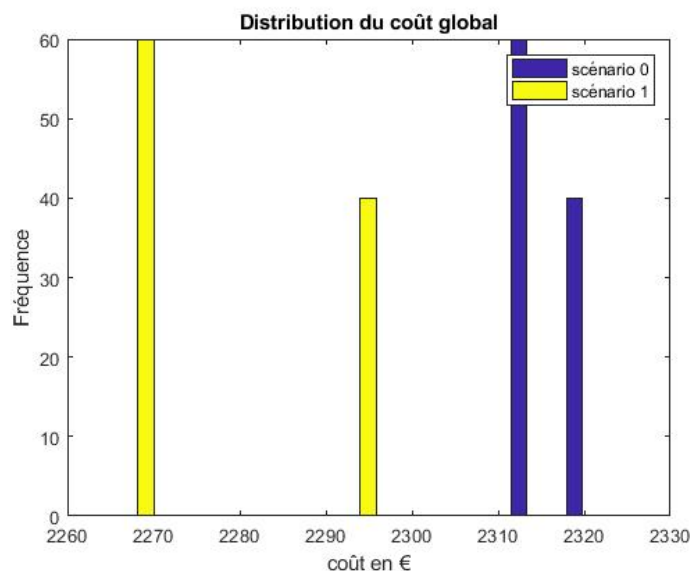


FIGURE 4.15 – Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 100 €/MWh.

TABLEAU 4.5 – Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 100 €/MWh

	% Respect P^{dr}	Volume déficitaire	Coût d'ajustement	Coût global
scénario 0	60 %	21 kWh	3 €	2 234 €
scénario 1	100 %	0 kWh	0 €	2 089 €

Pour un prix spot de 100 €/ MWh, les puissances P^{dr} pour les deux stratégies (avec ou sans considération des incertitudes) sont largement inférieures à la puissance maximale d'effacement et le SPDEP dispose d'une flexibilité suffisante pour la gestion des aléas en temps réel, tout en respectant la puissance d'effacement. Le volume déficitaire est alors nul quand les incertitudes sont considérées (scénario 1), et très faible dans le cas contraire (scénario 0). En conséquence, les pénalités financières d'ajustement sont faibles pour le scénario 0 (tableau 4.5). Cependant, le coût économique global est supérieur pour le scénario 0, puisque le respect de la puissance P^{dr} avec des

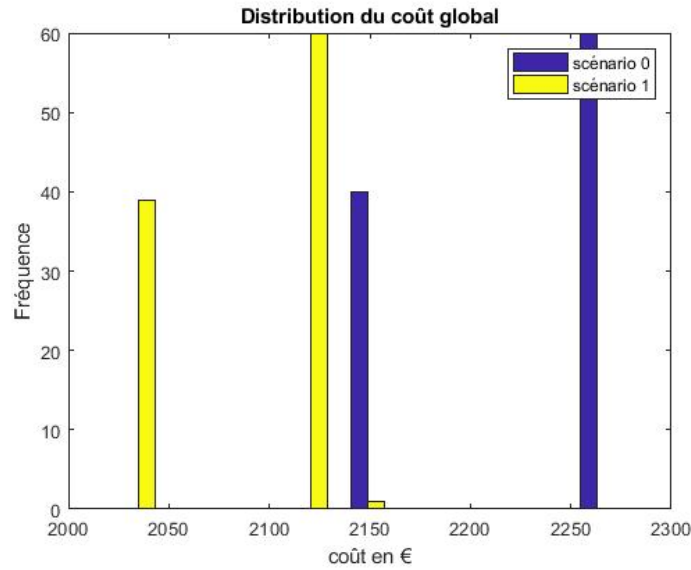


FIGURE 4.16 – Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 150 €/MWh.

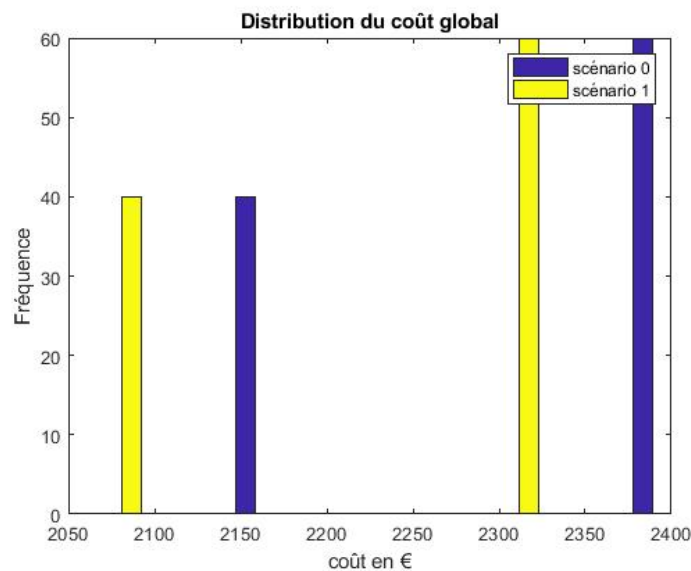


FIGURE 4.17 – Distribution de coûts pour 100 jours de simulation, pour un prix spot de 200 €/MWh.

indisponibilités de combinaisons de pompes non prévues au jour J-1 nécessite un changement dans la stratégie de pompage, et donc d'un coût de pompage plus grand. Le coût économique du scénario 1 est en revanche plus faible compte tenu de la considération des incertitudes dans le processus de valorisation de la puissance d'effacement.

TABLEAU 4.6 – Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 150 €/MWh

	% Respect P^{dr}	Volume déficitaire	Coût d'ajustement	Coût global
scénario 0	60 %	160 kWh	15 €	2 318 €
scénario 1	60 %	26 kWh	4 €	2 280 €

Pour un prix spot de 150 €/ MWh, les deux stratégies engendrent un même taux de respect de l'engagement d'effacement de 60% (tableau 4.6). Cependant, le volume déficitaire et le coût de pompage sont plus élevés pour le scénario 0, ce qui rend la gestion avec prise en compte des incertitudes plus avantageuse économiquement.

TABLEAU 4.7 – Résultats d'optimisation avec 100 jours d'indisponibilités des pompes, pour un prix spot de 200 €/MWh

	% Respect P^{dr}	Volume déficitaire	Coût d'ajustement	Coût global
scénario 0	0 %	502 kWh	112 €	2 303 €
scénario 1	30 %	104 kWh	23 €	2 203 €

Finalement, pour un prix spot de 200 €/ MWh, les puissances P^{dr} pour les deux stratégies ne sont que très légèrement inférieures à la puissance maximale d'effacement et le SPDEP dispose d'une flexibilité minimale pour la gestion des aléas en temps réel. Le scénario 0 donne un taux nul de respect de l'engagement d'effacement et le scénario 1 donne un taux de 30%. De plus, le volume déficitaire est beaucoup plus faible quand les incertitudes sont considérées. En conséquence, les pénalités financières d'ajustement sont élevées pour le scénario 0 et faibles pour le scénario 1 (tableau 4.7), rendant ainsi la gestion sans prise en compte des incertitudes très coûteuse financièrement.

4.4.5 Conclusion sur la considération des incertitudes sur la disponibilité des pompes et sur les prix du marché

Dans cette section, nous avons modélisé les incertitudes sur les prix des marchés ainsi que sur la disponibilité des pompes pour la gestion des SPDEP en considération des effacements. Les probabilités d'indisponibilité des pompes ont été estimées en se basant sur quelques hypothèses. Les incertitudes sur les prix des marchés ont été estimées par une approche stochastique, puis intégrées au modèle mathématique d'optimisation des SPDEP, aboutissant à un problème d'optimisation linéaire en variables mixtes. Ce problème a été résolu pour plusieurs jours d'indisponibilités simulés des pompes, démontrant la pertinence de l'approche en termes de maîtrise des risques (respect de l'engagement de l'effacement) et de rentabilité financière.

4.5 Conclusion générale

Les deux obstacles majeurs freinant le développement des solutions pour la valorisation de la flexibilité de la demande dans le milieu industriel sont la rentabilité financière et la maîtrise des risques opérationnels. Dans ce chapitre, ces deux aspects ont été traités simultanément grâce à l'utilisation de certains modèles mathématiques d'optimisation sous incertitudes. Les deux sources principales d'incertitudes pour la gestion opérationnelle des systèmes d'eau potable ont d'abord été modélisées, puis intégrées dans le modèle mathématique d'optimisation de ces systèmes en considération des effacements. Les résultats numériques, discutés en se basant sur plusieurs scénarios de demande en eau et de disponibilité simulée des pompes, ont montré de meilleures performances économiques et une meilleure maîtrise des risques pour la gestion en temps réel de ces systèmes quand les incertitudes sont considérées. Le coût économique moyen est plus faible quand les incertitudes sont prises en compte dans la modélisation du problème, en raison de la minimisation des pénalités économiques appliquées par RTE dans le cas de non respect de l'engagement de puissance d'effacement. De plus, la gestion opérationnelle des systèmes d'eau est améliorée grâce à une meilleure anticipation des aléas qui peuvent survenir en temps réel : demandes plus fortes, pannes des éléments de pompage, etc.

Nous pensons que les modèles mathématiques proposés dans ce chapitre sont susceptibles de rendre les opérateurs des systèmes d'eau potable plus confiants pour la participation au mécanisme d'effacement du marché spot français.

Chapitre 5

Gestion des multi-systèmes d'eau potable et agrégation de leur flexibilité dans les marchés de l'électricité

L'objectif de ce chapitre est de montrer l'intérêt d'une action conjointe d'un ensemble de systèmes d'eau potable, soit à l'échelle locale pour une coopération quant à la réalisation des effacements, soit à l'échelle nationale en montrant le bénéfice écologique cumulé.

Nous considérons d'abord l'agrégation de la flexibilité électrique de plusieurs systèmes d'eau potable indépendants hydrauliquement en ce que l'on appellera « une gestion multi-systèmes ». L'objectif est de montrer qu'en considérant les effacements sous le mécanisme NEBEF, cette gestion multi-systèmes est plus performante qu'une gestion indépendante de chaque système d'eau potable. Ensuite, une étude écologique est menée afin d'estimer les émissions de CO₂ pouvant être évitées par la participation des systèmes d'eau potable en France au mécanisme d'effacement considéré. Les apports de ce chapitre sont :

- Une modélisation mathématique de la coopération en temps réel entre différents systèmes d'eau potable indépendants hydrauliquement afin d'optimiser l'engagement global d'effacement.
- La démonstration de la pertinence de l'approche multi-systèmes considérée comparée à celle consistant à gérer indépendamment chaque système d'eau.
- Une estimation, sur la base de certaines hypothèses, des émissions de CO₂ pouvant être réduites par les systèmes d'eau en France en participant au mécanisme NEBEF.

La publication suivante a été produite pour valoriser ce chapitre :

- Chouaïb Mkireb, Abel Dembele, Antoine Jouglet et Thierry Denoeux. *Flexibility of Drinking Water Systems : An Opportunity to Reduce CO₂ Emissions*. 8th International conference on Energy and Sustainability, 3 - 5 July 2019, Coimbra, Portugal.

Sommaire

5.1 Gestion multi-systèmes	119
5.1.1 Motivations	119
5.1.2 Hypothèses et notations	119
5.1.3 Modélisation mathématique	120
5.1.3.1 Définition de l'approche	120
5.1.3.2 Formalisation du problème d'optimisation	121
5.1.4 Résultats numériques	122
5.1.5 Discussion	126
5.1.6 Conclusion	126

5.2 Étude écologique	126
5.2.1 Introduction	126
5.2.2 Modélisation des émissions de CO2 évitées par l'activation d'un programme d'effacement	127
5.2.3 Estimation des émissions de CO2 évitées par trois systèmes d'eau potable .	128
5.2.4 Estimation des émissions de CO2 évitées par tous les systèmes d'eau po- table en France	129
5.3 Conclusion	130

5.1 Gestion multi-systèmes

5.1.1 Motivations

On commence par rappeler que, en disposant de M systèmes quelconques que l'on cherche à optimiser, l'optimum global de l'ensemble des systèmes est au moins aussi bon que la somme des optimums de chaque système considérés indépendamment. L'égalité a lieu quand tous les systèmes considérés sont indépendants :

$$Opt(sys_1 + sys_2 + \dots + sys_M) \geq Opt(sys_1) + Opt(sys_2) + \dots + Opt(sys_M) \quad (5.1)$$

L'eau et l'électricité sont deux ressources communes pour la gestion des SPDEP. Or, des SPDEP hydrauliquement indépendants ne peuvent s'échanger aucune quantité d'eau. De plus, les contrats de fourniture d'énergie sont contractualisés directement pour chaque site de chaque SPDEP auprès des fournisseurs. Les prix de fourniture et de transport, la puissance maximale à ne pas dépasser ainsi que les autres conditions des contrats sont donc généralement relatifs à chaque site énergétique indépendamment des autres. Pour un ensemble de systèmes d'eau potable hydrauliquement indépendants, chaque système peut être géré seul, aboutissant à l'optimum technico-économique de l'ensemble de ces systèmes.

La considération des effacements de consommation peut se faire, pour plusieurs SPDEP indépendants, avec un unique opérateur d'effacement. Tous les SPDEP sont alors liés à l'opérateur d'effacement qui, à son tour, est directement lié aux marchés de l'énergie. Les SPDEP peuvent alors avoir une dépendance énergétique les uns des autres puisqu'ils peuvent s'échanger des blocs d'effacement en temps réel. Par exemple, considérons deux systèmes d'eau « sys 1 » et « sys 2 », le premier ayant prévu d'effacer une quantité P_1^{dr} et le deuxième une quantité P_2^{dr} pendant un même créneau horaire. La puissance globale valorisée par l'opérateur d'effacement est $P^{dr} = P_1^{dr} + P_2^{dr}$. Si le premier système n'arrive pas à effacer sa puissance P_1^{dr} en temps réel, le système 2 pourrait, si sa flexibilité le lui permet, effacer une quantité supplémentaire d'énergie afin de palier la défaillance du premier système. Un système peut alors couvrir la défaillance d'un autre quant aux effacements en temps réel. Compte tenu de cette dépendance énergétique, une modélisation qui prend en considération la flexibilité dont dispose plusieurs SPDEP peut s'avérer intéressante.

Une des modélisations les plus intuitives consisterait à regrouper les modèles mathématiques des différents systèmes en un seul et unique problème d'optimisation. Cependant, cette approche peut être très lourde en termes de complexité numérique et de performance puisque le problème de planification optimale dans un SPDEP appartient à la classe des problèmes NP-difficiles. Une autre modélisation est alors à rechercher.

5.1.2 Hypothèses et notations

Soit M le nombre de SPDEP considérés. On suppose que tous ces systèmes sont liés directement à un seul opérateur d'effacement qui cherchera à valoriser conjointement leur flexibilité. Les décisions sur le marché de l'électricité sont centralisées par l'opérateur d'effacement.

On définit les deux expressions suivantes pour la suite de ce chapitre :

- Gestion indépendante : une gestion où chaque SPDEP est modélisé et géré indépendamment des autres.
- Gestion multi-systèmes : une gestion interactive de plusieurs SPDEP avec une mutualisation de capacités d'effacement via l'approche proposée dans ce chapitre.

5.1.3 Modélisation mathématique

5.1.3.1 Définition de l'approche

L'approche multi-systèmes adoptée consiste d'abord en l'optimisation au jour J-1 du fonctionnement de chaque SPDEP considéré indépendamment afin de déterminer sa puissance optimale d'effacement P_i^{dr} à valoriser sur le marché spot. La puissance globale valorisée sur le marché est alors égale à la somme des puissances d'effacement de chaque système (équation 5.2), et constitue l'engagement de puissance fait auprès de RTE. Chaque système m y contribue avec une puissance P_m^{dr} .

$$P^{dr} = \sum_{m=1}^M P_m^{dr} \quad (5.2)$$

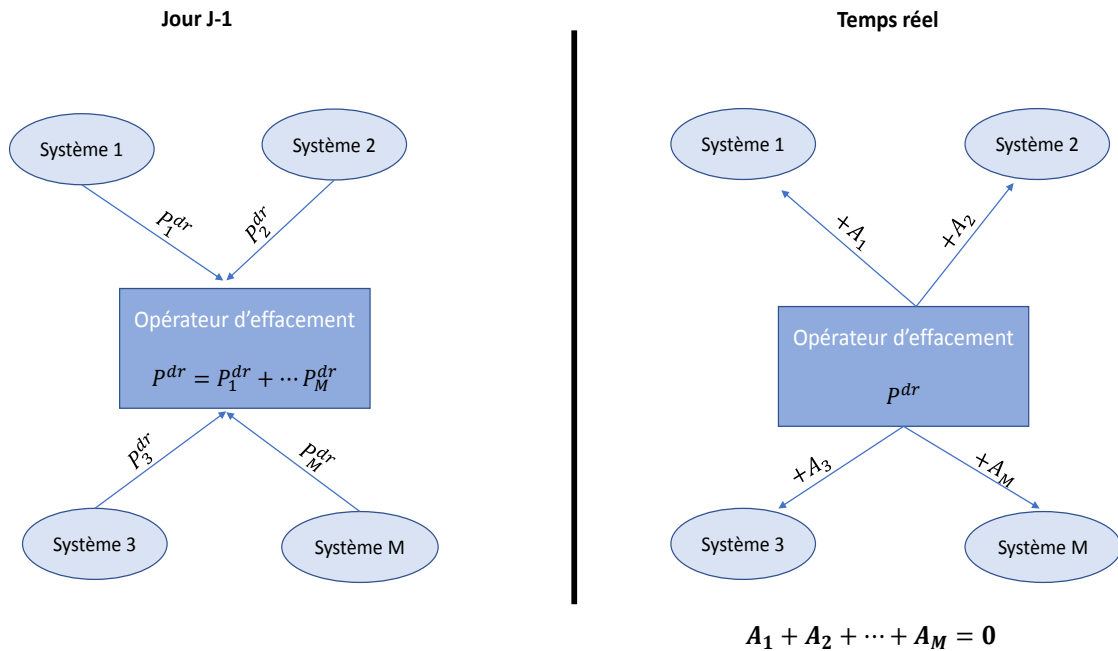


FIGURE 5.1 – Déroulement du processus de la gestion multi-systèmes

En temps réel, les aléas et les contraintes hydrauliques et celles d'exploitation de chaque système pourraient impliquer l'existence d'une meilleure manière de répartir la puissance P^{dr} entre les différents SPDEP. Concrètement, au lieu d'imposer en temps réel à chaque système d'effacer sa propre puissance P_m^{dr} initialement déclarée, une certaine communication entre les systèmes est réalisée afin de déterminer quelle quantité supplémentaire A_m , négative ou positive, de puissance à effacer pour chaque système, respectant l'engagement global de puissance P^{dr} et réalisant l'optimum technico-économique de l'ensemble. La figure 5.1 résume ce processus. Au jour J-1, chaque système envoie sa puissance d'effacement optimale à l'opérateur d'effacement. Ce dernier les valorise alors sur le marché spot de l'électricité et renvoie, en temps réel, à chaque système les ajustements de puissance A_m à la hausse/ à la baisse devant être réalisés. Par exemple dans le cas de trois systèmes ($m=3$), si en temps réel, le système 1 doit effacer $A_1 = +300$ kW de puissance supplémentaire et le système 2 doit effacer 100 kW de moins ($A_2 = -100$), le système 3 doit effacer une puissance de 200 kW de moins ($A_3 = -200$) par rapport à sa puissance initiale P_3^{dr} .

5.1.3.2 Formalisation du problème d'optimisation

Pour commencer la modélisation du problème, nous considérons, pour chaque système d'eau potable $m \in [1, M]$, le problème temps réel suivant ($P_{5,0}^m$) :

$$\begin{aligned}
 f_m(A_m) = \text{minimum} \quad & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} + h(\delta s_{a,t}^{min}, \delta s_{a,t}^{max}, \delta s_a^{fin}) \\
 \text{sous contraintes} \quad & \text{Eqs } 3.1 - 3.7 \\
 & \sum_{i=1}^N P_{i,t_2} \cdot x_{i,t_2} + P_m^{dr} + A_m \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t_1} \cdot x_{i,t_1}, \quad \forall t_1 \in T^{ref}, \forall t_2 \in T^{dr} \\
 & x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]
 \end{aligned} \tag{P_{5,0}^m}$$

La fonction $f_m(A_m)$ représente le coût économique optimal pour la gestion du système d'eau potable m , en lui imposant d'effacer sa puissance P_m^{dr} contractualisée en jour J-1, en plus d'une puissance A_m . En effet, cette fonction quantifie l'impact économique de l'effacement d'une quantité supplémentaire de puissance A_m sur le système d'eau m . La fonction $f_m(0)$ n'est autre que le coût économique optimal pour la gestion du système d'eau m en effaçant sa puissance contractualisée P_m^{dr} .

Afin de respecter l'engagement global P^{dr} , l'objectif est de chercher la façon de réorganiser les puissances d'effacement en temps réel entre les systèmes de la meilleure des manières, afin de minimiser la violation des contraintes ainsi que le coût économique global. Pour ce faire, le problème d'optimisation ($P_{5,1}$) est formulé, dans lequel la somme des fonctions $f_m(A_m)$ est minimisée, sous la contrainte que la somme des puissances d'effacement A_m à ajuster par chaque SPDEP soit nulle.

$$\begin{aligned}
 \text{minimum}_{A_1, A_2, \dots, A_M} \quad & \sum_{m=1}^M f_m(A_m) \\
 \text{sous contraintes} \quad & \sum_{m=1}^M A_m = 0 \\
 & -P_m^{dr} \leq A_m \leq P_m^{max} - P_m^{dr} \quad \forall m \in [1, M]
 \end{aligned} \tag{P_{5,1}}$$

Le problème ($P_{5,1}$) ainsi formulé est difficile à résoudre. En effet, les fonctions f_m sont potentiellement non linéaires, ou même non convexes. Une heuristique est alors proposée pour la résolution numérique, que l'on nommera **Heuristique 2**, comme suit :

Heuristique 2 :

- Discrétisation des puissances A_m et par conséquent des fonctions de coût f_m pour tout $m \in [1, M]$, avec un pas de discrétisation δ_m .
- Pour chaque système d'eau m , $A_m \in [-u_m \cdot \delta_m, v_m \cdot \delta_m]$, avec $v_m = \max\{k \in \mathbb{N}, k \cdot \delta_m \leq P_m^{max} - P_m^{dr}\}$ et $u_m = \max\{k \in \mathbb{N}, k \cdot \delta_m \leq P_m^{dr}\}$.
- On note par $f_{i,m}$ le coût économique optimal pour la gestion du système d'eau m , en lui imposant l'effacement d'une puissance supplémentaire $a_{i,m} = i \cdot \delta_m$.
- On note de même par $y_{i,m}$ la variable binaire indiquant si au système m devrait être ajoutée la puissance d'effacement $a_{i,m} = i \cdot \delta_m$ ou pas.
- On formule le problème d'optimisation discrétisé ($P_{5,2}$) comme suit :

$$\begin{aligned}
 &\text{minimum} && \sum_{m=1}^M \sum_{i=-u_m}^{v_m} o_{i,m} \cdot f_{i,m} \\
 &\text{sous contraintes} && \sum_{m=1}^M \sum_{i=-u_m}^{v_m} o_{i,m} \cdot a_{i,m} = 0 \\
 &&& a_{i,m} = i \cdot \delta_m \quad \forall m \in [1, M] \\
 &&& \sum_{i=-u_m}^{v_m} o_{i,m} = 1 \quad \forall m \in [1, M] \\
 &&& o_{i,m} \in \{0, 1\} \quad \forall m \in [1, M]
 \end{aligned} \tag{P_{5,2}}$$

L'**Heuristique 2** permet de :

- discrétiser l'espace des possibilités (coût optimal et puissance optimale) pour les ajustements A_m (à la hausse et à la baisse) des puissances d'effacement P_m^{dr} pour chaque système ;
- formuler un problème d'optimisation linéaire en nombres entiers, équivalent au problème initialement formulé (P_{5,1}) avec la discrétisation proposée.

La résolution du problème d'optimisation (P_{5,2}) permet de déterminer les puissances optimales d'effacement à ajuster, à la hausse comme à la baisse, par chaque système d'eau potable en temps réel. Dans la suite de cette section, on appellera ce processus « l'échange inter-systèmes de blocs d'effacement ».

5.1.4 Résultats numériques

Dans cette section, nous évaluons la pertinence de la considération d'une gestion multi-systèmes basée sur le modèle mathématique proposé. Les résultats numériques sont discutés en utilisant les trois SPDEP considérés lors du chapitre 3 ($m = 3$). Le prix spot moyen du quatrième trimestre de l'année 2016 pendant le créneau horaire 18h à 20h est utilisé, correspondant à la valeur 88 €/MWh. La figure 5.2 montre, pour les trois systèmes considérés, les résultats issus de l'optimisation au jour J-1 pour les puissances optimales et maximales d'effacement.

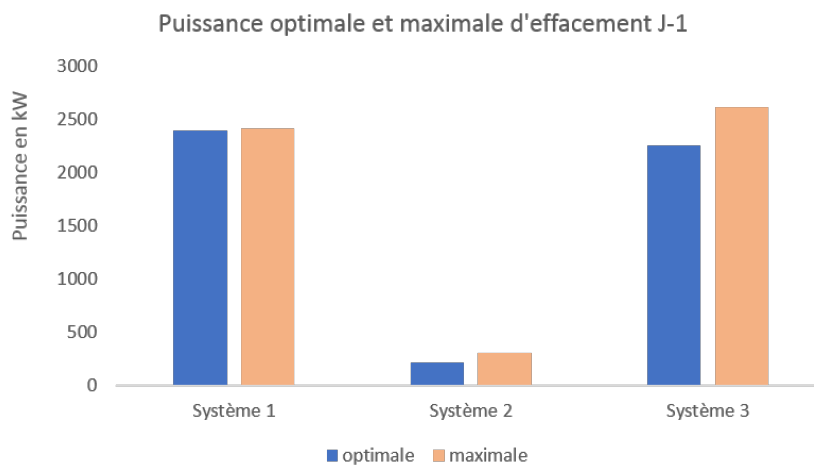


FIGURE 5.2 – Puissance maximale et optimale d'effacement pour les trois systèmes d'eau

Les puissances optimales proposées sur le marché pour les systèmes 1, 2 et 3 sont, respectivement, $P_1^{dr} = 2394$ kW, $P_2^{dr} = 212$ kW et $P_3^{dr} = 2252$ kW. La flexibilité disponible à la hausse (effacer plus) pour ces systèmes est de 30 kW pour le système 1, 75 kW pour le système 2 et 350 kW pour le

système 3. Compte tenu de ces résultats, le pas de discrétisation des puissances utilisé δ_m sera de 25 kW pour les trois systèmes puisque cette valeur divise les deux valeurs de flexibilité à la hausse 350 et 75.

L'évaluation de la pertinence de la gestion multi-systèmes est réalisée par la procédure 3. On appellera gain économique, exprimé en %, la différence relative entre le coût global des trois systèmes avec une gestion multi-systèmes et le coût global des trois systèmes avec une gestion indépendante. Un gain économique positif implique que la gestion multi-systèmes est plus rentable financièrement qu'une gestion indépendante des SPDEP. De même, par gain opérationnel, exprimé en m^3 , on désignera la différence de volume de dépassement et de déficit dans les réservoirs entre la configuration en gestion multi-systèmes et celle en gestion indépendante. Par exemple, gagner un m^3 d'eau sur le déficit des réservoirs signifiera que la gestion indépendante a impliqué la violation d'un m^3 d'eau de plus en comparaison avec la gestion multi-systèmes. Enfin, le vecteur $B(a, b, c)$ est considéré comme solution du problème (P_{5,2}) si les puissances d'effacement à ajuster en temps réel par les systèmes 1, 2 et 3 sont, respectivement, a, b et c.

Procédure 3 :

- **étape 1 :** génération de trois types de scénarios de demande en eau pour les trois systèmes.
- **étape 2 :** pour chaque scénario généré, résolution des problèmes temps réel (P_{5,0}^m) pour différentes valeurs de puissances A_m selon le pas de discrétisation choisi. Les résultats de chaque résolution incluent le coût optimal de pompage, la somme des déficits en m^3 sur les réservoirs et la somme des dépassements des volumes maximums de sécurité. Si aucune contrainte opérationnelle n'est violée à l'issue de la résolution, ces deux dernières sommes sont égales à 0.
- **étape 3 :** résolution du problème (P_{5,2}) selon trois stratégies de gestion : une stratégie purement économique, une stratégie purement opérationnelle, et une stratégie combinant les deux considérations économique et opérationnelle.
- **étape 4 :** calcul des gains économique et opérationnel et conclusion quant à la pertinence de la gestion multi-systèmes.

Une fois les problèmes (P_{5,0}^m) résolus pour les différentes valeurs de puissances A^m , les fonctions $f_{i,m}$ sont déterminées en intégrant le coût économique de pompage et le coût relatif à la violation des contraintes opérationnelles des réservoirs (équation 5.3) :

$$f = \alpha \cdot \text{Coût} + \beta \cdot G(\text{deficit}, \text{dépassement}). \quad (5.3)$$

Les coefficients α et β sont deux réels compris entre 0 et 1 et de somme égale à 1, déterminés en fonction de l'importance accordée par les exploitants au coût économique ainsi qu'au respect des contraintes. La fonction G est une fonction linéaire qui prend en entrée le volume de déficit et de dépassement des réservoirs issus de l'optimisation, et calcule un coût économique associé à la violation de ces contraintes. On a choisi d'associer le coût économique de 0.1 €/m³ pour les volumes d'eau en déficit et le coût de 0.08 €/m³ pour les volumes d'eau en dépassement dans les réservoirs.

Le premier scénario de demande en eau considéré pour les trois systèmes, nommé scénario 1, consiste à baisser toutes les valeurs de la demande en eau prévisionnelle de 15%. Pour ce scénario bas de demande en eau, aucune contrainte opérationnelle n'a été violée lors de la résolution des problèmes d'optimisation (P_{5,0}^m). La solution finale ne tient compte alors que des considérations économiques. Le tableau B.1 de l'annexe B présente les résultats issus des différentes résolutions des problèmes (P_{5,0}^m). Le système 1, ayant déjà épuisé presque la totalité de sa flexibilité lors de la transaction sur le marché spot, ne peut pas effacer plus de puissance en temps réel. De plus, les

résultats financiers de l'optimisation montrent que ce système n'est pas sensible au fait d'effacer moins de puissance puisque son coût économique est constant. Le problème se ramène alors à la détermination de la puissance échangée entre les systèmes 2 et 3 : quelle puissance supplémentaire peut être effacée par le système 2 et compensée par le système 3 pour réaliser l'optimum économique global sur les trois systèmes.

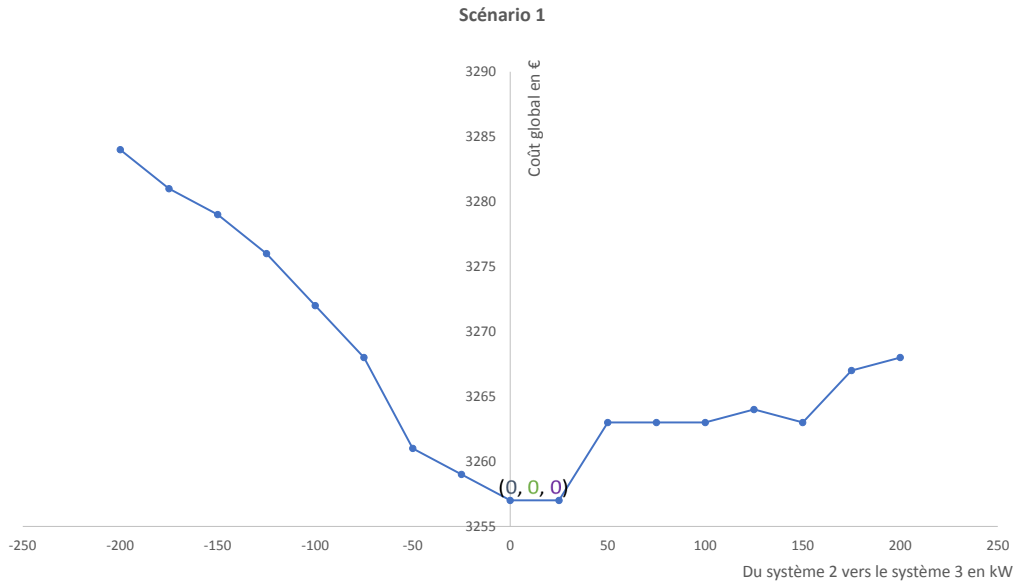


FIGURE 5.3 – Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario bas de demande

La figure 5.3 montre le coût économique global des trois systèmes, pour différentes valeurs de transfert de puissance d'effacement du système 2 vers le système 3. Il est ainsi montré que l'optimum économique coïncide avec les deux vecteurs $B_1(0, 0, 0)$ et $B_2(0, 25, -25)$. Le vecteur B_1 correspond à la situation où aucune puissance n'est échangée entre les systèmes comme s'ils étaient gérés indépendamment, tandis que le vecteur B_2 correspond à la situation où le système 2 efface 25 kW de moins et le système 3 efface 25 kW de plus. Pour ce scénario de demande, une gestion indépendante des trois systèmes est donc suffisante.

Le deuxième scénario considéré pour les trois systèmes, nommé scénario 2, consiste à augmenter toutes les valeurs de la demande en eau prévisionnelle de 15%. Pour ce scénario de demande haute, certains problèmes d'optimisation résolus violent les contraintes opérationnelles comme montré dans le tableau B.2 de l'annexe B. La figure 5.4 représente les solutions optimales quant à l'échange inter-systèmes de blocs d'effacement, pour trois stratégies considérées. Si l'on cherche à optimiser uniquement le coût global économique ($\alpha = 1$), la solution optimale est représentée par le vecteur $B_1(0, 100, -100)$ aboutissant à un gain économique de 0.44%, et une perte de 370 et de 416 m^3 respectivement sur les dépassements et les déficits des réservoirs. Il est alors clair que cette solution n'est pas satisfaisante puisqu'on autorise un volume important de déficit et de dépassement pour permettre de ne gagner que 0.44% économiquement. D'autre part, si l'on cherche uniquement à minimiser la violation des contraintes, le vecteur $B_2(0, -150, 150)$ est la solution optimale, permettant de ne violer aucune des contraintes opérationnelles (492 m^3 gagnés sur le volume de dépassement); en revanche son coût économique global affiche une perte de 2.7 % comparé à celui de la solution avec une gestion indépendante. Finalement, le vecteur $B_3(0, -100, 100)$ est la solution optimale pour une gestion mixte équilibrée entre les considérations économiques et opérationnelles (α et β égaux à 0.5). Cette solution permet d'avoir un volume

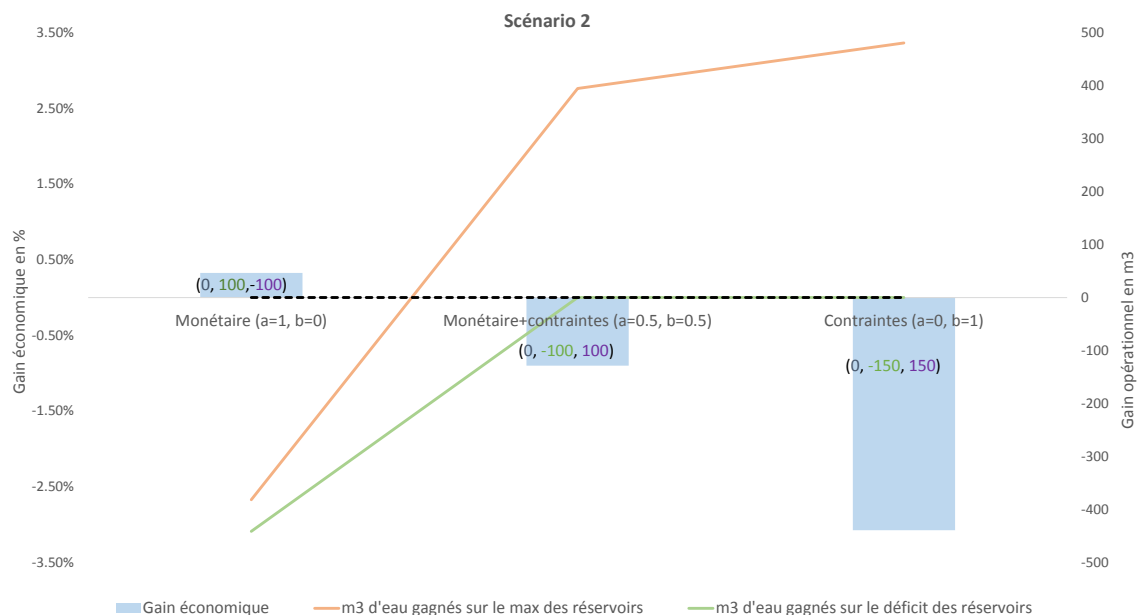


FIGURE 5.4 – Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario haut de demande

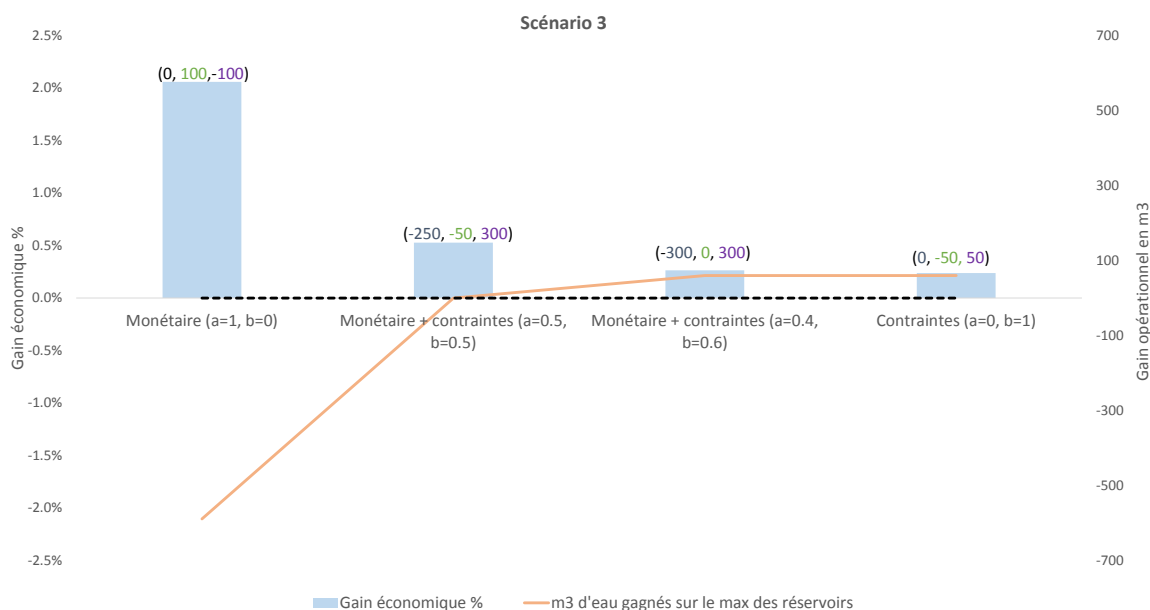


FIGURE 5.5 – Échange inter-systèmes de blocs d'effacement pour un scénario aléatoire de demande

global de dépassement de 84 m^3 (contre 492 m^3 pour la gestion indépendante et donc un gain de 408 m^3) et un volume nul de déficit. Il affiche cependant une légère perte économique de 0.67 %.

Finalement, le troisième scénario considéré, nommé scénario 3, consiste à générer aléatoirement, pour chaque zone de demande des trois systèmes, un profil de demande en eau. Pour ce scénario aléatoire de demande en eau, certains problèmes d'optimisation violent les contraintes opérationnelles comme montré dans le tableau B.3 de l'annexe B. La figure 5.5 représente les solutions optimales quant aux échanges de blocs d'effacement entre les trois systèmes. Un gain économique strictement positif est observé pour les différentes stratégies considérées. Cependant, le

gain opérationnel n'est observé qu'à partir d'une valeur de β strictement supérieure à 0.4.

5.1.5 Discussion

Pour le scénario 1 (faible demande) considéré, la modélisation multi-systèmes proposée donne des résultats similaires à ceux d'une gestion indépendante. Ceci est lié à la flexibilité importante dont dispose chaque système en temps réel en raison de la faible demande. En revanche, le scénario 2 de demande en eau considéré (forte demande) a montré l'importance de la gestion multi-systèmes pour diminuer la violation des contraintes opérationnelles des réservoirs. Enfin, les résultats issus du scénario 3 (demande en eau générée aléatoirement) ont mis en évidence l'existence d'un domaine des coefficients α et β dans lequel les gains économique et opérationnel sont strictement positifs. Ces coefficients sont à définir pour chaque système en fonction de l'importance accordée aux considérations économique et opérationnelle. Un exemple de partage des gains financiers entre les différents systèmes impliqués dans ce mode de gestion est proposé dans le chapitre 6.

5.1.6 Conclusion

L'étude menée dans cette section a permis de montrer la pertinence de la gestion multi-systèmes en considérant le mécanisme d'effacement NEBEF. Ce mode de gestion est avantageux pour la gestion des systèmes d'eau, aussi bien économiquement qu'opérationnellement. La modélisation proposée permet, en temps réel, de solliciter les pompages les plus rentables économiquement et les moins contraignants opérationnellement pour répondre à l'engagement global d'effacement sur l'ensemble des systèmes d'eau. Les systèmes les plus flexibles peuvent alors compenser une partie de l'engagement d'effacement d'autres systèmes qui sont plus contraints en temps réel (par exemple, en raison d'une très forte consommation, d'un aléa quelconque relatif au fonctionnement du système, etc).

5.2 Étude écologique

Dans cette section, nous proposons d'estimer les émissions de CO₂ pouvant être réduites par les systèmes d'eau en France grâce à leur participation au mécanisme d'effacement considéré.

5.2.1 Introduction

Le risque de réchauffement climatique est l'un des défis majeurs auquel le monde est confronté aujourd'hui. Les émissions de CO₂ résultant de la combustion des ressources fossiles figurent parmi les principaux facteurs de réchauffement de la planète [127]. En raison des conséquences néfastes de ce phénomène sur l'avenir du monde, ce sujet prend de plus en plus place dans les débats politiques, diplomatiques, économiques ainsi qu'universitaires [128].

Le secteur électrique, connu pour sa forte dépendance aux combustibles fossiles, est l'un des principaux contributeurs au réchauffement climatique. En effet, les centrales de production à énergies fossiles représentent environ 65% de la production totale d'électricité dans le monde : 38% pour le charbon, 23% pour le gaz naturel et 4% pour le pétrole [129]. Alarmés par cette situation, plusieurs pays dans le monde ont lancé des programmes de transition énergétique. Ces programmes visent principalement à augmenter la part des sources de production renouvelables dans le mix électrique des pays ainsi que la réduction de l'empreinte carbone des productions fossiles. Dans ce contexte, les mécanismes de flexibilité des marchés de l'électricité représentent une solution importante pour diminuer la dépendance du secteur électrique aux énergies fossiles, surtout pendant les moments de pointe de consommation.

5.2.2 Modélisation des émissions de CO2 évitées par l'activation d'un programme d'effacement

La France produit plus de 72% de son électricité à partir de l'énergie nucléaire, tandis que les unités de production fossiles ne représentent que 9% de la production totale d'électricité [130]. Grâce à leur grande flexibilité (activables très rapidement), ces unités fossiles sont considérées comme étant des centrales de production de pointe et sont généralement destinées à répondre aux changements rapides de la demande en électricité et pour gérer des pics particuliers de consommation. La nature thermo-sensible de la consommation française implique une sollicitation importante des unités de production de pointe en hiver. La figure 5.6 montre la différence entre les émissions horaires de CO2 pendant un jour d'hiver et un jour de printemps. On remarque alors que les émissions de CO2 augmentent de 42% pendant l'hiver.

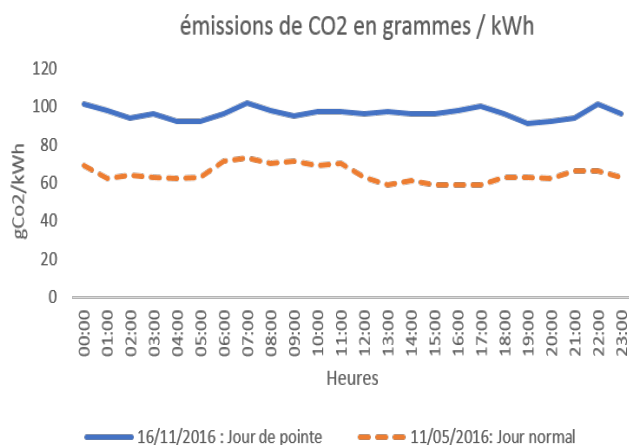


FIGURE 5.6 – Émissions de CO2 en France en grammes par kWh produit pour deux jours différents

En raison du faible coût d'exploitation des centrales nucléaires et hydrauliques, une offre d'effacement faite sur le marché sera en concurrence avec des offres de production issues des centrales fossiles. En effet, le prix de la compensation fixe une borne inférieure au prix de l'offre que l'opérateur d'effacement doit faire sur le marché spot. Par conséquent et compte tenu du principe de préséance économique sur lequel se base la constitution de la courbe d'offre sur la bourse, une offre d'effacement acceptée sur le marché substituera la puissance correspondante d'une production fossile, comme illustré dans l'exemple de la figure 5.7. Dans cet exemple, deux courbes d'offre sur le marché sont considérées, une sans considération des effacements et une avec un bloc d'effacement proposé. Pour la situation sans effacement, le bloc de production 5 équilibre le marché en faisant coïncider les courbes d'offre et de demande, avec un prix P^* et un volume V^* . Cependant, la considération du bloc d'effacement 5', mis en vente à un prix inférieur à celui du bloc de production 5, a permis de le placer avant celui du bloc 5 dans la courbe d'offre, pour finalement établir un nouveau prix du marché $P'^* < P^*$. Dans ce cas, le bloc de production 5 est complètement remplacé par le bloc d'effacement 5'.

L'étude écologique menée dans cette section se base sur l'hypothèse que chaque puissance d'effacement valorisée sur le marché spot est une substitution complète d'une puissance équivalente provenant d'une unité de production fossile. L'objectif est d'estimer les émissions de CO2 évitées par les systèmes d'eau potable en participant au programme d'effacement NEBEF. Puisqu'il est très difficile de déterminer avec certitude lequel des moyens de production fossiles est remplacé par chaque bloc d'effacement valorisé, la contribution moyenne des technologies de pointe française aux émissions de CO2 est considérée, pondérée par leurs ratios d'utilisation pendant l'année 2016 comme le montre le tableau 5.1.

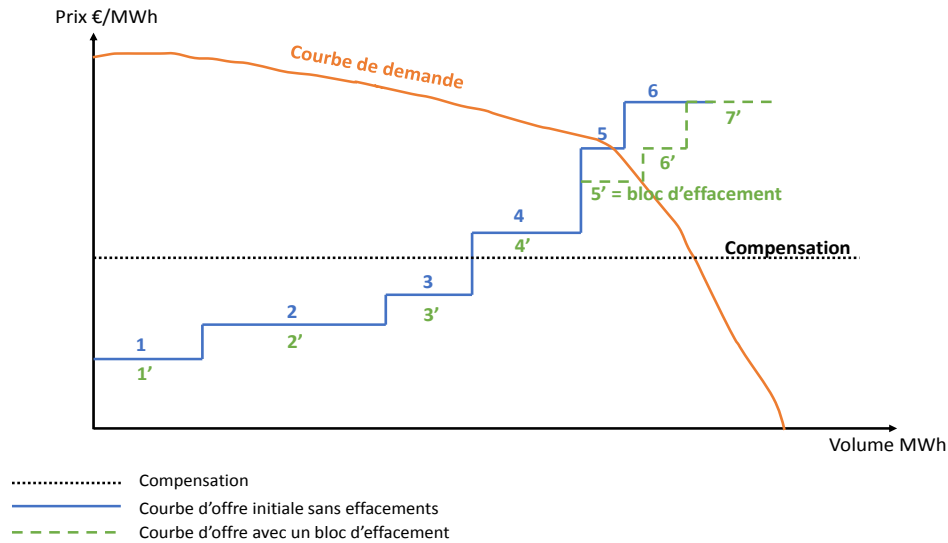


FIGURE 5.7 – Illustration de l'impact des blocs d'effacement sur la courbe d'offre du marché d'électricité

TABLEAU 5.1 – Contribution des unités de production de pointe françaises aux émissions de CO2

Technologie de pointe	g CO2/kWh
Groupes à charbon	956
Groupes à diesel	800
Groupes à gaz	360
Moyenne pondérée 2016	486

Dans la suite de cette section, on considère que chaque kWh d'énergie d'effacement valorisé sur le marché permet d'éviter l'émission d'une quantité de 486 grammes de CO2.

5.2.3 Estimation des émissions de CO2 évitées par trois systèmes d'eau potable

On considère les trois systèmes d'eau potable utilisés au chapitre 3. Les résultats de la puissance moyenne d'effacement sont utilisés dans cette partie pour le créneau de 18h à 20h, en prenant le prix spot moyen du 4ème trimestre de l'année 2016. L'énergie réduite par chaque système d'eau pendant un jour avec un programme d'effacement est multipliée par la moyenne pondérée de la contribution des unités de pointe françaises aux émissions de CO2 pendant l'année 2016, comme montré dans le tableau 5.2.

TABLEAU 5.2 – Émissions de CO2 évitées par trois systèmes d'eau pour un effacement entre 18h et 20h

	Système 1	Système 2	Système 3
Puissance moyenne réduite	1 890 kW	200 kW	2 254 kW
Énergie moyenne réduite	3 780 kWh	400 kWh	4 508 kWh
Émissions de CO2 réduites	1 837 kg	194 kg	2 190 kg

Pour un jour avec un seul programme d'effacement de deux heures, le système 3, en raison de sa grande taille, contribue à la réduction de la plus grande quantité de CO2, à savoir 2 190 kg. D'autre part, le système 2 ne contribue qu'à la réduction de 194 kg de CO2 en raison de sa petite taille. Ces

résultats ne sont cependant significatifs que si l'on normalise les émissions de CO₂ évitées par la demande en eau de chaque système, comme indiqué dans le tableau 5.3.

TABLEAU 5.3 – Émissions de CO₂ moyennes évitées par m³ d'eau produit pour trois systèmes d'eau pour un effacement entre 18h et 20h

	Système 1	Système 2	Système 3
Émissions de CO ₂ évitées	1 837 kg	194 kg	2 190 kg
Demande en eau moyenne	12 865 m ³	10 075 m ³	61 920 m ³
Émissions de CO ₂ /m ³ évitées	0.14 kg/m ³	0.02 kg/m ³	0.035 kg/m ³

On constate que les résultats normalisés de réduction des émissions de CO₂ sont différents pour les trois systèmes. Le système 1 dispose du plus grand potentiel de réduction de CO₂ par mètre cube d'eau produit en raison de la forte consommation d'énergie de ses stations de pompage.

5.2.4 Estimation des émissions de CO₂ évitées par tous les systèmes d'eau potable en France

Afin de donner plus de signification aux résultats précédents obtenus pour trois SPDEP différents, on propose d'estimer le potentiel des effacements sous le mécanisme NEBEF à l'échelle française d'un point de vue écologique. L'approche considérée consiste à extrapoler les résultats obtenus pour les trois systèmes considérés à tous les systèmes d'eau français, en se basant sur certaines hypothèses.

En France, la consommation quotidienne moyenne d'une personne se situe autour de 140 litres [131], ce qui donne, pour tout le pays, une consommation journalière de 9 100 000 m³ environ. Cependant, chaque système d'eau français dispose de sa propre flexibilité et de ses propres contraintes, ce qui rend difficile toute extrapolation directe des résultats précédents. La première hypothèse alors faite est que chaque système d'eau français est comparable à l'un des trois systèmes précédents. On distinguera alors les trois types de systèmes suivants :

- **Type I** : des systèmes situés dans des zones montagneuses avec de grands dénivelés et des grandes consommations d'énergie. Ces systèmes sont comparables au système 1.
- **Type II** : des petits systèmes destinés à alimenter en eau des communes de petite taille et dont les opérations de pompage ne consomment pas beaucoup d'énergie. En général, ces systèmes disposent de ressources naturelles d'eau proches des lieux de consommation, ce qui fait parcourir à l'eau des distances relativement petites. Ces systèmes sont comparables au système 2.
- **Type III** : des systèmes d'eau de taille moyenne ou grande, dont les opérations de pompage sont importantes. Ces systèmes sont comparables au système 3.

Soit x , y et z trois réels positifs compris entre 0 et 1 tels que $x + y + z = 1$. Les nombres x , y et z correspondent, respectivement, aux proportions de systèmes français de type I, II et III. Dans un premier temps, la consommation quotidienne française est décomposée selon le type de systèmes, en multipliant la valeur 9 100 000 m³ par x , y et z . Ensuite, les valeurs normalisées des émissions de CO₂ par m³ sont multipliées par la consommation relative à chaque type de systèmes, donnant la réduction estimée des émissions de CO₂.

En France, compte tenu de la répartition démographique et topologique de l'ensemble du pays, on peut supposer que le type I représente au plus 10% des SPDEP français. De même, les petits systèmes de type II représentent au plus 20% des SPDEP français. Puisque les systèmes de type I

sont les plus grands contributeurs aux réductions de CO₂, la valeur maximale pour l'estimation des réductions des émissions de CO₂ est obtenue pour $x = 0.1$. De même, les systèmes de type II sont les plus petits contributeurs aux réductions de CO₂, la valeur minimale pour l'estimation des ces réductions est obtenue pour $y = 0.2$.

Les tableaux 5.4 et 5.5 représentent respectivement une estimation basse et haute des réductions de CO₂ pouvant être réalisées par les SPDEP français, avec des valeurs de $x = 0.05$, $y = 0.2$ et $z = 0.75$, puis de $x = y = 0.1$ et $z = 0.8$.

TABLEAU 5.4 – Émissions de CO₂ évitées par les SPDEPs français pour $x = 0.05$, $y = 0.2$ et $z = 0.75$

	Type I	Type II	Type III
Émissions de CO ₂ /m ³ évitées	0.14 kg/m ³	0.02 kg/m ³	0.035 kg/m ³
Consommation par type de systèmes	455 000 m ³	1 820 000 m ³	6 825 000 m ³
Émissions de CO ₂ évitées	65 t	35 t	241 t

TABLEAU 5.5 – Émissions de CO₂ évitées par les SPDEP français pour $x = y = 0.1$ et $z = 0.8$

	Type I	Type II	Type III
Émissions de CO ₂ /m ³ évitées	0.14 kg/m ³	0.02 kg/m ³	0.035 kg/m ³
Consommation par type de systèmes	910 000 m ³	910 000 m ³	7 280 000 m ³
Émissions de CO ₂ évitées	128 t	17 t	258 t

En se basant sur les hypothèses faites dans cette section, les SPDEP en France peuvent contribuer à la réduction d'une quantité de 341 à 403 tonnes de CO₂ par jour, tout en générant des gains économiques sur leurs factures d'électricité. Cette quantité de CO₂ réduite est l'équivalent des émissions de 243 000 à 289 000 voitures françaises pendant 10 kilomètres de conduite [132].

5.3 Conclusion

La considération des mécanismes d'effacement permet de relier plusieurs systèmes d'eau indépendants hydrauliquement avec un unique opérateur d'effacement. Dans ce contexte, l'énergie devient une ressource commune à tous ces systèmes puisqu'ils peuvent s'échanger, en temps réel, des blocs d'effacement. La modélisation multi-systèmes proposée dans ce chapitre permet de formaliser l'interaction entre plusieurs systèmes d'eau pour une coopération quant à la réalisation des effacements. Cette modélisation permet aux systèmes les plus flexibles de compenser une partie de l'engagement d'effacement d'autres systèmes qui sont plus contraints en temps réel. Les résultats numériques, discutés en se basant sur trois systèmes d'eau en France, ont montré que cette gestion multi-systèmes est plus performante, économiquement et opérationnellement, comparée à une gestion décentralisée et indépendante de chaque système d'eau.

Pour l'aspect écologique, les systèmes d'eau potable peuvent, en participant au programme d'effacement sur le marché spot français, contribuer à la réduction d'une quantité importante de CO₂ par jour. Ces réductions de CO₂, estimées en se basant sur certaines hypothèses, correspondent aux émissions d'environ 243 000 à 289 000 voitures françaises pendant 10 kilomètres de conduite.

Chapitre 6

Application dans le milieu industriel

Ce chapitre présente des propositions pour l'intégration des modèles mathématiques discutés dans ce mémoire dans les outils actuels de l'entreprise.

Sommaire

6.1 Contexte industriel	132
6.2 Extension des fonctionnalités de l'outil AQUADVANCED® Energie	132
6.2.1 Gestion mono-système	132
6.2.2 Gestion multi-systèmes	135
6.3 Conclusion	137

6.1 Contexte industriel

Suez Smart Solutions (3S) est le centre d'expertise technique du groupe Suez, principalement dans le domaine de l'informatique industrielle. L'entreprise dispose d'une gamme de logiciels appelée AQUADVANCED®, permettant de contrôler, d'optimiser et d'améliorer le rendement global des réseaux d'eau potable et d'assainissement :

- **AQUADVANCED® Réseaux d'Eau** : une solution dédiée à la surveillance des réseaux de distribution d'eau potable pour agir sur les leviers de l'efficacité opérationnelle (rendement, détection de fuites).
- **AQUADVANCED® Assainissement** : une solution pour le suivi en continu du système d'assainissement, la prévention des inondations, la protection du milieu naturel et l'optimisation des infrastructures de régulation et de traitement existantes.
- **AQUADVANCED® Usine** : un système d'aide à la décision pour l'amélioration continue de la performance des usines d'eau potable et d'assainissement.
- **AQUADVANCED® Energie** : une solution informatique permettant de piloter et d'optimiser en temps réel la gestion des systèmes d'eau potable, d'un point de vue énergétique surtout.

AQUADVANCED® Energie est un logiciel informatique commercialisé par 3S à différentes entreprises, internes et externes, exerçant dans le domaine de l'eau. L'utilisateur du logiciel est, selon les cas, uniquement le client, ou bien le client et l'entreprise prestataire (3S) à la fois. Ce logiciel dispose de deux modes de fonctionnement :

- **Le mode Simulation** pour simuler, en temps différé, le fonctionnement du système d'eau dans des configurations spécifiques.
- **Le mode Opération** qui réalise le pilotage optimisé et en temps réel du système d'eau potable.

Pour ces deux modes de fonctionnement, un modèle mathématique leur est associé, combinant un module de prévision des demandes en eau actualisé toutes les 30 minutes et un module d'optimisation similaire à celui du problème (P_0).

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire constituent un prolongement des fonctionnalités du logiciel AQUADVANCED® Energie en lui intégrant le module « flexibilité ». Ce module sera intégré aux deux modes de fonctionnement « Simulation » et « Opération » du logiciel.

6.2 Extension des fonctionnalités de l'outil AQUADVANCED® Energie

6.2.1 Gestion mono-système

Pour le mode simulation, un nouveau module de flexibilité a été ajouté, permettant d'effectuer au jour J-1 (avant le début de la session des enchères sur la bourse à midi), des simulations pour déterminer les puissances et les périodes d'effacement optimales. Une proposition d'interface de configuration relative au mode simulation du module flexibilité est montrée sur la figure 6.1.

Avant chaque session d'enchère, l'utilisateur doit configurer les paramètres suivants :

- **Le prix du marché** : un vecteur de 24 valeurs horaires, en €/MWh, correspondant à une prévision initiale du prix spot de la journée. Cette prévision peut provenir des experts économiques de l'entreprise Suez, d'un prestataire externe, ou de l'opérateur d'effacement partenaire lui même.
- **La compensation** : un vecteur composé de deux valeurs, exprimant le montant de la compensation en €/MWh pour les heures basses et pour les heures hautes.

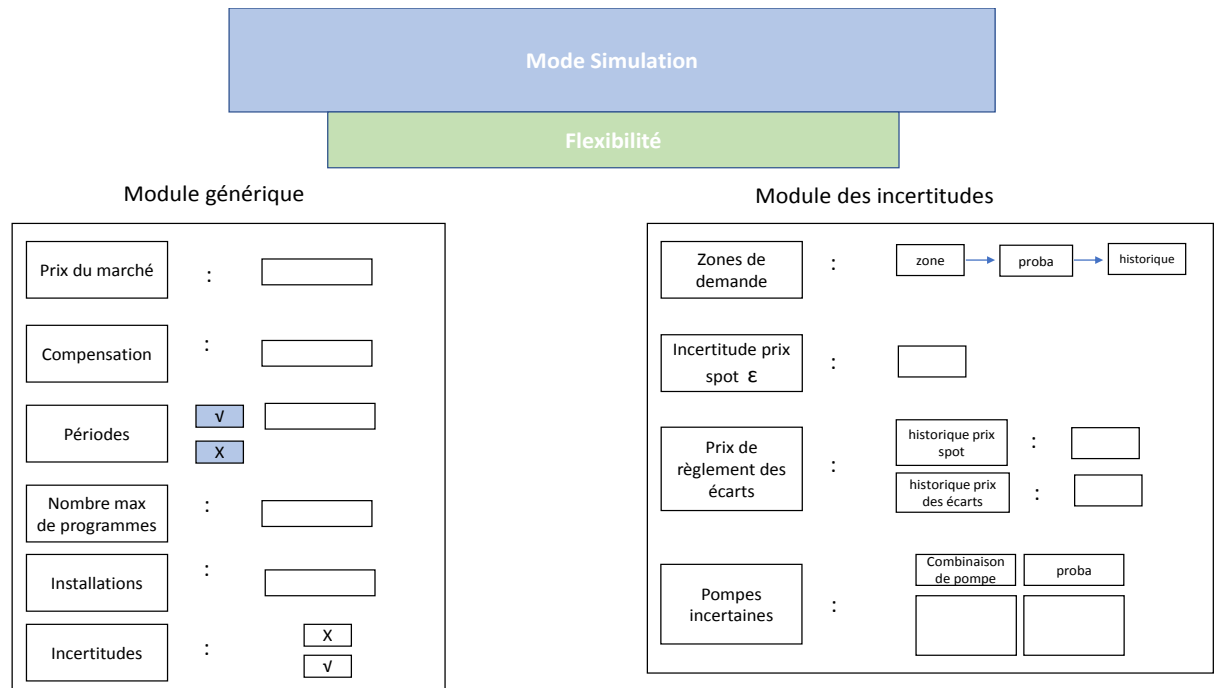


FIGURE 6.1 – Illustration de l’interface de configuration relative à la partie simulation du module de flexibilité

- Les périodes d’effacement** : si la case « périodes » est décochée, le modèle d’optimisation choisira les meilleurs créneaux horaires pour valoriser la flexibilité en fonction des prix spot et des contraintes du SPDEP. Dans ce cas, il s’agira du problème $(P_{1,0})$ formulé dans le chapitre 3. Sinon si la case est cochée, des périodes spécifiques sont uniquement concernées par les effacements.
- Le nombre maximal de programmes** : il s’agit du nombre maximal de programmes d’effacement possibles pour la journée.
- Les installations** : il s’agit de déterminer les installations du système d’eau concernées par les effacements. Par exemple, une combinaison de pompes bien déterminée peut ne pas être autorisée à participer au programme d’effacement. Si aucune valeur n’est paramétrée, toutes les installations sont disponibles pour une éventuelle participation aux programmes d’effacement.
- Les incertitudes** : si la case est cochée, les incertitudes seront prises en considération et on passe à la fenêtre « module des incertitudes ». Sinon, la simulation est réalisée en mode déterministe.
 - Zones de demande** : configuration des zones de demande en eau concernées par les incertitudes. Dans ce cas, la probabilité de couverture des incertitudes ainsi que l’historique des demandes en eau relatifs à chaque zone devraient être paramétrés. Cet historique devrait contenir au moins 25 jours ouvrés en hiver afin de mieux calculer les enveloppes min/ max. Il peut être importé à partir d’un fichier texte (.txt) ou d’un fichier Excel (.xlms). Si aucune case n’est paramétrée, les incertitudes sur les demandes en eau ne sont pas considérées.
 - Incertitudes sur le prix spot** : il s’agit de la configuration du paramètre ϵ relatif à la précision avec laquelle le prix spot est prévu (i.e le prix spot appartient à $[R.(1 - \epsilon), R.(1 + \epsilon)]$). Si le paramètre n’est pas configuré, il est égal à 0 par défaut.
 - Prix de règlement des écarts** : il s’agit de l’estimation de l’espérance conditionnelle du prix de règlement des écarts, appliqué par RTE pour l’équilibrage en temps réel du réseau électrique. Cette estimation nécessite le paramétrage des deux séries de données

« historique prix spot » et « historique prix des écarts » comme expliqué dans le chapitre 4.

- **Pompes incertaines** : détermination de l'ensemble des combinaisons de pompes dont la probabilité d'indisponibilité est non nulle. Si aucune valeur n'est paramétrée, aucune incertitude sur la disponibilité des pompes n'est considérée.

Une fois ces paramètres configurés dans l'outil, une simulation peut être réalisée. Dans ce cas, un modèle mathématique est automatiquement généré sous forme d'un fichier correspondant à l'un des modèles mathématiques déjà discutés dans ce mémoire (sans/avec incertitudes, périodes déterminées/périodes libres). Le modèle d'optimisation est ensuite résolu par un solveur (CPLEX par exemple), dont les paramètres (temps de résolution, gap d'optimalité) sont à fixer par l'utilisateur. Par défaut, nous proposons de fixer le gap d'optimalité à 1% et le temps de calcul à 500 secondes comme ce qui a été utilisé dans cette thèse. Les résultats de simulation peuvent être présentés dans le logiciel comme le montre la figure 6.2. Une première partie appelée « Résumé » présente les résultats numériques majeurs de la simulation de la flexibilité, à savoir les puissances et les périodes optimales d'effacement, le coût de pompage, la rémunération espérée du marché spot, ainsi que le risque économique si les incertitudes sont considérées. Une deuxième partie appelée « Système » détaille le fonctionnement prévisionnel global du système d'eau, zone par zone.

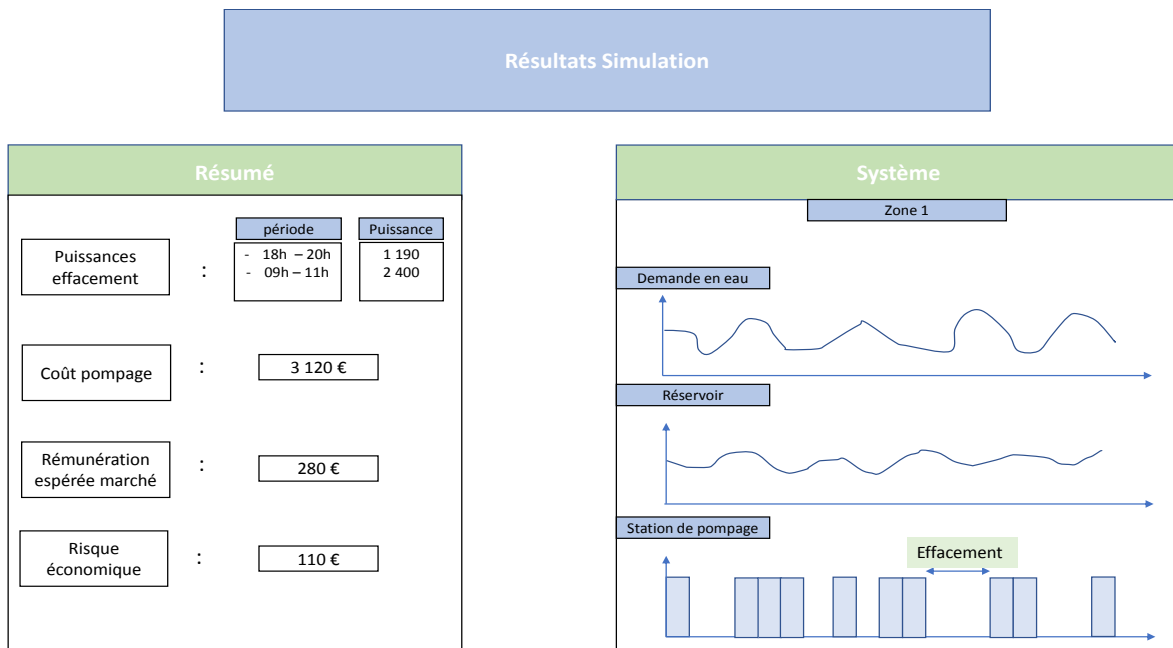


FIGURE 6.2 – Illustration des résultats de simulation du module de flexibilité

Une fois les simulations réalisées, l'utilisateur de l'outil envoie, le jour J-1 avant midi, à l'opérateur d'effacement les périodes ainsi que les puissances d'effacement qui doivent être valorisées sur le marché spot de l'électricité. À la fin de la session des enchères vers 12h40, l'opérateur d'effacement informe l'utilisateur de l'acceptation ou du refus des blocs d'effacement transmis sur la bourse. Si aucun bloc n'est accepté, l'opération de flexibilité ne sera pas prise en compte pour l'opération du système d'eau au jour J. Sinon, le résumé des résultats du mode simulation est stocké dans une base de donnée, que l'on appellera *BaseFlex*. Dans ce cas, le SPDEP doit passer en mode opération afin de planifier le fonctionnement du système en jour J. Une proposition d'interface de configuration pour le mode opération est présentée dans la figure 6.3. Les différents

paramètres à configurer sont automatiquement chargés dans l’outil de configuration depuis la base *BaseFlex*, avec la possibilité de changer manuellement chacun de ces paramètres.

The image shows a configuration interface. At the top, there is a blue box labeled 'Mode opération'. Below it is a green box labeled 'Flexibilité'. Underneath, there is a larger white box with a blue border containing four rows of configuration options. Each row consists of a text label in a small box, a colon separator, and an empty input field. The labels are: 'Plages horaires', 'Puissance en kW', 'Pénalité de respect, en €', and 'Installations'.

FIGURE 6.3 – Illustration de l’interface de configuration relative au mode opération du module de flexibilité

La puissance ainsi que les créneaux d’effacement sont donc automatiquement fournis au modèle d’optimisation en temps réel. L’effacement ne devient dans ce cas qu’une simple contrainte supplémentaire, avec une puissance et une période bien déterminées, à ajouter au modèle d’optimisation actuel. Le pilotage peut se faire à travers le SCADA Topkapi par exemple, qui sert d’unité centrale pour la transmission des commandes aux différentes installations du SPDEP après chaque résolution du problème. Le type de commande envoyé pour la réalisation de l’effacement est identique aux commandes dans la configuration sans effacements. Il s’agit principalement des consignes de marche/ arrêt envoyées aux pompes.

6.2.2 Gestion multi-systèmes

Pour la gestion multi-systèmes, une base de données, appelée *BaseMultiSys* est générée pour permettre aux systèmes d’eau désirant interagir avec d’autres d’échanger des informations. Dans cette base de données, seuls des tableaux similaires à ceux de l’annexe B sont partagés. Ceci signifie que les systèmes n’échangent que les coûts économiques et les dépassements des volumes limites des réservoirs pour chaque puissance d’effacement A_m ajustée. Etant l’entreprise prestataire de tous les systèmes pour lesquels l’outil sera commercialisé, 3S sera la seule à avoir accès à cette base de données. Les exploitants désirant participer à une gestion multi-système devront communiquer avec 3S pour centraliser les opérations. Un script sera alors développé par 3S afin de convertir les tableaux issues de la base *BaseMultiSys*, en un problème d’optimisation similaire au problème (P_{5,2}).

Le mode simulation est le même que pour le cas mono-système puisque la décision sur le marché en J-1 se fait indépendamment pour chaque système. Cependant, dans le mode opération sera ajoutée la rubrique « gestion multi-systèmes », dans laquelle les opérateurs de chaque système devront paramétrer la puissance d’effacement initiale P_m^{dr} , le pas de discrétisation de puissance souhaité δ_m , ainsi que les bornes minimum et maximum pour la puissance d’effacement. Un exemple d’interface de configuration est présenté dans la figure 6.4.

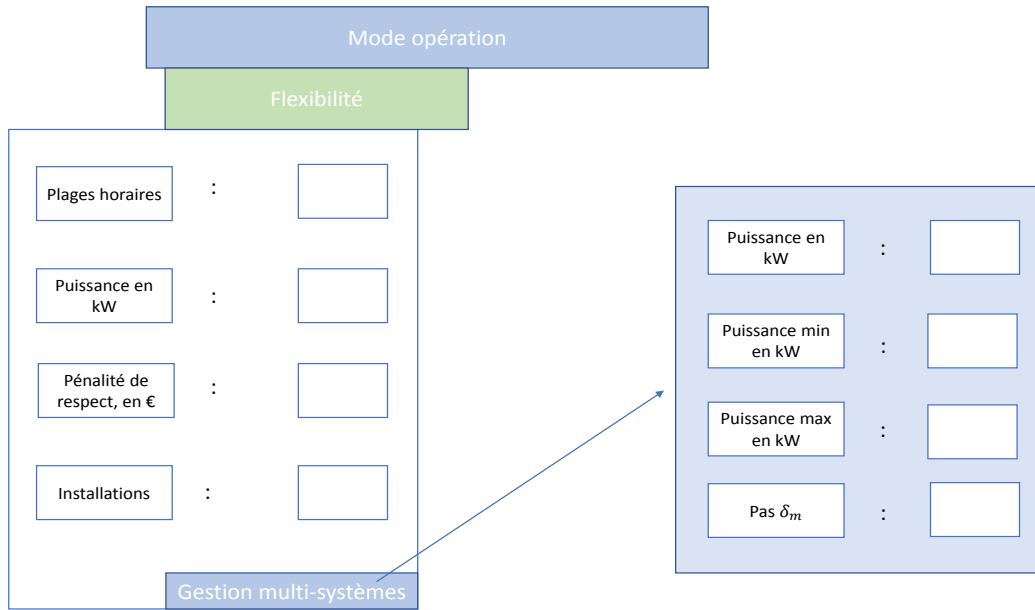


FIGURE 6.4 – Illustration de l’interface de configuration pour la gestion multi-systèmes

En mode de gestion multi-systèmes, des problèmes d’optimisation, similaires au problème $(P_{5,0}^m)$, sont résolus automatiquement pour chaque SPDEP. Les résultats sont directement exportés dans la base *BaseMultiSys*. Si aucune rentabilité économique ou opérationnelle n’est réalisable après la résolution du problème $(P_{5,2})$, 3S avertira les exploitants pour continuer l’exploitation de leurs systèmes indépendamment. Sinon, 3S enverra les nouvelles puissances à effacer pour chaque système. 3S centralisera alors les décisions uniquement dans le cas multi-systèmes afin de préserver la confidentialité des données de chaque SPDEP. L’échange entre 3S et les entités formant le multi-systèmes peut se faire par appel téléphonique ou il peut être automatisé. Finalement, le partage des gains financiers est un sujet à définir par la suite entre les différentes entités impliquées dans le projet. Cependant, nous proposons l’approche suivante pour le partage des gains, uniquement économiques.

L’opérateur d’effacement, à l’issue de la session d’enchères en J-1, rémunère chaque système m pour sa contribution de puissance d’effacement P_m^{dr} . Nous considérons par la suite que cette rémunération des effacements est acquise par chaque système. En temps réel, certains systèmes vont effacer plus ou moins d’énergie que prévu (puissances A_m). Ceci va alors faire apparaître deux types de systèmes :

- **Type 1 de systèmes** : les systèmes qui sont impactés négativement par l’ajustement de puissance A_m en supportant un surcoût de pompage de $t_{m_1} > 0$ (surcoût par rapport à la gestion indépendante).
- **Type 2 de systèmes** : les systèmes qui sont impactés positivement par l’ajustement de puissance A_m en économisant une valeur financière de $t_{m_2} > 0$ (économie par rapport à la gestion indépendante) .

Par définition, l’approche multi-systèmes proposée au chapitre 5 permet de générer un gain économique global. Nous avons donc (équation 6.1) :

$$G = \sum_{m_2 \in \text{Type2}} t_{m_2} - \sum_{m_1 \in \text{Type1}} t_{m_1} > 0. \quad (6.1)$$

G correspond au gain économique global relatif à la gestion multi-systèmes. Pour le type 1 de systèmes, la gestion multi-systèmes leur a été plus contraignante financièrement qu'une gestion indépendante. Ils seront alors compensés du surcoût économique t_{m_1} par l'opérateur d'effacement. En revanche, les systèmes de type 2 ont profité financièrement de la gestion multi-systèmes en économisant, chacun, t_{m_2} sur sa facture d'électricité. Ces systèmes seront donc facturés de la quantité t'_{m_2} comme suit (équation 6.2) :

$$t'_{m_2} = \frac{\sum_{m_1 \in \text{Type1}} t_{m_1}}{\sum_{m_2 \in \text{Type2}} t_{m_2}} \cdot t_{m_2} \quad (6.2)$$

G étant strictement positif, $\sum_{m_2} t_{m_2}$ est strictement supérieur à $\sum_{m_1} t_{m_1}$, ce qui fait que t'_{m_2} est strictement inférieur à t_{m_2} . Les systèmes de type 2 n'économiseront finalement qu'une valeur de $t_{m_2} - t'_{m_2} > 0$. On peut résumer l'approche comme suit :

- **Type 1 de systèmes au bilan financier nul** : ces systèmes sont compensés de leur surcoût t_{m_1} relatif à la gestion multi-systèmes. Ils sont alors financièrement neutres relativement à ce mode de gestion.
- **Type 2 de systèmes bénéficiant de la gestion multi-systèmes** : ces systèmes économisent $t_{m_2} - t'_{m_2} > 0$ en participant à la gestion multi-systèmes.

6.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé des moyens pratiques pour intégrer les modèles mathématiques discutés dans ce mémoire dans l'outil actuel de l'entreprise, nommé AQUADVANCED® Energie. Nous avons proposé deux concepts différents pour une gestion mono-système relativement aux modes de simulation et d'opération. De plus, un concept relatif à la gestion multi-systèmes a été présenté, en proposant une approche pour le partage des gains financiers entre les différents systèmes impliqués dans ce mode de gestion.

Chapitre 7

Conclusion et perspectives d'évolution

Ce chapitre présente les limites des travaux de recherche menés dans cette thèse, des extensions à d'autres problématiques et une conclusion générale.

Sommaire

7.1 Limites et perspectives d'évolution	140
7.1.1 Considérations hydrauliques	140
7.1.2 Optimalité	140
7.1.3 Modélisation des prix du marché spot	140
7.1.4 Ouverture sur d'autres mécanismes de flexibilité	140
7.1.5 Ouverture sur le dimensionnement optimal des systèmes d'eau	141
7.1.6 Ouverture sur les systèmes complexes	141
7.2 Conclusion	142

7.1 Limites et perspectives d'évolution

Dans cette section, nous décrivons certaines limites des travaux de recherche menés pendant cette thèse, et nous présentons des perspectives d'amélioration.

7.1.1 Considérations hydrauliques

La première limitation est de nature hydraulique. En effet, tous les modèles mathématiques formulés sont basés sur le retour des simulations hydrauliques effectuées à partir du logiciel Piccolo, en se basant sur des profils prévisionnels de demande. Une zone de demande donnée peut être alimentée en eau de trois façons différentes :

- **Cas 1** : zone de demande située en aval d'un réservoir alimenté en surverse (par le haut) par une station de pompage.
- **Cas 2** : zone de demande située en aval d'un réservoir alimenté par le bas par une station de pompage.
- **Cas 3** : zone de demande non reliée à un réservoir de distribution. La consommation se fait dans ce cas directement par le réseau d'adduction.

Pour le premier cas, le retour du modèle hydraulique est fiable, même si la demande en temps réel est différente de celle prévisionnelle, puisqu'une variation de la demande n'influe pas sur la pression de fonctionnement des pompes. En revanche, les cas 2 et 3 impliquent que la pression est impactée par la demande en eau en temps réel, ce qui diminue la fiabilité des résultats du modèle hydraulique dans le cas où le profil prévisionnel de la demande est significativement différent de la consommation en temps réel. D'après l'avis de certains exploitants des SPDEP de Suez, le premier cas représente plus de 85% des cas possibles pour les zones de demandes en France.

7.1.2 Optimalité

En raison de la complexité importante des problèmes de planification des pompages dans les SPDEP, un gap d'optimalité de 1% a été fixé dans les paramètres de résolution de tous les problèmes d'optimisation. Les solutions obtenues ne fournissent alors aucune garantie sur l'optimalité absolue.

7.1.3 Modélisation des prix du marché spot

La considération du mécanisme NEBEF dans cette thèse a rendu nécessaire la modélisation des prix du marché spot. Cependant, en raison de la difficulté de la prévision des prix de ce marché, nous avons considéré d'abord l'hypothèse d'une connaissance parfaite de ces prix dans le chapitre 3, puis une bande de largeur $2 \cdot \epsilon$ pour la considération des incertitudes dans le chapitre 4. Or, la réalité est que les incertitudes sur les prix spot sont plus complexes à modéliser en raison des différents paramètres qui les influencent (météo, disponibilité des centrales de production, état du réseau de transport, état des pays voisins, etc).

7.1.4 Ouverture sur d'autres mécanismes de flexibilité

Comme expliqué au chapitre 1, plusieurs mécanismes de flexibilité sont disponibles dans le marché français. Une suite potentielle de ces travaux de recherche est d'explorer les possibilités de participation des SPDEP aux mécanismes de capacité et d'ajustement. Pour le mécanisme de capacité, une prévision des demandes en eau et de l'état du SPDEP sur un horizon plus grand (jusqu'à 3 mois par exemple) est nécessaire pour déterminer la puissance d'effacement à certifier et rendre disponible pendant tous les créneaux des heures PP2. De plus, une prévision des prix de ce marché est aussi nécessaire pour estimer la rentabilité financière espérée par la participation.

7.1.5 Ouverture sur le dimensionnement optimal des systèmes d'eau

La valorisation de la flexibilité des systèmes d'eau potable a été discutée dans cette thèse en considérant des systèmes d'eau déjà dimensionnés et opérationnels. Un axe de recherche intéressant serait l'étude du dimensionnement de nouveaux ouvrages et équipements dans un système d'eau donné, permettant de maximiser la valeur économique pour la valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie. Des études de coûts de dimensionnement et des rémunérations espérées des effacements, en se basant sur des scénarios futurs de prix des marchés et de demandes en eau, seraient nécessaires pour justifier de la rentabilité financière d'une telle approche.

7.1.6 Ouverture sur les systèmes complexes

Finalement, une dernière suite potentielle de ces travaux de recherche serait la considération des systèmes d'eau complexes, c'est à dire l'agrégation de la flexibilité des systèmes d'eau potable et ceux d'assainissement. Les systèmes d'assainissement ont un mode de fonctionnement différent de celui des systèmes d'eau potable. Cependant, ces systèmes disposent aussi d'une flexibilité par la présence d'ouvrages de stockage d'eau, ce qui les rend potentiellement éligibles à la participation à certains mécanismes d'effacement.

7.2 Conclusion

Face aux défis majeurs que doivent relever les secteurs de l'eau et de l'électricité dans le futur, la réduction des coûts d'exploitation est un sujet d'une importance capitale pour une gestion optimisée et durable de ces secteurs. Avec le développement technologique et la diffusion des réseaux intelligents, surtout dans les pays les plus développés tels que la France, cette réduction de coût peut se concrétiser par une gestion interactive des réseaux d'eau potable et de l'électricité. Les travaux de recherche, objet de ce mémoire, ont porté principalement sur les quatre axes suivants :

- un axe relatif à la compréhension du fonctionnement opérationnel des systèmes d'eau potable et à l'architecture des marchés de l'électricité en France.
- un deuxième axe relatif à la modélisation mathématique de la participation optimale des systèmes d'eau potable aux transactions sur le marché spot de l'électricité en France, via le mécanisme NEBEF. Les incertitudes sur les données (prix, demandes en eau, disponibilité des pompes) ont été considérées dans certaines des modélisations proposées.
- un troisième axe concernant l'interaction entre plusieurs systèmes d'eau indépendants hydrauliquement (une gestion multi-systèmes).
- un dernier axe consistant à intégrer les aspects scientifiques abordés dans ce mémoire dans les outils actuels de l'entreprise.

Le premier axe a mis en évidence l'importance de l'optimisation énergétique dans la gestion des systèmes d'eau potable. Dans le contexte du marché français, cette optimisation trouve un champ d'application plus étendu à travers les différents mécanismes de flexibilité du marché, surtout le mécanisme NEBEF donnant directement accès aux transactions sur le marché spot de l'électricité.

Les travaux relatifs au deuxième axe ont d'abord permis, via un modèle d'optimisation linéaire en variables mixtes, d'estimer les gains économiques réalisables pour les systèmes d'eau à travers la participation au mécanisme NEBEF. Ces gains économiques, pouvant aller de l'unité à la dizaine de pourcent de la facture journalière d'électricité, ont été estimés dans une configuration où toutes les données d'entrée sont supposées parfaitement connues : prix du marché, indisponibilité des pompes, demandes en eau. Deux autres formulations de problèmes d'optimisation ont ensuite été proposées pour intégrer les aspects relatifs aux incertitudes dans la modélisation du problème. Les résultats numériques, analysés en se basant sur certaines heuristiques de résolution, ont montré la pertinence de la prise en compte des incertitudes pour une meilleure maîtrise des risques économiques et opérationnels. D'un point de vue écologique, une réduction significative des émissions de CO₂ peut être réalisée grâce à la minimisation de la consommation électrique aux moments de pointe. Cette réduction a été estimée à environ 400 tonnes par jour à l'échelle de la France.

Pour le troisième axe de recherche, on s'est intéressé à l'évaluation de la pertinence d'une gestion interactive entre plusieurs systèmes d'eau potable indépendants hydrauliquement pour une valorisation conjointe de leur flexibilité. Nous avons ainsi démontré que ce mode de gestion est plus performant qu'une gestion décentralisée et indépendante de chaque système, aussi bien économiquement qu'opérationnellement. Les systèmes les plus flexibles peuvent compenser une partie de l'engagement d'effacement d'autres systèmes qui sont plus contraints en temps réel.

Finalement, l'étude menée pour le quatrième axe a permis de proposer des moyens pratiques pour adapter les outils actuels de l'entreprise aux thématiques abordées dans cette thèse.

De façon générale, les systèmes d'eau potable disposent d'un fort potentiel pour améliorer les rendements économiques et opérationnels relatifs à la gestion des réseaux d'eau potable et d'électricité. Ce potentiel, discuté dans le cadre du marché spot français à travers le mécanisme NEBEF,

peut aussi être exploité dans d'autres marchés énergétiques en fonction des contraintes et des réglementations en vigueur. Finalement, les travaux de recherche menés dans cette thèse peuvent être adaptés, voire extrapolés à toute industrie disposant d'éléments flexibles tels que des entrepôts de stockage, des moteurs électriques à vitesse variable, des usines électriques disposant d'inertie, etc.

Bibliographie

- [1] Eex, disponible sur : www.eex.com. 9, 24, 25
- [2] Epex spot, disponible sur : <https://www.epexspot.com/>. 9, 25, 36, 77
- [3] Marché de détail de l'électricité, dernière mise à jour le 10.09.2018, disponible sur : <https://www.cre.fr/electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>. 9, 27
- [4] Services système et mécanisme d'ajustement, dernière mise à jour le 14.06.2018, disponible sur : <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>. 9, 30, 31
- [5] Smart Energy Demand Coalition. *Explicit Demand Response in Europe : Mapping the markets 2017*, 2017. 9, 34, 42
- [6] Browse our power & renewables reports, disponible sur : <https://www.woodmac.com/store/industry-sector/power-and-renewables/>. 9, 35
- [7] Pertes de charges hydrauliques notions simples, disponible sur : <https://www.abcclim.net/perte-de-charge.html>. 9, 53
- [8] Accès à l'électricité (% de la population), disponible sur : <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/eg.elc.accs.zs>. 15
- [9] Power outages in firms in a typical month (number) - country ranking - europe, disponible sur : <https://www.indexmundi.com/facts/indicators/ic.elc.outg/rankings/europe>. 15
- [10] Hunt Sally. *Making Competition Work in Electricity*. New York : Wiley, 2002. 15, 32
- [11] Servat Eric. *Les enjeux de l'eau au 21eme siècle*. Institut Montpelliérain de l'Eau et de l'Environnement, Mars 2011. 16
- [12] Bonvien Gratién. *Contrôle optimal et dimensionnement des stations de pompage dans les réseaux de distribution d'eau potable*. PhD thesis, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2018. 16
- [13] Payen Gérard. *Eau : défis mondiaux, perspectives françaises*. Fondapol, Mars 2011. 16
- [14] United Nations. *Water For a Sustainable World*. The United Nations World Water Development Report, 2015. 16
- [15] Water : mapping, measuring, and mitigating global water challenges, disponible sur : <https://www.wri.org/our-work/topics/water>. 16
- [16] Quels défis mondiaux pour l'eau aujourd'hui comme demain? disponible sur : <https://www.cieau.com/eau-transition-ecologique/enjeux/quels-defis-mondiaux-pour-leau-aujourd'hui-comme-demain/>. 16
- [17] United Nations. *Water and Energy*. The United Nations World Water Development Report, 2014. 16
- [18] Loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Décembre 2010. 22
- [19] Arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, Mai 2011. 22
- [20] Epex Spot. *EUPHEMIA Public Description : PCR Market Coupling Algorithm*. December 2016. 26

- [21] Cspe, ticgn, cta, tva... toutes les taxes sur ma facture, disponible sur : <https://www.energie-info.fr/>. 28
- [22] 1er réseau de transport d'électricité d'europe, disponible sur : <https://www.rte-france.com/fr/ecran/1er-reseau-de-transport-d-electricite-d-europe>. 29
- [23] Le dispositif de programmation et d'ajustement, disponible sur : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/service_ma.jsp. 30
- [24] Réseau Transport d'Electricité (RTE). *Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement*, 2018. 30
- [25] Le dispositif de responsable d'équilibre, disponible sur : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_re.jsp. 31
- [26] Interconnexions, dernière mise à jour le 09.08.2018, disponible sur : <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-d-electricite/interconnexions>. 31, 32
- [27] World Energy Council. *World Energy Ressources | 2016*, 2016. 32
- [28] Parvania Masood, Fotuhi-Firuzabad Mahmud, and Shahidehpour Mohammad. Recognizing the importance of demand response : the second half of the wholesale electric market equation. *Energy Law*, 28(2) :389–419, 2007. 33
- [29] Parvania Masood, Fotuhi-Firuzabad Mahmud, and Shahidehpour Mohammad. Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4) :1957–1965, 2013. 34
- [30] Cherelle Eid. *Demand Response in Europe's Electricity Sector : Market barriers and outstanding issues*. Institut Français des Relations Internationales (IFRI), 2017. 34
- [31] Réseau Transport d'Electricité (RTE). *Bilan électrique 2016*, 2017. 35, 42, 77
- [32] Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, Avril 2013. 36
- [33] Réserves rapide et complémentaire 2017 : résultats, dernière mise à jour le 13.10.2016, disponible sur : <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9756&mode=detail>. 37
- [34] Finon Dominique and Pignon Virginie. Capacity mechanisms in imperfect electricity markets. *Utilities Policy*, 16(3) :141–228, 2008. 38
- [35] Hildman Marcus, Ulbig Andreas, and Anderson Goran. Empirical analysis of the merit-order effect and the missing money problem in power markets with high res shares. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3) :1560–1570, 2015. 38
- [36] Grigorjeva Jekaterina. Les mécanismes de capacité dans l'union européenne : une nationalisation de la sécurité énergétique? *Policy paper, Jacques Delors Institut - Berlin*, 2015. 38
- [37] Mounir meddeb, effacement diffus : Voltalis remporte une victoire devant le conseil d'état, 05.05.2011, disponible sur : <https://www.greenunivers.com/2011/05/votalis-effacement-diffus-conseil-etat-56238/>. 40
- [38] Commission de Régulation de l'Energie (CRE). *Eléments de méthodologie pour la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement*, 2013. 41

- [39] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). *Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 11 février 2016 portant décision s'agissant des règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie*, 2016. 41
- [40] Réseau Transport d'Électricité (RTE). *Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 2.0*, 19 Décembre 2014. 41, 42
- [41] Réseau Transport d'Électricité (RTE). *Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 2.1*, 1er Avril 2016.
- [42] Réseau Transport d'Électricité (RTE). *Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 3.0*, Version en vigueur au 1er Janvier 2017.
- [43] Réseau Transport d'Électricité (RTE). *Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 3.1*, Version en vigueur au 1er Janvier 2018. 41, 42, 43
- [44] Liste des opérateurs d'effacement, disponible sur : https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/nebef_operateurs.jsp. 42
- [45] Réseau Transport d'Électricité (RTE). *Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement*, 2018. 42, 43
- [46] Armen Gholian, Hamed Mohsenian-Rad, and Yingbo Hua. Optimal industrial load control in smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5) :2305–2316, 2016. 44
- [47] Ashok Sharmila and Banerjee Rangan. Load-management applications for the industrial sector. *Journal of Applied Energy*, 66(2) :105–111, 2000. 44
- [48] Armen Gholian, Hamed Mohsenian-Rad, and Yingbo Hua. Optimal industrial load control in smart grid : A case study for oil refineries. *IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada*, July 2013. 44
- [49] Legrand Fink, Meike; Vincent. *La transition énergétique du secteur de l'industrie : Un plan d'action : Comment financer l'exploitation des gisements d'efficacité énergétique du secteur?*, 2014. 44
- [50] Javied Talla, Rackow Tobias, Stankalla Roland, Sterk Christian, and Franke Jord. A study on electric energy consumption of manufacturing companies in the german industry with the focus on electric drives. *48th CIRP Conference on Manufacturing Systems*, 2015. 45
- [51] Boisvert Richard, Cappers Peter, and Neenan Bernie. The benefits of customer participation in wholesale electricity markets. *The Electricity Journal*, 15(3) :41–51, 2002. 45
- [52] Finn Paddy and Fitzpatrick Colin. Demand side management of industrial electricity consumption : Promoting the use of renewable energy through real-time pricing. *Journal of Applied Energy*, 113 :11–21, 2014. 45
- [53] Shoreha Maryam, Sianoa Pierluigi, Shafie-khaha Miadreza, Loia Vincenzo, and Catalão João P.S. A survey of industrial applications of demand response. *Electric Power Systems Research*, 141(3) :31–49, 2016. 45
- [54] Lindberg Carl-Fredrik, Zahedian Kourosch, Solgi Maryam, and Lindkvist Rickard. Potential and limitations for industrial demand side management. *Journal of Applied Energy*, 113 :11–21, 2014. 45
- [55] Loi n° 92-3 du 3 janvier 1992 sur l'eau, 1992. 49

- [56] Décret n°89-3 du 3 janvier 1989 relatif aux eaux destinées à la consommation humaine à l'exclusion des eaux minérales naturelles. 49
- [57] Le service public local de l'eau potable et de l'assainissement, dernière mise à jour le 23.07.2017, disponible sur : <http://www.vie-publique.fr/politiques-publiques/politique-eau-qualite/service-public-eau/>. 49
- [58] disponible sur : <http://www.eaudeparis.fr/leau-au-quotidien/une-eau-au-juste-prix/>. 50
- [59] Commissariat Général au Développement Durable. *Ressources en eau : perception et consommation des Français*, Juin 2014. 50
- [60] La consommation d'eau par habitant en France, disponible sur : <https://www.planetoscope.com/consommation-eau/243-litres-d-eau-consommés-par-un-français.html>. 50
- [61] Bakker M, van Duist H, and van Schagen Kim. Improving the performance of water demand forecasting models by using weather input. *Procedia Engineering*, 70 :93–102, 2014. 50
- [62] Paraschivoiu Ion, Prud'homme Michel, Robillard Luc, and Vasseur Patrick. *Mécanique des fluides*. Montréal, Presses Internationales Polytechnique, 2003. 52
- [63] Application for modeling drinking water distribution systems, disponible sur : <https://www.epa.gov/water-research/epanet>. 52
- [64] Piccolo, disponible sur : <http://www.safege.com/piccolo/>. 52
- [65] Lamaddalena Nicola and i Khila Sam. Energy saving with variable speed pumps in on-demand irrigation systems. *Irrigation Science*, 30(2) :157–166, 2011. 54, 57, 59
- [66] Bunn Simon. Closing the loop in water supply optimisation. *IET Water Event*, Avril 2007. 55, 58
- [67] Bunn Simon. *Reducing the GHG footprint at water and wastewater utilities in the US and the UK*. Derceto, 2011. 55
- [68] Young Rachel. *A Survey of Energy Use in Water Companies*. American Council for an Energy-Efficient Economy, 2015. 55
- [69] Takahashi Shinsuke, Adachi Shingo, Takemo Takechi, and Umeki Minoru. Water distribution solution for more efficient operation of water supply. *Hitachi Review*, 64(9) :564–569, 2015. 56, 59
- [70] A. Agathokleous, S. Xanthos, and S.E. Christodoulou. Real-time monitoring of water distribution networks. *Water Utility Journal*, 10 :15–24, 2015. 56
- [71] Adedeji Kazeem, Hamam Yskandar, Abe Bolanle, and Abu-Mahfouz Adnan. Leakage detection and estimation algorithm for loss reduction in water piping networks. *Water*, 9(10), 2017. 56
- [72] Lingireddy Srinivasa and J. Wood Don. Improved operation of water distribution systems using variable-speed pumps. *Journal of Energy Engineering*, 124(2) :90–103, 1998. 57
- [73] Chuang Chi-Cheng, Y.Wen Jimi, and Chang Ray-I. Consumer energy management system : Contract optimization using forecasted demand. *The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies*, 2011. 57
- [74] Kettunen Janne, W. Bunn Derek, and Salo Ahti. Optimization of electricity retailer's contract portfolio subject to risk preferences. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1) :117–128, 2010. 57

- [75] D'Ambrosio Claudia, Lodi Andrea, Wiese Sven, and Bragalli Cristiana. Mathematical programming techniques in water network optimization. *European Journal of Operational Research*, 243(3) :774–788, 2015. 58
- [76] De la perrière Louise-Brac. *Optimisation de la gestion des réseaux d'eau potable par la programmation linéaire en nombre entiers*. PhD thesis, Université de Technologie de Compiègne, 2011. 58, 59, 67
- [77] Menke Ruben, Abraham Edo, Parpas Panos, and Stoianov Ivan. Approximation of system components for pump scheduling optimisation. *13th Computer Control for Water Industry Conference*, 2015. 58
- [78] Gratien Bonvin, Demassez Sophie, Le pape Claude, and Maïzi Nadia. A convex mathematical program for pump scheduling in a class of branched water networks. *Applied Energy, Elsevier, Clean, Efficient and Affordable Energy for a Sustainable Future*, 185(2) :1702–1711, 2017. 58
- [79] Ormsbee Lindell and Lansey Kevin. Optimal control of water supply pumping systems. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 120(2) :237–252, 1994. 58
- [80] Burgschweiger Jens, Gnädig Bernd, and C. Steinbach Marc. Optimization models for operative planning in drinking water networks. *Optimization and Engineering*, 10(1) :43–73, 2008.
- [81] Shamir Uri. Computer applications for real-time operation of water distribution systems. *Computer Applications in Water Resources*, pages 379–390, 1985. 58
- [82] Coulbeck B, Brdyś M, Orr C. H, and Rance J. P. A hierarchical approach to optimized control of water distribution systems : Part i decomposition. *Optimal Control Applications and Methods*, 9(2) :109–126, 1988. 58
- [83] Carpentier Pierre and Cohen Guy. Applied mathematics in water supply networks management. *Automatica*, pages 1215 –1250, 1993. 58
- [84] Bogumil Ulanicki, Jens Kahler, and H See. Dynamic optimization approach for solving an optimal scheduling problem in water distribution systems. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 133(1) :23–32, 2007. 58
- [85] D.Gilbert. *Gestion automatisée en temps réel des réseaux d'eau potable. Calcul des commandes par différentes approches*. PhD thesis, Université Louis Pasteur de Strasbourg, Cemagref, 1990. 58
- [86] Ghaddar Bissan, Naoum-Sawaya Joe, Kishimoto Akihiro, Taheri Nicole, and Eck Bradley. A lagrangian decomposition approach for the pump scheduling problem in water networks. *European Journal of Operational Research*, 241(2) :490–501, 2015. 58
- [87] Gratien Bonvin, Demassez Sophie, Le pape Claude, and Maïzi Nadia. A convex mathematical program for pump scheduling in a class of branched water networks. *7th International Conference on Applied Energy (ICAE2015), Abu Dhabi, UAE*, 2015. 58
- [88] Nicklow John, Reed Patrick, Zechman Emily, Dessalegne Tibebe, Minsker Barbara, and Chan-Hilton Amy. State of the art of genetic algorithms and beyond in water resources planning and management. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 136(4) :412–432, 2010. 58
- [89] Puleo Valeria, Morley Mark, Gabriele. Freni, and Savic Dragan. Multi-stage linear programming optimization for pump scheduling. *Procedia Engineering, 12th International Conference on Computing and Control for the Water Industry*, 70 :1378 –1385, 2014. 58

- [90] Lon W. House. *Water Supply Related Electricity Demand in California*. Demand Response Research Center, 2006. 59
- [91] Olsen Daniel and Sasank Goli. Opportunities for demand response in California agricultural irrigation : A scoping study, 2013. 59
- [92] He Zhang, Xiaohua Xia, and Jiangfeng Zhang. Optimal sizing and operation of pumping systems to achieve energy efficiency and load shifting. *Electric Power Systems Research*, 86 :41–50, 2012. 59
- [93] Oikonomou Konstantinos, Parvania Masood, and Khatami Roohallah. Optimal demand response scheduling for water distribution systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(11) :5112–5122, 2018. 59
- [94] Oikonomou Konstantinos, Parvania Masood, and Burian Steven. Integrating water distribution energy flexibility in power systems operation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, Chicago*, 2017. 59
- [95] Menke Ruben Marcel. *Sustainable energy management of water distribution systems through optimised pump scheduling*. PhD thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, London, 2017. 60
- [96] Menke Ruben, Abraham Edo, Parpas Panos, and Stoianov Ivan. Demonstrating demand response from water distribution system through pump scheduling. *Journal of Applied Energy*, 170 :377–387, 2016. 60
- [97] Menke Ruben, Abraham Edo, Parpas Panos, and Stoianov Ivan. Investigating trade-offs between the operating cost and green-house gas emissions from water distribution systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 21 :13–22, 2017. 60
- [98] Menke Ruben, Abraham Edo, Parpas Panos, and Stoianov Ivan. Extending the envelope of demand response provision through variable speed pumps. *Procedia Engineering, 18th Water Distribution System Analysis Conference, WDSA2016*, 186 :584–591, 2017. 60
- [99] Welsh water signs agreement with open energi, disponible sur : <https://www.watertechnology.net/uncategorised/newswelsh-water-signs-agreement-with-open-energi-4927950/>. 60
- [100] Bretagne economique, en bretagne, edf et veolia eau centre ouest expérimentent l’effacement industriel, disponible sur : <https://www.bretagne-economique.com/actualites/en-bretagne-edf-et-veolia-eau-centre-ouest-experimentent-leffacement-industriel>. 60
- [101] Cplex optimizer, disponible sur : <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer>. 78
- [102] John Birge and François Louveaux. Introduction to stochastic programming. *Springer-Verlag, New York*, 1997. 88
- [103] Dai Hang, Zhang Ni, and Su Wencong. A literature review of stochastic programming and unit commitment. *Journal of Power and Energy Engineering*, 3(4) :206–214, 2015. 88
- [104] Charnes Abraham and Cooper William W. Chance-constrained programming. *Management Science*, 6(1) :73–79, 1959. 88
- [105] Bes Christian and Sethi Suresh. Solution of a class of stochastic linear-convex control problems using deterministic equivalents. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 62(1) :17–27, 1989. 88
- [106] Liu Baoding and Iwamura Kakuzo. Chance constrained programming with fuzzy parameters. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 94(2) :227–237, 1998. 88

- [107] Dupačová Jitka, Gaivoronski Alexei, Kos Zdeněk, and Szántai Tamás. Stochastic programming in water management : A case study and a comparison of solution techniques. *European Journal of Operational Research*, 52(1) :28–44, 2013. 88
- [108] Harry Markowitz. Portfolio selection. *The Journal of Finance*, 7(1) :77–91, 1952. 88
- [109] Ruszczyński Andrzej and Shapiro Alexander. Optimization of risk measures. *Risk and Insurance, EconWPA*, 2004. 88
- [110] Mulvey John and Ruszczyński Andrzej. A new scenario decomposition method for large-scale stochastic optimization. *Operations Research*, 43(3) :477–490, 1995. 88
- [111] Nemirovski Arkadi. On tractable approximations of randomly perturbed convex constraints. *In proceedings of the 42nd IEEE Conference on Decision and Control 3*, page 2419–2422, 2003. 88
- [112] Allen Soyster. Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming. *Operations Research*, 21(5) :1154–1157, 1973. 89
- [113] Ben-Tal Aharon and Nemirovski Arkadi. Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data. *Journal of Mathematical Programming*, 88(3) :411–424, 2000. 89
- [114] Ben-Tal Aharon and Nemirovski Arkadi. Robust convex optimization. *Mathematics of Operations Research*, 23(1) :769–1024, 1998. 89
- [115] Ben-Tal Aharon and Nemirovski Arkadi. Robust solutions to uncertain programs. *Operations Research Letters*, 25(1) :1–13, 1999. 89
- [116] Dieh Moritz, Georg Bock Hans, and Kostina Ekaterina. An approximation technique for robust nonlinear optimization. *Mathematical Programming*, 107(1) :213–230, 2006. 89
- [117] Bertsimas Dimitris and Sim Melvyn. The price of robustness. *Operations Research*, 52(1) :35–53, 1998. 89
- [118] Bertsimas Dimitris, Nohadani Omid, and Meng Teo Kwong. Robust optimization for unconstrained simulation-based problems. *Operations Research*, 58(1) :161–178, 2010. 89
- [119] Bertsimas Dimitris, B. Brown David, and Caramanis Constantine. Theory and applications of robust optimization. *SIAM Review*, 53(3) :464–501, 2010. 89
- [120] Kwag Hyung-Geun and Kim Jin-O. Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer behavior. *Journal of Applied Energy*, 122 :24–33, 2014. 89
- [121] Li Yingying and Li Na. Mechanism design for reliability in demand response with uncertainty. *2017 American Control Conference (ACC), Seattle, WA, USA*, 2017. 89
- [122] Comden Joshua, Liu Zhenhua, and Zhao Yue. Harnessing flexible and reliable demand response under customer uncertainties. *In Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems, Hong Kong*, pages 67–79, 2017. 89
- [123] Scott Paul, Thiébaux Sylvie, van den Briel Menkes, and Van Hentenryck Pascal. Residential demand response under uncertainty. *International Conference on Principles and Practice of Constraint Programming*, pages 645–660, 2013. 89
- [124] Li Ding and K. Jayaweera Sudharman. Uncertainty modeling and price-based demand response scheme design in smart grid. *IEEE Systems Journal*, 11(3) :1743–1754, 2014. 89

- [125] Pazouki Samaneh, Mahmoud-Reza Haghifam, and Moser Albert. Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 61 :335–345, 2017. [89](#)
- [126] Hussain Akhtar, Bui Van-Hai, and Kim Hak-Man. Impact quantification of demand response uncertainty on unit commitment of microgrids. *2016 International Conference on Frontiers of Information Technology (FIT), Islamabad, Pakistan*, 2016. [89](#)
- [127] JingYun Fang, JiangLing Zhu, and ShaoPeng Wang. Global warming, human-induced carbon emissions, and their uncertainties. *Science China Earth Sciences*, 54(10) :1458–1468, 2011. [126](#)
- [128] Rhys John. *Cumulative Carbon Emissions and Climate Change : Has the Economics of Climate Policies Lost Contact with the Physics*. The Oxford Institute for Energy Studies, 2011. [126](#)
- [129] Rhys John. *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, 2018. [126](#)
- [130] Réseau Transport d'Electricité (RTE). *Bilan électrique 2017*, 2018. [127](#)
- [131] Commissariat général au développement durable. *L'eau et les milieux aquatiques, chiffres clés*, 2016. [129](#)
- [132] *Emissions de CO2 par les voitures en Europe, disponible sur : <https://www.planetoscope.com/automobile/311-emissions-de-co2-par-les-voitures-en-europe.html>*. [130](#)

Annexe A

Linéarisation du problème d'optimisation (P_{1,0})

Dans cette annexe, les équations et variables non linéaires du problème d'optimisation (P_{1,0}) sont linéarisés.

Les formulations A.1 et A.2 sont équivalentes, et permettent de linéariser le second terme de la fonction objectif Obj^{dr} du problème (P_{1,0}) :

$$\left\{ \begin{array}{l} A_t = P_t^{dr} \cdot y_t \\ 0 \leq P_t^{dr} \leq P_t^{max}, y_t \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.1) \quad \left\{ \begin{array}{l} A_t \leq P_t^{dr} \\ A_t \leq P_t^{max} \cdot y_t \\ A_t \geq P_t^{dr} - P_t^{max} \cdot (1 - y_t) \\ A_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.2)$$

Les formulations A.3 et A.4 sont équivalentes, et permettent de linéariser la variable γ_t :

$$\left\{ \begin{array}{l} \gamma_t = y_t \cdot y_{t+1} \\ y_t \in \{0, 1\}, y_{t+1} \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.3) \quad \left\{ \begin{array}{l} \gamma_t \leq y_t \\ \gamma_t \leq y_{t+1} \\ \gamma_t \geq y_t + y_{t+1} - 1 \\ \gamma_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.4)$$

Les formulations A.5 et A.6 sont équivalentes, et permettent de linéariser la variable α_t :

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_t = y_t \cdot (1 - y_{t+1}) \\ y_t \in \{0, 1\}, 1 - y_{t+1} \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.5) \quad \left\{ \begin{array}{l} \alpha_t \leq y_t \\ \alpha_t \leq 1 - y_{t+1} \\ \alpha_t \geq y_t - y_{t+1} \\ \alpha_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.6)$$

Les formulations A.7 et A.8 sont équivalentes, et permettent de linéariser la variable β_t :

$$\left\{ \begin{array}{l} \beta_t = y_t \cdot (1 - y_{t-1}) \\ y_t \in \{0, 1\}, 1 - y_{t-1} \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.7) \quad \left\{ \begin{array}{l} \beta_t \leq y_t \\ \beta_t \leq 1 - y_{t-1} \\ \beta_t \geq y_t - y_{t-1} \\ \beta_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.8)$$

Les formulations A.9 et A.10 sont équivalentes, et permettent de linéariser la contrainte relative à la modélisation de la fin de la période de référence avant effacement :

$$\left\{ \begin{array}{l} H_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \beta_t \\ \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \leq 2 \cdot P^{max}, \beta_t \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} H_t \geq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} - 2 \cdot P_t^{max} \cdot (1 - \beta_t) \\ H_t \leq 2 \cdot P_t^{max} \cdot \beta_t \\ H_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \\ H_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.10)$$

Les formulations A.11 et A.12 sont équivalentes, et permettent de linéariser la contrainte relative à la modélisation du début de la période de référence après effacement :

$$\left\{ \begin{array}{l} G_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \right) \cdot \alpha_t \\ \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \leq 2 \cdot P^{max}, \alpha_t \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (A.11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} G_t \geq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} - 2 \cdot P_t^{max} \cdot (1 - \alpha_t) \\ G_t \leq 2 \cdot P_t^{max} \cdot \alpha_t \\ G_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \\ G_t \geq 0 \end{array} \right. \quad (A.12)$$

Le problème d'optimisation non linéaire (P_{1,0}), formulé dans le chapitre 3, est équivalent au problème d'optimisation linéaire en variables mixtes suivant (P_{1,1}) :

$$\begin{aligned}
 \text{minimum}_{x_{i,t}, y_t, P_t^{dr}} \quad & Obj^{dr} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t} \cdot x_{i,t} - A_t \cdot (r_t^{sp} - \rho_t) + \sum_{a=1}^S \sum_{t=1}^T C_a^{min} \cdot \delta s_{a,t}^{min} + C_a^{max} \cdot \delta s_{a,t}^{max} + C_a^{fin} \cdot \delta s_a^{fin} \\
 \text{sous contraintes} \quad & s_a^{min} - \delta s_{a,t}^{min} \leq s_{a,t} \leq s_a^{max} + \delta s_{a,t}^{max}, \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\
 & s_{a,1} - s_{a,T} = \delta s_a^{fin}, \quad \forall a \in [1, S] \\
 & s_{a,t+1} = s_{a,t} + \sum q_{a,t}^{in} - \sum q_{a,t}^{out} - d_{a,t}, \quad \forall t \in [1, T-1], \forall a \in [1, S] \\
 & \sum q_{o,t}^{in} - \sum q_{o,t}^{out} - d_{o,t} = 0, \quad \forall t \in [1, T], \forall o \in [1, O] \\
 & y_t + y_{t+1} + y_{t+2} \leq 2, \quad \forall t \in [1, T-2] \\
 & |P_t^{dr} - P_{t+1}^{dr}| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-1] \\
 & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-1] \\
 & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t-2} \cdot x_{i,t-2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [3, T] \\
 & \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t+2} \cdot x_{i,t+2} - \sum_{i=1}^N P_{i,t+3} \cdot x_{i,t+3} \right| \leq P^{max} \cdot (1 - \gamma_t), \quad \forall t \in [1, T-3] \\
 & P_t^{dr} - P_t^{max} \cdot (1 - \gamma_t) \leq A_t \leq P_t^{dr} \\
 & A_t \leq P_t^{max} \cdot y_t \\
 & \beta_t, \alpha_t, \gamma_t \leq y_t \\
 & y_t - y_{t-1} \leq \beta_t \leq 1 - y_{t-1} \\
 & y_t - y_{t+1} \leq \alpha_t \leq 1 - y_{t+1} \\
 & y_t + y_{t+1} - 1 \leq \gamma_t \leq y_{t+1} \\
 & \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} - 2 \cdot P_t^{max} \cdot (1 - \alpha_t) \leq G_t \leq 2 \cdot P_t^{max} \cdot \alpha_t \\
 & G_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \\
 & \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} - 2 \cdot P_t^{max} \cdot (1 - \beta_t) \leq H_t \leq 2 \cdot P_t^{max} \cdot \beta_t \\
 & H_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t} \cdot x_{i,t} + P_t^{dr} \\
 & H_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t-1} \cdot x_{i,t-1} \\
 & G_t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,t+1} \cdot x_{i,t+1} \\
 & p_t^{dr,min} \leq P_t^{dr} \leq P_t^{max}, \quad \forall t \in [1, T] \\
 & 0 \leq s_{a,t} \leq V_a \quad \forall t \in [1, T], \forall a \in [1, S] \\
 & A_t, \alpha_t, \beta_t, G_t, H_t \geq 0 \\
 & x_{i,t}, y_{i,t}, y_t \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in [1, N], \forall t \in [1, T]
 \end{aligned}
 \tag{P_{1,1}}$$

Annexe B

Résultats numériques pour la gestion multi-systèmes

Cette annexe présente les résultats numériques issus de la résolutions des problèmes ($P_{5,0}^m$), formulés dans le chapitre 5 pour la valorisation de la gestion multi-systèmes.

TABLEAU B.1 – Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d'optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 1

Puissance kW	Système 1		Système 2		Système 3	
	Coût €	Deficit/max m^3	Coût €	Deficit/max m^3	Coût €	Deficit/max m^3
-225	817	0	439	0	1994	0
-200	817	0	439	0	1994	0
-175	817	0	439	0	1996	0
-150	817	0	439	0	1996	0
-125	817	0	439	0	1997	0
-100	817	0	439	0	1999	0
-75	817	0	439	0	1999	0
-50	817	0	439	0	1999	0
-25	817	0	440	0	2000	0
0	817	0	440	0	2000	0
25	∞	-	440	0	2002	0
50	∞	-	447	0	2005	0
75	∞	-	447	0	2012	0
100	∞	-	∞	-	2016	0
125	∞	-	∞	-	2020	0
150	∞	-	∞	-	2023	0
175	∞	-	∞	-	2025	0
200	∞	-	∞	-	2028	0

TABLEAU B.2 – Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d’optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 2

Puissance kW	Système 1		Système 2			Système 3	
	Coût €	Deficit/max m^3	Coût €	Deficit m^3	Max m^3	Coût €	Deficit/max m^3
-225	1200	0	617	0	220	2187	0
-200	1200	0	617	0	220	2187	0
-175	1200	0	617	0	220	2187	0
-150	1200	0	617	0	220	2187	0
-125	1200	0	617	0	220	2187	0
-100	1200	0	617	0	220	2191	0
-75	1200	0	600	0	320	2191	0
-50	1200	0	601	0	543	2205	0
-25	1200	0	582	0	610	2205	0
0	1200	0	591	0	615	2205	0
25	∞	-	589	0	1057	2205	0
50	∞	-	586	67	1057	2210	0
75	∞	-	596	187	1057	2215	0
100	∞	-	∞	-	-	2215	0
125	∞	-	∞	-	-	2227	0
150	∞	-	∞	-	-	2229	0
175	∞	-	∞	-	-	2240	0
200	∞	-	∞	-	-	2221	0

TABLEAU B.3 – Résultats numériques issus de la résolution des problèmes d’optimisation ($P_{5,0}^m$) pour différentes valeurs de puissance A_m pour le scénario 3

Puissance kW	Système 1		Système 2			Système 3	
	Coût €	Deficit/max m^3	Coût €	Deficit m^3	Max m^3	Coût €	Deficit/max m^3
-225	1084	0	591	0	220	2063	0
-200	1094	0	591	0	220	2063	0
-175	1094	0	591	0	220	2063	0
-150	1100	0	596	0	220	2063	0
-125	1100	0	591	0	220	2067	0
-100	1100	0	598	0	220	2067	0
-75	1100	0	600	0	320	2072	0
-50	1100	0	604	0	543	2075	0
-25	1100	0	607	0	610	2075	0
0	1100	0	609	0	60	2080	0
25	∞	-	589	0	130	2080	0
50	∞	-	586	0	587	2081	0
75	∞	-	596	0	649	2081	0
100	∞	-	∞	-	-	2084	0
125	∞	-	∞	-	-	2088	0
150	∞	-	∞	-	-	2091	0
175	∞	-	∞	-	-	2098	0
200	∞	-	∞	-	-	2098	0

