



HAL
open science

Déploiement de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants en 2050 : Conception et développement d'un outil d'optimisation pour l'analyse de scénarios

Emmanuelle Patay

► To cite this version:

Emmanuelle Patay. Déploiement de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants en 2050 : Conception et développement d'un outil d'optimisation pour l'analyse de scénarios. Sciences de l'ingénieur [physics]. Ecole Centrale Paris, 2008. Français. NNT : . tel-00375976

HAL Id: tel-00375976

<https://theses.hal.science/tel-00375976>

Submitted on 16 Apr 2009

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

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



Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale des Arts et Manufactures
Spécialité : Génie industriel

Présentée par
Emmanuelle PATAY

Pour l'obtention du grade de Docteur de l'Ecole Centrale Paris

Sujet

*Déploiement de la chaîne logistique de l'hydrogène pour
le marché des carburants en 2050 :*
Conception et développement d'un outil d'aide à la
décision pour l'analyse de scénarios

Soutenue le : 1^{er} juillet 2008

devant un jury composé de :

Rapporteurs :

Coppin Gilles *Professeur, Telecom Bretagne*
Dolgui Alexandre *Professeur, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne*

Autres membres :

Barbier Françoise *Directeur des programmes R&D, Hydrogène Energie, Air Liquide*
Boutemy Florence *Responsable d'équipe R&D, Contrôle des Procédés et Logistique, Air Liquide*
Kieffer Jean-Paul *Professeur, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers*

Directeur de thèse :

Bocquet Jean-Claude *Professeur, Ecole Centrale Paris*

Co-directeur de thèse :

Minoux Michel *Professeur, Université de Paris 6*

Co-encadrante de thèse :

Ghaffari-Aloulou Asma *Maitre de conférences, Ecole Centrale Paris*

Laboratoire Génie Industriel
Ecole Centrale Paris
Grande Voie des Vignes
92925 Châtenay-Malabry Cedex

N° 2008-30

Remerciements

Je remercie en premier lieu l'entreprise Air Liquide pour m'avoir offert l'opportunité de travailler sur un sujet passionnant, et pour m'avoir accueillie au sein de son Centre de Recherche Claude Delorme et avoir mis à ma disposition les moyens nécessaires à la réalisation de cette étude. Pour leurs conseils et la pertinence de leur regard sur mon travail, je remercie Jérôme Perrin, Katia Barral, Cyrille Millet, Aurélien Léon, Christophe Claeys, Sitra Colom, Florence Boutemy, Joseph Pierquin, Françoise Barbier et Aude Cuni.

Bien entendu, je remercie tout particulièrement mon directeur de thèse Jean-Claude Bocquet et en son nom, tout le Laboratoire Génie Industriel de l'Ecole Centrale Paris de m'avoir ouvert ses portes pour quatre années riches en contacts scientifiques et humains. Au même titre je remercie mon co-directeur Michel Minoux pour ses conseils et sans l'expérience de qui, je n'aurai su mener à bien ce travail. Un grand merci également à ma co-encadrante, Asma Ghaffari qui, par sa rigueur, sa disponibilité et ses encouragements m'a aidée à avancer pas à pas sur le long chemin de la thèse.

J'adresse ensuite mes remerciements à Jean-Paul Kieffer pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance, et avoir, au terme de sa carrière, éclairé mes travaux par son expérience. Pour avoir lu et commenté le présent manuscrit, mettant en relief les apports de mon travail par leurs rapports, je remercie profondément Alexandre Dolgui et Gilles Coppin.

Je remercie les nombreuses personnes qui m'ont accordée de leur temps pour me présenter leur activité, me partager leur connaissance et m'apporter leur aide. Je remercie tout particulièrement Alexandre Makarenko, Marc Till et Jean-Philippe Rey pour leurs conseils informatiques et collaborations.

Je souhaite remercier tous mes collègues et amis du CRCD et du LGI, en particulier Adeline, Mathieu, Anne, Emmanuelle, Sitra, Vincent, Fred, Aude, Céline, Marjia, Anne, Sylvie, Corinne, Ali, Adel, Salma et Marinita pour leur amitié et la bonne ambiance partagée pendant ces années.

Enfin, je remercie mes parents de m'avoir permis d'aller jusqu'au bout de cette aventure, et de la fierté qu'ils me témoignent.

Table des matières non détaillée

Une table des matières détaillée sera présentée au début de chaque chapitre.

INTRODUCTION GENERALE.....	1
I. CONTEXTE DE DEPLOIEMENT DU MARCHÉ DE L'HYDROGENE CARBURANT	2
II. PRESENTATION DE LA PROBLEMATIQUE	3
III. ORGANISATION DU MEMOIRE	4
CHAPITRE 1 –ANALYSE DU SYSTEME INDUSTRIEL ET CARACTERISATION DU PROBLEME D'OPTIMISATION	5
I. DESCRIPTION DE LA CHAÎNE LOGISTIQUE DE L'HYDROGENE COMME CARBURANT	6
II. ANALYSE DU SYSTEME : METHODE SCOS'M	6
III. CARACTERISATION DES CHAINES LOGISTIQUES RETENUES	24
IV. CONCLUSION DU CHAPITRE 1	28
CHAPITRE 2 - APPORTS DE LA LITTERATURE POUR LA CONCEPTION ET LE DEVELOPPEMENT D'UN OUTIL D'AIDE A LA DECISION.....	29
I. MODELES D'AIDE A LA DECISION EN GENERAL	30
II. CONCEPTION DE RESEAUX LOGISTIQUES.....	30
III. PROSPECTIVE ENERGETIQUE	33
IV. DEPLOIEMENT DE L'HYDROGENE ENERGIE	38
V. CONCLUSION DU CHAPITRE 2	44
CHAPITRE 3 – PROPOSITION D'UNE APPROCHE COUPLANT SIMULATION ET OPTIMISATION. 47	
I. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE POUR L'OPTIMISATION DANS L'INCERTAIN	48
II. PRESENTATION DE LA METHODE ET DE L'OUTIL DEVELOPPES.....	56
III. PRESENTATION DU MODELE ECONOMIQUE.....	60
IV. CONCLUSION DU CHAPITRE 3	71
CHAPITRE 4 – PRESENTATION DES SCENARIOS	73
I. DEFINITION D'UN SCENARIO	74
II. CADRE DE L'ETUDE	75
III. CONSTITUTION DE 8 SCENARIOS DE REFERENCE	75
IV. PARAMETRES DE SENSIBILITE	80
V. CONCLUSION DU CHAPITRE 4	84
CHAPITRE 5 – SIMULATION ET ELABORATION DES FONCTIONS DE COUT	87
I. PRINCIPE DE LA SIMULATION	88
II. HYPOTHESES ET REGLES LOGISTIQUES	90
III. CONSTRUCTION DES FONCTIONS DE COUT PAR SURFACES DE REPONSE	103
IV. CONCLUSION DU CHAPITRE 5	111
CHAPITRE 6 – OPTIMISATION DE SURFACES DE REPONSE NON CONVEXES.....	113
I. DESCRIPTION DU MODELE D'OPTIMISATION.....	114
II. RESOLUTION.....	121
III. CONCLUSION DU CHAPITRE 6	135
CHAPITRE 7 –ANALYSE DU MODELE ET RESULTATS	137
I. INTERPRETATION DES RESULTATS	138
II. IMPACT DES DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES TECHNOLOGIES	138
III. ANALYSES DE SENSIBILITE SUR LES SCENARIOS	142
IV. ANALYSE DE LA STRUCTURE LOGISTIQUE DES SOLUTIONS.....	151
V. CONCLUSION DU CHAPITRE 7	156
CONCLUSION GENERALE	159
I. PRINCIPAUX APPORTS	159
II. DISCUSSIONS ET PERSPECTIVES	160
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	163

ANNEXE 1 – PRESENTATION DES PROJETS SUR L’INFRASTRUCTURE DE L’HYDROGENE ENERGIE.....	169
I. INFRASTRUCTURE ANALYSIS - HYWAYS.....	169
II. THE ECONOMICS OF A EUROPEAN HYDROGEN AUTOMOTIVE INFRASTRUCTURE	170
III. HA2	171
IV. DESIGN AND OPERATION OF A FUTURE HYDROGEN SUPPLY CHAIN.....	171
ANNEXE 2 – PRESENTATION DES RESULTATS AUX ANALYSES DE SENSIBILITES	173
I. SATURATION DES BORNES	173
II. IMPACT DU PRIX DU GAZ NATUREL	174
III. IMPACT DU PRIX DE L’ELECTRICITE	176
IV. IMPACT DU PRIX DE LA BIOMASSE.....	177
V. IMPACT DU PRIX DU CARBURANT.....	179
VI. IMPACT DU PRIX DE LA TAXE CARBONE	181
ANNEXE 3 – VALORISATION DES COMPETENCES.....	183
I. CADRE DE LA THESE : ENJEUX, CONTEXTE ET MOTIVATION PERSONNELLE	184
II. DEROULEMENT DE LA THESE : GESTION ET COUT DU PROJET	187
III. IMPACTS DE MA THESE.....	192
IV. IDENTIFICATION ET ILLUSTRATION DES DIVERSES CONNAISSANCES ET COMPETENCES ACQUISES ET MISES EN ŒUVRE	194
V. DU BILAN VERS UN PROJET PROFESSIONNEL	195

Introduction générale

Préambule :

Dans cette thèse nous nous intéressons au déploiement d'une chaîne logistique pour la distribution de l'hydrogène comme carburant pour les véhicules automobiles.

Pour satisfaire des objectifs mondiaux de réduction d'émissions de gaz à effet de serre et pour assurer une sécurité d'approvisionnement énergétique, l'hydrogène comme carburant, apparaît être une alternative au pétrole intéressante. La distribution de l'hydrogène comme carburant, à l'ensemble de la population d'un pays, puis d'un continent, nécessitera le déploiement progressif et à long terme d'une importante infrastructure.

La planification du déploiement de cette infrastructure, en réponse à l'évolution de la demande, est le problème d'optimisation auquel nous apportons des éléments de réponse dans cette thèse. Dans ce chapitre introductif, nous allons présenter le contexte de l'étude, la problématique retenue et nos objectifs majeurs, puis nous terminerons en présentant l'organisation du présent mémoire.

Table des matières :

- I. CONTEXTE DE DEPLOIEMENT DU MARCHE DE L'HYDROGENE CARBURANT
- II. PRESENTATION DE LA PROBLEMATIQUE
- III. ORGANISATION DU MEMOIRE

I. Contexte de déploiement du marché de l'hydrogène carburant

D'après certaines études récentes [Graversen et al., 2008], l'augmentation constante des émissions de gaz à effet de serre sur notre planète serait bien à l'origine des dérèglements climatiques actuels. De ce fait nos habitudes énergétiques doivent changer. Pour cela, nos comportements individuels doivent devenir plus responsables et s'adapter aux exigences d'un développement durable, et surtout, les technologies de l'énergie, pour sa production, sa fourniture et son utilisation, doivent devenir plus propres. Les gouvernements de la majorité des pays développés se sont engagés, à travers la signature du protocole de Kyoto, à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Pour respecter les engagements qu'ils ont pris, les pays doivent trouver des solutions alternatives non polluantes pour satisfaire leurs besoins en énergie. Le gouvernement français a, dans cette optique, adopté, le 22 juillet 2004, un " Plan climat " qui rassemble des mesures de réduction des émissions de CO₂ étendues, non seulement au secteur industriel, mais à tous les secteurs de l'économie et de la vie quotidienne des Français. Ce Plan climat présente une stratégie de recherche technologique destinée à diviser par 4 à 5 les émissions françaises de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Nos consommations d'énergies fossiles sont les principales responsables de ces émissions de gaz à effet de serre. Or, en France, le secteur qui utilise le plus d'énergie fossile est le transport. En effet, notre électricité étant à 80% d'origine nucléaire, le secteur industriel français n'est pas la cause majeure des émissions de gaz à effet de serre. Ainsi, le secteur sur lequel nous devons faire le plus d'efforts en France sera les transports. Dans ce secteur, l'hydrogène, qu'on appellera « hydrogène carburant », apparaît comme une alternative au pétrole doublement intéressante. Son utilisation dans une pile à combustible permet d'alimenter un véhicule sans rejet de gaz à effet de serre, et par ailleurs, sa production peut être envisagée, à long terme, sans recours aux énergies fossiles, dont les réserves sont estimées à quelques dizaines d'années, mais uniquement grâce aux énergies renouvelables. L'hydrogène apporterait ainsi un avantage dans la sécurité d'approvisionnement énergétique des pays.

La distribution de l'hydrogène comme carburant à l'ensemble de la population d'un pays, puis d'un continent, nécessiterait le déploiement d'une importante infrastructure. La chaîne de distribution de l'hydrogène n'est pas triviale. En effet, l'hydrogène (H₂) est un gaz qui ne se trouve pas à l'état naturel sur terre. Il peut être produit par divers processus à partir de diverses sources d'énergie primaire (gaz naturel, électricité, biomasse,...). L'hydrogène gazeux (GH₂) ainsi produit est très peu dense. Il doit alors être conditionné en bouteilles ou en citernes sous forme d'hydrogène comprimé à haute pression (CGH₂) ou être liquéfié (LH₂) afin de permettre son stockage et son transport en plus grandes quantités dans de plus petits volumes. Le transport de l'hydrogène peut s'effectuer par camions (pour le CGH₂ ou LH₂) ou au travers de canalisations (pour le GH₂). Enfin, concernant l'application visée, l'hydrogène devra être distribué aux clients finaux par le biais de stations service.

Les futurs acteurs de ce marché de l'hydrogène carburant, qui auront à déployer une telle infrastructure, devront donc faire des choix stratégiques concernant le nombre et l'emplacement des unités de production, de transformation et de distribution d'hydrogène à mettre en place, leurs capacités, ainsi que les modes de transport à utiliser. Ces choix dépendront bien entendu de l'évolution de la demande, qui à l'heure actuelle est caractérisée par une forte incertitude.

Plusieurs alternatives sont envisageables pour la production, la transformation, le stockage, le transport et la distribution de l'hydrogène. Certaines de ces technologies, telles que la production à partir de biomasse, ne sont pas encore matures et leurs coûts sont relativement incertains.

On notera que les décisions concernant le mode de transport de l'hydrogène sont primordiales du fait de la faible densité de ce gaz et du panel de technologies permettant de le transporter, certaines avec de forts coûts d'investissement (canalisations), d'autres avec de forts coûts d'exploitation (camions). On notera également que le choix du mode de transport est corrélé à l'architecture du réseau de distribution. En effet, une chaîne logistique incluant de l'hydrogène liquide requiert des camions, alors qu'une chaîne logistique n'incluant aucun liquéfacteur ou centre de conditionnement, requiert des canalisations.

II. Présentation de la problématique

La problématique que nous avons choisi de traiter dans cette thèse est **l'optimisation** de la **planification** du **déploiement à 2050** de la **chaîne logistique** de **l'hydrogène** pour le marché des **carburants à l'échelle d'un pays**. En effet, nous montrerons en nous appuyant sur la littérature que le choix de l'évolution dans le temps de l'implantation des technologies pour la chaîne logistique de l'hydrogène n'a pas été bien traité.

Le modèle d'optimisation proposé sera implémenté dans un outil d'aide à la décision qui permettra de guider les décideurs d'Air Liquide (AL), leader mondial des gaz industriels et médicaux, dans leurs choix stratégiques vis-à-vis d'un positionnement sur le marché de l'hydrogène carburant. Ces choix porteront sur les technologies de production d'hydrogène, sur les infrastructures de transport de l'hydrogène ainsi que sur les modes de distribution de l'hydrogène. Cet outil devra leur permettre de déterminer le moment optimal pour effectuer les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande prévue.

L'originalité de cette problématique résulte de l'horizon de temps envisagé et de la dimension dynamique de l'étude, ainsi que de la taille de la chaîne logistique considérée. L'horizon 2050 entraîne de fortes incertitudes et une difficulté pour représenter et modéliser cette chaîne logistique future. Ces incertitudes, couplées à la taille du problème, impliquent de mettre au point une méthode donnant des résultats exploitables avec un niveau de détail adapté.

III. Organisation du mémoire

Suite à ce chapitre introductif, le Chapitre 1 aura pour objet de **définir et caractériser le modèle d'optimisation** de la planification du déploiement à 2050 de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants à l'échelle d'un pays. Tout d'abord, une **analyse systémique** de l'infrastructure de distribution nous permettra d'en déterminer les limites et d'en décrire les composantes. Cette analyse nous permettra de donner les **caractéristiques du problème et de catégoriser** ce dernier.

Au Chapitre 2, une analyse bibliographique des études permettant d'apporter des éléments pour l'élaboration d'un **modèle d'aide à la décision** sera présentée. Nous étudierons les **modèles de conception de réseaux de logistiques**, les études de **prospective énergétique** et les études sur le **déploiement des infrastructures pour l'hydrogène énergie**. Cette analyse nous permettra de caractériser l'outil d'aide à la décision que nous allons développer et de mettre en évidence les apports de notre approche.

Au Chapitre 3, nous présenterons et détaillerons **notre approche** combinant **simulation, surfaces de réponse et optimisation** en nous appuyant sur une étude bibliographique des couplages entre méthodes d'optimisation et de simulation. Dans ce chapitre nous mettrons en avant le modèle économique de gestion pour le choix des investissements utilisé dans notre approche.

Le Chapitre 4 permettra de présenter les **scénarios d'évolution** pour la demande en hydrogène et pour le coût des ressources qui serviront à illustrer les apports des chapitres suivants.

Le Chapitre 5 se découpera en deux parties. Tout d'abord, nous discuterons des **hypothèses et règles logistiques** utilisées dans la **simulation**. Il est important de noter que toutes les hypothèses de coûts du modèle sont données dans des annexes confidentielles ne figurant pas dans la version publique du manuscrit. Puis, nous présenterons la méthode utilisée pour obtenir les **surfaces de réponse de coût** du système et illustrerons la qualité de ces surfaces.

Le Chapitre 6 présentera le **modèle d'optimisation** que nous avons développé. Dans un second temps, nous présenterons la **méthode que nous avons mise au point** pour la **résolution** de notre modèle d'optimisation **non convexe avec contraintes**. Enfin, nous discuterons la **qualité** de notre méthode.

Le Chapitre 7 présentera les **résultats d'études de sensibilité** du modèle aux paramètres d'entrée. A partir de jeux d'hypothèses différents, issus de scénarios publics, nous tirerons des conclusions sur les **paramètres influents**, qui pourront, à l'avenir, être déterminants pour le déploiement de l'infrastructure de distribution de l'hydrogène.

Les **conclusions scientifiques et techniques** de notre étude feront l'objet de la conclusion générale. Nous détaillerons les apports ainsi que les limites du modèle et de l'outil développé. Nous discuterons de l'approche qui a été adoptée. Enfin, nous proposerons des perspectives de nos travaux.

Chapitre 1 –Analyse du système industriel et caractérisation du problème d'optimisation

Préambule :

Le système logistique de l'hydrogène que nous étudions en phase de préconception est un système complexe car incertain. La conduite d'une analyse systémique va nous permettre d'en déterminer les limites et d'en décrire les composantes.

A partir de cette analyse systémique, nous identifierons les éléments à prendre en compte pour caractériser le problème d'optimisation de la planification du déploiement à 2050 de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants à l'échelle d'un pays. Pour ce problème d'optimisation nous devons caractériser une fonction à optimiser dite « fonction objectif », les contraintes qui portent sur cette fonction objectif, ainsi que les variables et paramètres permettant d'explicitier ces fonctions contraintes et objectif.

Table des matières :

- I. DESCRIPTION DE LA CHAINE LOGISTIQUE DE L'HYDROGENE COMME CARBURANT
- II. ANALYSE DU SYSTEME : METHODE SCOS'M
 - II.1. *Périmètre du système (Etape 0)*
 - II.2. *Phases du cycle de vie (Etape 1)*
 - II.3. *Attentes du système principal (Etape 2)*
 - II.3.1. Méthode de représentation d'un système industriel selon 4 pôles
 - II.3.2. Expression du besoin fondamental : Bête à cornes
 - II.4. *Fonctions du système au service de ses attentes (Etape 3)*
 - II.4.1. Phase d'implantation
 - II.4.2. Phase d'exploitation/maintenance
 - II.4.3. Phase de démantèlement
 - II.5. *Caractérisation du problème d'optimisation (Etape 4)*
 - II.5.1. Fonction objectif du système industriel
 - II.5.2. Contraintes du système industriel
 - II.5.3. Variables et paramètres du système industriel
- III. CARACTERISATION DES CHAINES LOGISTIQUES RETENUES
- IV. CONCLUSION DU CHAPITRE I

I. Description de la chaîne logistique de l'hydrogène comme carburant

L'hydrogène est un gaz qui n'est pas présent à l'état naturel sur terre. Il existe plusieurs procédés permettant de le produire. Les procédés peuvent être classifiés en trois grandes catégories que sont les technologies de production thermochimiques (le vaporeformage d'hydrocarbures tels que le gaz naturel, le méthane et le pétrole, l'oxydation d'hydrocarbures tels que le charbon et la biomasse), les technologies de production électrolytiques et les technologies de production photolytiques.

L'hydrogène est un gaz très peu dense (0,08988 kg/Nm³ à 273°K). Il existe plusieurs modes de transport et de stockage permettant de réduire son volume. Une fois **produit**, l'hydrogène peut donc être **transporté par canalisations** à l'état **gazeux**, après une étape de compression. Il peut également être conditionné à haute pression pour être transporté par camions **dans des bouteilles** ou de grands **réservoirs cylindriques**.

Enfin, l'hydrogène peut être **liquéfié** pour être transporté en plus gros volumes, par des **camions cryogéniques**. Il est alors près de 800 fois plus dense qu'à l'état gazeux d'où, a priori, l'intérêt évident que présente cette forme liquide pour le stocker et le transporter. Cependant, un certain niveau de technologie cryogénique est à mettre en œuvre, que ce soit pour le liquéfier ou pour le conserver à l'état liquide.

En fin de chaîne, l'hydrogène carburant doit être **distribué** aux clients finaux. Cette distribution se fait dans des stations service. Pour chaque station, on considère qu'elle peut fournir l'hydrogène sous trois formes pour que tout véhicule, avec n'importe quel type de réservoir embarqué, puisse s'approvisionner en carburant : distribution d'hydrogène gazeux à haute pression, distribution d'hydrogène liquide, ou distribution de bouteilles pour un échange plein contre vide. Pour ces deux dernières formes d'hydrogène carburant, l'approvisionnement est imposé par la nature même du carburant à distribuer. Pour fournir de l'hydrogène liquide, la station doit être approvisionnée en hydrogène liquide car il n'est pas possible de liquéfier de l'hydrogène à l'échelle d'une station. Pour fournir des bouteilles, on considère que la station doit être approvisionnée en bouteilles pleines plutôt que d'envisager que le remplissage soit effectué en station par un agent. On se calque sur le modèle de distribution des bouteilles de butane/propane.

II. Analyse du système : Méthode SCOS'M

Nous nous intéressons à l'ensemble de la **future chaîne logistique de l'hydrogène** comme carburant. D'après la définition de [LeMoigne, 1999], reprise par Bocquet, d'un « *système industriel comme mettant en œuvre des processus, étant constitué de moyens et évoluant sur son cycle de vie; sa finalité étant, dans un environnement donné (marché, concurrence, fournisseurs), de générer de la valeur ajoutée* » nous pouvons considérer cette chaîne logistique comme un **système industriel**. Ce système se

compose de nombreux éléments en interaction, et son coût, que l’on cherchera à évaluer, n’est pas la somme linéaire du coût de ses composants comme nous le montrerons. Ces caractéristiques montrent que nous sommes face à un système au moins **compliqué** à étudier. Etant en phase de préconception, la majorité des caractéristiques de notre système sont incertaines et notre système peut être considéré comme un système **complexe**.

Nous avons choisi **la systémique** pour analyser ce **système complexe**, délimiter son périmètre et le décrire. Nous avons utilisé et adapté la méthode SCOS’ proposée par Bocquet [Bocquet et al., 2007] pour mener cette analyse systémique de la future chaîne logistique de l’hydrogène. Cette méthode, Systemics for Complex Organisational Systems, a pour principe de partir des objectifs du système pour guider sa conception et déterminer ses paramètres. Notre adaptation de la méthode SCOS’ pour la modélisation d’un système complexe SCOS’M, Systemics for Complex Organisational Systems’Modelling [Patay et al., 2007] se décompose en 5 étapes présentées dans le Tableau 1.

0	Isoler le système et ses sous-systèmes pour en définir le périmètre
1	Décrire les phases du cycle de vie du système
2	Décrire, pour chaque phase de son cycle de vie, les attentes portant sur le système en termes de satisfaction et de performance
3	Elaborer les fonctions que doit accomplir le système pour satisfaire ces attentes
4	Déterminer les paramètres et les variables du système permettant de valider la satisfaction des attentes par le système

Tableau 1: Description des étapes de la méthode SCOS'M

A partir d’une **description du périmètre du système**, la première étape de la méthode consiste à déterminer les **phases du système**. Pour chaque phase, la seconde étape consiste à lister les **attentes qui portent sur le système**. La troisième étape correspond à **l’identification des fonctions** du système **et critères de performance** permettant d’évaluer la satisfaction des attentes par le système. A l’étape 4, on part de ces critères de performance pour déterminer les paramètres et variables nécessaires à la description du système.

Cette approche, appliquée au système de distribution de l’hydrogène, nous a conduit à la détermination des limites du système et nous a permis de lister le plus complètement possible l’ensemble des paramètres à retenir pour le modéliser, sans pouvoir toutefois prouver une exhaustivité de la description, par définition même des systèmes complexes.

II.1. Périmètre du système (Etape 0)

Nous avons considéré un système global appelé : « chaîne logistique de l’hydrogène carburant » et l’avons décomposé en sous-systèmes. Le premier niveau de décomposition du système en sous-systèmes fonctionnels est proposé à la Figure 1. Sur cette figure, on représente également les limites du système et son environnement au sens large.

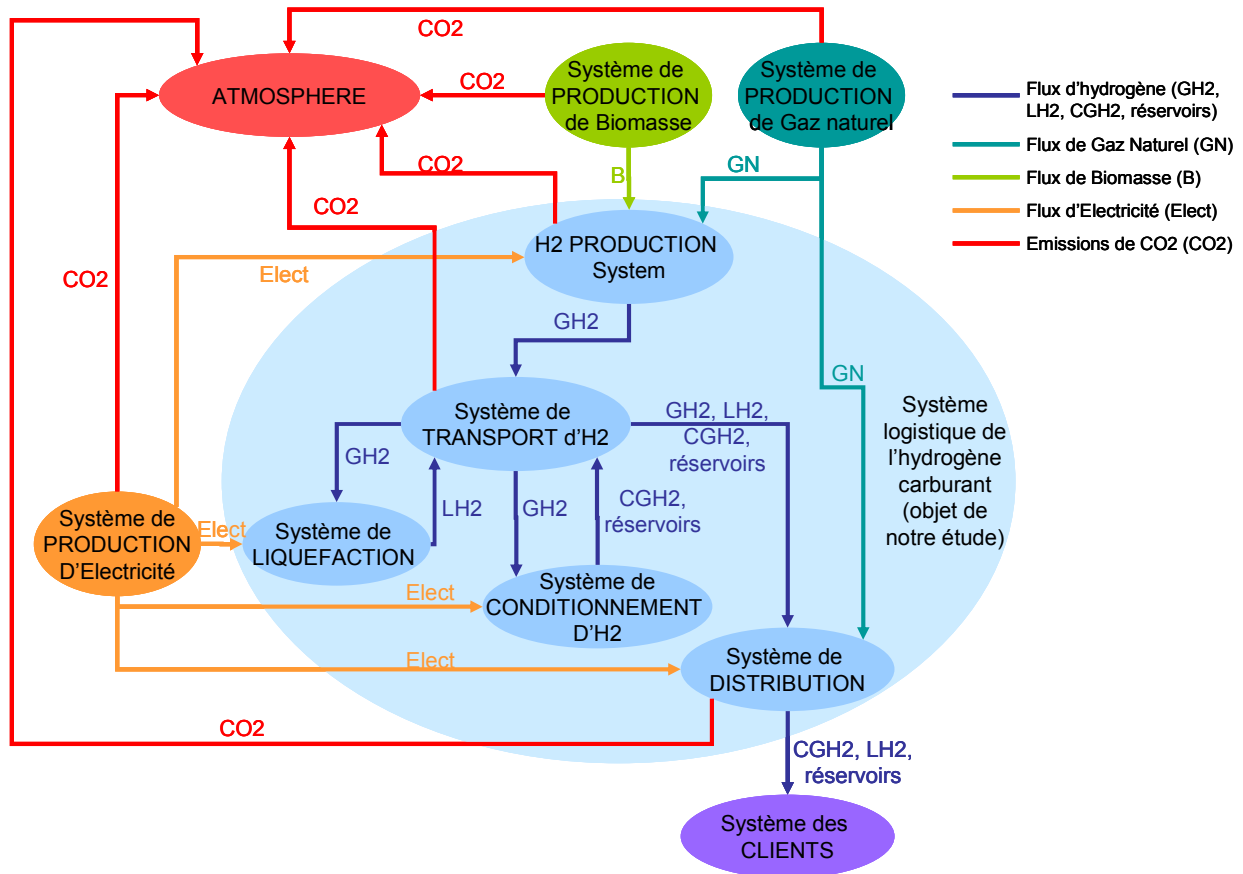


Figure 1 : Décomposition en sous-systèmes et limitation du système à l'objet de notre étude

Dans l'environnement de notre « système logistique de l'hydrogène carburant », nous avons identifié tous les systèmes permettant de fournir les matières premières ou ressources, ou sources d'énergie primaire, permettant à notre système de produire de l'hydrogène. Le **système de production de biomasse** comprend la culture de la biomasse et son transport, ou sa mise à disposition, jusqu'à nos unités de production. Le **système de production de gaz naturel** comporte les processus d'extraction et de transport du gaz naturel depuis leurs gisements, jusqu'à nos usines. Le **système de production d'électricité** correspond à la production et la mise à disposition de l'électricité pour toutes nos unités de production et de transformation d'hydrogène. L'**atmosphère** correspond à l'environnement au sens écologique du terme. Enfin, le **système des clients** comporte l'ensemble des clients que notre système logistique de l'hydrogène carburant doit servir.

Afin de proposer cette décomposition nous avons étudié les différentes étapes intervenants dans la chaîne logistique de l'hydrogène depuis sa production jusqu'à sa distribution au client.

Nous avons regroupé les différents procédés de production de l'hydrogène dans le **système de production**.

L'hydrogène (H₂) ainsi obtenu à basse pression doit alors passer par le **système de transport** à l'état gazeux (GH₂), pour être dirigé :

- soit vers le **système de liquéfaction** d'où il ressortira liquide (LH₂),

- soit vers le **système de conditionnement** d'où il ressortira à haute pression (CGH₂) pour être transporté par camions dans des bouteilles ou des grands réservoirs cylindriques,
- soit directement vers le client final à travers le **système de distribution**.

Depuis le **système de liquéfaction**, l'hydrogène peut être envoyé vers le **système de conditionnement** ou directement vers le **système de distribution**. Depuis le **système de conditionnement**, l'hydrogène doit être envoyé directement vers le **système de distribution**.

Le critère que nous avons retenu pour déterminer si la décomposition était suffisamment détaillée, est l'équilibre des flux de matière entre les sous systèmes. Nous avons pu constater que ce critère nous permettait d'obtenir une bonne décomposition, mais nous n'avons pas généralisé ce résultat pour la décomposition de tout système industriel. Cela nous a conduits à diviser certains sous-systèmes. Par exemple, le système « transport de l'hydrogène » est séparé en cinq sous-systèmes nous permettant de bien identifier et localiser toutes les transformations de flux de matière :

- o le système « camions cryogéniques pour le transport de l'hydrogène liquide (LH₂) »
- o le système « camions avec réservoirs cylindriques pour le transport d'hydrogène gazeux à haute pression (CGH₂) »
- o le système « camions pour le transport d'hydrogène conditionné dans des réservoirs amovibles (Réservoirs) »
- o le système « canalisations de transport »
- o le système « canalisations de distribution »

II.2. Phases du cycle de vie (Etape 1)

Nous avons identifié six phases dans le cycle de vie de la chaîne logistique de l'hydrogène carburant.

- Phase d'étude des technologies : A l'heure actuelle toutes les technologies constituant la chaîne logistique de l'hydrogène ne sont pas matures. Des études portant sur la conception de ces technologies sont alors requises. Cette phase est la phase actuelle du système. Nous avons considéré que cette phase du cycle de vie du système serait en dehors de notre étude.
- Phase d'étude d'implantation : C'est au cours de cette phase que nous cherchons à prévoir comment sera utilisé le système dans les phases « réelles » du cycle de vie qui sont décrites ci-dessous. Cette phase correspond à notre étude.
- Phase d'implantation : Cette phase correspond à la construction des différentes usines et infrastructures du système. Elle engendre des coûts d'investissement que nous souhaitons intégrer à notre étude. Ainsi, cette phase d'implantation fera partie de notre étude.

- **Phase d'exploitation** : Cette phase principale du cycle de vie s'étend sur une durée bien plus importante que les autres phases du cycle de vie. Pendant cette longue période, le système génère des coûts relatifs à son utilisation. Ces coûts sont les principaux coûts d'un système logistique et nous souhaitons bien évidemment les considérer dans notre étude. De ce fait, l'exploitation sera la principale phase pendant laquelle nous souhaitons évaluer le comportement de notre système.
- **Phase de maintenance** : Couplée à l'exploitation, nous devons considérer la phase de maintenance qui va occasionner certains coûts sur le système. Elle fera donc partie du périmètre de notre étude.
- **Phase de démantèlement** : Cette dernière étape du cycle de vie d'un système n'a pas une importance aussi forte que les deux précédentes dans le cas d'une chaîne logistique comme celle de l'hydrogène. En effet, les infrastructures, bien que lourdes, qu'elle comporte, pourront être réutilisées pour d'autres applications, comme le transport d'autres gaz. Toutefois, nous incluons cette phase dans notre étude.

Ainsi, on ne retiendra pour notre étude principalement que la phase d'étude d'implantation mais aussi les phases **d'implantation**, les phases **d'exploitation** et **de maintenance**, et la phase **de démantèlement** pour leur implication, leur incidence dans la phase d'étude d'implantation.

II.3. Attentes du système principal (Etape 2)

La réalisation de cette étape s'est appuyée sur l'utilisation de plusieurs méthodes complémentaires que nous allons présenter dans ce chapitre.

II.3.1. Méthode de représentation d'un système industriel selon 4 pôles

Afin de construire une description du système ayant un sens par rapport à ses finalités visées, nous avons utilisé la représentation d'un système industriel général proposée par le diagramme Figure 2.

Un système se représente traditionnellement selon quatre pôles : le pôle ontologique (ce que le système est), le pôle fonctionnel (ce que le système fait), le pôle génétique (ce que le système devient) et le pôle téléologique (ce que sont les finalités du système) [Le Moigne, 1977]. La Figure 2 illustre la décomposition d'un système industriel proposée par [Perron, 2002] suivant ces quatre pôles. On part alors de l'aspect génétique pour savoir de quelle phase on parle. Pour chacune de ces phases, les trois autres pôles sont déclinés [Bocquet et al. 2007].

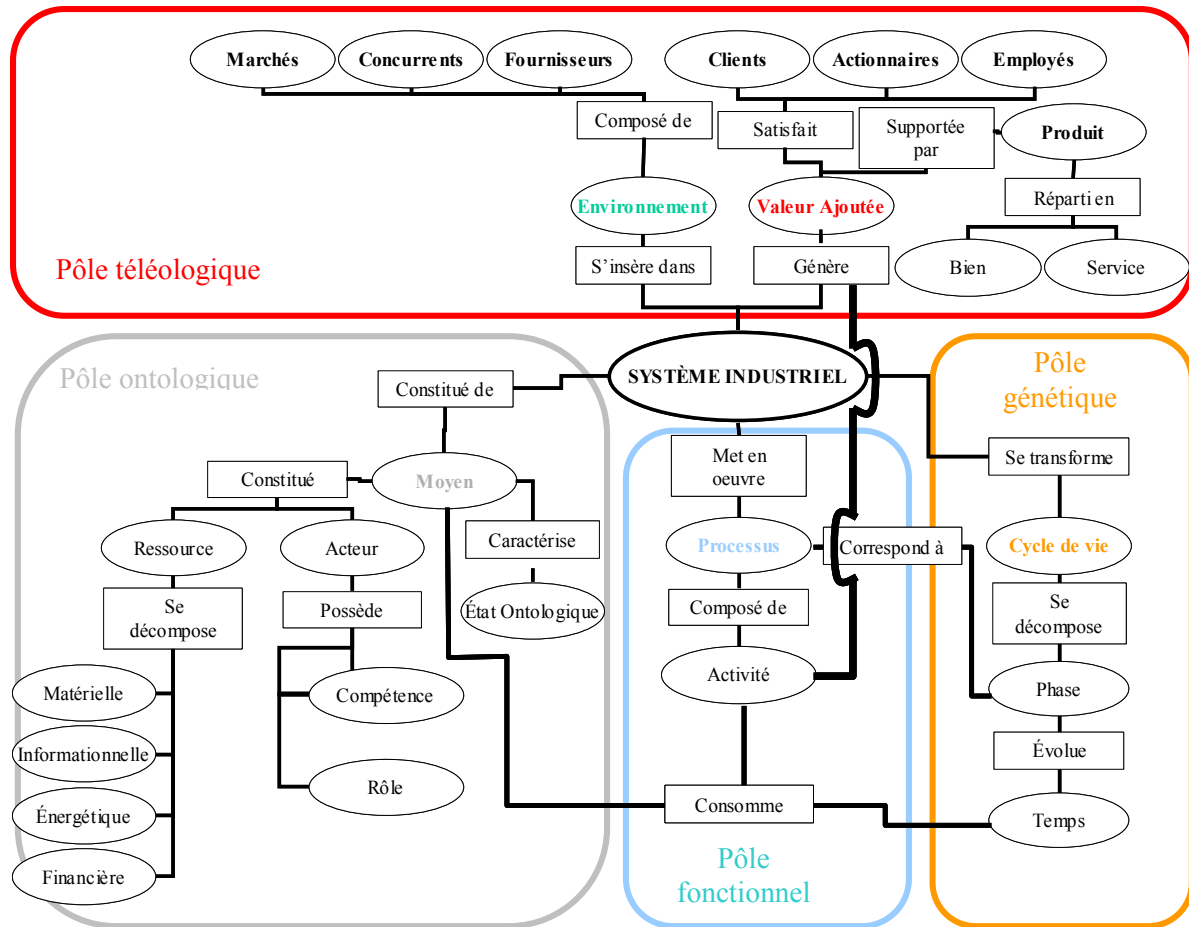


Figure 2 : Décomposition d'un système industriel selon ses 4 pôles [Perron, 2002]

En explicitant les termes du diagramme de la Figure 2, la description du système suivante a été élaborée et se trouve synthétisée dans les tableaux suivants.

Le système global s'insère dans un environnement composé de :	
Marchés	-énergie pour le transport -énergie pour l'habitat -énergie pour résidences collectives et dans le tertiaire -énergie pour la petite industrie -énergie pour les marchés de niche : sous-marins, transports publics, générateurs portables
Concurrents	- Producteurs et distributeurs actuels d'essence : Agip, Total, Shell, BP, Texaco, Exxon Mobil, Esso, Elf,.. - Filiales pétrolières des grandes et moyennes surfaces : Carefuel (Carrefour), Petrovex (Auchan), Siplec (Leclerc), Pétroles et dérivés (Intermarché), Distridyn (Cora et Casino). - Gaziers actuels qui savent produire de l'hydrogène : Air Products, Linde Gas, Mahler, Meser Grieshein, Praxair, Shell Hydrogen, Norsk Hydro,.. - Distributeurs énergie : Electricité De France, Gaz De France, Gaz Electricité de Grenoble,.. - Distributeurs de GPL, Biofuels, etc.
Alliés	-Constructeurs automobiles -Fabricants de pile à combustible

Fournisseurs	-Distributeurs énergie primaire : Electricité De France, Gaz De France, Gaz Electricité de Grenoble,...
Le système global génère une valeur ajoutée qui est supportée par :	
Des biens	-hydrogène <ul style="list-style-type: none"> - à une pression donnée dépendant de l'application - avec une pureté¹ donnée dépendant de l'application - à la quantité journalière désirée - à l'endroit de la demande
Des services	-permettre aux automobilistes de remplir leur véhicule en hydrogène
Le système global génère une valeur ajoutée qui satisfait :	
Les clients	-automobilistes : <ul style="list-style-type: none"> - répartition suffisante sur le territoire - disponibilité à chaque point de vente - coût raisonnable - rapidité de remplissage
Les actionnaires	-profit
Les employés	-pénibilité -ergonomie des horaires -sécurité

Tableau 2 : Vue téléologique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant »

Le système global est constitué de moyens :	
Ressources	-Matérielles : <ul style="list-style-type: none"> - système de production - système de conditionnement - système de stockage - système de transport - système de distribution -Energétiques : <ul style="list-style-type: none"> - somme des ressources des sous-systèmes -Informationnelles : <ul style="list-style-type: none"> - répartition géographique et importance de la demande nationale - législation - sources du système : énergies primaires - concurrence -Financières : <ul style="list-style-type: none"> - coût de chaque sous-système - coût d'interaction entre les sous-systèmes
Acteurs	-fournisseurs de technologies -investisseurs / constructeurs -exploitants du réseau -employés

Tableau 3 : Vue ontologique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant »

¹ Air Liquide commercialise à l'heure actuelle une dizaine de qualités d'hydrogène gazeux dépendant des impuretés comprises dans celui-ci. De même pour l'hydrogène liquide, on peut parler de qualités qui vont en fait dépendre du taux d'azote et d'oxygène. Pour des applications énergétiques, il faudra voir si autant de qualité seront retenues.

Le système global se transforme selon son cycle de vie qui se décompose en :	
Phases	<ul style="list-style-type: none"> -études des technologies -études d'implantation -implantation -exploitation -maintenance -démantèlement

Tableau 4 : Vue génétique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant »

Cette description du système industriel « chaîne logistique de l'hydrogène carburant » selon les vues téléologique, ontologique et génétique, nous a servi de base pour décrire l'environnement du système et définir les attentes sur celui-ci. Nous avons alors décrit ses attentes à partir de l'expression du besoin fondamental.

II.3.2. Expression du besoin fondamental : Bête à cornes

Nous avons synthétisé les attentes de satisfaction pesant sur le système en les exprimant à travers le besoin fondamental. Les trois questions primordiales qu'il faut se poser pour valider l'expression de ce besoin sont représentées par la bête à cornes de la Figure 3 (première étape d'une analyse fonctionnelle externe).

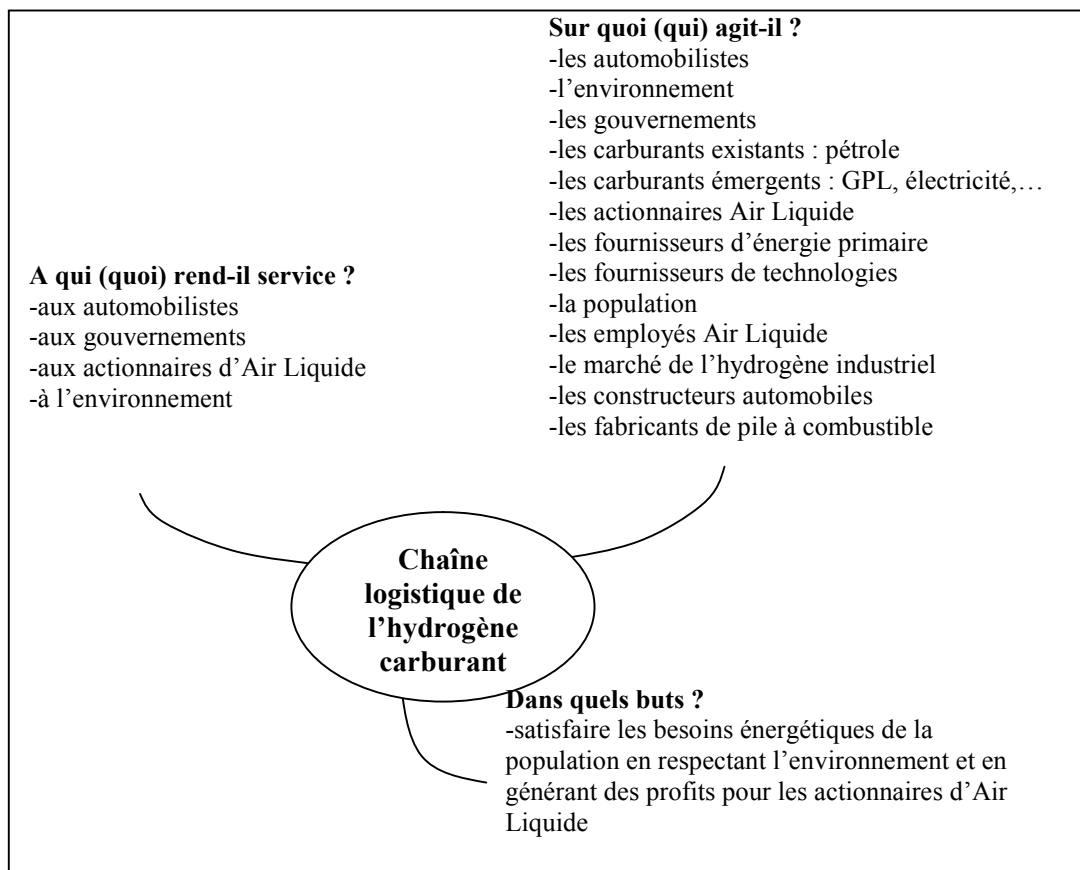


Figure 3 : Bête à cornes du système hydrogène énergie pour l'expression du besoin fondamental

Pour s'assurer de la pertinence du besoin, il convient de répondre à la liste des trois questions existentielles suivantes :

- **Pourquoi le système existerait-il ?**

Ce système existerait si le coût des technologies permettait une industrialisation à grande échelle des piles à combustible, c’est à dire si un, ou des marchés se développaient.

- **Dans quel but le système existerait-il ?**

Ce système existerait dans le but d’approvisionner les piles à combustible, ou d’autres technologies fonctionnant à l’hydrogène.

- **Quelles sont les causes d’apparition et/ou d’évolution et/ou de disparition de ce système ?**

Les évolutions du système viendront de l’émergence des marchés, des évolutions technologiques propres à la production d’hydrogène et au réseau de distribution, des réglementations et des contraintes environnementales et énergétiques.

II.4. Fonctions du système au service de ses attentes (Etape 3)

Une analyse fonctionnelle va permettre de compléter la description du système principal (sa vue fonctionnelle). Cette analyse fonctionnelle permettra de lister l’ensemble des fonctions principales et des fonctions contraintes que le système doit accomplir pour satisfaire son milieu environnant. Les fonctions principales représentent les attentes du milieu environnant alors que les fonctions contraintes représentent les contraintes qu’impose le milieu environnant.

Pour la réalisation de l’analyse fonctionnelle, les onze milieux extérieurs identifiés lors de l’expression du besoin fondamental comme ayant une influence sur la chaîne logistique de l’hydrogène carburant ont été considérés. Une analyse fonctionnelle est réalisée pour chacune des phases du cycle de vie du système que nous avons retenues.

II.4.1. Phase d’implantation

Pour cette phase, nous recensons six fonctions contraintes correspondant aux attentes de satisfaction du milieu environnant sur le système.

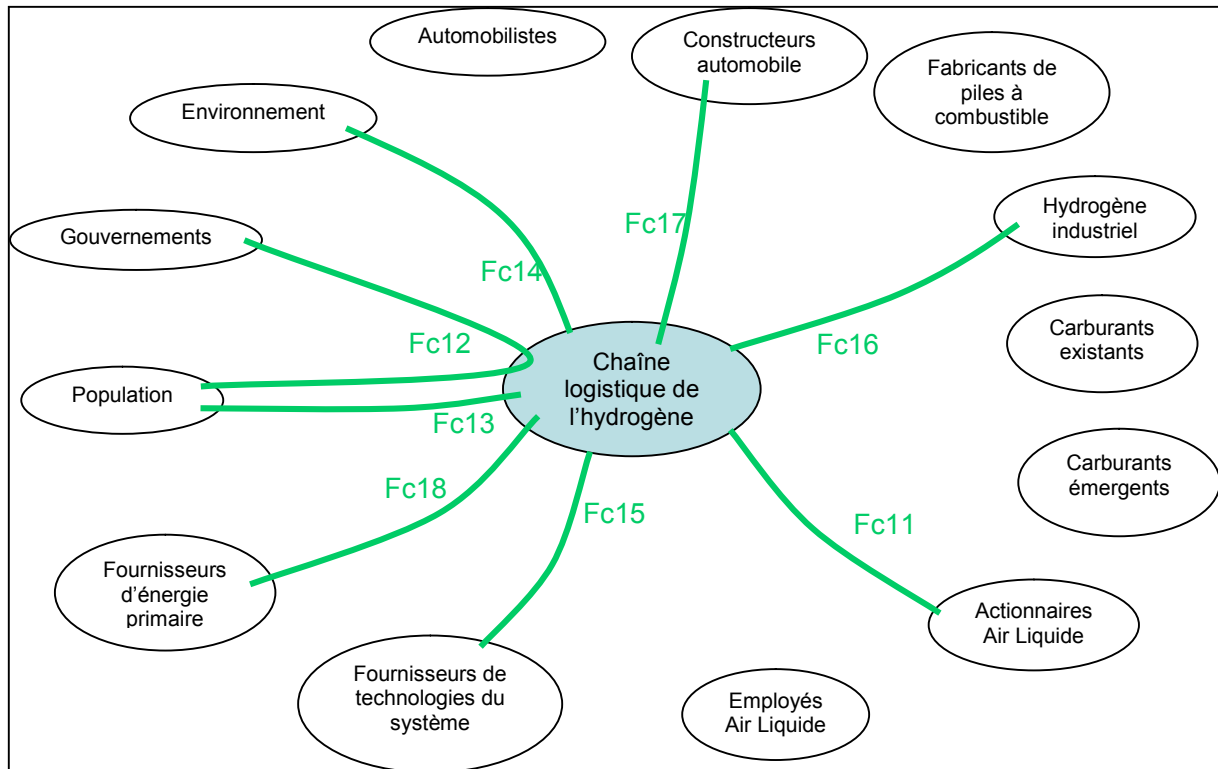


Figure 4 : Analyse fonctionnelle du système principal en phase d'implantation

Fc11 = Respecter les budgets d'investissement alloués

Fc12 = Répondre aux normes de sécurité vis-à-vis de la population

Fc13 = Ne pas créer une gêne pour la population

Fc14 = Ne pas dégrader l'environnement

Fc15 = Utiliser des technologies matures

Fc16 = S'adapter aux infrastructures existantes dans le système hydrogène industriel

Fc17 = Permettre une distribution de l'hydrogène compatible avec les modes de stockage envisagés par les constructeurs automobile

Fc18 = Etre à proximité des fournisseurs pour faciliter l'approvisionnement

II.4.2. Phase d'exploitation/maintenance

Pour cette phase, nous recensons quatre fonctions contraintes et huit fonctions principales.

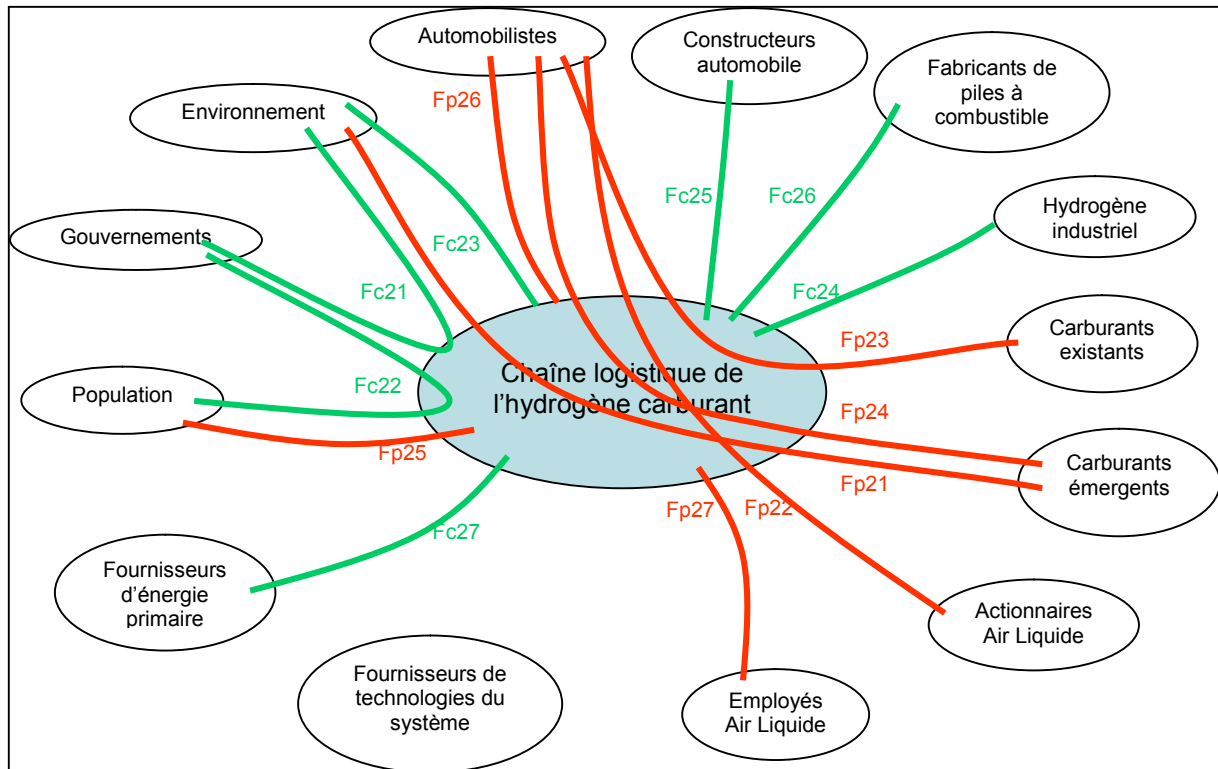


Figure 5 : Analyse fonctionnelle du système global en phase d'exploitation/maintenance

Fonctions contraintes :

Fc21 = Satisfaire les réglementations gouvernementales limitant les émissions de CO₂

Fc22 = Répondre aux normes de sécurité vis-à-vis de la population

Fc23 = Ne pas dégrader l'environnement

Fc24 = S'adapter au système de l'hydrogène industriel

Fc25 = Permettre une distribution de l'hydrogène compatible avec les modes de stockage envisagés par les constructeurs automobile

Fc26 = Fournir un hydrogène compatible en pureté avec les piles à combustible produites

Fc27 = Lisser sa consommation d'énergie primaire

Fonctions principales :

Fp21 = Fournir, en complément des autres énergies, une solution au problème d'épuisement des réserves de pétrole, charbon, et autres sources d'énergie non renouvelables

Fp22 = Fournir de l'hydrogène aux automobilistes pour un coût abordable et permettant une marge pour l'entreprise Air Liquide

Fp23 = Etre économiquement et fonctionnellement compétitif par rapport aux carburants existants

Fp24 = Etre économiquement et fonctionnellement compétitif par rapport aux carburants émergents

Fp25 = Créer des emplois

Fp26 = Fournir un réseau d'approvisionnement réparti sur le territoire de façon à satisfaire la demande

Fp27 = Fournir aux employés de bonnes conditions de travail en terme de pénibilité des tâches à accomplir, d'ergonomie des horaires, de salaire et de sécurité

II.4.3. Phase de démantèlement

Pour cette phase, nous recensons quatre fonctions contraintes.

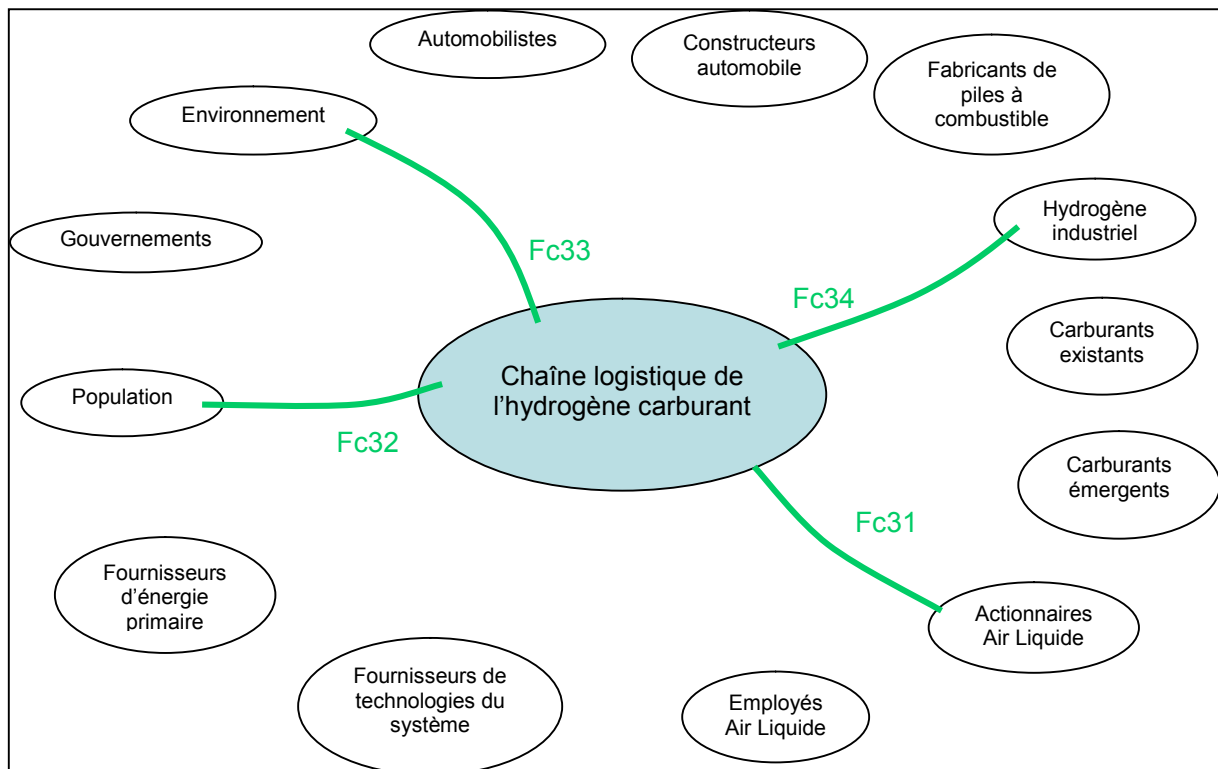


Figure 6 : Analyse fonctionnelle du système global en phase de démantèlement

Fc31 = Respecter les budgets de démantèlement alloués

Fc32 = Ne pas créer de gêne pour la population

Fc33 = Ne pas laisser de déchets non recyclables

Fc34 = Ne pas détériorer le fonctionnement du système de l'hydrogène industriel

Nous avons ensuite listé les critères de performance permettant de valider ou non la satisfaction des attentes sur le système. Nous les présentons au Tableau 5.

	N°	Fonction du système au service des attentes	Critère de performance
Implantation	Fc11	Respecter les budgets d'investissement alloués	Coûts d'investissement total < budget d'investissement accordé
	Fc12	Répondre aux normes de sécurité vis-à-vis de la population	Maitrise du risque lié à l'implantation
	Fc13	Ne pas créer une gêne pour la population	Limitation de la gêne dans la durée et l'intensité
	Fc14	Ne pas dégrader l'environnement	Limitation des dégradations causées
	Fc15	Utiliser des technologies matures	Prise en compte de la maturité des technologies
	Fc16	S'adapter aux infrastructures existantes dans le système hydrogène industriel	Prise en compte de l'existant
	Fc17	Permettre une distribution de l'hydrogène compatible avec les modes de stockage envisagés par les constructeurs automobile	Chaînes permettant la distribution sous la forme requise
	Fc18	Etre à proximité des fournisseurs pour faciliter l'approvisionnement	Respect d'une distance maximale entre les unités de production et les ressources
Exploitation / Maintenance	Fc21	Satisfaire les réglementations gouvernementales limitant les émissions de CO ₂	Minimisation des tonnes de CO ₂ émises
	Fc22	Répondre aux normes de sécurité vis-à-vis de la population	Risque lié à l'exploitation maîtrisé
	Fc23	Ne pas dégrader l'environnement	Limitation des dégradations causées
	Fc24	S'adapter au système de l'hydrogène industriel	Prise en compte de l'existant
	Fc25	Permettre une distribution de l'hydrogène compatible avec les modes de stockage envisagés par les constructeurs automobile	Chaînes permettant la distribution sous la forme requise
	Fc26	Fournir un hydrogène compatible en pureté avec les piles à combustible produites	Chaînes permettant la distribution avec la pureté requise
	Fc27	Consommer de façon régulière l'énergie primaire	Lisser la consommation énergétique
	Fp22	Fournir de l'hydrogène aux automobilistes pour un coût abordable et permettant une marge pour l'entreprise Air Liquide	Prise en compte d'un retour sur investissement et minimisation du coût
	Fp23	Etre économiquement et fonctionnellement compétitif par rapport aux carburants existants	Minimiser le coût
	Fp24	Etre économiquement et fonctionnellement compétitif par rapport aux carburants émergents	Minimiser le coût
	Fp25	Créer des emplois	Maximiser le nombre d'emplois créés
Fp26	Fournir un réseau d'approvisionnement réparti sur le territoire de façon à satisfaire la demande	Distance entre deux stations service < distance mini choisie Capacité totale des stations > demande totale des automobiles satisfaits par le réseau	
Fp27	Fournir aux employés de bonnes conditions de travail en termes de pénibilité des tâches à accomplir, d'ergonomie des horaires, de salaire et de sécurité	Pénibilité du travail < seuil Ergonomie des horaires > seuil Salaire des employés > seuil Risques au travail < seuil	

Démantèlement	Fc31	Respecter les budgets de démantèlement alloués	Coût estimé de démantèlement < limite
	Fc32	Ne pas créer de gêne pour la population	Limitation de la gêne dans la durée et l'intensité
	Fc33	Ne pas laisser de déchets non recyclables	Minimiser l'émission de déchets non recyclables
	Fc34	Ne pas détériorer le fonctionnement du système de l'hydrogène industriel	Ne pas démanteler les parties attenantes au système de l'hydrogène industriel

Tableau 5 : Fonctions du système et critère de performance

Nous avons fait l'exercice de façon complète pour lister l'ensemble des fonctions qui portent sur le système logistique de l'hydrogène. Or, ce système ne pourra pas satisfaire aussi bien toutes ces fonctions principales et nous ne pouvons pas toutes les considérer dans cette première analyse préliminaire. Etant donné que l'étude est préliminaire (c'est la toute première étude de notre système qui est à concevoir), nous avons fait une analyse de l'importance de ces fonctions (une analyse de la valeur grossière).

	N°	Critère de performance	Importance	Prise en compte
Implantation	Fc11	Coûts d'investissement total < budget d'investissement accordé	Forte	Ces décisions stratégiques risquent de brider le système alors que nous ne connaissons pas a priori les capacités d'investissement de l'entreprise dans les années à venir. Nous ne les prendrons donc pas explicitement en compte mais par une minimisation des coûts globaux incluant les coûts d'investissement.
	Fc12	Maitrise du risque lié à l'implantation	Forte	Les risques vis-à-vis de la population au moment de l'implantation sont limités. Nous avons choisit de ne pas les inclure dans notre modèle.
	Fc13	Limitation de la gêne dans la durée et l'intensité	Faible	La gêne vis-à-vis de la population au moment de l'implantation est limitée. Nous avons choisi de ne pas l'inclure dans notre modèle.
	Fc14	Limitation des dégradations causées	Faible	Les dégradations vis-à-vis de l'environnement au moment de l'implantation sont limitées. Nous avons choisi de ne pas les inclure dans notre modèle.
	Fc15	Prise en compte de la maturité des technologies	Forte	Nous préciserons dans le modèle pour chaque période la disponibilité de chaque technologie.
	Fc16	Prise en compte de l'existant	Faible	Etant donné les capacités existantes disponibles pour l'hydrogène énergie, nous ne les prendrons pas en compte. Toutefois, nous pouvons le faire en prévoyant une borne inférieure positive pour le nombre d'équipements.
	Fc17	Chaînes permettant la distribution sous la forme requise	Forte	Nous introduirons des paramètres dans le scénario permettant de caractériser la forme de l'hydrogène à fournir
	Fc18	Respect d'une distance maximale entre les unités de production et les ressources	Forte	Nous introduirons dans le modèle des localisations préférentielles pour les unités de production à proximité des ressources

Exploitation / Maintenance	Fc21	Minimisation des tonnes de CO2 émises	Forte	Pénalisation par le coût des émissions de CO2 et non avec une contrainte sur la quantité.
	Fc22	Risque lié à l'exploitation maîtrisé	Forte	Des études sur la sécurité liée à l'hydrogène sont en cours pour déterminer les conditions limites d'utilisation de ce gaz. De ce fait, nous prendrons des hypothèses techniques permettant d'être dans des conditions de sécurité validées.
	Fc23	Limitation de la gêne dans la durée et l'intensité	Faible	Les gênes vis-à-vis de la population au moment de l'exploitation engendreront des contraintes de distances pour la localisation des équipements. Ces contraintes seront de l'ordre de la centaine de mètres, or notre modèle n'aura pas cette finesse de représentation. De ce fait, cette contrainte ne sera pas présente dans le modèle
	Fc24	Prise en compte de l'existant	Faible	Etant donné les capacités existantes disponibles pour l'hydrogène énergie, nous ne les prendrons pas en compte. Toutefois, nous pouvons le faire en prévoyant une borne inférieure positive pour le nombre d'équipements.
	Fc25	Chaînes permettant la distribution sous la forme requise	Forte	Nous introduirons des paramètres dans le scénario permettant de caractériser la forme de l'hydrogène à fournir
	Fc26	Chaînes permettant la distribution avec la pureté requise	Forte	Cela sera implicite dans notre modèle considérant que tout l'hydrogène produit pour ce marché aura la même pureté
	Fp21	Minimiser l'utilisation des énergies fossiles	Forte	Prise en compte par le coût de ces énergies et non avec une contrainte sur la quantité.
	Fp22	Prise en compte d'un retour sur investissement et minimisation du coût	Forte	Prise en compte d'un retour sur investissement dans le coût et objectif de minimisation économique.
	Fp23	Minimiser le coût	Forte	Objectif de minimisation économique.
	Fp24	Minimiser le coût	Forte	Objectif de minimisation économique.
	Fp25	Maximiser le nombre d'emplois créés	Faible	Il est trop tôt dans cette phase pour estimer les créations d'emplois engendrées et par ailleurs, on ne sait pas non plus quantifier l'impact en réduction du nombre d'emplois dans les autres filières carburant. De ce fait, cette contrainte ne sera pas présente dans le modèle.
	Fp26	- Distance entre deux stations service < distance mini choisie - Capacité totale des stations > demande totale des automobiles satisfaits par le réseau	Forte	- La distance entre les stations n'est pas une contrainte, mais nous allons déployer une méthode permettant de répartir équitablement les stations par rapport à la demande. - La capacité totale des stations installées sera soumise à une contrainte dans le modèle

	Fp27	- Pénibilité du travail < seuil - Ergonomie des horaires > seuil - Salaire des employés > seuil - Risques au travail < seuil	Faible	- La notion de pénibilité du travail va être difficile à modéliser et ne sera donc pas prise en compte dans le modèle. - L'ergonomie des horaires de travail va être difficile à modéliser et ne sera donc pas prise en compte dans le modèle. - Les salaires sont inclus dans les coûts du modèle - Des études sur la sécurité liée à l'hydrogène sont en cours pour déterminer les conditions limites d'utilisation de ce gaz. De ce fait, nous prendrons des hypothèses techniques permettant d'être dans des conditions de sécurité validées.
	Fp28	Lisser la consommation énergétique	Faible	Etant dans une étude de faisabilité et non de dimensionnement, nous raisonnerons sur des moyennes de consommation annuelle et ne tenons pas compte de la variabilité de consommation dans le modèle.
Démantèlement	Fc31	Coût estimé de démantèlement < limite	Faible	Les technologies que nous envisageons de mettre en place ne sont pas des technologies dont le démantèlement devrait arriver dans l'horizon d'étude. Nous ne les introduisons donc pas dans le modèle.
	Fc32	Limitation de la gêne dans la durée et l'intensité	Faible	Il n'y a pas de gêne vis-à-vis de la population au moment de l'implantation. Cela n'impactera donc pas le modèle.
	Fc33	Minimiser l'émission de déchets non recyclables	Faible	Les technologies que nous envisageons de mettre en place pourraient comporter des déchets non recyclables et dangereux. Nous ne les introduisons pas dans le modèle car nous ne souhaitons pas discriminer des technologies sur ce critère, des ruptures technologiques pouvant survenir et permettre d'éviter ce problème.
	Fc34	Ne pas démanteler les parties attenantes au système de l'hydrogène industriel	Faible	Nous ne considérerons pas de démantèlement dans le modèle.

Tableau 6 : Prise en compte par le modèle des critères de performance

II.5. Caractérisation du problème d'optimisation (Etape 4)

A partir de cette analyse, nous avons identifié les éléments **caractérisant le problème d'optimisation** de la planification du déploiement à 2050 de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants à l'échelle d'un pays. Pour ce modèle d'optimisation nous devons définir une fonction à optimiser dite « fonction objectif », les contraintes qui portent sur cette fonction objectif, et les variables et paramètres permettant d'explicitier ces fonctions contraintes et objectif.

Par ailleurs, l'analyse précédente nous permet de préciser ce qui n'a pas été intégré dans notre modèle et qu'il faudrait ajouter pour une maîtrise plus complète du système.

II.5.1. Fonction objectif du système industriel

L'objectif doit intégrer les caractéristiques suivantes :

- Minimisation économique incluant les coûts d'investissement et d'exploitation.
- Pénalisation par le coût des émissions de CO₂.
- Prise en compte du coût des énergies primaires.
- Prise en compte d'un retour sur investissement dans le coût.
- Prise en compte des salaires dans les coûts du modèle

Afin de présenter la structure des coûts à partir de la définition de la fonction objectif, nous proposons le schéma de la Figure 7.

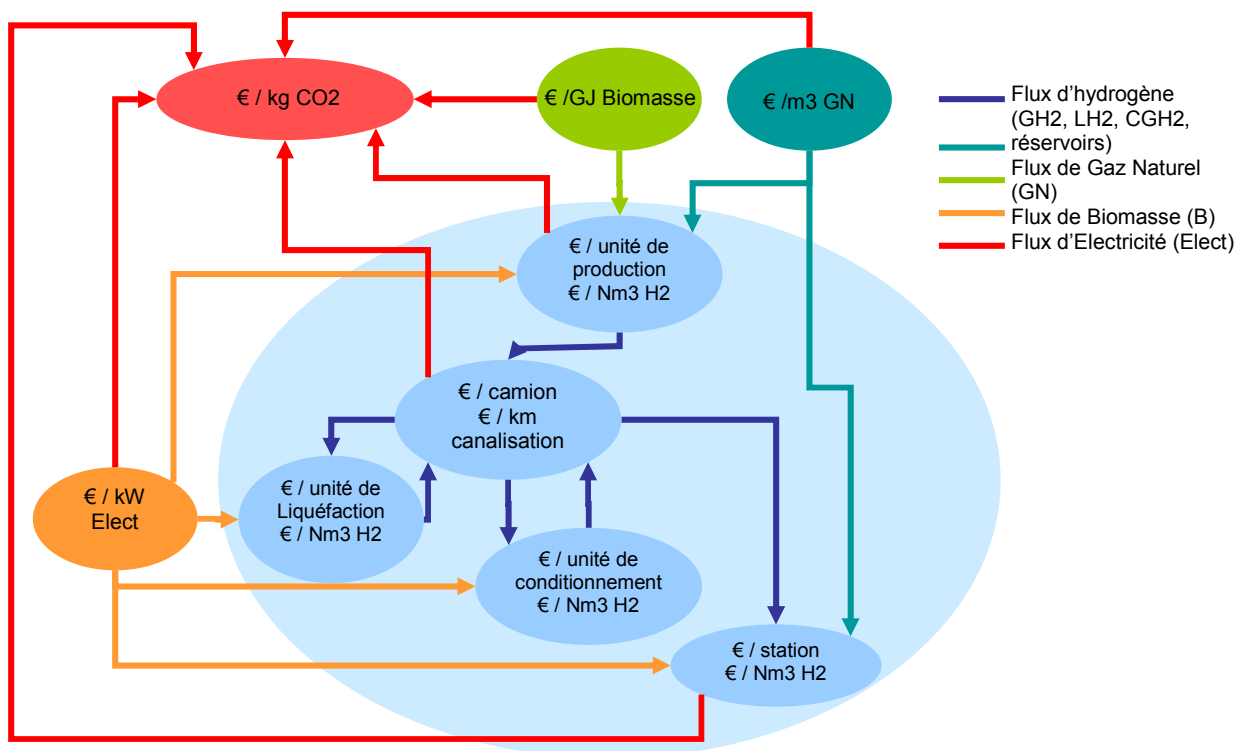


Figure 7: Structure des coûts retenus

II.5.2. Contraintes du système industriel

Les contraintes doivent intégrer les caractéristiques suivantes :

- Précision dans le modèle pour chaque période la disponibilité de chaque technologie.
- Prise en compte d'hypothèses techniques permettant d'être dans des conditions de sécurité validées (telles que la pression, les technologies de transport, etc).
- Déploiement d'une méthode permettant de répartir équitablement les stations par rapport à la demande.

- Introduction des localisations préférentielles pour les unités de production à proximité des ressources.
- Mise sous contrainte de la capacité totale des stations installées.
- Prise en compte des paramètres dans le scénario et dans les contraintes permettant de caractériser la forme de l'hydrogène à fournir

II.5.3. Variables et paramètres du système industriel

Nous avons établis la liste des paramètres et variables de dimensionnement nécessaires pour décrire le modèle avec la fonction objectif et les contraintes énumérées ci-dessus. Les variables et paramètres sont respectivement présentés aux Tableau 7 et Tableau 8.

Type de variable	Eléments concernés
Nombre d'éléments à construire	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution
Flux passant à travers les éléments	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution
Longueur de canalisation à construire	- Canalisations de distribution - Canalisations de transportation
Nombre d'éléments à acheter	- Camions cryogéniques - Camions avec cylindres - Camions pour le transport de réservoirs amovibles

Tableau 7 : Liste des variables du modèle

Type de paramètre	Eléments concernés
Forme de la demande	- Demande
Prix	- Energies primaires (gaz naturel, électricité, biomasse, carburant) - Taxe carbone
Coûts d'investissement	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution - Canalisations (de transport, de distribution) - Camions (cryogéniques, cigares, réservoirs amovibles)
Coûts d'exploitation	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution - Canalisations (de transport, de distribution) - Camions (cryogéniques, cigares, réservoirs amovibles)
Maturité des technologies	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution - Canalisations (de transport, de distribution) - Camions (cryogéniques, cigares, réservoirs amovibles)

Consommations énergétiques	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution
Nombre d'employés nécessaires	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution
Capacité	- Unités de production - Unités de liquéfaction - Unités de conditionnement - Unités de distribution - Canalisations (de transport, de distribution) - Camions (cryogéniques, cigares, réservoirs amovibles)

Tableau 8 : Liste des paramètres du modèle

L'application de la méthode SCOS'M, reposant sur les concepts de la systémique, a permis d'élaborer la liste des éléments constituant d'un modèle du système de distribution d'hydrogène carburant. Ces constituants sont représentatifs d'un système répondant à des fonctions visées, bien que ce système n'existe pas puisqu'il est en phase préliminaire de conception.

Ainsi, pour modéliser le système complexe de distribution de l'hydrogène carburant avec un niveau de détails correspondant à notre besoin et permettant de calculer des coûts d'infrastructure (investissement et exploitation) nous avons besoin des variables et paramètres listés dans les Tableau 7 et Tableau 8.

III. Caractérisation des chaînes logistiques retenues

L'analyse systémique nous a conduits à décrire le système de distribution de l'hydrogène carburant. A partir de cette analyse nous proposons une **représentation schématique des différentes chaînes logistiques** possibles, **combinaisons des différents sous-systèmes** la constituant. **Cette représentation est en adéquation avec le niveau de détail que l'analyse systémique nous a fait déterminer.**

Nous avons fait des choix de technologies afin de décrire les sous-systèmes précédents. Nous n'avons gardé que les technologies les plus réalistes aujourd'hui. En effet, certaines technologies sont envisagées dans la littérature comme des technologies possibles, mais ne sont qu'au stade de développement et leur faisabilité technique et/ou économique n'est pas prouvée. C'est le cas par exemple de la production par cycles thermo chimiques ou du stockage par l'intermédiaire d'hydrures chimiques.

Pour chacun des sous-systèmes présentés au début de ce chapitre, nous avons pris les hypothèses énoncées ci-dessous.

Le **système de production** regroupe quatre types d'unité de production que sont le reformage de gaz naturel, l'électrolyse alcaline, l'électrolyse haute température et la gazéification de biomasse.

L'hydrogène en sortie de production est considéré être sous forme gazeuse à moyenne pression (environ 15 bar). Les modes de production par reformage et par gazéification émettent du CO₂. Afin d'inclure des coûts de capture et de séquestration de ce CO₂ au niveau des unités de production on affectera un coût à la tonne de CO₂ émise. Pour chaque procédé de production, on connaît les émissions de CO₂ engendrées.

Le **système de transport** regroupe des canalisations et des camions. Depuis une unité de production, le gaz est transporté par une **canalisation de transport** à moyenne pression (100 bar). Les liens sont du type « 1 à N » et expriment que chaque unité peut être connectée à plusieurs éléments, l'inverse n'étant pas vrai. A l'intérieur d'un regroupement de stations, l'hydrogène est transporté par **canalisations de distribution** à moyenne pression. Depuis une unité de liquéfaction, l'hydrogène est transporté par **camions cryogéniques**, sous forme liquide. Depuis un centre de conditionnement, l'hydrogène est soit transporté en vrac par **camions d'hydrogène gazeux à 350 bar**, soit transporté par **camions dans les réservoirs à 700 bar**.



Figure 8 : Camion cryogénique / Camion d'hydrogène gazeux vrac / Camion de bouteilles haute pression

Le **système de liquéfaction** permet de transformer l'hydrogène gazeux à moyenne pression en de l'hydrogène liquide. Un liquéfacteur peut être localisé sur le même site qu'une unité de production. On le désignera par la suite comme « liquéfacteur accolé ». S'il n'est pas accolé, un liquéfacteur peut être localisé n'importe où sur le territoire. Chacun des liquéfacteurs peut alimenter plusieurs groupes de stations mais pas l'inverse.

Le **système de conditionnement** permet de transformer l'hydrogène gazeux à moyenne pression en de l'hydrogène gazeux à **haute pression à environ 350bar**. Un centre de conditionnement peut être localisé sur le même site qu'une unité de production. On le désignera par la suite comme « centre de conditionnement accolé ». S'il n'est pas accolé, un centre de conditionnement peut être localisé n'importe où sur le territoire. Chacun des centres de conditionnement peut approvisionner plusieurs groupes de stations mais pas l'inverse.

Le **système de distribution** regroupe l'ensemble des stations service. Nous avons distingué quatre types de stations service en fonction de leur mode d'approvisionnement principal, permettant le remplissage en station des véhicules équipés de réservoirs pour **hydrogène gazeux à très haute pression à environ 700bar** (réservoirs vers lesquels s'orientent la plupart des constructeurs automobiles et qui a priori seront dominant sur le marché). Le type 1 correspond aux stations avec

approvisionnement en hydrogène liquide (nécessite une évaporation et une compression en station). Le type 2 correspond aux stations avec un approvisionnement par camions d’hydrogène gazeux haute pression (nécessite une compression secondaire de 350 bar à 700 bar en station). Le type 3 correspond aux stations avec un approvisionnement par canalisations (nécessite une compression secondaire de 100 bar à 700 bar en station). Enfin, le type 4 correspond aux stations avec un approvisionnement à partir d’une production sur site par électrolyse de petite taille (nécessite une production et une compression de 15 à 700 bar en station).

Le regroupement des stations par types permet de distinguer deux flux (les flux de transport et les flux de distribution) et de raisonner à l’échelle d’un groupe de stations au lieu de raisonner à l’échelle de chaque station. Les flux qui relient chaque groupe de stations à un autre élément sont des flux de transport. Les flux à l’intérieur d’un groupe de stations, sont des flux de distribution. Cette étape de regroupement permet de massifier les flux de transport.

Les chaînes retenues sont alors celles présentées à la Figure 9 qui est un schéma logique qui représente ensemble toutes les chaînes possibles que nous avons retenues. Chaque chemin permettant d’aller d’une unité de production vers les clients finaux est une de ces chaînes.

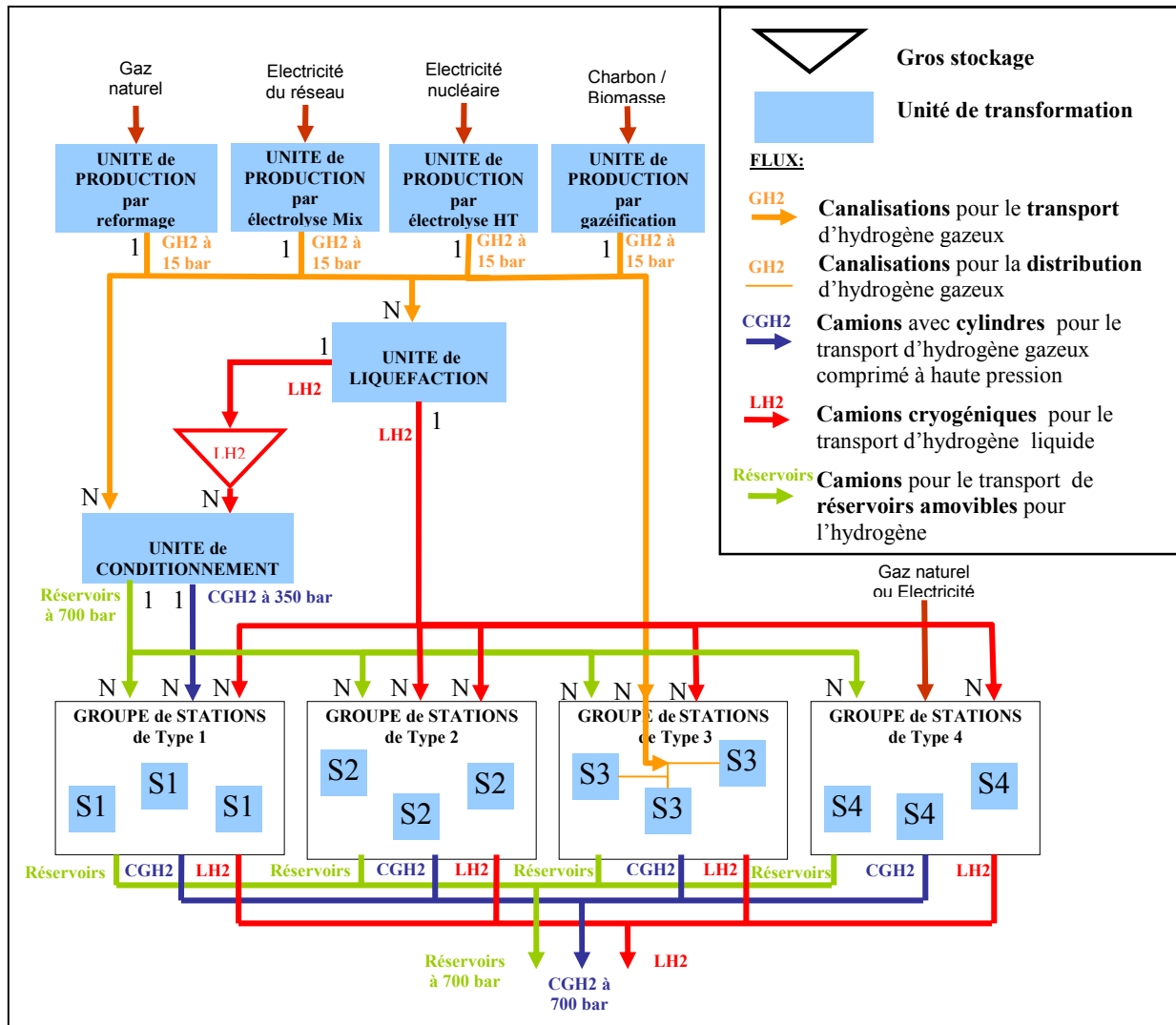


Figure 9 : Chaîne logistique de l'hydrogène carburant

Avec les éléments que nous avons retenus, il y a :

- **17 façons différentes** d'aller d'une source d'énergie primaire à un consommateur d'hydrogène gazeux ($4 \{sources\} * 2 \{passage\} * 2 \{passage\} + 1 \{production\} = 17$) ;
- **4 façons différentes** d'aller d'une source d'énergie primaire vers un consommateur d'hydrogène liquide ($4 \{sources\} * 1 \{passage\} * 1 \{passage\} = 4$) ;
- **8 façons différentes** d'aller d'une source d'énergie primaire vers un consommateur de réservoirs amovibles ($4 \{sources\} * 2 \{passage\} * 1 \{passage\} = 8$).

IV. Conclusion du Chapitre 1

Nous avons utilisé la systémique afin de faire une analyse détaillée de notre système. En partant des attentes de l'environnement sur le système et des contraintes exercées, nous avons **défini les caractéristiques du problème d'optimisation**.

L'objectif représentant notre problème doit intégrer une minimisation économique incluant les coûts d'investissement et d'exploitation. L'objectif doit également intégrer le coût des énergies primaires. Il doit permettre une pénalisation par le coût des émissions de CO₂ et une prise en compte des salaires dans les coûts du modèle. Enfin, l'objectif doit prendre en compte un retour sur investissement.

Les contraintes doivent permettre de préciser pour chaque période la disponibilité de chaque technologie. Elles doivent prendre en compte des hypothèses techniques permettant d'être dans des conditions de sécurité validées (telle que la pression, les technologies de transport, etc.). Le modèle doit intégrer une méthode permettant de gérer la contrainte de répartition géographique des stations par rapport à la demande. Le modèle doit permettre d'introduire des localisations préférentielles pour les unités de production à proximité des ressources. Il doit permettre la mise sous contrainte de la capacité totale des stations installées. Et enfin, il doit prendre en compte des paramètres dans le scénario et dans les contraintes permettant de caractériser la forme de l'hydrogène à fournir.

L'analyse systémique nous a conduits à décrire le système de distribution de l'hydrogène carburant.

A partir de cette analyse nous avons proposé une **représentation schématique des différentes chaînes logistiques** possibles (cf. Figure 9), **combinaisons des différents sous-systèmes** la constituant. **Cette représentation est en adéquation avec le niveau de détail que nous avons déterminé à travers l'analyse systémique.**

Chapitre 2 - Apports de la littérature pour la conception et le développement d'un outil d'aide à la décision

Préambule :

La problématique que nous avons choisi de traiter dans cette thèse est l'**optimisation** de la **planification** du **déploiement à 2050** de la **chaîne logistique** de l'**hydrogène** pour le marché des **carburants** à l'**échelle d'un pays**. Pour cela, nous souhaitons développer un outil d'aide à la décision qui permettra de guider les décideurs dans leurs choix stratégiques vis-à-vis d'un positionnement sur le marché de l'hydrogène carburant.

Dans la littérature nous avons regardé trois catégories d'études permettant d'apporter des éléments pour l'élaboration de notre modèle d'aide à la décision. Les premières s'intéressent à la **conception de réseaux logistiques**. Les secondes portent sur la **prospective énergétique**. Et les dernières portent plus spécifiquement sur le **déploiement des infrastructures pour l'hydrogène énergie**.

Sur la base de cette étude bibliographique, nous énoncerons alors les caractéristiques de l'outil d'aide à la décision que nous proposons de développer.

Table des matières :

- I. MODELES D'AIDE A LA DECISION EN GENERAL
- II. CONCEPTION DE RESEAUX LOGISTIQUES
 - II.1. Modèles existants*
 - II.1.1. Modèles statiques et déterministes
 - II.1.2. Modèles dynamiques
 - II.1.3. Modèles stochastiques
 - II.2. Méthodes de résolution*
 - II.3. Conclusion*
- III. PROSPECTIVE ENERGETIQUE
 - III.1. Classification des exercices de prospective énergétique*
 - III.1.1. Prédictif / Normatif
 - III.1.2. Tendancier / Exploratoire
 - III.2. Modèles utilisés dans les exercices de prospective énergétique*
 - III.2.1. Modèles d'équilibre
 - III.2.2. Modèles d'évaluation de la consommation
 - III.2.3. Modèles d'offre
 - III.3. Conclusion*
- IV. DEPLOIEMENT DE L'HYDROGENE ENERGIE
 - IV.1. Elaboration de scénarios de demande*
 - IV.2. Etude de faisabilité technique et économique*
 - IV.3. Etudes d'infrastructure*
 - IV.3.1. Présentation des études
 - IV.3.2. Analyse des études
 - IV.3.3. Conclusion sur les études
 - IV.4. Conclusion*
- V. CONCLUSION DU CHAPITRE 2

I. Modèles d'aide à la décision en général

Quelques critères pertinents sur les **modèles d'aide à la décision en général** sont les suivants.

- L'objectif du modèle : scientifique, normatif, pragmatique ;
- Le caractère disciplinaire, interdisciplinaire ou transdisciplinaire du modèle ;
- Le caractère déterministe ou stochastique du modèle qui détermine en grande partie la possibilité de prendre en compte (d'admettre même) les incertitudes ;
- Son niveau d'agrégation (macro versus micro) qui est révélateur de la part faite à la diversité des comportements, des populations, des situations ;
- Son rapport au temps : statique versus dynamique, de court, moyen ou long terme ;
- Optimisation versus simulation ;
- Equilibre partiel versus équilibre général.

Il est intéressant de garder à l'esprit tous ces critères pour être sûr que ce que l'on souhaite obtenir comme résultat est compatible avec les finalités du modèle. Nous répondrons à ces questions à la fin du chapitre afin de spécifier les caractéristiques du modèle que nous souhaitons développer.

II. Conception de réseaux logistiques

II.1. Modèles existants

Notre problématique s'insère dans le domaine de la conception de réseau dans le sens où nous visons à évaluer des coûts d'infrastructure, et donc, à construire cette infrastructure, en cherchant la solution la plus rentable. Construire une infrastructure, cela sous-entend de localiser des éléments, d'affecter des flux et de définir des routages pour ces flux entre les éléments.

Il existe un domaine de recherche regroupant les problématiques de conception de réseaux : **conception de réseaux** ou **network design**. Au sein de ce domaine, on peut faire un découpage des problèmes, chacun pouvant être traité en fonction de plusieurs critères. Ces critères peuvent être la question que l'on se pose (localisation, allocation, routage, localisation-allocation, localisation-routage), l'horizon que l'on considère (stratégique, tactique, opérationnel), l'état de connaissance que l'on a des données (déterministe, stochastique) et la dimension temporelle que l'on souhaite donner au problème traité (statique, dynamique). Un problème est défini comme une combinaison de ces critères. Par exemple, on peut s'intéresser à un problème « de localisation stratégique d'éléments avec une demande statique et déterministe ».

Les domaines d'application dans lesquels on rencontre des problématiques de conception de réseaux sont variés (réseaux de distribution, réseaux de télécommunication, réseaux de services publics, ...) et influent sur l'objectif des modèles. Dans les services publics, on cherchera en général à maximiser le niveau de service, c'est-à-dire la satisfaction des clients. Pour des problématiques industrielles, on cherchera à minimiser des coûts ou à maximiser des profits.

Dans la littérature, de nombreux modèles d'aide à la décision ont été développés pour des problèmes relatifs à la **conception de réseaux logistiques**. Ces modèles traitent la problématique, pour la plupart, **de façon partielle**. On rencontre des problèmes de localisation, d'allocation et de routage. Les modèles proposés sont pour la majorité des **modèles statiques et déterministes**. Toutefois, pour mieux traduire la réalité de certains problèmes, des **modèles dynamiques** [Melo et al., 2005] et **stochastiques** ont été développés [Drezner et al., 2001]. A partir des années 1970 on trouve dans la littérature des travaux traitant de **problèmes de conception de réseaux de distribution intégrés** [Geoffrion et al., 1995] [Ambrosino et al., 2005] [Min et al., 1998], c'est-à-dire combinant les problématiques de localisation, d'allocation et de routage.

L'ensemble des problèmes traités a donné lieu à la mise au point de modèles permettant de représenter ces problèmes. Un découpage de ces modèles que l'on retrouve dans la littérature [Owen et al., 1998], [Chopra et al., 2004] consiste à mettre à part les modèles statiques, déterministes qui constituent la majeure partie des travaux de ce domaine, puis de considérer les modèles dynamiques et enfin les modèles stochastiques. Nous allons brièvement présenter ces modèles.

II.1.1. Modèles statiques et déterministes

Cette catégorie regroupe une grande majorité des modèles proposés dans la littérature.

Il existe de nombreux modèles de **localisation simple** dont l'objectif change en fonction de la nature du problème : minimisation des distances de chaque client à son fournisseur ou minimisation de la distance maximale par exemple.

Dans un problème de **routage**, la décision porte sur l'affectation de moyens de transport à des voyages et la détermination de leurs charges. Pendant un voyage, un véhicule visite un ensemble de clients préalablement déterminé.

Dans les **modèles intégrés**, plusieurs décisions sont à déterminer simultanément parmi les questions de localisation d'éléments, d'allocation de clients aux éléments, de localisation-allocation [Hsieh et al. 2004], [Lozano et al., 1998], [Houck et al., 1996], de routage des véhicules et même de gestion des stocks des clients.

II.1.2. Modèles dynamiques

Les modèles dynamiques, dont le précurseur fut Ballou en 1968 [Chopra et al., 2004], intègrent la **dimension temporelle** des problèmes, de façon implicite ou explicite [Current et al., 2002]. Les modèles implicites ne permettent de prendre que des décisions concernant le présent, mais en tenant compte de l'évolution future des paramètres. Les modèles explicites, eux, incluent des décisions pouvant être prises à chaque instant de l'horizon étudié.

[Robert et al., 2006] présente un modèle en variables mixtes entières et continues (MIP) intéressant pour les décisions stratégiques des réseaux logistiques complexes. Toutefois, les temps de calcul pour

ce MIP avec un solveur commercial (Xpress-MP) pour des instances de 50 clients, 40 usines, 30 centres de distributions et 20 fournisseurs dépassent les 10 heures.

II.1.3. Modèles stochastiques

Les modèles stochastiques, qui intègrent l'**incertitude** de certains paramètres comme la demande, les coûts, les sites potentiels, les distances ou les ressources, se répartissent en approches probabilistes et de scénarios (voir par exemple [Ambrosino et al., 2005]). Les premières introduisent l'incertitude dans le modèle, les secondes considèrent plusieurs scénarios. Dans ce second cas, [Santoso et al., 2003] proposent une méthodologie qui intègre des stratégies d'échantillonnage: Sample Average Approximation Scheme avec un algorithme de décomposition de Benders pour les problèmes où l'incertitude est représentée par de nombreux scénarios.

II.2. Méthodes de résolution

Pour l'ensemble des problèmes réels traités, la modélisation aboutit souvent à des modèles complexes dont la résolution exacte est rarement possible ou nécessite des temps de calcul rapidement importants avec la taille des instances [Minoux, 2003]. Un exemple de modélisation pour **un problème de conception intégrée** est proposé par [Ambrosino et al., 2005], mais celui-ci ne propose pas de méthode de résolution exacte. L'élaboration, par des méthodes dites heuristiques, de solutions approchées, est alors nécessaire. La taille des instances traitées dans la littérature n'est toutefois jamais supérieure à quelques centaines de clients et quelques dizaines d'usines (cf. [Amiri, 2006], [Pirkul et al., 1998]). Dans [Amiri, 2006], un modèle de localisation-allocation pour une chaîne logistique incluant des usines, des entrepôts et des clients, a été proposé et la résolution par un programme en variables entières sur des instances de 500 clients, 30 entrepôts, 20 usines, nécessite 30 minutes de calcul. Pour des instances à 10 000 clients on peut facilement envisager des temps de calcul de plusieurs heures.

II.3. Conclusion

La littérature concernant les problèmes de conception de réseaux de distribution de façon partielle ou intégrée, montre que les méthodes classiques actuelles ne permettent que très partiellement de faire face à la complexité des systèmes réels. Une approche intéressante est celle de [Santoso et al., 2003] mais nécessite d'avoir une bonne idée et une bonne connaissance des scénarios possibles pour les données incertaines. Or, dans notre cas, nous ne sommes pas en mesure de donner, même avec une imprécision de 50%, une probabilité d'occurrence à des scénarios. Nous devons donc rester dans une logique de **modèles « What if »**.

Par contre, en ce qui concerne la résolution des problèmes de conception de réseaux de distribution intégrés, une contribution originale et pertinente est celle de [Daganzo et al., 1996]. Ce dernier propose d'examiner le système logistique dans sa **globalité**, ce qu'il appelle « de façon intégrée ». Il suggère

donc que de fait, on ne peut **pas représenter toutes les activités de façon aussi précise** qu'on peut le faire dans les sous problèmes cités plus haut. Mais il propose de les modéliser de façon **suffisamment fine pour capturer leur essence**. Dans son ouvrage il décrit et montre comment on peut trouver des structures rationnelles pour les systèmes logistiques, incluant leurs opérations et leur organisation. Pour un problème donné, au lieu de chercher la meilleure solution, en se basant sur des données détaillées et des analyses nécessitant de grands temps de calcul, son but est de présenter des solutions raisonnables avec des informations agrégées. Le but de Daganzo est de déterminer quelle est la quantité d'information requise minimale pour prendre une décision rationnelle, et d'utiliser l'approche la plus simple et la plus transparente possible afin d'identifier de bonnes solutions. Cette approche peut aider à palier à l'incrédulité du décideur face à la boîte noire et peut être utile dans les cas où le temps de calcul est très important. Daganzo ne dit pas que les approches traditionnelles détaillées ne doivent pas être utilisées ; quand le temps et l'information disponible le permettent, des méthodes numériques détaillées sont très utiles. Toutefois, même ces approches détaillées peuvent être certaines fois, améliorées par l'usage d'une analyse exploratoire comme celle décrite dans son ouvrage.

III. Prospective énergétique

Le problème que l'on aborde peut être rattaché aux problèmes de prospective énergétique. Ces derniers peuvent être classés de plusieurs façons. Nous avons retenu les critères de classification qui nous ont semblé les plus pertinents.

III.1. Classification des exercices de prospective énergétique

III.1.1. Prédicatif / Normatif

Cette première classification concerne le but des exercices : ceux-ci peuvent en effet avoir un but prédictif ou normatif.

Les **exercices prédictifs** cherchent à **tracer des images du futur cohérentes** dans le cadre d'un jeu d'hypothèses sur la croissance économique, le niveau des ressources et les politiques mises en œuvre. On utilise alors des modèles de simulation pour tracer des trajectoires d'évolution de la demande et de l'offre avec l'adaptation de la technologie et des comportements. Ces exercices concernent le **moyen terme** et servent à anticiper les conséquences des trajectoires de croissance économique et des politiques publiques sur la sécurité énergétique, la stabilité des marchés énergétiques mondiaux et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre qui sont l'enjeu d'engagements internationaux.

Dans le cas des **exercices normatifs**, l'objectif n'est pas de prévoir le futur le plus probable, mais, en partant des incertitudes sur la croissance, le niveau de prix des ressources de combustibles et le risque climatique, d'anticiper les risques, d'apprécier les capacités d'adaptation par la technologie, et de **donner un cadre d'anticipation pour l'évaluation des effets des variables d'action** et des coûts des politiques alternatives.

La prospective est par nature un exercice d'intégration dynamique des hypothèses sur le futur et de variables d'action dont la finalité essentielle est la **formulation de stratégies et de politiques publiques**.

III.1.2. Tendanciel / Exploratoire

Une seconde distinction que l'on peut faire entre les différents exercices de prospective est liée à **l'horizon étudié**.

Pour le **moyen terme**, on va pouvoir utiliser des scénarios dits **tendanciel** ou de **continuité**. En effet, il n'est alors pas nécessaire de prendre en compte d'éventuelles révolutions technologiques, qui n'arrivent pas dans un horizon aussi court à moins d'être déjà à un stade avancé de recherche. Il s'agit alors de prévoir l'avenir par extrapolation des tendances actuelles. La plupart des exercices effectués sont de type tendanciel. Ces exercices se fondent sur des modèles sectoriels (que nous décrirons ultérieurement) où la technologie est explicitée pour simuler la concurrence entre techniques anciennes et innovantes dans un cadre sectoriel cohérent et visant la satisfaction d'une demande croissante et évolutive.

La qualité de ces exercices de type tendanciel dépend de la qualité des hypothèses faites sur les paramètres exogènes, en particulier sur :

- la croissance économique
- les hypothèses de comportements (évolution sociologique)
- les hypothèses d'institutions (niveau de libéralisme et de type de mondialisation)
- le progrès des techniques
- les contraintes sur la diffusion d'innovations (insertion dans les systèmes techniques existants)

La qualité de ces exercices dépend également de la représentation des mécanismes des marchés énergétiques (pétrole, gaz, électricité) qui reste exogène ou rudimentaire.

Concernant les **exercices exploratoires**, les horizons considérés sont de plus **long terme**. Ils supposent, au contraire des précédents, la **considération de ruptures technologiques**. Ces exercices cherchent à évaluer le comportement d'un système face à des chocs non prédictifs. Ces modèles sont tout à fait applicables pour le court terme en ce qui concerne les systèmes macroéconomiques, pour le moyen terme dans une démarche d'équilibre général ou sectoriel dont la pertinence à ces horizons est assurée par la stabilité des techniques. Pour ce qui est du très long terme, leur utilisation est bien plus délicate.

III.2. Modèles utilisés dans les exercices de prospective énergétique

En prospective énergétique la notion **d'équilibre** est importante. On parle d'équilibre partiel ou général. Cette distinction se retrouve dans les modèles qui sont soit des modèles **bottom-up** (ou

modèles sectoriels technico-économiques) soit des **modèles top-down** (ou modèles d'équilibre général).

En perspective énergétique, il est également important de voir comment la **consommation énergétique est évaluée**.

Enfin, en choisit le type d'équilibre souhaité entre offre et demande, on peut mettre en place des **modèles d'offre** pour satisfaire une demande engendrée par la consommation prévue.

III.2.1. Modèles d'équilibre

Les modèles d'équilibre partiel ou bottom-up :

Les modèles sectoriels bottom-up sont appréciés pour permettre de **tracer une image technique** cohérente des systèmes énergétiques **offre et demande** en fonction **d'hypothèses exogènes** sur le progrès technique. Ils peuvent éventuellement le faire jusqu'aux services rendus en jouant d'hypothèses de coûts sur les potentiels d'économie d'énergie. Ils sont critiqués pour leur **représentation normative** des comportements économiques, le caractère exogène des hypothèses sur le taux de progrès technique, le traitement des paramètres en information parfaite ou probabilisable. Ils négligent les effets-retour sur l'économie des mesures politiques (recyclage taxe, effet d'éviction des investissements de substitution, changements des prix relatifs des facteurs). Ces modèles détaillent toute la chaîne de relations depuis les déterminants de la consommation d'énergie dans chaque secteur d'activité jusqu'à la demande. Ces modèles permettent de déterminer un équilibre de marché entre l'offre et la demande d'énergie ("équilibre") mais n'en évaluent pas les conséquences sur la sphère économique ("partiel"). L'équilibre est atteint lorsque les prix de chaque forme d'énergie sont tels que l'offre souhaitée par des producteurs est égale à la demande souhaitée par les consommateurs.

Les modèles d'équilibre général ou top-down :

Les modèles économétriques top-down permettent une **évaluation de la demande** en exprimant la consommation d'énergie uniquement par des variables globales (PIB, prix moyen de l'énergie). Ces modèles top-down et en particulier les modèles d'équilibre général sont la stricte application empirique des principes macroéconomiques historiquement développés de manière analytique. Les modèles d'équilibre général calculable top-down (MEGC) traitent du couplage énergie-économie sans passer par une information technologique explicite (utilisation de coefficients d'élasticité). Bien que n'étant pas directement des modèles de prospective énergétique, ils ont une fonction importante d'appui aux exercices d'évaluation des coûts complets des politiques de long terme par la cohérence macroéconomique qu'ils assurent, via la représentation des relations entre facteurs de production (dont l'énergie) dans chaque secteur, des relations entre secteurs et celles assurant l'équilibre économique général, y compris dans les effets sur le commerce. Appliqués à l'évaluation des politiques censées faire évoluer l'ensemble du système technique et énergétique, ils sont critiqués pour leur **description très pauvre des usages de l'énergie et des filières de production et de conversion**. Une mention

particulière est à faire de la modélisation rudimentaire des activités de transport alors qu'elles constituent une part importante des besoins et des émissions. Ces modèles sont enfin critiqués pour leur représentation du progrès technique par des coefficients de progrès autonome indépendants des prix relatifs des facteurs susceptibles de changer sous l'effet des politiques.

III.2.2. Modèles d'évaluation de la consommation

Les perspectives de consommation d'énergie concernent les sources primaires et secondaires. La consommation primaire sert de support, les relevés statistiques de ses composantes étant plus fiables. La consommation secondaire est indispensable car les trajectoires de cette dernière ont une incidence sur les perspectives d'offre.

La consommation d'énergie primaire est projetée à partir des données du présent à l'aide de relations simples du type :

$$\frac{CEP}{CER} = \left(\frac{CEP}{PIB} \right) \times \left(\frac{PIB}{POP} \right) \times \frac{POP}{POR} \\ \frac{CEP}{CER} = \left(\frac{CEP_0}{PIB_0} \right) \times \left(\frac{PIB_0}{POP_0} \right) \times \frac{POP}{POR}$$

Avec :

CEP = Consommation d'énergie primaire
PIB = Produit intérieur brut
POP = Population
o = indice pour les données du présent

Le terme $\left(\frac{CEP}{PIB} \right)$ représente l'intensité énergétique du PIB, c'est-à-dire, la quantité d'énergie nécessaire à la création d'un dollar de valeur ajoutée dans l'économie. Ce ratio, comme celui de la consommation énergétique par habitant, est l'un des plus couramment utilisés, aussi bien pour effectuer des comparaisons internationales que pour mesurer l'évolution de la productivité énergétique d'un pays. Il permet d'exprimer l'évolution des structures économiques et le progrès des techniques.

Jusqu'à 2030 on estime que, sauf événement exceptionnel (guerre mondiale ou cataclysme naturel), une seule trajectoire permet de représenter la demande.

III.2.3. Modèles d'offre

A consommation mondiale donnée, les risques de pénurie de certaines sources d'énergie seront très variables selon l'évolution de la composition de l'approvisionnement. Ainsi, toutes les études de prospective énergétique considèrent l'offre sous la forme d'un scénario tendanciel (business as usual) complété par des variantes représentant les réactions qui permettraient de surmonter les obstacles rencontrés par le scénario tendanciel.

Les **modèles dits d'offre**, permettent de décrire les itinéraires permettant de répondre à la demande. Ils reposent sur des hypothèses concernant :

- les disponibilités des sources d'énergie

- les coûts des sources d'énergie
- les progrès techniques attendus

Parmi ces modèles on trouve MARKAL, MESSAGE, PRIMES qui sont des modèles de minimisation en programmation linéaire ou dynamique intemporelle d'un coût global actualisé. On trouve également le modèle POLES, modèle de simulation récursive permettant d'évaluer le prix des vecteurs énergétiques sur les différents marchés mondiaux et ce, en fonction de la demande finale évaluée.

Le **modèle MARKAL** (Market Allocation) a été développé par l'AIE² pour l'analyse des systèmes énergétiques. C'est un modèle régional qui traite de l'économie d'une région en particulier. Dans ce modèle, l'économie est vue comme un système représenté par des processus et des flux de matière et d'argent. Ces processus correspondent à toutes les activités nécessaires pour produire des produits ou des services, et ce, pour tous les secteurs. La base de données utilisée recense 100 processus ce qui permet d'envisager plusieurs alternatives pour chaque énergie ou produit.

Le modèle mathématique sous jacent est un modèle d'optimisation reposant sur de la programmation linéaire. De ce fait, le modèle détermine la configuration de ces processus permettant de satisfaire la demande en hydrogène (exogène) et la réduction des émissions souhaitée, pour un coût minimal. Les contraintes du modèle peuvent être gérées par l'utilisateur. Elles sont de différentes natures :

- Demande en hydrogène
- Taux de pénétration des nouveaux processus
- Disponibilité des ressources

Le modèle est dynamique dans le sens où l'horizon de temps considéré est divisé en 9 périodes et que l'optimisation sur ces 9 périodes se fait en parallèle avec prise en compte des contraintes futures dans les décisions d'investissement des périodes antérieures.

Insistons sur le fait que la demande en hydrogène dans ce modèle est exogène et ne résulte pas d'un équilibre via les prix. La demande finale et l'offre d'énergie résultent quant à elles d'un processus de minimisation dynamique des coûts de l'ensemble du système énergétique, comme nous venons de le dire. Cette remarque ne s'applique qu'à l'élaboration de la projection de référence. Dans le cas des scénarios avec une contrainte sur les émissions, le modèle MARKAL permet de réduire, par le biais de fonctions de demande, la demande de services énergétiques (qui est exogène et donc fixée dans la projection de référence). Un moyen supplémentaire faisant intervenir le comportement des agents est ainsi offert au système énergétique pour s'adapter à une contrainte sur les émissions.

III.3. Conclusion

Tous les modèles de prospective énergétique rencontrés sont macroscopiques. Ils font intervenir plusieurs offres concurrentes pour faire face à la demande énergétique. Ils nous permettront d'obtenir

² Agence Internationale pour l'Energie

des scénarios avec la part de l'hydrogène dans l'offre énergétique, ce qui nous servira d'hypothèse exogène pour notre outil.

IV. Déploiement de l'hydrogène énergie

La littérature sur le domaine de l'hydrogène énergie est très abondante car les applications énergétiques de l'hydrogène correspondent à des préoccupations très actuelles. Ainsi, la recherche au sein de cette littérature est assez laborieuse car de nombreux acteurs interviennent sur ce sujet, avec des points de vue et des centres d'intérêts différents : industriels (pétroliers, gaziers, constructeurs automobile,...), universitaires, laboratoires de recherche publics, structures et agences publiques, associations, programmes de recherche nationaux ou européens.

Cette littérature est surtout constituée de rapports gouvernementaux, d'articles de conférences industrielles, de brevets industriels et de quelques articles de revue concernant des points techniques très précis.

Dans cette littérature de l'hydrogène énergie, de nombreuses études ont été réalisées. On peut les classer en fonction de leur but :

1. Elaboration de scénarios concernant la **demande en hydrogène** (se rapproche de la prospective mais pour le périmètre restreint de l'hydrogène). Cette première catégorie d'études nous fournit des scénarios de demande en hydrogène ; ces scénarios alimenteront notre outil. Notre rôle n'étant pas de créer nous même des scénarios de demande. Nous présenterons brièvement cette littérature.

2. Etude de faisabilité technique et économique de certaines infrastructures, processus, ou **technologies** nécessaires à la mise sur le marché en masse de l'hydrogène énergie : nouvelles technologies de production, nouveaux modes de stockage, stations service, pile à combustible et véhicules à hydrogène. C'est sur ce type d'études que la littérature est la plus abondante. De ces études, nous retiendrons certaines hypothèses techniques et économiques.

3. Développement d'un réseau de stations service. Les études concernant le développement d'infrastructures s'intéressent essentiellement à la répartition des stations service afin de lancer le marché en couvrant suffisamment bien un territoire donné. Ces études nous serviront pour valider certaines hypothèses de notre modèle.

4. Evaluation économique de toute **l'infrastructure du puits à la roue.** Les études d'évaluation économique d'infrastructure sont très peu nombreuses et sont celles que nous allons présenter ici car elles tentent de répondre à la même problématique que nous. Nous présenterons et analyserons quelques contributions dans ce domaine. Cette analyse nous permettra de nous positionner par rapport à l'existant.

5. Analyse d'impacts environnementaux et sociaux de l'hydrogène. Dans cette catégorie nous n'avons recensé qu'une étude menée auprès du public en Islande.

Avant toute chose, rappelons que l'un des problèmes de notre étude réside dans l'incertitude des paramètres, et principalement, la demande en hydrogène, les coûts des technologies futures et des ressources énergétiques. Ces données sont incertaines car futures et sans historique de référence. Pour la demande, nous avons choisi de conserver cette incertitude, inévitable et difficilement contournable pour tout produit ou service nouveau, et de la traiter en considérant plusieurs scénarios possibles. Ce sont ces scénarios que l'on a cherchés dans la littérature.

IV.1. Elaboration de scénarios de demande

L'hydrogène étant une offre nouvelle pour un marché du carburant certes existant, mais avec de nombreuses offres concurrentes et une évolution des coûts complètement incertaine, il est très dur d'évaluer la demande future en hydrogène. Ces évaluations sont du ressort d'experts en prospective. Dans ce domaine, de nombreux chercheurs travaillent sur des modèles économiques qui mettent en concurrence les différentes sources d'énergie afin d'en évaluer la répartition future. L'étude de ces modèles nous a permis d'identifier les acteurs s'intéressant à l'hydrogène, de comprendre les intérêts et les enjeux de cette source d'énergie, de comprendre le degré d'incertitude des scénarios de demande élaborés par les différents organismes.

Les modèles économiques dont on vient de parler fournissent des scénarios pour l'ensemble des énergies et seuls quelques uns incluent l'hydrogène. Les études faisant des scénarios prospectifs pour l'ensemble des énergies et incluant l'hydrogène sont principalement l'étude de la commission Européenne WETO-H2 [WETO-H2, 2006] et l'étude de Agence Internationale à l'Energie WEO [WEO, 2006].

Par ailleurs, il existe des études concernant uniquement l'hydrogène. C'est le cas du projet européen HyWays. Dans ce projet, le but est de mettre au point une roadmap européenne concernant l'hydrogène. Cette roadmap, finalisée en 2007 a d'ailleurs été validée par l'Europe et fait référence en la matière à ce niveau. Dans HyWays, des scénarios de demande en hydrogène ont été proposés. Ensuite, des chaînes logistiques permettant de répondre à cette demande ont été définies. L'utilisation du logiciel E3-database³ a permis de déterminer le coût d'un scénario d'offre (constituer manuellement en combinant les chaînes logistiques prédéfinies) par rapport à un scénario de demande donné.

Dans notre étude, la demande en hydrogène sera un paramètre exogène. Pour la suite des travaux, nous utiliserons les données des scénarios de demande en hydrogène élaborés dans le cadre du projet HyWays.

³ Outils développé par l'entreprise allemande L-B-Systemtechnik GmbH, <http://www.lbst.de/e/indexd.html>

IV.2. Etude de faisabilité technique et économique

De très nombreuses études ont été menées sur l'évaluation des coûts de la molécule d'hydrogène vendue au consommateur final dans le cadre d'une utilisation étendue en tant que carburant. Ces études permettent d'avoir des ordres de grandeur mais ne sont pas très précis ni très fiables. Tout d'abord, ils ne sont pas fiables pour deux raisons :

- certains procédés et certaines technologies sont utilisés dans les applications industrielles de l'hydrogène et sont donc maîtrisés. On a des exemples réels de ceux-ci et on en connaît les coûts. Par contre, d'autres technologies sont au stade de la recherche et du développement et on doit donc émettre des hypothèses concernant leurs performances techniques et leurs coûts.
- nombreuses sont les études menées par des universitaires ou des organismes gouvernementaux qui n'ont que rarement accès à des données industrielles et doivent donc faire des hypothèses et des évaluations concernant les coûts.

Toutefois, grâce à des méthodes d'extrapolation sur les technologies connues ou de calculs économiques éprouvés pour évaluer les coûts de nouvelles technologies, certaines évaluations sont proposées dans la littérature. **Ce sont ces évaluations de coûts que l'on a recherchées dans la littérature afin de se constituer une base de données réaliste pour notre étude.** Par ailleurs, par souci de confidentialité des données entreprise d'Air Liquide, nous avons recherché dans la littérature des coûts publics pour les technologies actuelles.

On peut trouver des hypothèses de coûts dans de nombreux papiers, et le travail de consolidation est très long. Le projet H2A initié par le département de l'énergie américain (DOE) a permis de construire une base de données consolidée de ces données à travers un fichier Excel dans le but de mener des analyses rigoureuses et homogènes sur un large panel de technologies liées à l'infrastructure hydrogène. Leur but est d'accroître la transparence et la justesse des analyses. En plus des hypothèses de coût des technologies, ils se sont également intéressés au prix des énergies et ont proposé des projections à 2070 en s'appuyant sur les projections du rapport officiel Annual Energy Outlook 2005 publié par le US Department of Energy's Energy Information Administration. On prendra ces hypothèses dans nos calculs.

IV.3. Etudes d'infrastructure

Quelques projets tentent d'évaluer le coût nécessaire à la mise en place d'une infrastructure pour le lancement sur le marché des véhicules à hydrogène. Ces études consistent en général à **évaluer, pour un scénario de demande défini**, un coût moyen de la molécule d'hydrogène pour une région donnée, mais sans réelles considérations géographiques du territoire. De plus, chacune de ces études évalue le coût d'une ou deux options de distribution, pouvant se combiner, mais dont le choix de mise en place est défini arbitrairement a priori. Aucune prise en considération complète de tous les modes de

distribution possibles n'a été envisagée dans ces études. Les études consultées sont brièvement décrites dans ce chapitre.

IV.3.1. Présentation des études

Nom de l'étude	Nature de l'étude et auteurs	But de l'étude	Modèle utilisé/développé
Infrastructure Analysis – HyWays [HyWays, 2007]	Etude européenne dont les membres sont des industriels, des universitaires spécialistes de certains modèles économiques, et des représentants des gouvernements européens.	Définir une stratégie européenne pour la mise en œuvre de l'hydrogène énergie.	Utilisation du modèle MOREHyS
The economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure [E4tech, 2005]	Rapport du consultant E4tech pour le gazier LINDE	Evaluation des coûts d'infrastructure en Europe	Développement d'un modèle de coût
H2A [DOE, 2007]	Construction d'une base de données et d'un outil de calcul Excel. Etude du DOE.	Déterminer la contribution de chaque composant de la chaîne logistique dans le coût d'une molécule d'hydrogène	Développement d'une base de données et d'un outil de calcul Excel H2A
Design and Operation of a future hydrogen Supply Chain : Snapshot Model [Almansoori et al., 2006]	Article proposé par l'Imperial College	Modélisation du réseau de distribution et optimisation de la conception de celui-ci avec un horizon opérationnel pour la Grande Bretagne. Déterminer le nombre, la localisation et la capacité des unités de production à développer dans chaque région, ainsi que le transport à mettre en place	Développement d'un modèle de programmation linéaire en nombres entiers et réels (MILP)

Tableau 9 : Présentation de quelques études d'infrastructure pour l'hydrogène énergie

La description détaillée de ces études est fournie en annexe 1.

Le modèle qui se rapproche le plus de ce que l'on cherche à faire est le modèle **MOREHyS** utilisé dans le projet HyWays. Le modèle MOREHyS (Model for optimisation of regional hydrogen supply) qui est proposé par [Ball, 2005] a pour objectif d'identifier le meilleur déploiement de l'infrastructure en tenant compte des contraintes de chaque région. Le modèle fournit le mix de production à mettre en place, la répartition entre production centralisée et non centralisée, les moyens de transport à mettre en place entre chaque couple de régions et à l'intérieur de chaque région, les coûts de distribution et les émissions de CO₂ associés. Le modèle permet de faire varier, par scénario, la distribution de la demande, la disponibilité des ressources et le prix des énergies primaires. Les limites de ce modèle

résident dans l'optimisation dynamique myope qui n'est pas une optimisation globale. Par ailleurs, le modèle est un modèle interrégional où le réseau dans les régions est évalué en fonction de la taille de la région. Le modèle ne descend pas à ce niveau de finesse. Enfin, il ne permet pas de localiser des unités de conditionnement ou de liquéfaction à distance d'une unité de production, mais toujours sur le site de production.

IV.3.2. Analyse des études

Les conclusions faites ici portent sur les quatre études présentées et sur quelques autres travaux. Nous avons étudié le périmètre de ces différentes études en regardant :

- La caractérisation de la demande
- La complétude, en termes de chaînes logistiques
- La dimension spatiale, géographique
- La dimension temporelle

IV.3.2.1. Caractérisation de la demande

Scénarios de demande :

Dans la plupart des rapports et études menées, sauf celle de l'Impérial college, on se fixe toujours un, ou plusieurs, scénarios de distribution d'hydrogène, et on en calcule le coût. Ces études ne cherchent pas à faire un **outil d'aide à la décision** permettant de faire varier ces scénarios. Notre approche constitue donc une innovation de ce point de vue.

Concernant la prise en compte de l'incertitude de la demande, elle n'est jamais introduite sous forme d'une variable probabiliste, mais toujours à travers des scénarios.

Localisation de la demande :

Dans le premier scénario de l'étude de [E4tech, 2005], la demande est proportionnelle à la densité de population multipliée par le nombre de véhicules par habitants. De même, dans l'étude [Almansoori et al., 2006], la demande est proportionnelle à la population.

Forme de la demande :

Dans [E4tech, 2005], les stations délivrent toutes 50% d'hydrogène liquide et 50% d'hydrogène gazeux et on installe x fois plus de stations que nécessaire. $x=30$ au début de la période considérée, puis décroît. Dans [Almansoori et al., 2006], il existe deux formes pour la demande : liquide ou gazeux et sont traités comme deux produits différents avec une demande explicite pour chaque type de produit dans chaque case de la grille.

IV.3.2.2. Complétude des études

Par ailleurs, ces études ne sont pas complètes dans le sens où, très peu tiennent compte de la complexité de la chaîne logistique. Seules certaines prennent en compte l'ensemble des technologies de transports ou de production de l'hydrogène.

IV.3.2.3. Dimension spatiale

L'étude de [E4tech, 2005] est géographique mais uniquement en ce qui concerne la localisation des villes équipées. Les autres éléments de distribution ne sont pas localisés sur un territoire. Pour autant, les coûts de toute la chaîne de distribution sont considérés. Des coûts globaux sont alors utilisés.

Les coûts de production et de liquéfaction sont évalués à partir de la somme des demandes du pays, permettant de remonter au nombre d'unités nécessaires. Ainsi, toutes les unités sont considérées comme identiques en termes de capacité et ne sont pas localisées. De même, les stations service sont homogènes en capacité.

IV.3.2.4. Dimension temporelle

Dans [E4tech, 2005], les coûts d'investissement des unités de production sont décroissants en fonction du nombre d'unités installées.

IV.3.3. Conclusion sur les études

Nom de l'étude / du modèle	Données de coût	Complétude	Connaissance de la demande	Dimension spatiale	Dimension temporelle
Infrastructure Analysis – HyWays [HyWays, 2007]	E3-database	Choix de chaînes et de leur contribution prédéfini	2 scénarios	Pour le choix des chaînes	2003-2030
The economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure [E4tech, 2005]	Linde	Transport liquide uniquement	Scénario HyWays	Localisation des stations	2010-2030
H2A [DOE, 2007]	Littérature + partenaires industriels	Tous les modes de transport et tous les modes de production	Pas un calcul global	Non	2010-2070
Design and Operation of a future hydrogen Supply Chain : Snapshot	Variété de sources	Transport par camions et trains, production à partir de GN, charbon et biomasse	Estimation pour 100% des véhicules en GB	Unités de production et stations sont localisées par l'optimisation Découpage spatial de la	Non

Model [Almansoori et al., 2006]				GB en 34 cases de taille égale	
---------------------------------------	--	--	--	-----------------------------------	--

Tableau 10 : Conclusion sur les études d'infrastructure hydrogène

IV.4. Conclusion

Ce que nous pouvons tirer de cette bibliographie est qu'aucune étude faite sur l'infrastructure de l'hydrogène ne comporte à la fois la **dimension temporelle, spatiale et la complétude** de la chaîne logistique. La dimension la moins souvent prise en compte est la **dimension géographique**. C'est sur ce plan que nous souhaitons apporter une réponse.

Par ailleurs, on ne trouve pas **d'outil d'aide à la décision** dans le domaine mais des résultats d'études.

Un outil d'aide à la décision prenant en compte la dimension géographique serait donc d'un intérêt majeur pour l'entreprise Air Liquide qui pourrait envisager un certain nombre de scénarios.

A partir de cet état des lieux, nous avons pu nous positionner de façon originale afin de proposer une approche complète et adaptée au problème de déploiement d'infrastructure pour l'hydrogène énergie.

V. Conclusion du Chapitre 2

Le Chapitre 1 nous ayant permis de **caractériser le problème d'optimisation à traiter**, le Chapitre 2 nous a permis de **caractériser la méthode d'optimisation à mettre en place**.

L'état de l'art présenté dans ce chapitre nous a permis de mettre en évidence la nécessité de développer **un outil d'aide à la décision global** dans une logique de modèles « **What if** » permettant d'envisager de nombreux scénarios **pour une géographie donnée**.

Cela signifie que nous ne chercherons pas à optimiser un problème à partir d'une modélisation détaillée, mais que nous appréhenderons le problème dans sa globalité, afin de donner des réponses globales pour sentir des tendances. Nous souhaitons avoir une bonne vision globale du problème. Nous nous positionnons dans le concept développé par Daganzo [Daganzo et al., 1996] qui propose d'examiner le système logistique dans sa globalité, de façon intégrée. Il défend l'idée que les approches traditionnelles détaillées ne doivent être utilisées que quand le temps et l'information disponible le permettent et qu'elles sont alors très utiles. Toutefois, même ces approches détaillées peuvent être certaines fois, améliorées par l'usage d'une analyse exploratoire comme celle décrite dans son ouvrage.

Un aspect important est l'intégration des données géographiques que l'on souhaite prendre en compte dans notre modèle sans toutefois être insatisfaisant dans le cadre d'hypothèses de localisation incertaines.

Pour résumer, l'outil d'aide à la décision que nous souhaitons développer devra :

- prendre la **demande** et le **coût des énergies** comme des paramètres **exogènes** étant donné l'incertitude portant sur ces paramètres pour un horizon long terme.
- permettre de réaliser des **études de sensibilité** par rapport à **différents scénarios**
- permettre de **dimensionner l'infrastructure complète** de production, de transport et de distribution sur un **critère économique**.
- permettre de **planifier** le déploiement de l'infrastructure. Le modèle sera donc **multi-périodes** afin de **dimensionner l'infrastructure à chaque période d'un horizon de temps discrétisé** donné en fonction d'un scénario. L'objectif sera d'avoir, pour un scénario d'entrée donné, le coût de l'infrastructure à mettre en place, comme illustré sur la Figure 10.

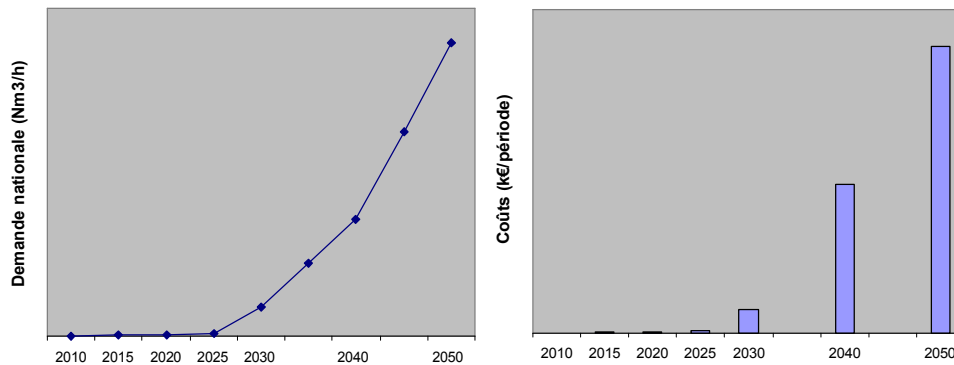


Figure 10: Exemple de scénario de demande et résultat

- tenir compte de l'évolution de cette infrastructure sur un **horizon de temps suffisamment grand** pour voir l'impact des choix initiaux sur le développement de l'infrastructure pour un marché mature, et inversement. On se fixera donc comme horizon l'année 2050, qui correspond à un horizon stratégique pour des énergies propres puisque c'est pour cette date que les gouvernements se sont engagés sur des objectifs de réduction de leurs émissions de CO₂ à travers le protocole de Kyoto.
- permettre d'envisager cette **chaîne logistique en rapport avec les données géographiques** d'une région pouvant être un pays, et de façon suffisamment détaillée pour évaluer réellement les coûts de transport. Etant donné l'horizon de temps envisagé, nous considérons qu'il ne serait pas approprié de développer un modèle de localisation des éléments logistiques comme cela est le cas dans le model MOREHyS. En effet, nous souhaitons que nos résultats ne dépendent pas d'une localisation donnée des infrastructures, qui de façon évidente, ne seront pas localisées en 2030 là où on pourrait envisager aujourd'hui qu'elles seraient localisées, avec les seules connaissances de 2007. Toutefois, la localisation des installations sera guidée par la densité de population, ainsi, nous nous sommes orientés vers un **modèle insensible aux incertitudes** de localisation des infrastructures mais basé sur des densités de population.

Notre choix se porte donc sur le développement d'une méthode d'aide à la décision permettant de répondre au problème de **planification du déploiement de l'infrastructure de production, de transport et de distribution de l'hydrogène, insensible** aux incertitudes de **localisation** des éléments d'infrastructure pour un territoire donné à géographie connue et permettant de comparer différents scénarios. L'objectif principal identifié est de minimiser les coûts. La méthode doit prendre en compte les **coûts d'investissement et d'exploitation** de l'infrastructure, y compris la **taxe carbone**.

Chapitre 3 – Proposition d'une approche couplant simulation et optimisation

Préambule :

Au chapitre précédent, nous avons caractérisé l'outil d'aide à la décision que nous souhaitons développer. Dans ce chapitre, nous allons présenter l'approche mise en œuvre dans cet outil d'aide à la décision.

Une présentation bibliographique des méthodes de couplage entre simulation et optimisation nous permettra de mettre en évidence les intérêts et avantages des méthodes d'optimisation par surfaces de réponses, pour résoudre notre problème de planification du déploiement de l'infrastructure de l'hydrogène carburant.

Etant donné que le problème d'optimisation que nous cherchons à résoudre intègre un problème de choix d'investissement, nous argumenterons également le choix du modèle économique de gestion pour les décisions d'investissements à la base de notre méthode.

Table des matières :

- I. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE POUR L'OPTIMISATION DANS L'INCERTAIN
 - I.1. Couplage entre simulation et optimisation*
 - I.2. Métamodèles*
 - I.2.1. Plan d'expériences*
 - I.2.2. Construction de métamodèles fonctionnels*
 - I.2.3. Optimisation avec des métamodèles*
 - I.3. Les réseaux de neurones*
 - I.4. Conclusion*
- II. PRESENTATION DE LA METHODE ET DE L'OUTIL DEVELOPPES
 - II.1. Méthodologie : de la simulation vers l'optimisation*
 - II.2. Architecture de l'outil ODHISSE'2050*
- III. PRESENTATION DU MODELE ECONOMIQUE
 - III.1. Modèle économique de choix d'investissements*
 - III.2. Nature des coûts du modèle*
 - III.2.1. Coûts d'investissement d'un équipement*
 - III.2.2. Coûts d'exploitation d'un équipement*
 - III.2.3. Coûts annualisés de l'infrastructure*
 - III.3. Présentation des coûts du modèle*
- IV. CONCLUSION DU CHAPITRE 3

I. Etude bibliographique pour l’optimisation dans l’incertain

Essayant de prendre en compte de plus en plus la complexité des systèmes réels, les méthodes d’optimisation actuelles sont parfois impuissantes face à la taille des modèles mathématiques générés. Nous avons vu au Chapitre 2 que les modèles mathématiques de conception de réseaux de distribution intégrés et les méthodes de résolution exactes classiques ne pouvaient s’appliquer à un problème aussi complexe que celui de la planification du déploiement à 2050 d’une infrastructure de distribution de l’hydrogène pour le marché des carburants.

Plusieurs approches peuvent alors être envisagées. D’une part, l’utilisation de méthodes de résolution approchées dites **heuristiques ou métaheuristiques**, telles que la « recherche locale », la « recherche tabou » ou le « recuit simulé » [Siarry et al., 2003] permet de résoudre des problèmes d’optimisation trop complexes pour être résolus par des méthodes exactes. Par ailleurs, une **approche globale** comme celle proposée par [Daganzo et al. 1996], à niveau de détail très macroscopique, semble très appropriée. D’autre part, la **simulation** est de plus en plus utilisée pour les problèmes d’optimisation de produits ou de processus. Cela permet de traiter des problèmes d’optimisation non linéaires pour lesquels les fonctions ne sont pas explicites, et pour lesquels seules des simulations peuvent donner des valeurs de la fonction de réponse. Enfin, on peut avoir recours à des **couplages entre méthodes de simulation et d’optimisation** permettant de mieux gérer cette complexité. Nous allons par la suite présenter plusieurs approches qui entrent dans le domaine du couplage de la simulation et de l’optimisation.

I.1. Couplage entre simulation et optimisation

Le domaine de recherche du couplage entre simulation et optimisation est un domaine assez récent qui devient de plus en plus actif.

De nombreuses revues de littérature existent sur ces approches [Fu et al., 2005] [Olafsson and Kim, 2002]. Dans [Glover et al., 1999] et [Bachelet et al., 2005], la « méthode classique de couplage » est présentée comme la combinaison de l’optimisation d’un modèle simplifié, puis la simulation de la solution obtenue par le modèle simplifiée, dans le modèle complexe.

Les outils logiciels recensés dans ce domaine sont des outils de simulation classiques intégrant une fonction d’optimisation.

Une approche de couplage proposée pour les problèmes d’optimisation non linéaires pour lesquels la fonction n’est pas connue explicitement et pour lesquelles, seules des simulations très coûteuses en temps peuvent être menées, est celle proposée par [Brekelmans et al., 2005]. Il s’intéresse donc aux problèmes d’optimisation très contraints, traités par simulation et où la relation entre les variables du problème et la réponse du système n’est pas une fonction explicite. Il désigne ces systèmes par le terme systèmes « boîte noire ». les auteurs de [Brekelmans et al., 2005] proposent une approche

séquentielle pour ces problèmes dits de boîte noire qui peuvent être des problèmes d'optimisation contraints avec des fonctions non linéaires, et dont les simulations ne fournissent pas des informations dérivées suffisantes. Ils recensent des articles portant sur des problèmes d'optimisation sans contraintes ou avec des contraintes explicites. Ici, ils considèrent des problèmes dans lesquels il y a aussi des contraintes sur les réponses des simulations de la boîte noire. L'algorithme proposé consiste à diminuer le nombre de simulations nécessaires en utilisant des approximations locales elles-mêmes basées sur des simulations précédentes. Dans l'article [Brekelmans et al., 2005] les auteurs recensent des approches itératives reposant sur des approximations locales et des approches non itératives d'approximation globale. L'approximation locale itérative requiert moins de simulations. Ils font remarquer que dans la plupart des modèles quadratiques étudiés par les auteurs, il faut $\frac{1}{2} \times (n+1) \times (n+2)$ observations pour construire l'approximation d'un système à n dimensions.

Une autre approche de construction séquentielle est proposée par [Keys and Rees, 2004]. Cette approche est séquentielle car les points de simulation sont choisis en fonction des points déjà simulés et des résultats obtenus.

Dans ces couplages, la simulation permet de traiter la non-linéarité des problèmes pour lesquels la fonction objectif ne peut pas être obtenue explicitement [Azadivar, 1999]. D'après [Pirard, 2005], on recense, dans la littérature, trois façons d'envisager ce couplage. Le premier type de couplage consiste à englober un modèle de simulation dans un modèle d'optimisation. Le module d'optimisation a pour rôle de guider la direction de la recherche des solutions et le module de simulation est utilisé pour l'évaluation des performances des solutions candidates suggérées par le module d'optimisation. Dans le second type de couplage, le module de simulation fait appel à un module d'optimisation en vue de réaliser une optimisation locale en cours de simulation. Le troisième type de couplage consiste à avoir deux modèles indépendants et à les exécuter séquentiellement. La solution obtenue par le premier modèle constitue une donnée d'entrée pour le second. Dans ces trois cas, le couplage nécessite des allers-retours entre le modèle de simulation et le modèle d'optimisation. Or, si les simulations sont onéreuses en temps de calcul, ces couplages n'offrent pas d'avantages évidents par rapport aux modèles d'optimisation précédents.

Nous nous sommes alors orientés vers des démarches où les simulations peuvent être menées en phase préliminaire, et dans lesquelles l'optimisation peut-être menée dans un second temps, en fonction des besoins. Cela nous a conduits à considérer toutes les démarches pouvant permettre de passer de résultats de simulation à des modèles d'optimisation et plus particulièrement les métamodèles.

I.2. Métamodèles

Dans cette section on s'intéresse aux métamodèles, qui entrent dans le champ disciplinaire du couplage entre simulation et optimisation. Un métamodèle est défini comme un modèle permettant de représenter le comportement d'un système quand celui-ci n'est pas explicitement connu.

Parmi les métamodèles, on recense les **métamodèles spécialisés** ou **modèles physiques** qui permettent d'intégrer la physique du modèle. On les appelle aussi en anglais les « **Surrogate Models** ». Ces modèles sont établies par des lois de comportement physiques du système.

En opposition, on classe les **métamodèles généralistes**, ou **modèles fonctionnels** pour lesquels on n'a aucune connaissance des modèles physiques et donc pour lesquels on va faire des approximations. On verra aussi le terme de « **Surrogate Approximations** ». Ces modèles fonctionnels sont eux obtenus par simulations.

Souvent dans la littérature l'amalgame est fait entre ces deux types de métamodèles qui sont appelés indistinctement Surrogate Models même si ils ne reposent pas sur des simulations.

Les métamodèles permettent de traiter avec des systèmes complexes, dont la fonction de réponse est difficile à expliciter. Les métamodèles sont utilisés principalement en représentation de données. Mais, depuis 2000, leur usage en optimisation constitue un domaine de recherche actif [Sondergaard, 2003].

Ils sont principalement utilisés en conception de produits. Les applications dans d'autres domaines que le design sont assez rares. Dans le domaine du « supply chain management », on peut trouver l'article de [Wan et al., 2005] où une méthode itérative de construction d'un métamodèle à partir de simulations est présentée. La phase d'optimisation est ensuite effectuée sur le métamodèle.

La démarche décrite par [Sondergaard, 2003] et [Queipo et al., 2005] pour mettre au point un **métamodèle à partir de simulations**, se décompose en quatre étapes. Premièrement, il faut faire un **plan d'expérience** afin de définir les points de fonctionnement du système à simuler. Puis, il faut faire des **simulations numériques** pour l'ensemble de ces points. Ensuite, il faut **construire le modèle**, et enfin, il faut le **valider**.

I.2.1. Plan d'expériences

Cette étape consiste à choisir dans le domaine de faisabilité les expériences, ou jeux de données, pour lesquels les simulations seront exécutées et desquels dépendra la construction du modèle. Il faut donc choisir des plans faisant le compromis entre le nombre de simulations minimum pour obtenir un modèle représentatif et le nombre de simulations maximum pour avoir un temps calcul raisonnable. Cette étape est importante pour les systèmes dont les simulations sont onéreuses et pour lesquels le nombre de points à simuler doit être limité.

Dans les méthodes de plans d'expériences, on retrouve chez [Kleijnen, 2005] une classification en deux catégories : les **méthodes classiques** et les **méthodes modernes**. Les méthodes classiques

s’appliquent à des systèmes physiques, et sont utilisées pour des systèmes avec peu de variables et peu de valeurs possibles par variable. Les secondes ont été développées pour simuler des systèmes en ingénierie, ou en management. Elles s’appliquent pour des systèmes avec beaucoup de facteurs. Nous présenterons quelques une de ces méthodes par la suite.

1.2.2. Construction de métamodèles fonctionnels

Pour la construction des métamodèles, [Queipo et al., 2005] proposent une classification en deux catégories des méthodes. Les **méthodes paramétriques** et les **méthodes non paramétriques**. Les premières regroupent les méthodes où la forme de la fonction est connue ou définie au préalable. Les plus courantes sont les méthodes de **régression polynomiale** et le **Krigeage**. Pour les secondes, il s’agit des **projections** ou **fonctions radiales**.

Par ailleurs, [Qian et al., 2005] proposent de construire un métamodèle en combinant simulations détaillées et approximatives. Les données approximées servent à définir le métamodèle, puis les données exactes sont utilisées pour l’ajuster.

Nous présentons quelques unes de ces méthodes dans la suite.

1.2.2.1. Modèles de régression

La régression est le processus consistant à faire correspondre un modèle simplifié, avec des données d’échantillonnage obtenues, elles, par un modèle onéreux. Les modèles de régression peuvent prendre de nombreuses formes.

Les modèles de régression sont constitués de fonctions et de paramètres. Les paramètres sont évalués pour permettre de faire correspondre les fonctions aux données d’échantillonnage par la méthode des moindres carrés. Cette approche est souvent la plus simple à mettre en œuvre et constitue en général la première étape d’une recherche de métamodèle. Nous nous orienterons dans un premier temps vers cette méthode.

1.2.2.2. Krigeage

Cette méthode dite d’« interpolation objective », est appliquée à des modèles de simulation déterministes. Cette méthode repose sur la combinaison linéaire de tous les outputs déjà observés et permet de prédire des valeurs inconnues d’un processus aléatoire par interpolation avec des poids représentant les distances entre les inputs à tester et ceux déjà simulés.

Cette méthode semble très appropriée dans les cas où les **simulations sont très onéreuses et donc limitées**. Dans notre cas, nous pouvons nous permettre un certain nombre de simulations. Par ailleurs, nos simulations sont aléatoires, ainsi, le krigeage ne s’adapte pas.

1.2.2.3. Approximation par fonctions radiales de base

Cette approximation est identique au krigeage, sauf dans la façon de choisir les fonctions. Ce sont des fonctions qui s’expriment sous la forme : $f(x) = \sum_{i=1}^n \alpha_i \Phi(x, c_i)$. On cherche à approximer la réponse d’un système par une combinaison de ces fonctions, c’est-à-dire que l’on cherche à déterminer les coefficients α_i .

1.2.3. Optimisation avec des métamodèles

1.2.3.1. Méthodologie de surfaces de réponse

Cette méthodologie consiste à identifier et faire correspondre des données expérimentales avec un modèle de surface de réponse. Cette méthodologie nécessite des connaissances dans les plans d’expérience, les techniques de régression et les techniques d’optimisation. Les surfaces de régression peuvent être obtenues par plusieurs méthodes de régression, mais ce qu’on désigne par « response surface model » est couramment utilisé pour faire référence à des modèles **de régression quadratique**. Ces fonctions sont alors relativement sympathiques à optimiser par des méthodes classiques de recherche d’optimum de fonctions quadratiques. Des fondements statistiques permettent de déterminer des intervalles de confiance sur les approximations obtenues par régression. De plus, des méthodes statistiques existent pour faire des analyses sur les résidus.

1.2.3.2. Space mapping technique

Dans [Sondergaard, 2003], la méthode de space mapping est présentée comme une technique d’optimisation intéressante dans les cas où la performance d’un objet dépend d’un nombre de paramètres important. L’idée de cette technique est d’établir une connexion entre un modèle grossier et un modèle fin par une fonction P appelée « space mapping ». Le but étant d’établir un « mapping » entre les paramètres des deux modèles en fonction des réponses similaires des deux modèles. Le space mapping consiste donc à résoudre un système de n équations non linéaires ; n étant le nombre de variables (cf. Figure 11).

Cette technique peut être utilisée pour créer des métamodèles physiques et optimiser des métamodèles. [Bandler et al., 2004] qui ont introduit la notion de space mapping en 1994, le décrivent comme une approche d’optimisation permettant d’obtenir des résultats d’optimisation satisfaisants en peu d’efforts. Le Space mapping repose sur le traçage des paramètres entre les domaines de définition de deux modèles indépendants. Cette technique aligne les domaines des modèles fin et grossier de telle sorte qu’une combinaison du modèle grossier et du space mapping permette de créer un SM.

En effet, [Bandler et al., 2004] présente le concept du space mapping comme une méthode permettant de lier par une fonction P les variables x_c du modèle grossier, aux variables x_f du modèle fin. Ainsi, $x_c = P(x_f)$ défini tel que $R_c(P(x_f)) \approx R_f(x_f)$ avec R_c et R_f , des vecteurs de réponses des modèles

grossier et fin. De ce fait, l’optimisation du problème est simplifiée car il faut chercher x_c^* , la solution optimale du modèle grossier et ensuite, en déduire $x_f^* \approx P^{-1}(x_c^*)$.

Les approches de résolution utilisées sont des algorithmes agressifs de Broyden qui consistent à résoudre un système d’équations non-linéaires. Les autres méthodes sont l’algorithme original, les approches par région de confiance et les réseaux de neurones.

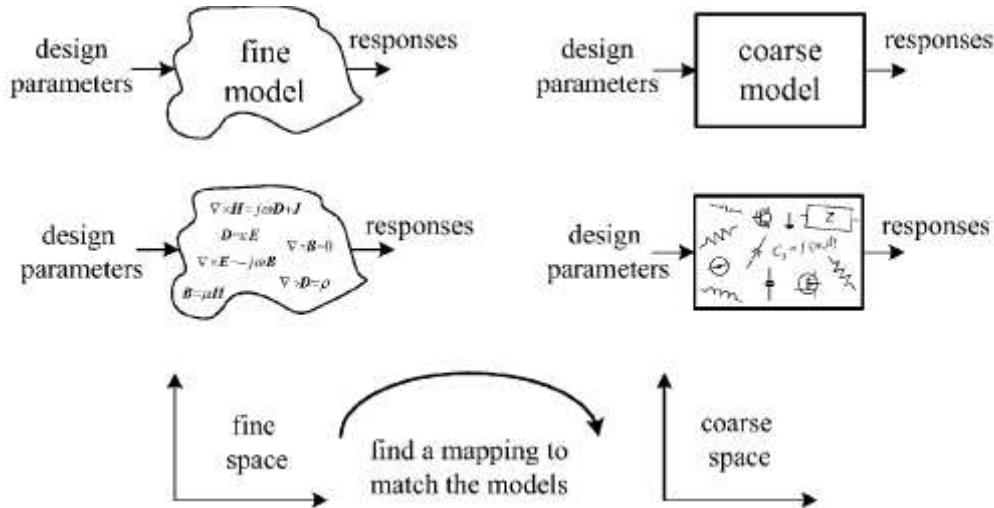


Figure 11 : Lien entre modèle grossier et modèle fin [Bandler et al., 2004]

Il affirme que plus la simulation est précise, plus l’optimisation directe est chère. Le premier algorithme proposé par Bandler en 1993 se décrit en quatre étapes. Tout d’abord, il faut faire des simulations avec le modèle fin, extraire de ces simulations les paramètres du modèle grossier qui sera le SM. Puis il faut mettre à jour ce SM et enfin l’optimiser.

La conclusion de [Sondergaard, 2003] est que le space mapping est une technique de preprocessing efficace dans beaucoup de problèmes d’optimisation difficile.

1.3. Les réseaux de neurones

Les réseaux de neurones sont utilisés dans plusieurs domaines tels que la reconnaissance de formes, le contrôle non destructif, le filtrage d’informations textuelles, la bio-ingénierie, la formulation de matériaux nouveaux, la modélisation de procédés industriels, le contrôle de l’environnement et la robotique. Il pourrait être approprié pour fournir un métamodèle. Toutefois leur mise en œuvre est compliquée.

Un neurone est une fonction algébrique non linéaire paramétrée à valeurs bornées. Les variables de la fonction sont les entrées du neurone et la valeur de la fonction est la sortie du neurone.

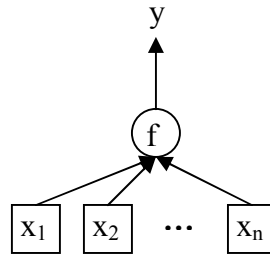


Figure 12 : Représentation d'un neurone par une fonction f , avec ses variables x_i et sa réponse y [Dreyfus et al., 2004]

A partir de ces neurones, on représente un processus par un réseau de neurones comprenant des neurones cachés et des neurones de sortie.

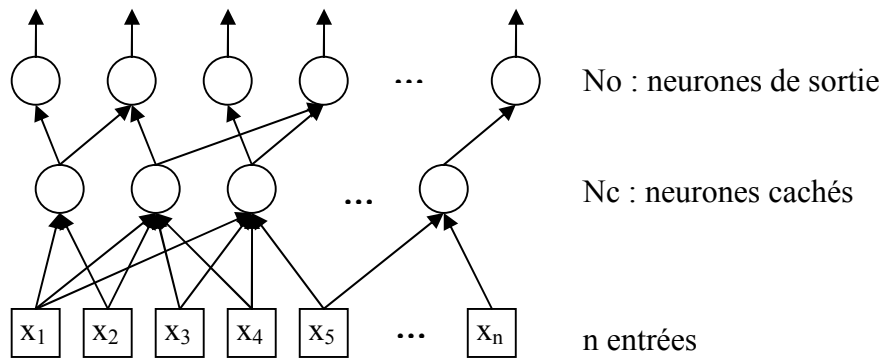


Figure 13 : Représentation d'un réseau de neurones [Dreyfus et al., 2004]

Ces réseaux peuvent être bouclés ou non bouclés. La sortie d'un réseau de neurones non bouclé étant une fonction algébrique non linéaire de ses entrées, un système linéaire peut-être vu comme un réseau de neurones sans neurone caché et avec un neurone de sortie. [Dreyfus et al., 2004] énoncent la propriété suivante : « Toute fonction bornée suffisamment régulière peut-être approchée uniformément, avec une précision arbitraire, dans un domaine fini de l'espace de ses variables, par un réseau de neurones comportant une couche de neurones cachés en nombre fini, possédant tous la même fonction d'activation, et un neurone de sortie linéaire. »

Certains réseaux de neurones sont des « approximateurs parcimonieux », c'est-à-dire limitant le nombre de paramètres nécessaires.

Les réseaux non bouclés à apprentissage supervisé sont utilisés pour établir un modèle donnant la relation entre le vecteur des variables et la réponse, pour des points obtenus par simulation, avec bruit et en nombre limité.

L'inférence statistique qui consiste à trouver les valeurs du signal pour les points entre les points de mesure, est désignée généralisation dans le domaine.

Les réseaux bouclés à apprentissage supervisé sont utilisés pour la modélisation dynamique de type « boîte noire », et pour les commandes de processus.

Ainsi, l'usage des réseaux à apprentissage est adapté pour approcher, de manière parcimonieuse, toute fonction de régression non linéaire suffisamment régulière. Les conditions d'utilisation de ces réseaux sont un échantillonnage statistique de taille suffisamment grande et bien représentatif.

L'intérêt des réseaux de neurones par rapport à des fonctions polynomiales réside dans le fait que, pour une précision donnée, le nombre de poids de la première couche de connexions varie linéairement avec le nombre de variables, alors qu'il varie exponentiellement dans le cas d'une approximation polynomiale. Donc, les réseaux de neurones sont **plus avantageux si le nombre de variables est grand, en pratique, cela est vrai pour plus de 3 variables**.

Les réseaux bouclés sans apprentissage eux sont utilisés en optimisation combinatoire.

Bien qu'il semble intéressant de mettre en œuvre un réseau de neurones, nous nous sommes dans un premier temps orienté vers les régressions polynomiales plus simples à mettre en œuvre, dans l'optique d'une première estimation avant de passer à des méthodes plus précises.

I.4. Conclusion

Rappelons que, comme nous l'avons identifié au chapitre 2, nous cherchons à mettre en place une méthode d'aide à la décision permettant de répondre au problème de **planification du déploiement de l'infrastructure de production, de transport et de distribution de l'hydrogène, insensible** aux incertitudes de **localisation** des éléments d'infrastructure pour un territoire donné à géographie connue et permettant de comparer différents scénarios. L'objectif principal identifié est de minimiser les coûts. La méthode doit prendre en compte les **coûts d'investissement et d'exploitation** de l'infrastructure, y compris la **taxe carbone**.

Etant donné le manque de connaissance sur la nature des fonctions de coûts recherchées, nous nous sommes orientés vers la méthode la plus simple dans un premier temps, à savoir l'**optimisation par surfaces de réponse obtenues par régressions polynomiales**.

Par ailleurs, nous proposons de mettre en œuvre une méthode de planification basée sur la minimisation des coûts d'investissement et d'exploitation. Donc, pour chacune des périodes ; nous devons connaître ces coûts sous la forme d'une fonction. Etant donné la taille de l'infrastructure que l'on considère, **une fonction de coût** dépendante de l'intégralité des paramètres de l'infrastructure, serait très complexe à écrire. Ainsi, afin de développer un **modèle insensible** aux incertitudes de localisation des infrastructures et pour considérer moins de variables dans le problème, nous avons décidé de considérer des **fonctions permettant d'exprimer le coût global (investissement et exploitation) de l'infrastructure à partir des seules variables représentant le nombre d'éléments** de chaque type (unités de production par reformage, liquéfacteurs, stations service...) à mettre en place dans l'infrastructure mais ne nécessitant pas de préciser la localisation de ces éléments. Ce choix a pu être fait en regard de la dimension du problème et des incertitudes associées à cette dimension

mais aussi à l'horizon. A cette échelle et avec le niveau de précision que nous avons sur les données, un raisonnement sur des distances moyennes évaluées est raisonnable.

De ce fait, afin de déterminer ces fonctions de coûts permettant d'exprimer un coût d'infrastructure à partir des seules variables de dimensionnement du nombre d'équipements, mais permettant de refléter les distances moyennes qui dépendent de nos variables de dimensionnement, nous nous sommes tournés vers la simulation et la régression.

Ainsi, nous avons conçu une approche couplant simulation, régression et optimisation comme présentée par la Figure 14.

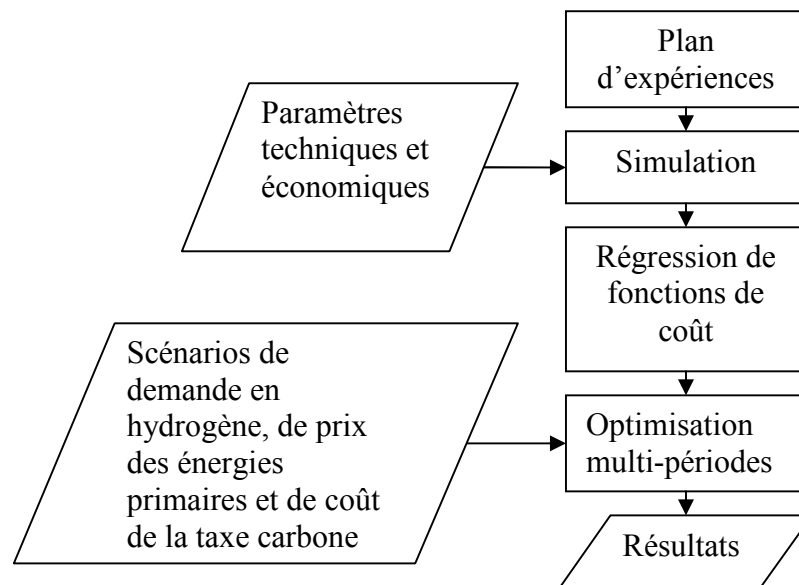


Figure 14 : Schéma général de l'approche proposée

Nous allons présenter cette approche de façon détaillée dans les pages suivantes.

II. Présentation de la méthode et de l'outil développés

A l'issue de l'étude bibliographique sur les méthodes d'optimisation dans l'incertain et au regard des caractéristiques du problème, nous nous sommes orientés vers un couplage des méthodes de simulation et d'optimisation via des surfaces de réponse. Il nous a donc fallu travailler sur les différentes parties pour définir les paramètres des méthodes et modèles et développer tour à tour un module de simulation, un module de régression et un module d'optimisation. Ce tout nous a permis de constituer un outil logiciel global que nous avons appelé ODHISSE'2050 : Optimisation of the Deployment of Hydrogen Infrastructure for a Sustainable Supply of Energy in 2050.

Le but de l'outil ODHISSE'2050 est de permettre de déterminer le déploiement optimal de l'infrastructure nécessaire à la distribution de l'hydrogène carburant, en fonction d'un scénario

comportant une prédiction de demande en hydrogène, sa répartition entre les différentes formes possibles de stockage embarqué dans les véhicules, des perspectives de prix des énergies primaires et de coût de la taxe carbone.

II.1. Méthodologie : de la simulation vers l'optimisation

Ayant fait le choix d'une approche hybride combinant simulation et optimisation à travers les surfaces de réponse, les différentes étapes de notre réflexion et de nos travaux ont porté sur :

- le **choix d'un type de simulations** à développer combiné au choix des résultats souhaités en sortie de simulation par rapport aux surfaces de réponse désirées ;
- **l'élaboration de la simulation** dans un souci de bonne représentation de la réalité et de contraintes industrielles de temps d'exécution ;
- le **choix du plan d'expériences** à mettre en place pour obtenir des surfaces de réponse de bonne qualité mais avec des contraintes industrielles de temps d'exécution ;
- la détermination du **type de surfaces de réponse** désirées en compromis de la qualité attendue et des difficultés d'optimisation de ces surfaces ;
- la **construction du modèle d'optimisation** par rapport aux surfaces de réponse élaborées ;
- le **choix et l'élaboration de la méthode d'optimisation** pour les surfaces de réponse construites.

II.2. Architecture de l'outil ODHISSE'2050

L'outil ODHISSE'2050 que nous avons développé se compose donc de six parties principales :

- 1) Création d'une grille géographique de support pour la simulation,
- 2) Création d'un plan d'expériences servant à définir les expériences ou « configurations d'infrastructure »⁴ à simuler,
- 3) Simulation et calculs de coûts,
- 4) Régression,
- 5) Optimisation,
- 6) Traitement et illustration des résultats.

Chacune de ces parties, correspondant à une macro fonction de l'outil, requiert des données d'entrée et des paramètres de réglage. L'articulation de toutes ces parties sera donnée par le modèle conceptuel présenté à la Figure 16 et le détail de ces fonctions ainsi que leurs paramètres seront définis plus précisément aux chapitres 5 et 6.

Le diagramme de flots de données (DFD) de la Figure 16 présente le modèle conceptuel du logiciel. La légende est donnée à la Figure 15. Ce diagramme montre quelles sont les données d'entrée

⁴ Une configuration d'infrastructure est par la donnée du nombre de chacun des éléments logistiques qui la composent par exemple (2 unités de production, 1 centre de conditionnement, 1 liquéfacteur et 1 000 stations service).

(paramètres géographiques, techniques et économiques, paramètres de réglage des méthodes, scénarios d'entrée, contraintes), les données créées de façon intermédiaire pour permettre des calculs ultérieurs, les variables de décision et les données de sortie de l'outil.

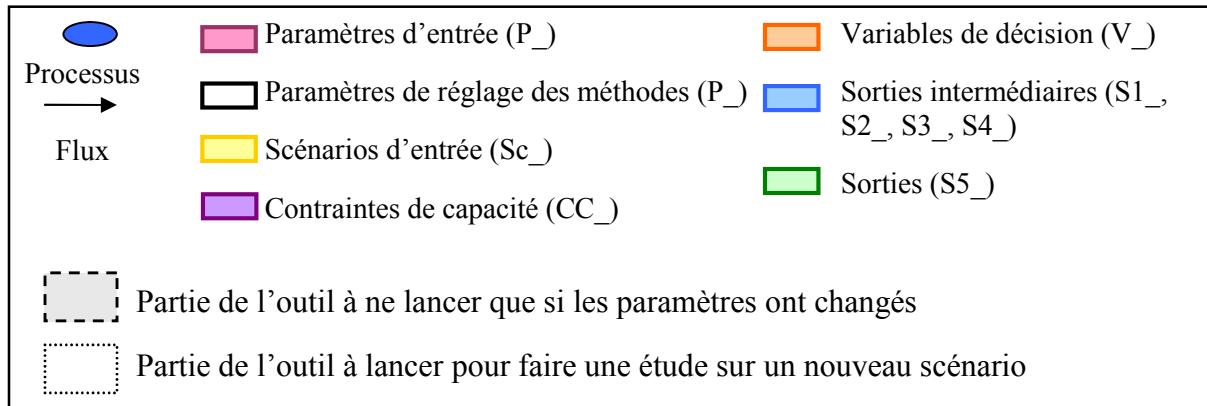


Figure 15 : Légende du DFD de l'outil

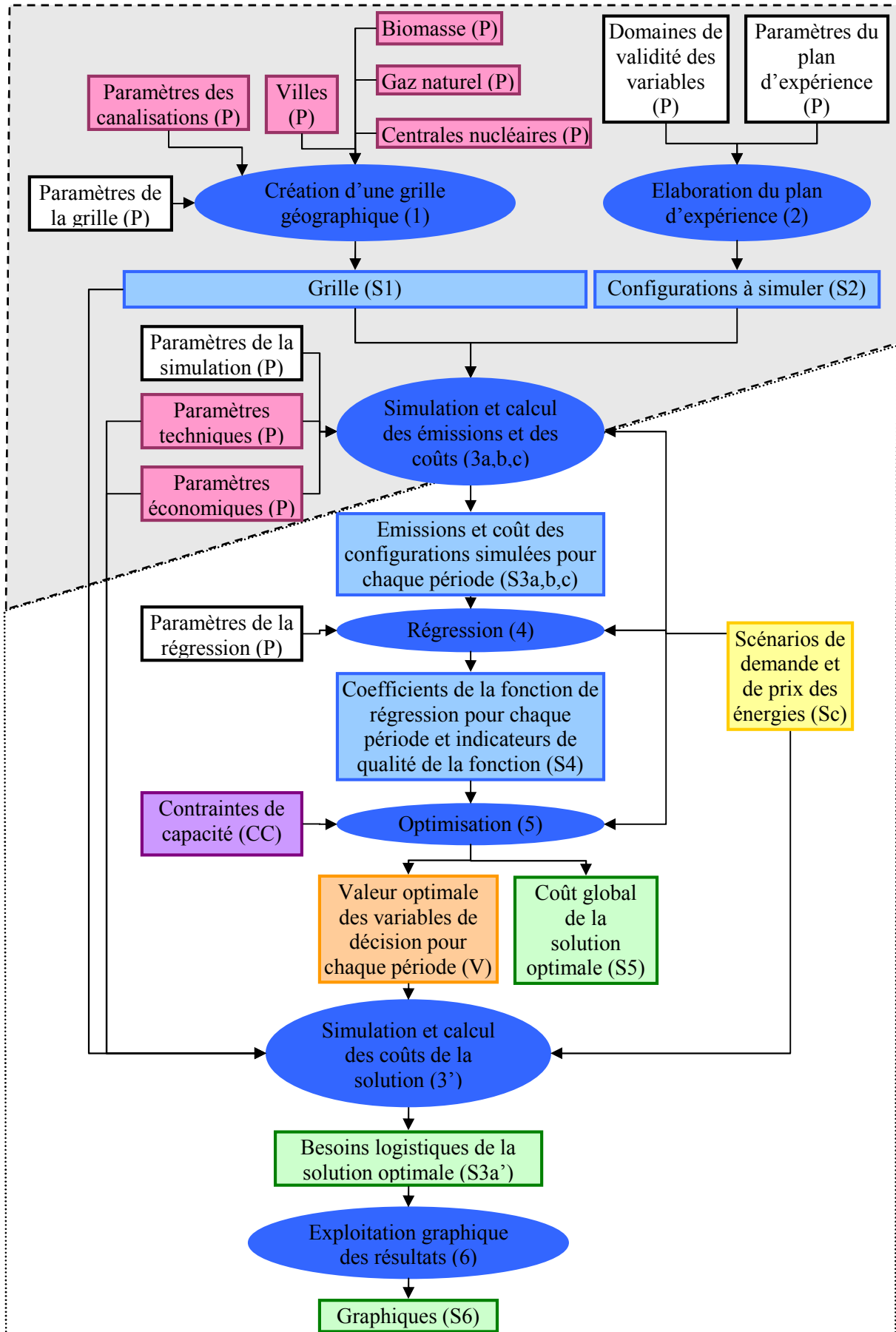


Figure 16 : DFD de l'outil

ODHISSE'2050 a été réalisé en collaboration avec l'Ecole Centrale Paris en langage Python à partir d'un cahier des charges et d'une maquette en langage C élaborés par Air Liquide. Cet outil est disponible en open source sous licence MPL.

III. Présentation du modèle économique

Notre objectif est donc de développer une méthode et un outil d'aide à la décision pour le choix d'investissements d'infrastructure de distribution de l'hydrogène carburant tenant compte des coûts d'exploitation de la solution déployée.

III.1. Modèle économique de choix d'investissements

Le modèle que nous avons décidé de développer est un modèle économique de gestion pour les décisions d'investissements tenant compte des coûts d'exploitation. Ce modèle devra permettre d'avoir une approche quantitative de la question des choix d'investissement en tenant compte de tous les coûts et donc des cash flows des projets. Nous avons étudié les différentes méthodes de choix d'investissements en comptabilité de gestion. Ces méthodes de calcul économique, en gestion, consistent à faire une étude des retombées de divers projets d'investissement comportant des caractéristiques différentes (durée, rendement, urgence, facteurs humains, écologiques et sociologiques, coûts et recettes) en vue de permettre à l'entreprise d'arrêter son choix sur le ou les projets qu'il conviendra de réaliser.

Il existe des méthodes avec ou sans actualisation, avec ou sans prise en considération de l'incertitude et du risque. Les critères de choix sans recours à l'actualisation sont notamment : les bénéfices, le coût initial de chaque projet, le délai de récupération qui est le rapport entre les bénéfices attendus et le coût initial du projet, etc. Les critères de choix avec actualisation (préférence pour le présent et dépréciation du futur) sont principalement : la maximisation du bénéfice actualisé ou de la valeur actuelle nette, et la maximisation du taux interne de rendement ou taux de rentabilité interne ou taux de rentabilité actuarielle (taux auquel l'actualisation des bénéfices est égale à la valeur initiale de l'investissement). L'introduction du risque se traduit par l'affectation de probabilités aux différentes prévisions de bénéfices et on applique les critères précédents. L'incertitude conduit à des critères élaborés par la théorie des jeux. La théorie du choix s'est développée avec la prise en compte de critères multiples. Les méthodes multicritères de choix les plus courantes sont : la méthode Marsan et les méthodes Électre.

Dans les méthodes de l'analyse économique, les décisions d'investissement sont souvent séparées des décisions financières. En effet, le choix d'investissement est d'abord fait et ensuite on regarde parmi les trois sources de financement possibles (fonds propres, emprunts partiels ou totaux et crédit bail) lequel est le plus intéressant. Certains mécanismes comptables entrent alors en jeu et peuvent favoriser un mode de financement. Lorsque le taux d'emprunt après impôt est inférieur au taux interne de

rentabilité, l'emprunt accroît la rentabilité d'un investissement. Ce mécanisme s'appelle l'effet levier de l'emprunt.

Dans la théorie de la prise de décision d'investissement, la prise en compte de la complexité et des incertitudes est de mieux en mieux prise en compte avec des modèles intégrant les mécanismes d'actualisation précédemment cités, des modèles intégrant les décisions financières [Park, 2001] et même des modèles plus sophistiqués, tels que les options réelles [Black Nembhart et al., 2005] [Chorn et al., 2006] s'inspirant des mécanismes boursiers.

Tous ces mécanismes budgétaires étant très complexes, nous avons fait le choix de nous limiter à l'utilisation d'un des critères de décision d'investissements précédemment cités sans intégrer les décisions financières et en faisant le choix également, dans le cadre de cette thèse de ne pas s'orienter vers les modèles d'options réelles, malgré leur plus fort degré de réalisme et leur meilleure prise en compte des incertitudes. Toutefois, dans le cadre de cette thèse, l'objectif est d'avoir un modèle permettant de faire des analyses de comportement du système en comparant des options. Ce n'est pas un modèle comptable que nous cherchons à mettre en place.

Etant donné l'horizon de temps de l'étude, nous nous sommes orientés vers les méthodes incluant de l'actualisation. La méthode la plus courante et que nous avons retenue est celle de la valeur actuelle nette ou du taux de rendement interne.

Le taux de rendement interne (TRI) est défini comme la valeur du taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette (VAN). Le calcul de la VAN est donné par la formule suivante :

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+t)^n}$$

Avec :

- CF_n = cash flow de l'année n
- t = taux d'actualisation

La valeur du TRI étant égale à la valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN, alors :

$$VAN = 0 \Leftrightarrow \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+TRI)^n} = 0 \Leftrightarrow \sum_{n=0}^N \frac{R_n}{(1+TRI)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{D_n}{(1+TRI)^n}$$

Avec :

- R_n = recettes de l'année n
- D_n = dépenses de l'année n

Dans cette étude, nous ne fixons pas de prix de vente et ne cherchons pas à calculer les deux termes des recettes et dépenses de la VAN. Nous chercherons à minimiser la VAN des dépenses en satisfaisant exactement la demande et pourrons en déduire un prix de vente, issu de la VAN des recettes. Nous considérons que les investissements sont effectués sur fonds propres et nous prenons un TRI global pour l'entreprise qui ne dépend pas du type d'équipement. Le TRI que nous prenons étant un objectif de l'entreprise, celui-ci fait parti des hypothèses confidentielles de la thèse.

Pour calculer le terme des dépenses D_n de chaque année n de l'horizon d'étude, on considère les dépenses d'investissement annualisées amorties avec un amortissement linéaire et les coûts d'exploitation.

Les variables permettant de déterminer le coût de l'infrastructure sont le nombre d'éléments de chaque type et chaque élément n'est donc pas identifiable.

La durée d'amortissement retenue est la durée de vie des installations. Cela nous permettra de pallier de façon artificielle au problème de prise en compte des coûts d'amortissement sur un horizon infini comme nous le présentons au Chapitre 6.

Ainsi, la formule utilisée pour représenter les coûts d'investissement d'un équipement amorti sur

chaque année n de l'horizon est la suivante :
$$CIA_{eq} = \frac{CI_{eq}}{durée_vie_{eq}}$$

Avec :

- CIA_{eq} = cout d'investissement de l'équipement eq annualisé par un amortissement linéaire
- CI_{eq} = coût d'investissement initial de l'équipement eq
- $durée_vie_{eq}$ = durée de vie en nombre d'années de l'équipement eq

Puis, on calcule la VAN globale en introduisant les termes d'actualisation avec la valeur du TRI définie.

III.2. Nature des coûts du modèle

Dans le modèle, on considère les coûts d'investissement et d'exploitation.

III.2.1. Coûts d'investissement d'un équipement

Pour chaque type d'équipement, le coût d'investissement est représenté par une **fonction linéaire avec partie fixe** qui dépend de sa capacité (cf. Figure 17). Cela nous permettra, comme nous le montrons au III.2.3 d'exprimer l'ensemble des coûts uniquement avec la demande globale en sommant tous les flux passant à travers tous les équipements d'un même type. Cette hypothèse classique a été validée comme une bonne première approximation sur les données disponibles.

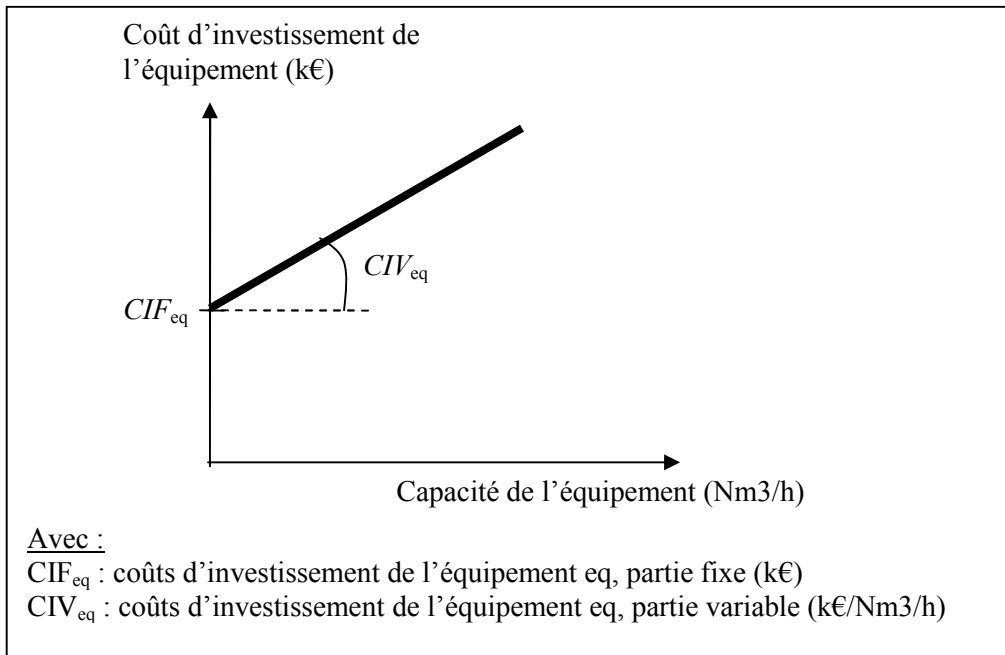


Figure 17 : Illustration de la nature des coûts d'investissement pour un équipement

On a justifié au chapitre précédent que l'on prendrait un amortissement linéaire de cet investissement. Ainsi, pour chaque année, on obtient les fonctions de coûts de la Figure 18.

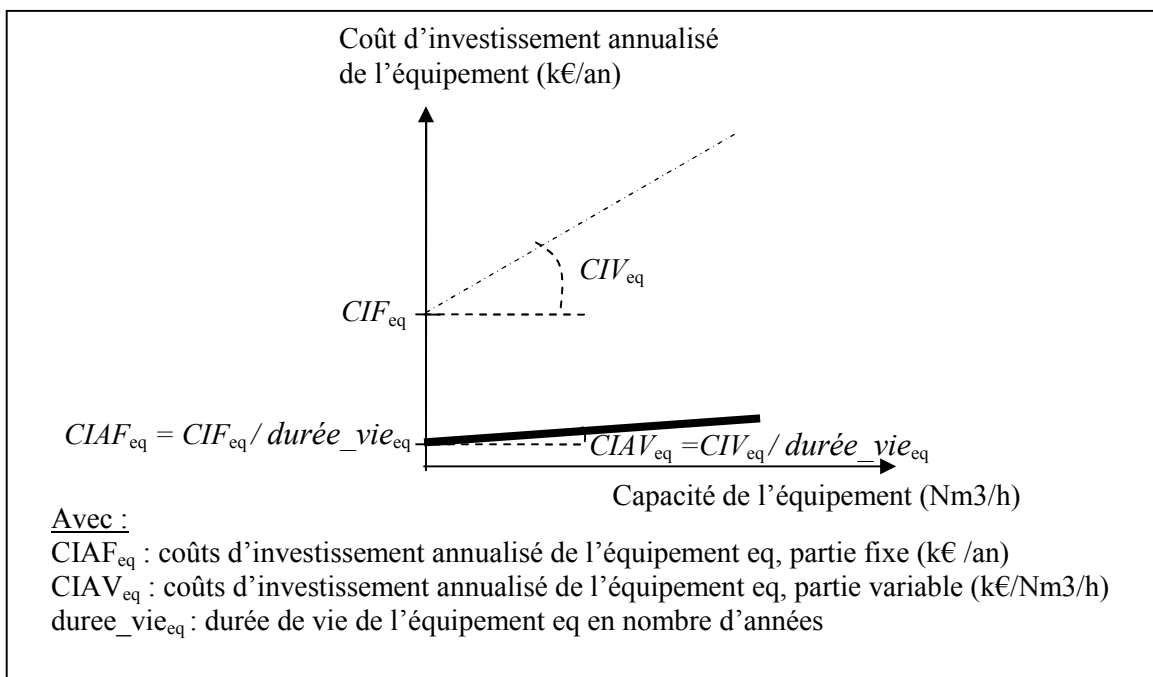


Figure 18 : Illustration de la nature des coûts d'investissement annualisés pour un équipement

Les coefficients $CIAF_{eq}$ et $CIAV_{eq}$ des fonctions de coûts de chaque équipement sont des paramètres de l'outil ODHISSE 2050. Ils ne sont donc pas figés et leur élaboration ne constitue pas un résultat en tant que tel de la thèse. Toutefois, pour mener les études de sensibilité présentées dans ce manuscrit et à des fins de validation de l'outil développé, des hypothèses réalistes concernant ces coûts ont du être prises. Elles figurent dans l'annexe 4 confidentielle.

III.2.2. Coûts d'exploitation d'un équipement

Quant-aux coûts d'exploitation, nous les avons également représentés par une fonction linéaire avec partie fixe, qui dépend du flux qui traverse l'équipement.

L'étude systémique de l'infrastructure nous a permis d'identifier des coûts de nature assez peu variée :

- Maintenance, taxe
- personnel d'exploitation
- consommations d'énergie ou de ressources : gaz naturel, électricité, biomasse, carburant
- taxe des émissions de CO₂

Les coûts de maintenance et taxe et les coûts de personnel sont en général exprimés en pourcentage de l'investissement initial.

Quant-aux coûts liés aux consommations et aux émissions, ils peuvent être représentés par une fonction linéaire sans partie fixe, dépendant uniquement du flux d'hydrogène dans cet élément ; ce qui nous donne le graphe de la Figure 19.

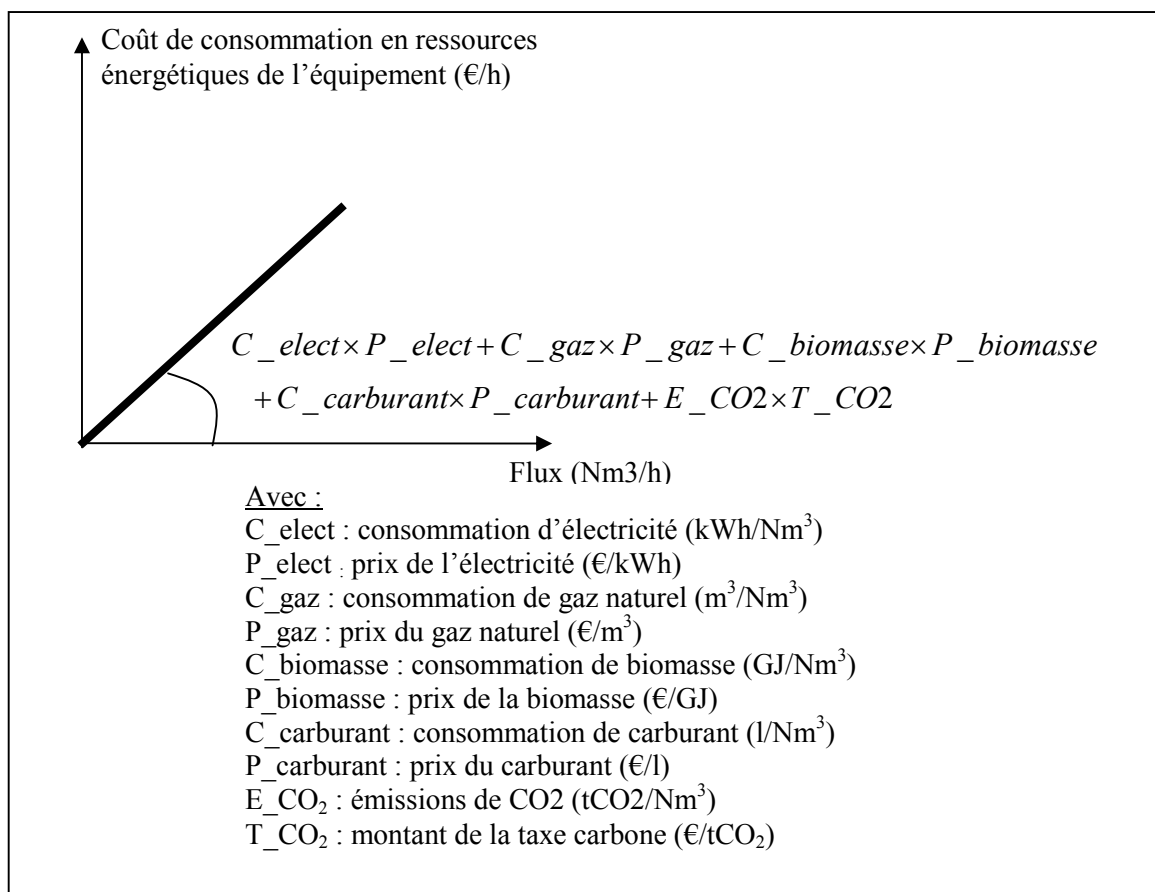


Figure 19 : Illustration de la nature des coûts d'exploitation pour un équipement

De même que pour les coûts d'investissement, les hypothèses concernant les coûts d'exploitation figurent dans l'annexe 4 confidentielle.

III.2.3. Coûts annualisés de l'infrastructure

Etant donné l'hypothèse de coûts linéaires, on peut exprimer le coût global de l'infrastructure par deux fonctions linéaires représentant le coût d'investissement global et le coût d'exploitation global en fonction de la demande nationale moyenne pour cette même année. Pour cela, on fait l'hypothèse que la capacité de l'équipement est égale au flux qui le traverse. Et on fait l'hypothèse que la somme des flux dans tous les équipements d'un même type peut s'exprimer en pourcentage de la demande globale moyenne (cf. Figure 20 où on a représenté les types d'équipements par les bulles A, B, C).

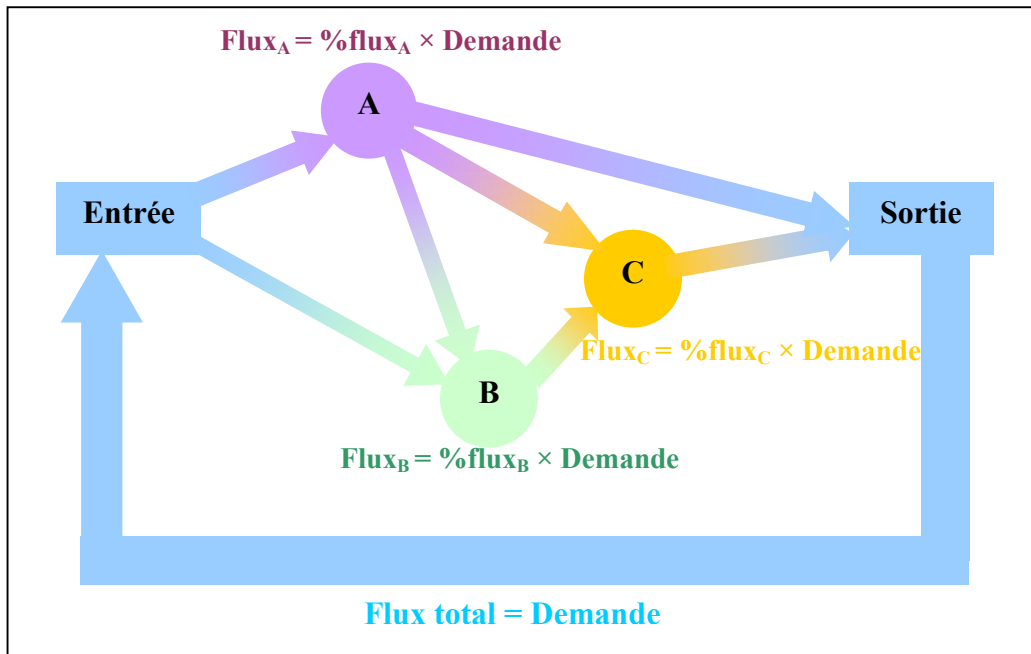


Figure 20 : Représentation des flux dans le système logistique

Ainsi, pour toute l'infrastructure, on peut se ramener à une fonction qui dépend uniquement de la demande globale moyenne.

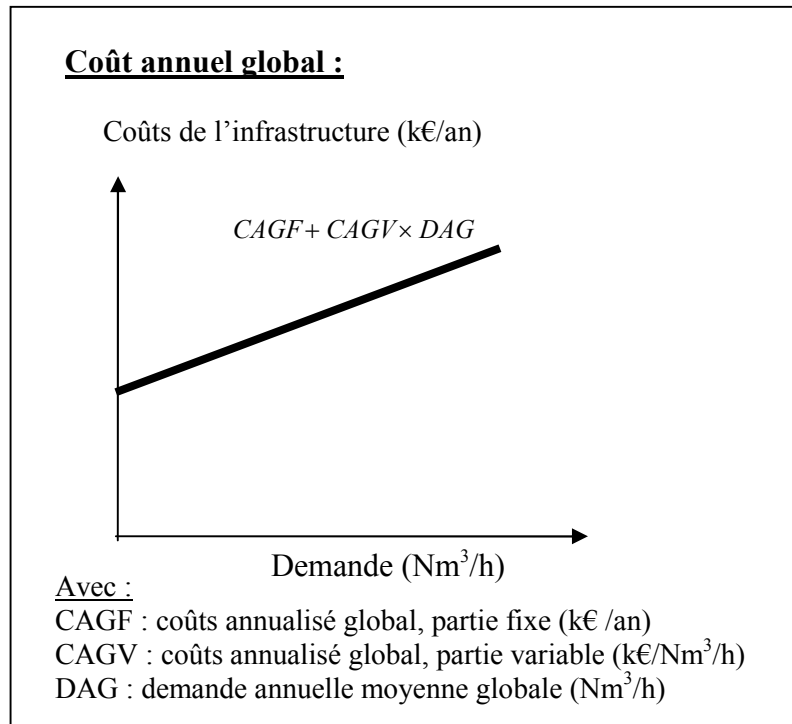


Figure 21 : Représentation des coûts globaux de l'infrastructure par rapport à la demande en hydrogène
 Plus précisément on peut redécouper ces coûts entre coûts d'investissement et d'exploitation comme sur la Figure 22.

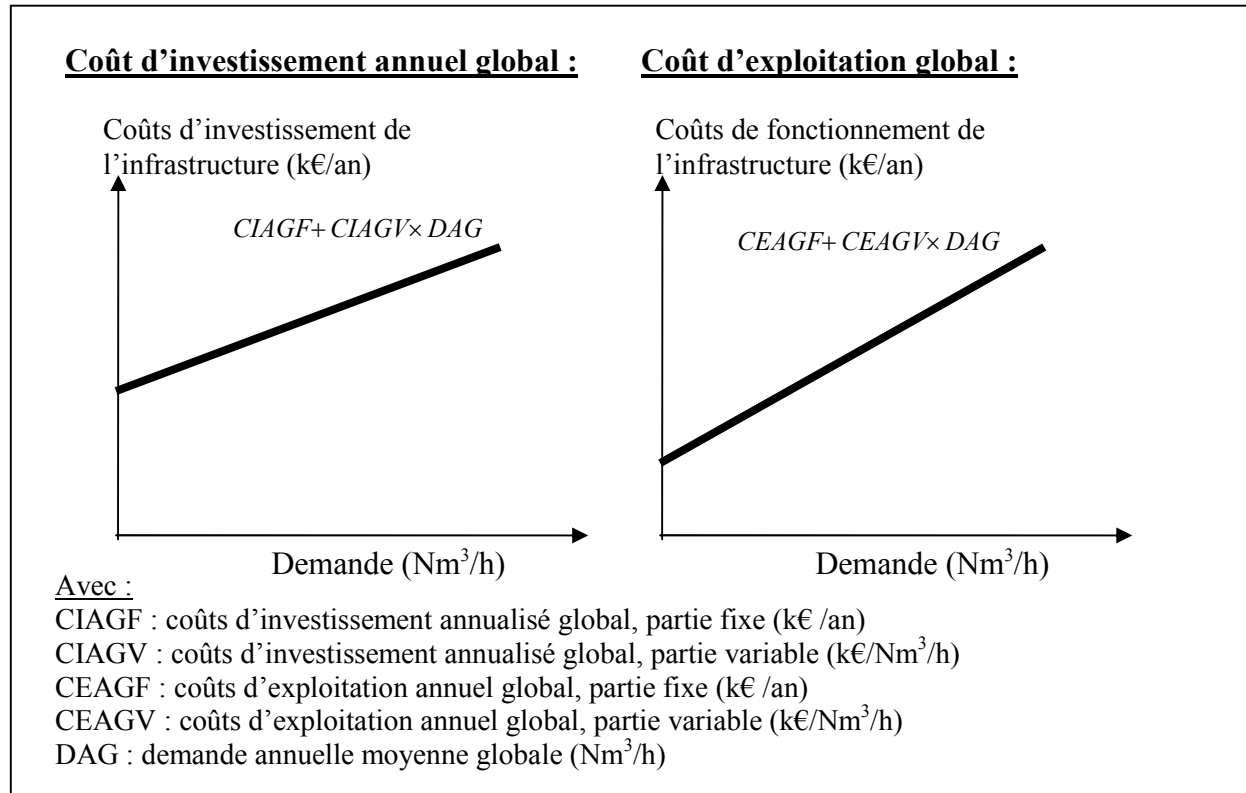


Figure 22 : Représentation des coûts d'investissement et d'exploitation de l'infrastructure par rapport à la demande en hydrogène

Ainsi, les dépenses annuelles que l'on a justifiées au paragraphe III.1 du Chapitre 3, s'expriment de la façon suivante :

$$D_n = CIAGF + CEAGF + (CIAGV + CEAGV) \times DAG$$

Avec :

$$CIAGF = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} CIAF_{eq} = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} \left(\frac{CIF_{eq}}{duree_vie_{eq}} \right)$$

$$CEAGF = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} CEAF_{eq} = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} CIF_{eq} \times (\%_{maintenance} + \%_{personnel})$$

Où $\%_{maintenance}$ représente le pourcentage du coût d'investissement initial permettant de représenter les coûts de maintenance et les taxes de l'équipement. $\%_{personnel}$ représente le pourcentage du coût d'investissement initial permettant de représenter les coûts de personnel permettant de faire fonctionner l'équipement.

$$CIAGV = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} CIAV_{eq} = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} \left(\frac{CIV_{eq}}{duree_vie_{eq}} \times \%_{flux_{eq}} \right)$$

Où $\%_{flux_{eq}}$ représente le pourcentage du flux global passant à travers les équipements du type « eq »

$$CEAGV = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} CEAV_{eq} = \sum_{eq \in \{\text{équipements}\}} \left(\left(\frac{CIV_{eq} \times (\%_{maintenance} + \%_{personnel})}{\left(\begin{aligned} &C_elect_{eq} \times P_elect_{eq} + C_gaz_{eq} \times P_gaz_{eq} \\ &+ C_biomasse_{eq} \times P_biomasse_{eq} \\ &+ C_carburant_{eq} \times P_carburant_{eq} + E_CO2_{eq} \times T_CO2_{eq} \end{aligned} \right)} \right) \times \frac{h}{an} \times \frac{1}{1000} \right) \times \%_{flux_{eq}}$$

Où $\frac{h}{an}$ représente le nombre d'heures par an.

III.3. Présentation des coûts du modèle

Les hypothèses relatives aux coûts pour les différents éléments logistiques retenus par l'étude du système sont détaillées dans l'annexe 4 qui est confidentielle car recense des données de coûts provenant pour partie de coûts réels de l'entreprise Air Liquide.

Les éléments sont dénommés par les notations suivantes :

- C_cryo = Camions cryogéniques
- C_350b = Camions de gaz en vrac à 350 bar

- C_700b = Camions de bouteilles à 700 bar
- station1 = stations service de type 1 : approvisionnement en hydrogène liquide
- station2 = stations service de type 2 : approvisionnement en hydrogène gazeux à 700 bar
- station3 = stations service de type 3 : approvisionnement par canalisations
- station4 = stations service de type 4 : production sur site
- station_bouteille = dépôt
- station_liq = stations pour hydrogène liquide
- liq = liquéfacteurs
- cond = centres de conditionnement
- stockage_cryo = stockage cryogénique
- ref = unité de production par reformage
- electromix = unité de production par électrolyse conventionnelle
- electroht = unité de production par électrolyse haute température
- gasif = unité de production par gazéification

Toutes les hypothèses prises ont une source plus ou moins fiable et pour lesquelles nous avons une confiance plus ou moins importante. Nous avons choisi de représenter cette confiance par le code couleur suivant :

++	élevée
+	moyenne
-	faible

Cela nous permettra au chapitre 7, de mener une étude de l'impact de ces hypothèses sur le résultat du modèle.

Les tableaux suivants récapitulent la confiance que nous avons dans les données économiques.

saalaire_chauffeur	++	€/h				
# Truck investment costs						
			Investissement amorti (k€ / an)	Maintenance (k€/an)	Investissement (k€)	durée vie (années)
CIAF_camions_cryo	++	k€/an				
CIAF_camions_350b	++	k€/an				
CIAF_camions_700b	++	k€/an				
[truck]						
# Truck parameters						
# truck average speed (km/h)						
speed				++		(km/h)
# truck consumption (L / 100 km)						
conso_camion				++		(L / 100 km)
# average percentage of truck unavailable due to maintenance						
maintenance				++		

# capacity of each type of truck (Nm3)			
cryo_capacity		++	Nm3 H2
350b_capacity		++	Nm3 H2
700b_capacity		++	Nm3 H2
# duration of loading and unloading (h)			
cryo_loading		++	h
cryo_unloading		++	h
200b_loading		++	h
200b_unloading		++	h
700b_loading		++	h
700b_unloading		++	h

Tableau 11: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées au transport par camions

# Station investment costs			Investissement amorti (k€ / an)	maintenance et personnel (k€/an)	Investissement (k€)	durée vie (années)	maintenance	personnel
CIAF_station1	+	k€/an						
CIAV_station1	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station1	+	kWh/Nm3 H2						
CIAF_station2	+	k€/an						
CIAV_station2	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station2	+	kWh/Nm3 H2						
CIAF_station3	+	k€/an						
CIAV_station3	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station3	+	kWh/Nm3 H2						
CIAF_station4	+	k€/an						
CIAV_station4	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station4	+	kWh/Nm3 H2						
CIAF_station_liq	+	k€/an						
CIAV_station_liq	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station_liq	+	kWh/Nm3 H2						
CIAF_station_bouteille	+	k€/an						
CIAV_station_bouteille	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_station_bouteille	+	kWh/Nm3 H2						

Tableau 12: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux stations service

# Liquefier costs			Investissement amorti (k€ / an)	maintenance et personnel (k€/an)	Investissement (k€)	durée vie (années)	maintenance	personnel
CIAF_liq	+	k€/an						
CIAV_liq	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_liq	++	kWh/Nm3 H2						

Tableau 13: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux liquéfacteurs

# Conditioner costs			Investissement amorti (k€ / an)	maintenance et personnel (k€/an)	Investissement (k€)	durée vie (années)	maintenance	personnel
CIAF_cond	+	k€/an						
CIAV_cond	+	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_cond	++	kWh/Nm3 H2						
CIAF_stockage_cryo	++	k€/an						

Tableau 14: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées centres de conditionnement

# Producer costs			Investissement amorti (k€ / an)	maintenance et personnel (k€/an)	Investissement (k€)	durée vie (années)	maintenance	personnel
[reformeur]								
CIAF_ref	++	k€/an						
CIAV_ref	++	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_ref	++	kWh/Nm3 H2						
C_gn_ref	++	m3GN/Nm3 H2						
[electrolyseur conventionnel]								
CIAF_electromix	++	k€/an						
CIAV_electromix	++	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_electromix	++	kWh/Nm3 H2						
[electrolyseur haute température]								
CIAF_electroht	-	k€/an						
CIAV_electroht	-	k€/Nm3 H2/h						
C_elect_electroht	+	kWh/Nm3 H2						
[gazéification]								
CIAF_gasif	-	k€/an						
CIAV_gasif	-	k€/Nm3 H2/h						
C_biomasse_gasif	-	GJ/Nm3 H2						
C_elect_gasif	-	kWh/Nm3 H2						

Tableau 15: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux unités de production

[pipe]								
# Pipeline cost parameters (k€ / km)								
minimum_transport_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
maximum_transport_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
outside_transport_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
minimum_distribution_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
maximum_distribution_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
outside_distribution_pipe_construction_cost	+	k€ / km						
seuil_zone_urbaine	+	hab/case						
# Taux d'amortissement						durée vie	maintenance	
taux_an_pipe_d	++							

taux_an_pipe_t	++
----------------	----

Tableau 16: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux canalisations

[Emissions de CO2]		
gCO2_prodGN	++	gCO2 / m3 GN
gCO2_prodBio	+	gCO2 / GJ biomasse
gCO2_SMR	++	gCO2 / Nm3 H2
gCO2_gasif	++	gCO2 / Nm3 H2

Tableau 17: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux émissions de CO2

IV. Conclusion du Chapitre 3

Dans ce chapitre l’objectif était de proposer une approche permettant de résoudre le problème d’optimisation du déploiement de l’infrastructure hydrogène caractérisé au Chapitre 1 et dans le cadre défini au Chapitre 2, à savoir, une méthode d’aide à la décision, insensible aux incertitudes de localisation des équipements.

Nous avons conclu, en nous appuyant sur la littérature des couplages entre simulation et optimisation, des métamodèles et des réseaux de neurones, qu’étant donné le manque de connaissance sur la nature des fonctions de coûts recherchées, nous nous orientons vers l’**optimisation par surfaces de réponse** obtenues par **régressions polynomiales et reposant sur la simulation**, étape indispensable pour dégrossir le problème afin d’obtenir des résultats pertinents.

Les surfaces de réponse obtenues devront permettre de représenter le coût de l’infrastructure pour chaque période. Les fonctions polynomiales déterminées devront être **insensibles aux incertitudes de localisation**. Elles devront donc permettre **d’exprimer le coût global (investissement et exploitation) de l’infrastructure à partir des seules variables représentant le nombre d’éléments** de chaque type (unités de production par reformage, liquéfacteurs, stations service...) à mettre en place dans l’infrastructure mais ne nécessitant pas de préciser la localisation de ces éléments.

Ainsi, nous avons choisi d’obtenir ces fonctions par **simulations aléatoires**.

Par la suite, nous avons introduit les différentes étapes de la méthode à mettre en place, permettant de faire l’optimisation par surfaces de réponse:

- le **choix d’un type de simulations** à développer combiné au choix des résultats souhaités en sortie de simulation par rapport aux surfaces de réponse désirées ;
- **l’élaboration des simulations** dans un souci de bonne représentation de la réalité et de contraintes industrielles de temps d’exécution ;
- le **choix du plan d’expériences** à mettre en place pour obtenir des surfaces de réponse de bonne qualité mais avec des contraintes industrielles de temps d’exécution ;
- la détermination du **type de surfaces de réponse** désirées en compromis de la qualité attendue et des difficultés d’optimisation de ces surfaces ;

- la **construction du modèle d'optimisation** par rapport aux surfaces de réponse élaborées ;
- le **choix et l'élaboration de la méthode d'optimisation** pour les surfaces de réponse construites.

Enfin, nous avons présenté les hypothèses liées au choix du modèle économique sur lequel repose notre outil d'aide à la décision. Nous avons pris comme **critère d'optimisation économique la valeur actuelle nette**.

Nous avons fait l'hypothèse que les **investissements étaient effectués sur fonds propres**. La pertinence de cette hypothèse dans le cas d'une analyse comptable pourrait être discutée, toutefois, dans le cas de notre étude elle constitue une hypothèse simplificatrice permettant de faire abstraction des leviers comptables. Nous avons par ailleurs pris une hypothèse **d'amortissement linéaire**. Pour des simplifications expliquées ultérieurement au niveau du modèle d'optimisation, nous avons pris comme **durée d'amortissement la durée de vie théorique des équipements**.

Concernant la nature des coûts nous avons fait l'hypothèse que l'ensemble des coûts pouvaient être représentés par une **fonction linéaire avec partie fixe** (ou fonction affine), ce qui constitue une représentation classique en première approche dans le cadre d'un système où on ne maîtrise pas les coûts.

Grace à cette hypothèse, et à une hypothèse **d'égalité entre le flux traversant et la capacité** des installations, **nous avons pu exprimer l'ensemble des coûts par une fonction ne dépendant que de la demande**.

Enfin, nous avons proposé, pour l'ensemble des éléments de coût identifiés dans l'infrastructure, un degré de confiance dans l'hypothèse prise.

Chapitre 4 – Présentation des scénarios

Préambule :

Après un premier chapitre ayant permis de caractériser le problème d'optimisation lié au déploiement de l'infrastructure hydrogène que nous cherchons à traiter, un second chapitre nous a permis de caractériser une approche adaptée et originale pour traiter ce problème. C'est au chapitre 3 que nous avons ensuite détaillé cette approche.

Avant de passer à la mise en place des différentes parties de notre approche d'optimisation, nous allons introduire dans ce chapitre un certain nombre de scénarios qui serviront de données d'entrée à notre outil d'aide à la décision.

Ces scénarios nous serviront à illustrer les résultats des différentes parties de notre travail.

Table des matières :

- I. DEFINITION D'UN SCENARIO
- II. CADRE DE L'ETUDE
 - II.1. *Zone géographique*
 - II.2. *Découpage de l'horizon*
 - II.3. *Taux de rendement interne*
- III. CONSTITUTION DE 8 SCENARIOS DE REFERENCE
 - III.1. *Demande en hydrogène carburant*
 - III.1.1. Nombre total de voitures
 - III.1.2. Taux de pénétration des voitures à hydrogène dans le parc automobile
 - III.1.3. Rendement des piles à combustible
 - III.1.4. Bilan
 - III.2. *Emissions de CO2 pour la production d'électricité*
 - III.3. *Emissions de CO2 pour le transport*
- IV. PARAMETRES DE SENSIBILITE
 - IV.1. *Prix du gaz naturel*
 - IV.2. *Prix de l'électricité*
 - IV.3. *Prix de la biomasse*
 - IV.4. *Prix du carburant*
 - IV.5. *Taxe carbone*
- V. CONSLUSION DU CHAPITRE 4

I. Définition d'un scénario

Nous avons mené des analyses de sensibilité sur certains paramètres d'entrée du modèle et de l'outil ODHISSE'2050 présenté au Chapitre 3. Les paramètres d'entrée sur lesquels nous mènerons des études de sensibilité sont ceux présentés dans la Figure 16 sous le terme « Scénarios de demande et de prix des énergies (Sc) ».

Pour constituer ces scénarios nous nous sommes déterminés un **cadre d'étude** qui se décrit par une zone géographique – pouvant être une région, un pays ou un continent –, un horizon de temps avec un découpage en un certain nombre de périodes, et enfin, un taux de rendement interne permettant de mettre en place le critère d'optimisation économique.

A partir de ce cadre d'étude, nous nous sommes fixés des scénarios concernant l'évolution de la demande pour envisager plusieurs cas de figure en termes de pénétration du marché par l'hydrogène énergie. Ainsi, les paramètres suivants ont été définis pour constituer **8 scénarios de référence** :

- Le nombre de véhicules en circulation dans la zone géographique considérée (1 hypothèse)
- Le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc automobile (2 hypothèses)
- Le rendement des piles à combustible utilisées pour alimenter les voitures (1 hypothèse)
- La répartition de la demande entre hydrogène liquide, gazeux et en rack amovibles (4 hypothèses)
- L'évolution des émissions de CO₂ sur l'horizon d'étude pour la production d'électricité (1 hypothèse)
- L'évolution des émissions de CO₂ dans le transport (1 hypothèse)

Enfin, pour les **paramètres d'entrée** de notre modèle qui dépendront fortement du **contexte géopolitique** nous avons établi un scénario de référence puis nous avons regardé l'impact d'une augmentation de 50% et d'une diminution de 50% de ces scénarios. Cette **analyse de sensibilité** concerne :

- le prix d'achat du gaz naturel
- le prix d'achat de l'électricité
- le prix d'achat de la biomasse
- le prix d'achat du carburant
- le coût de la taxe carbone

L'origine de tous les scénarios portant sur les paramètres présentés ci-dessus est expliquée dans ce chapitre.

II. Cadre de l'étude

II.1. Zone géographique

Nous avons pris comme région d'étude la France et le Benelux.

II.2. Découpage de l'horizon

L'horizon de temps que nous avons choisi s'étend de 2007 à 2050. Nous l'avons découpé en sept périodes tel que présenté dans le Tableau 18.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Date de début-date de fin	2007-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2040	2040-2050
Durée	3 ans	5 ans	5 ans	5 ans	5 ans	10 ans	10 ans

Tableau 18: Durée des périodes de l'horizon choisit

Chacune des variables ou des données considérées correspond à une période de l'horizon et se rapporte plus précisément à la dernière année de la période.

II.3. Taux de rendement interne

Nous avons appliqué le même taux de rendement interne pour l'ensemble des investissements. Nous avons fixé celui-ci à 12%.

Ainsi, les termes permettant de ramener le coût de la première année d'une période au coût total de la

période p avec des taux d'actualisation sont calculés avec la formule :
$$\sum_{n \in p} \frac{1}{(1 + TRI)^n}$$

Période	1	2	3	4	5	6	7
Durée	3 ans	5 ans	5 ans	5 ans	5 ans	10 ans	10 ans
Terme d'actualisation	2.690051	2.873706	1.630618	0.925256	0.525015	0.466949	0.150345

Tableau 19: Termes d'actualisation des coûts pour chaque période de l'horizon choisit

III. Constitution de 8 scénarios de référence

III.1. Demande en hydrogène carburant

La demande en hydrogène évaluée est une demande moyenne horaire. La demande est obtenue en multipliant le nombre total de voitures par le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc total. Cela nous donne l'estimation du nombre de voitures fonctionnant à l'hydrogène qu'il faut ensuite multiplier par une consommation moyenne d'hydrogène par voiture. Ces différentes hypothèses sont présentées dans cette section.

III.1.1. Nombre total de voitures

Dans notre étude, on ne considère que les besoins en carburant pour les véhicules personnels et non les besoins pour le transport qui intégrerait en plus les camions. On évalue le nombre de voitures à la fin de chaque période avec une extrapolation linéaire de données passées concernant les années allant de 1980 à 2006 présentées dans le Tableau 20.

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Nombre de voitures (milliers de voitures)	18 440	23 010	27 480	28 060	28 700	29 160	29 560	29 900	30 100

Tableau 20: Nombre de voitures en France entre 1980 et 2006⁵

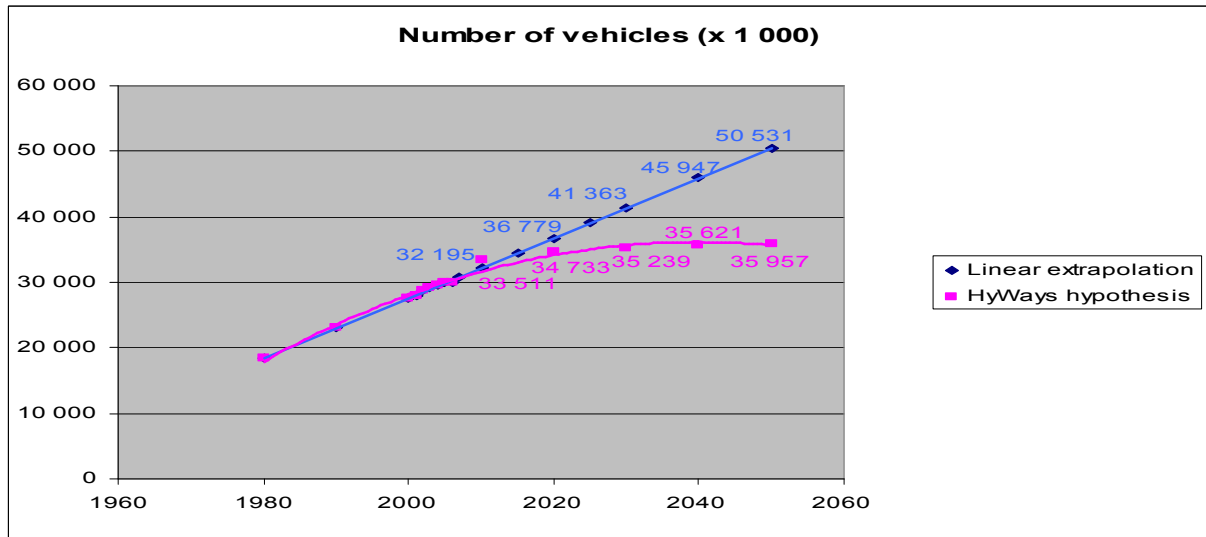


Figure 23 : Extrapolation linéaire et hypothèses du projet HyWays sur le nombre de voitures en France

La courbe d'extrapolation est plus élevée que l'hypothèse prise dans le projet HyWays par les experts du groupe. Une interpolation de l'hypothèse prise dans HyWays donne le scénario du Tableau 21. Nous avons choisi de prendre cette hypothèse afin de comparer nos résultats à ceux du projet HyWays.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Nombre de voitures (milliers de voitures)	33 511	34 112	34 733	34 986	35 239	35 621	35 957

Tableau 21: Extrapolation du nombre de voitures en France entre 2007 et 2050

Nous avons construit une hypothèse pour le territoire de notre étude : la France et le Benelux. Pour cela nous avons considéré le nombre de véhicules en 2005 au Benelux : 12 000 000. Nous avons estimé à 2.5 le ratio entre le nombre de voitures en France et au Benelux. Nous avons considéré que ce ratio resterait constant jusqu'en 2050 et nous avons obtenu les valeurs prospectives présentées dans le Tableau 22.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Nombre de voitures (milliers de voitures)	46 915	47 770	48 622	48 980	49 334	49 869	50 340

Tableau 22: Extrapolation du nombre de voitures en France et au Benelux entre 2007 et 2050

III.1.2. Taux de pénétration des voitures à hydrogène dans le parc automobile

Ici, nous avons considéré les hypothèses émises par le groupe d'experts français HyFrance. Pour le secteur du transport, le groupe a adopté, en janvier 2007, un taux de pénétration haut suggéré par les constructeurs automobiles partenaires du groupe HyWays pour l'ensemble de l'Europe. Pour le taux bas, l'hypothèse HyFrance est propre à la France. Ces taux sont présentés dans le Tableau 23.

⁵ « L'industrie pétrolière en 2005 », DGEMP, Ed 2006. www.industrie.gouv.fr/energie/petrole/fle_petr.htm

	2020	2030	2050
Taux de pénétration haut	1,2%	11,9%	69,4%
Taux de pénétration bas	0,1%	2%	20%

Tableau 23: Hypothèse du groupe HyFrance pour le taux de pénétration des voitures à hydrogène et PAC
 Une extrapolation de ces hypothèses nous conduit aux valeurs du Tableau 24 et aux valeurs exposées dans la Figure 24.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Taux de pénétration haut	0,00%	0,50%	1,20%	5,00%	11,90%	34,00%	69,40%
Taux de pénétration bas	0,00%	0,05%	0,10%	0,15%	2,00%	8,00%	20,00%

Tableau 24: Extrapolation des hypothèses du groupe HyFrance pour le taux de pénétration des voitures à hydrogène et PAC

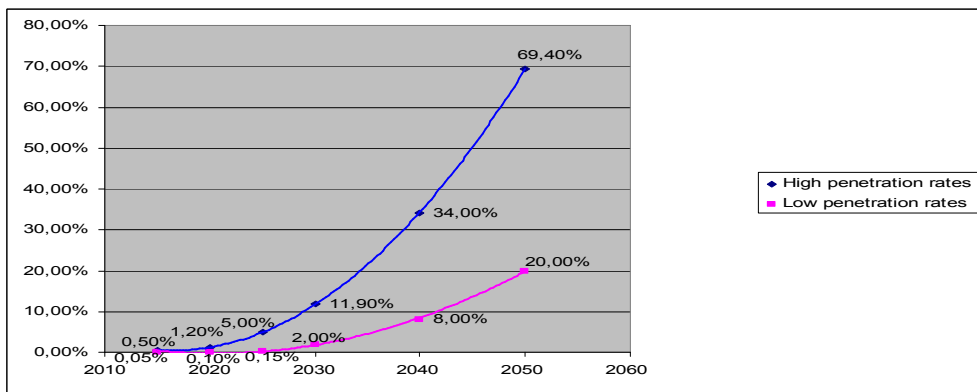


Figure 24 : Hypothèses du groupe HyFrance pour la pénétration des véhicules à hydrogène

A titre d'information, nous présentons ci-dessous les données des scénarios utilisés dans HyWays comparés à ceux utilisés dans les études de l'IEA pour montrer le côté optimiste de ces scénarios.

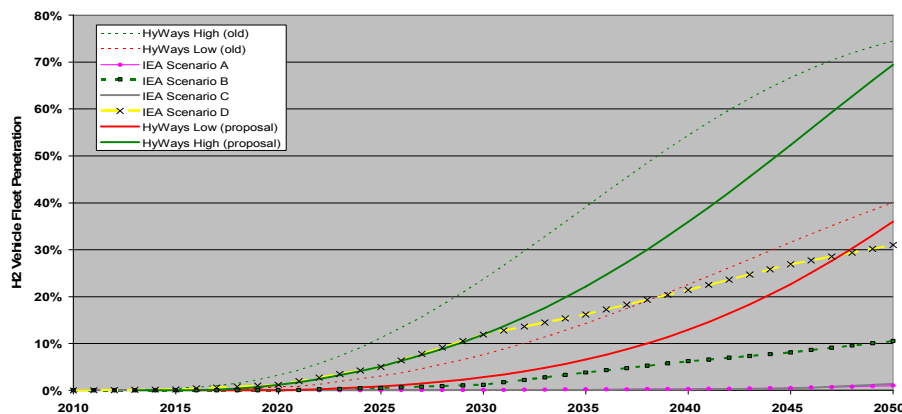


Figure 25 : Hypothèses HyWays pour la pénétration de la flotte de véhicules hydrogène comparé avec les scénarios de l'IEA.

Ainsi, nous savons que les scénarios que nous utilisons sont des scénarios optimistes en termes de pénétration du marché pour les véhicules à hydrogène par rapport à certaines études disponibles.

III.1.3. Rendement des piles à combustible

Nous avons considéré les hypothèses suivantes :

- Consommation d'hydrogène pour une pile à combustible de type PEMFC : 1,1 kg H₂/100km = 12Nm³ H₂/ 100km
- Distance moyenne parcourue par an par véhicule : 12 000 km/an

D'où nous avons établi une consommation moyenne d'hydrogène de 0,16Nm³/h par véhicule (12*12000/100/365/24 = 0,16Nm³/h)

III.1.4. Bilan

A partir des hypothèses ci-dessus, les deux évolutions de la demande en hydrogène que nous allons considérer sont les suivants.

Période		1	2	3	4	5	6	7
Demande pour la France et le Benelux (Nm ³ H ₂ /h)	Taux de pénétration haut	0	38 217	93 362	391 843	939 331	2 712 895	5 589 731
	Taux de pénétration bas	0	3 822	7 780	11 755	157 871	638 328	1 610 874

Table 25: Demande pour la France et le Benelux

Dans ODHISSE'2050, la demande globale est décomposée en trois parties :

- le pourcentage de demande pour remplir des réservoirs avec de l'hydrogène liquide = α %
- le pourcentage de demande pour un échange de réservoirs pleins contre vides = β %
- le pourcentage de demande pour remplir des réservoirs avec de l'hydrogène gazeux en vrac $\gamma = 100-(\alpha+\beta)$ %

Afin de ne pas multiplier les combinaisons à traiter, nous avons choisi de nous limiter à quelques compositions qui nous ont paru réalistes pour les valeurs des paramètres α , β et γ que, de plus, nous avons pris constant sur l'ensemble des périodes. Les compositions retenues sont présentées au Tableau 26.

Composition 1	$\gamma=100\%$
Composition 2	$\alpha=100\%$
Composition 3	$\alpha=\gamma=50\%$
Composition 4	$\alpha=30\%$ $\beta=30\%$ $\gamma=40\%$

Tableau 26: Composition de la demande en hydrogène

Concernant la capacité des stations service, nous avons pris nos propres hypothèses présentées au Tableau 27. Ces capacités moyennes sont donc identiques pour toutes les stations mais évoluent avec le temps et vont dépendre de la croissance de la demande. Nous avons donc deux scénarios qui correspondent aux scénarios de demande haute et basse.

Période		1	2	3	4	5	6	7
Capacité des stations service (Nm ³ H ₂ /h)	Taux de pénétration haut	100	200	200	300	300	400	600
	Taux de pénétration bas	50	50	100	100	200	200	300

Tableau 27: Capacité des stations service

Ces scénarios ont été établis en considérant les estimations du Tableau 28 pour un marché bien établi comparé au marché actuel de l'essence. Ce tableau montre que pour l'essence, en 2005 en France, le nombre de stations service était de 15 000. Si l'on considère un marché aussi mature pour l'hydrogène, en considérant qu'il faudrait alors un peu moins de stations, il faudrait que celles-ci ait un débit moyen 500Nm³/h.

	Nombre de voitures en 2005	Km/an	Consommation pour 100km	Consommation totale	Capacité des stations	Nombre de stations
Essence	28 000 000	12 000	7 litres	2 684 m ³ /h	166 m ³ /mois = 0,23 m ³ /h	Théorie: 11 669 Pratique: 15 000
H2	28 000 000	12 000	1,1 kg =12Nm ³	4 602 000Nm ³ /h	500 Nm ³ /h	Théorie: 9 205 Pratique: 12 000

Tableau 28: Estimation de la capacité des stations service d'hydrogène dans un marché mature tel que celui de l'essence

Cette hypothèse sur la capacité des stations service impose qu'une borne inférieure soit apportée aux contraintes sur le nombre de stations service. Celle-ci est présentée au Tableau 29.

Période		1	2	3	4	5	6	7
Nombre de stations	Taux de pénétration haut	0	191	467	1 306	3 131	6 782	9 316
	Taux de pénétration bas	0	76	78	118	789	3 192	5 370

Tableau 29: Nombre de stations

III.2. Emissions de CO₂ pour la production d'électricité

Le tableau suivant contient les hypothèses prises concernant la répartition des énergies primaires dans la production de l'électricité française, européenne et mondiale, le rendement et les émissions de CO₂ de ces énergies primaires :

	Fossile	Nucléaire	Renouvelable	gCO ₂ /kWh
Electricité mondiale	66%	16%	18%	378,24
Electricité française	10%	78%	12%	62,22
Electricité européenne	40%	32%	28%	231,26
Rendement énergétique production électricité	35%	30%	35%	
gCO ₂ /kWh	571	6	4	

Tableau 30 : Emissions de CO₂ et part des énergies primaires dans la production d'électricité

Nous avons donc défini un scénario pour l'évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en Europe. Nous envisageons dans notre scénario que ces émissions réduiront du fait de la part plus importante de renouvelable et/ou de nucléaire.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Emissions CO ₂ (gCO ₂ /kWh)	230	200	170	130	90	50	4

Tableau 31 : Emissions de CO₂ pour la production d'électricité

III.3. Emissions de CO₂ pour le transport

Nous avons considéré que les émissions de CO₂ pour le transport par camions vont diminuer en moyenne, ce qui correspondrait à la pénétration de l'hydrogène comme carburant sur le marché des camions. Pour la première période nous avons pris une valeur de 2 800gCO₂/km ; ce qui correspond aux émissions d'un camion de 40T (hypothèse E3-database : 70gCO₂/T.km). On aura donc deux scénarios, correspondant à une hypothèse de pénétration haute et basse.

Pour l'hypothèse basse :

Période	1	2	3	4	5	6	7
Emissions CO ₂ (gCO ₂ /km)	2 800	2 799	2 797	2 796	2 744	2 576	2 240

Tableau 32 : Emissions de CO₂ pour le transport par camions dans l'hypothèse de pénétration basse
Pour l'hypothèse haute :

Période	1	2	3	4	5	6	7
Emissions CO ₂ (gCO ₂ /km)	2 800	2 786	2 766	2 660	2 467	1 848	857

Tableau 33 : Emissions de CO₂ pour le transport par camion dans l'hypothèse de pénétration haute

IV. Paramètres de sensibilité

Les paramètres sur lesquels nous mènerons une analyse de sensibilité sont les prix des ressources primaires. Nous avons considéré les hypothèses d'HyWays présentées dans le Tableau 34.

Prix international	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Essence (€00/bl)	27,9	23,8	39,0	48,6	60,4	100,3
Gaz (€00/boe)	15,6	18,4	24,7	38,6	52,1	92,2
Biomasse (€00/GJ)	8,62	7,37	12,06	15,02	18,68	31

Tableau 34 : Hypothèses d'Hyways pour le prix des énergies primaires

IV.1. Prix du gaz naturel

Pour faire la conversion des prix du gaz naturel en €05/m³ nous avons utilisé le ratio :

1000m³ NG = 6.29bl et nous avons considéré un taux d'inflation constant de 2% par an pour l'euro entre 2000 et 2005. Nous avons donc utilisé le ratio : 1€00=1,1€05.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Prix européen du Gaz Naturel (€05/m ³)	0,17	0,21	0,27	0,30	0,36	0,48	0,64

Table 35 : Prix du gaz naturel: interpolation à partir des hypothèses HyWays

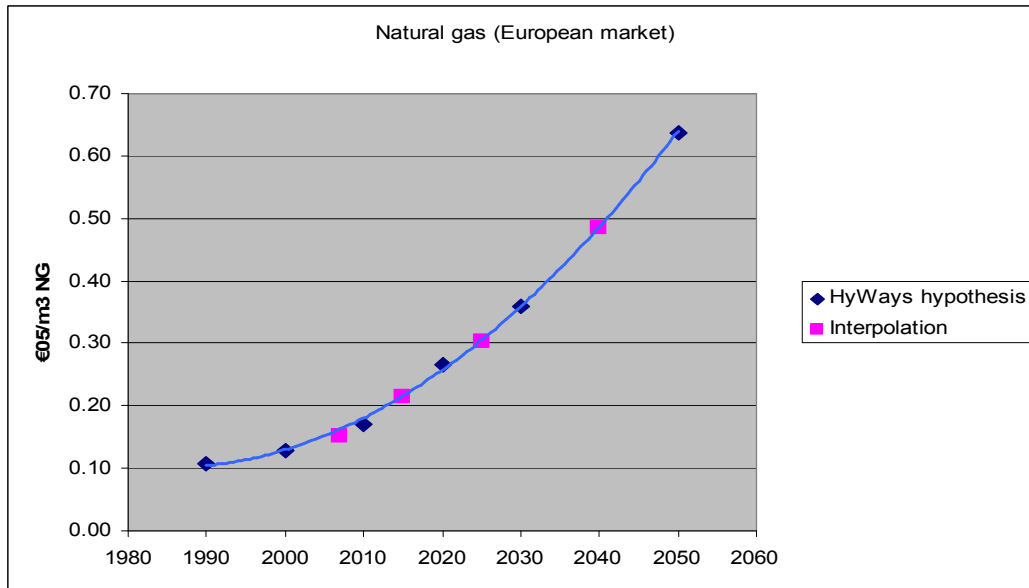


Figure 26 : Prix du gaz naturel: interpolation des hypothèses HyWays

IV.2. Prix de l'électricité

Le scénario [WETO-H2, 2006] présenté dans le Tableau 36 est exprimé en pourcentage de la valeur actuelle. Ainsi, nous avons constitué un scénario en prenant ces pourcentages et comme valeur présente, le prix de l'électricité industrielle. Nous avons pris un prix moyen pour l'ensemble du territoire France-Benelux. Ce scénario est présenté dans le Tableau 37.

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Coût de production de l'électricité en base (€/MWh)	100	94	98	88	88	81
Coût de production de l'électricité en pic (€/MWh)	100	96	98	89	89	82
Prix de l'électricité dans l'industrie (€/toe)	100	95	100	90	89	84
Prix de l'électricité dans le secteur résidentiel (€/toe)	100	96	99	90	89	84

Tableau 36 : Prix de l'électricité en France dans le scénario de référence de l'étude [WETO-H2, 2006]

Période	1	2	3	4	5	6	7
Prix de l'électricité en France (€/kWh)	0,048	0,050	0,050	0,048	0,045	0,045	0,042

Tableau 37 : Hypothèses pour le prix de l'électricité

Il est important de noter que le prix de l'électricité dans ce scénario diminue. Cette hypothèse est critiquable, toutefois, l'étude WETO H2 constitue une référence et n'ayant pas d'autre scénario, nous avons conservé celui-ci.

IV.3. Prix de la biomasse

Concernant le prix de la biomasse, nous nous sommes constitués notre propre scénario. En effet, les prix donnés dans le scénario HyWays nous ont paru très élevés en comparaison du prix actuel de la biomasse en France donné dans [Nikolaou, 2003] qui donne un prix 6,7€/GJ pour les sous-produits forestiers et 2,5€/GJ pour le bois de chauffage. Pour nous créer un scénario nous avons pris la même évolution qu'envisagée dans HyWays.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Prix de la biomasse en France (€05/GJ)	6,633	7,425	8,261	9,35	10,274	13,75	17,05

Table 38 : Prix de la biomasse: hypothèse personnelle

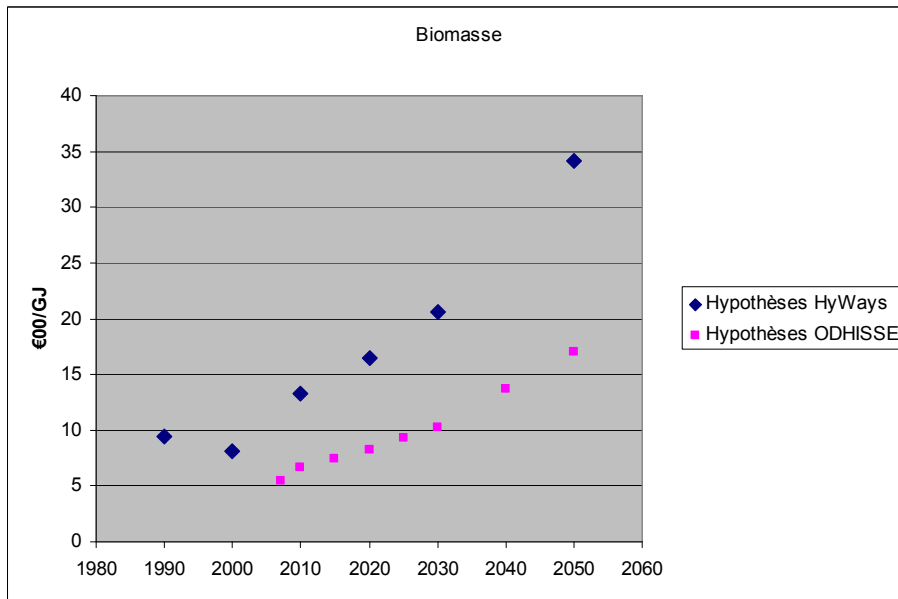


Figure 27 : Prix de la biomasse: interpolation des hypothèses d'HyWays

IV.4. Prix du carburant

Pour faire la conversion du prix de l'essence en €05/l, nous avons extrapolé le prix du baril et le prix de l'essence actuel en France.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Prix de l'essence en France (€05/l)	1,376	1,518	1,715	1,906	2,132	2,824	3,54

Table 39 : Fuel prices: interpolation from [WETO-H2, 2006] Hypothesis

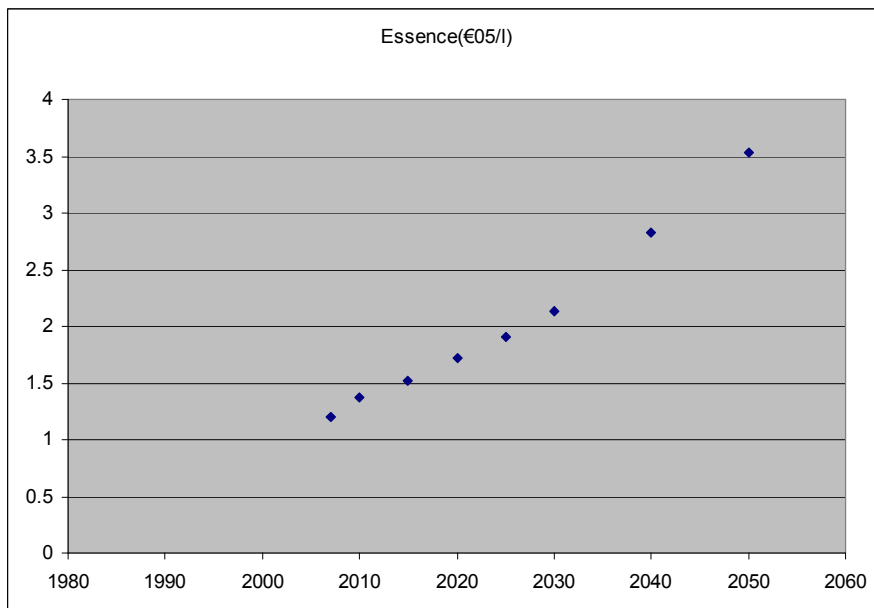


Figure 28 : Prix de l'essence par interpolation des hypothèses [WETO-H2, 2006]

IV.5. Taxe carbone

On va considérer trois évolutions de la taxe carbone :

- La taxe carbone progressive proposée par [Hulot, 2006]
- La taxe carbone du scenario de référence du rapport [WETO-H2, 2006]
- La taxe carbone du scenario contraint du rapport [WETO-H2, 2006]

Le scénario de la taxe progressive de [Hulot, 2006] est présenté par la Figure 29.

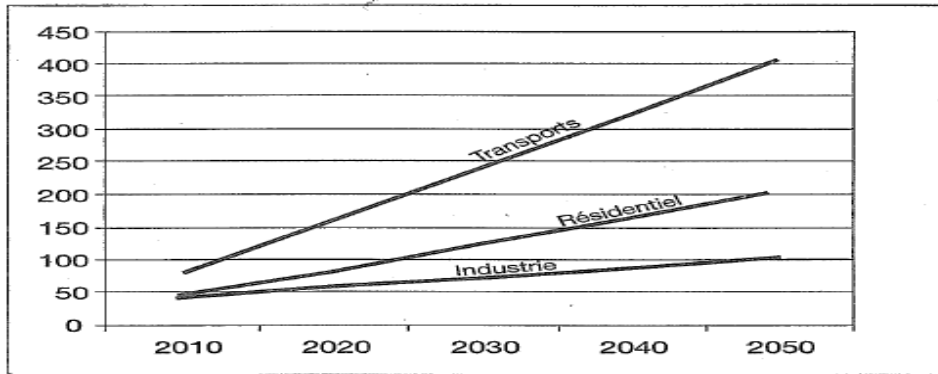


Figure 29 : Taxe carbone progressive en €/kg CO2 de [Hulot, 2006]

De cette figure, nous avons extrait les données du Tableau 40 qui contient également les scénarios de l'étude [WETO-H2, 2006].

Période	1	2	3	4	5	6	7
Taxe carbone du scenario de référence [WETO-H2, 2006] (€05/ton)	10	12	15	17	20	25	30
Taxe carbone du scenario contraint [WETO-H2, 2006] (€05/ton)	10	35	58	80	105	153	200
Taxe carbone progressive [Hulot, 2006] (€05/ton)	80	120	165	205	250	335	420

Tableau 40 : Trois scénarios de taxe carbone

Les trois évolutions de taxe sont donc représentées à la Figure 30.

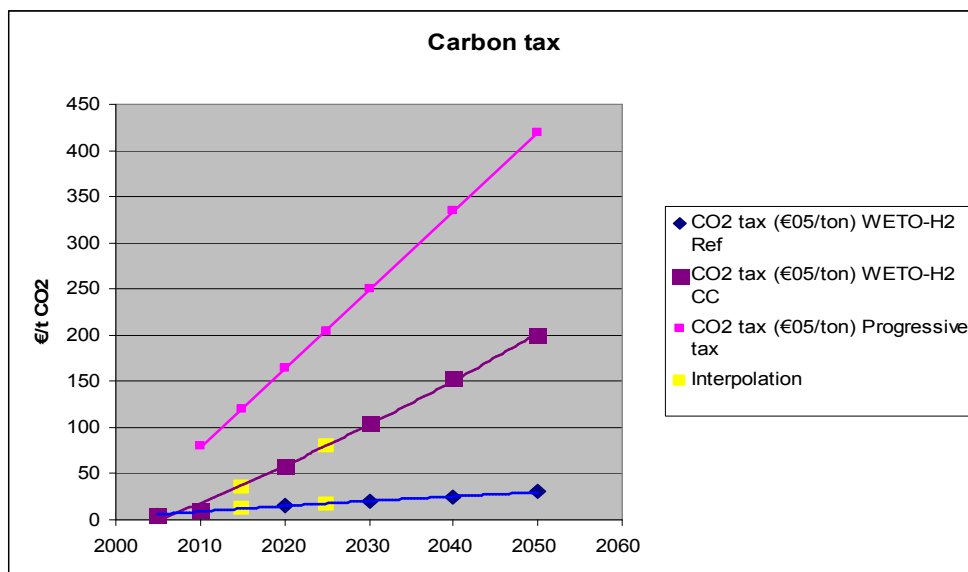


Figure 30 : Comparaison des trois évolutions de taxe carbone

V. Conclusion du Chapitre 4

Nous avons donc défini huit scénarios de référence à partir desquels nous baserons nos analyses de la méthode développée.

Ces scénarios de référence utilisent les hypothèses pour le prix du gaz naturel, de l'électricité, de la biomasse et du carburant présentées dans le chapitre précédent (on considère que le carburant pour le transport par camion est principalement l'essence et on a pris comme hypothèse l'évolution du coût de l'essence). Chaque scénarios de référence retenu correspond donc à une évolution de la demande en hydrogène carburant (haut ou bas) croisé avec une composition de cette demande (4 compositions).

Période		1	2	3	4	5	6	7
Demande pour la France et le Benelux (Nm3 H2/h)	Taux de pénétration haut	0	38 217	93 362	391 843	939 331	2 712 895	5 589 731
	Taux de pénétration bas	0	3 822	7 780	11 755	157 871	638 328	1 610 874

Tableau 41: Demande pour la France et le Benelux

Composition 1	$\gamma=100\%$
Composition 2	$\alpha=100\%$
Composition 3	$\alpha=\gamma=50\%$
Composition 4	$\alpha=30\%$ $\beta=30\%$ $\gamma=40\%$

Tableau 42: Composition de la demande en hydrogène

Dans la suite du document nous utiliserons la notation présentée dans le Tableau 43 pour faire évoquer les huit scénarios de référence.

		Scénario de demande basse	Scénario de demande haute
Composition de la demande	Composition 1	B1_ref	H1_ref
	Composition 2	B2_ref	H2_ref
	Composition 3	B3_ref	H3_ref
	Composition 4	B4_ref	H4_ref

Tableau 43 : Scénarios de référence

Dans ces scénarios de référence les prix des énergies considérés sont donnés au Tableau 44.

Période	1	2	3	4	5	6	7
Gaz naturel (€05/m3)	0,17	0,21	0,27	0,30	0,36	0,48	0,64
Electricité (€05/kWh)	0,048	0,050	0,050	0,048	0,045	0,045	0,042
Biomasse (€05/GJ)	6,633	7,425	8,261	9,35	10,274	13,75	17,05
Essence (€05/l)	1,376	1,518	1,715	1,906	2,132	2,824	3,54

Tableau 44 : Prix du scénario de référence pour les énergies primaires

Afin de mener des analyses de sensibilité sur le prix de ces énergies, nous partirons des hypothèses des 8 scénarios de référence, et nous analyserons la sensibilité en modifiant les valeurs du prix d'une énergie en l'augmentant et en le diminuant de 50% ces prix.

Pour la taxe carbone, l’hypothèse des scénarios de référence sera le scénario de référence de WETO, et nous ferons l’étude de sensibilité avec les deux autres scénarios présentés dans ce même Chapitre 4, paragraphe IV.5.

Ainsi, nous considérerons **88 scénarios différents** pour lesquels nous présenterons des résultats et auxquels nous ferons référence avec les notations présentées au Tableau 45.

		B1	B2	B3	B4	H1	H2	H3	H4
Scénarios de référence		B1_ref	B2_ref	B3_ref	B4_ref	H1_ref	H2_ref	H3_ref	H4_ref
Scénarios pour les études de sensibilité	Prix du gaz naturel haut	B1_GN_h	B2_GN_h	B3_GN_h	B4_GN_h	H1_GN_h	H2_GN_h	H3_GN_h	H4_GN_h
	Prix du gaz naturel bas	B1_GN_b	B2_GN_b	B3_GN_b	B4_GN_b	H1_GN_b	H2_GN_b	H3_GN_b	H4_GN_b
	Prix de l’électricité haut	B1_Elec_h	B2_Elec_h	B3_Elec_h	B4_Elec_h	H1_Elec_h	H2_Elec_h	H3_Elec_h	H4_Elec_h
	Prix de l’électricité bas	B1_Elec_b	B2_Elec_b	B3_Elec_b	B4_Elec_b	H1_Elec_b	H2_Elec_b	H3_Elec_b	H4_Elec_b
	Prix de la biomasse haut	B1_Bio_h	B2_Bio_h	B3_Bio_h	B4_Bio_h	H1_Bio_h	H2_Bio_b	H3_Bio_b	H4_Bio_h
	Prix de la biomasse bas	B1_Bio_b	B2_Bio_b	B3_Bio_b	B4_Bio_b	H1_Bio_b	H2_Bio_b	H3_Bio_b	H4_Bio_b
	Prix du carburant haut	B1_Carbu_h	B2_Carbu_h	B3_Carbu_h	B4_Carbu_h	H1_Carbu_h	H2_Carbu_h	H3_Carbu_h	H4_Carbu_h
	Prix du carburant bas	B1_Carbu_b	B2_Carbu_b	B3_Carbu_b	B4_Carbu_b	H1_Carbu_b	H2_Carbu_b	H3_Carbu_b	H4_Carbu_b
	Taxe CO2 contraint	B1_C02_est	B2_C02_est	B3_C02_est	B4_C02_est	H1_C02_est	H2_C02_est	H3_C02_est	H4_C02_est
	Taxe CO2 Hulot	B1_C02_Hulot	B2_C02_Hulot	B3_C02_Hulot	B4_C02_Hulot	H1_C02_Hulot	H2_C02_Hulot	H3_C02_Hulot	H4_C02_Hulot

Tableau 45 : Notation des scénarios élaborés

Chapitre 5 – Simulation et élaboration des fonctions de coût

Préambule :

Au Chapitre 3, nous avons présenté l'approche de résolution en choisissant une optimisation par surfaces de réponse obtenues par régressions polynomiales et reposant sur la simulation. Nous avons également présenté pourquoi, dans le but d'obtenir des fonctions de coût insensibles aux incertitudes de localisation, nous souhaitons introduire des paramètres aléatoires dans les simulations.

Au Chapitre 3 nous avons proposé un découpage de la méthode en six étapes. Dans ce Chapitre 5, nous présenterons les quatre premières étapes. La première étape correspondra au choix du type de simulation et la seconde à l'élaboration de la simulation. Les étapes 3 et 4 concerneront l'élaboration des fonctions de coûts avec le choix du plan d'expérience et la détermination du type de surfaces de réponse.

Dans la description de la simulation nous nous attarderons tout particulièrement sur l'explication et la validation des règles logistiques utilisées. Pour la présentation de la régression des surfaces de réponse, nous justifierons le choix du plan d'expériences utilisé, ainsi que la forme des surfaces de réponse et la méthode de régression mise en œuvre.

Table des matières :

- I. PRINCIPE DE LA SIMULATION
- II. HYPOTHESES ET REGLES LOGISTIQUES
 - II.1. Répartition de la demande et des stations service*
 - II.2. Répartition des énergies primaires et des unités de production*
 - II.3. Organisation des flux*
 - II.4. Calcul des besoins logistiques*
 - II.5. Conclusion*
- III. CONSTRUCTION DES FONCTIONS DE COUT PAR SURFACES DE REPONSE
 - III.1. Choix du plan d'expérience*
 - III.1.1. Plans complets
 - III.1.2. Plans en hypercube latin
 - III.2. Construction des surfaces de réponse*
 - III.2.1. Construction des surfaces par la méthode des moindres carrés
 - III.2.2. Indicateurs de qualité de la régression
 - III.2.3. Choix d'une régression globale
 - III.2.4. Choix de la valeur moyenne de plusieurs simulations
 - III.2.5. Homogénéisation de la matrice
 - III.2.6. Analyse des résultats de régression
- IV. CONCLUSION DU CHAPITRE 5

I. Principe de la simulation

La première étape de la méthode a été de choisir le type de simulations à développer par rapport aux résultats souhaités en sortie de ce module. Ensuite, nous nous sommes concentrés sur l'élaboration du modèle de simulation dans un souci de représentation de la complexité de la chaîne logistique, et, dans un souci industriel de contraintes de temps d'exécution.

Dans le but de développer une méthode **robuste par rapport aux choix de localisation** des infrastructures, nous avons élaboré un modèle de **simulation de Monte Carlo**. L'objectif des simulations est d'obtenir une valeur numérique du coût de chaque « **configuration d'infrastructure** » définie par la donnée du nombre de chacun des éléments logistiques qui la composent⁶. Nous avons choisi une approche statistique, afin de nous affranchir des incertitudes de localisation dans ces « configurations d'infrastructure ».

Comme nous l'avons justifié au Chapitre 2, il ne serait pas approprié de développer un modèle de localisation des éléments logistiques. Ainsi nous avons défini une infrastructure par ses paramètres de dimensionnement et non de localisation.

Les coûts considérés sont, comme nous l'avons vu au Chapitre 3, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation. Comme d'une part nous voulons que le modèle accepte n'importe quel scénario de demande, et que d'autre part, nous avons pris un modèle de coûts linéaires, nous pouvons alors considérer les coûts pour une **demande unitaire**. Puis nous n'aurons qu'à intégrer la demande totale dans ce coût pour obtenir les coûts d'exploitation et d'investissement totaux comme présenté au Chapitre 3, III.2.

Les paramètres de localisation ne font pas parti des paramètres retenus pour définir une « configuration d'infrastructure ». Cependant, la connaissance de la localisation d'un élément de l'infrastructure, notamment par rapport à l'allocation des ressources nécessaires est indispensable aux calculs des distances à parcourir, du nombre de camions nécessaires ou des longueurs de canalisations à déployer. Pour représenter cette information, nous avons choisi de représenter le territoire par une **grille de maillage** relativement fin. Chaque case de la grille est caractérisée par une information sur la densité de population, la demande en hydrogène et la répartition des énergies primaires. Les différents scénarios de localisation correspondants à une même configuration sont alors générés sur cette grille, ce qui permet de raisonner avec les dimensions géographiques sans aller à un niveau de précision trop important dans la localisation des éléments de la chaîne logistique. Le territoire est donc découpé selon une grille dont les cases ont toutes la même largeur et la même hauteur. Ainsi, le support sur lequel on travaille est illustré par la Figure 31. A chaque case de la grille on associe des informations relatives à la demande, aux ressources et aux infrastructures requises dans chaque solution. Pour cela, on doit

⁶ Par exemple une configuration d'infrastructure peut être définie par : 2 unités de production, 1 centre de conditionnement et 500 stations service.

faire des hypothèses sur la répartition de la demande et des stations service ainsi que sur la répartition des ressources et des unités de production et de transformation de l'hydrogène.

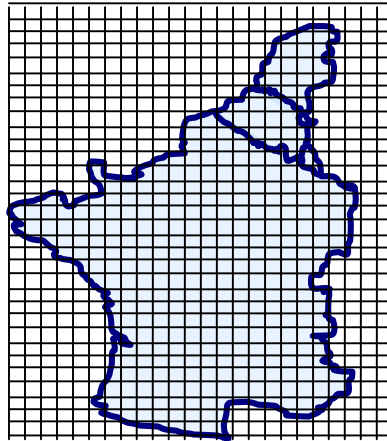


Figure 31: Illustration de la grille géographique support pour les simulations

Les cases du maillage sont paramétrables, mais la méthode a été pensée pour des cases de 10 km de côté environ.

A partir de cette grille, nous construisons plusieurs solutions possibles pour une même « configuration d'infrastructure », correspondant à des localisations et à des affectations de flux différentes. Pour chacune de ces solutions, le coût associé est alors calculé. Ce qui donne l'aspect statistique de cette démarche est que l'on va calculer la moyenne des coûts obtenus pour l'ensemble des solutions que l'on aura construites pour une même « configuration d'infrastructure ». Ces solutions sont construites à partir de règles logistiques et un certain nombre de tirages aléatoires permettant de représenter l'incertitude sur la localisation des éléments.

Ainsi, nous avons élaboré une **méthode de simulation de Monte Carlo**, reposant sur un **maillage géographique fin**, permettant d'obtenir de façon **statistique** le **coût d'investissement** et **d'exploitation relatif à une demande unitaire** d'hydrogène, d'un certain nombre de « **configurations d'infrastructure** » représentée uniquement par ses paramètres de dimensionnement.

Partant de ces concepts, le principe général de la simulation est décrit par le diagramme de la Figure 32 et chacune des fonctions introduites dans le graphique sera détaillée dans la suite. Sur ce graphique, nous montrons également les parties où interviennent des tirages aléatoires. Ce sont les blocs encadrés en gras.

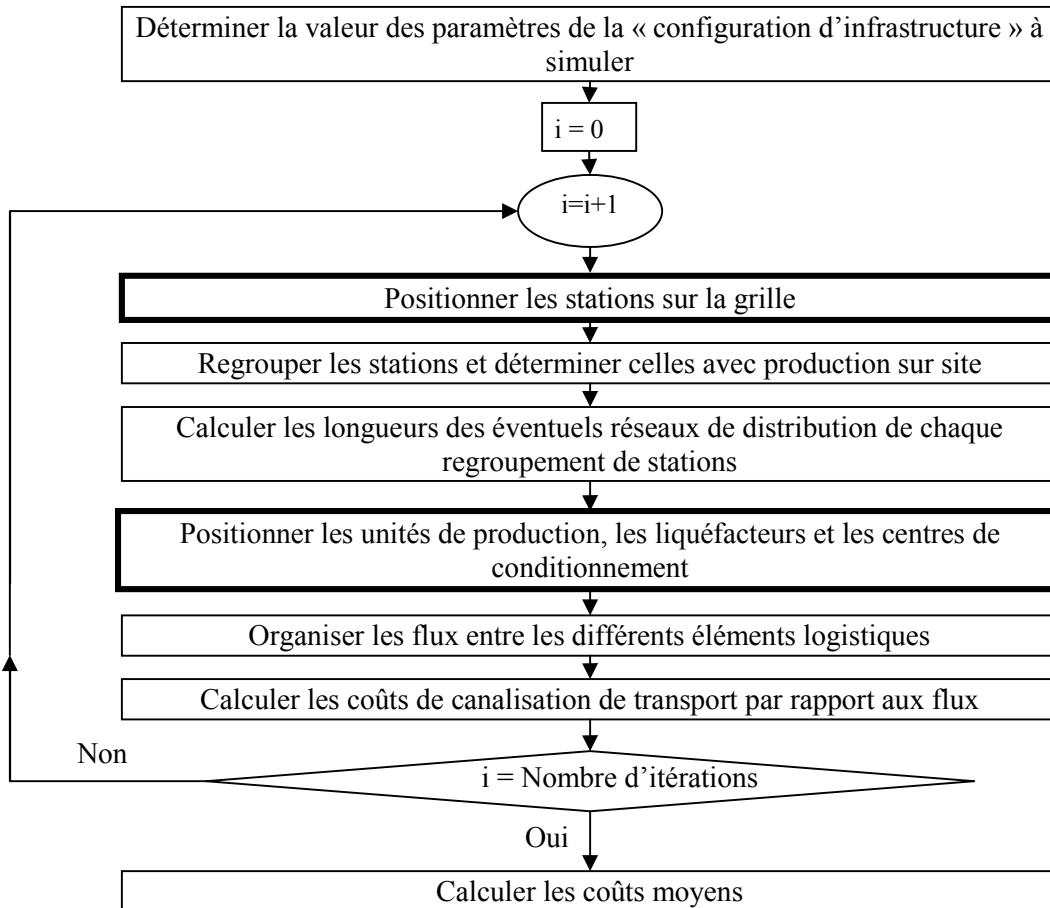


Figure 32 : Diagramme de la fonction "Simulation"

II. Hypothèses et règles logistiques

Dans ce manuscrit, nous ne présentons pas tous les calculs et algorithmes qui ont été développés dans la simulation mais nous répertorions les principales hypothèses, les règles logistiques ainsi que les incertitudes, intégrées à la simulation.

II.1. Répartition de la demande et des stations service

La demande en hydrogène est considérée **proportionnelle à la densité de population** dans les cases de la grille et les stations service sont placées, à l'aide d'un algorithme proportionnellement à cette demande et donc à la densité de population.

Certaines études, notamment l'étude HyWays, considèrent que les stations seront installées le long des axes routiers. Toutefois, nous avons pris l'hypothèse d'une localisation en fonction de la densité de population.

Une comparaison avec les répartitions actuelles en France d'un échantillon de 1786 stations appartenant au groupe TOTAL d'une part (sur 15 000 que comptait la France en 2005) et de l'ensemble des 1880 stations GPL d'autre part, montrent que cette hypothèse est correcte (cf. Figure 33). On constate que les stations sont bien réparties proportionnellement à la densité de population, et

par ailleurs, aucun axe routier ne semble se dessiner aux vues de ces répartitions. En effet, les stations répertoriées en France comme stations d'autoroutes sont seulement au nombre de 405 sur les 15 000 stations essence recensées sur le territoire, ce qui représente 2% des stations.

Toutefois, si **l'autonomie** des véhicules à hydrogène était bien moins importante que celle des véhicules essence, cette répartition aurait probablement tendance à changer et **plus de stations seraient nécessaires le long des axes routiers**.

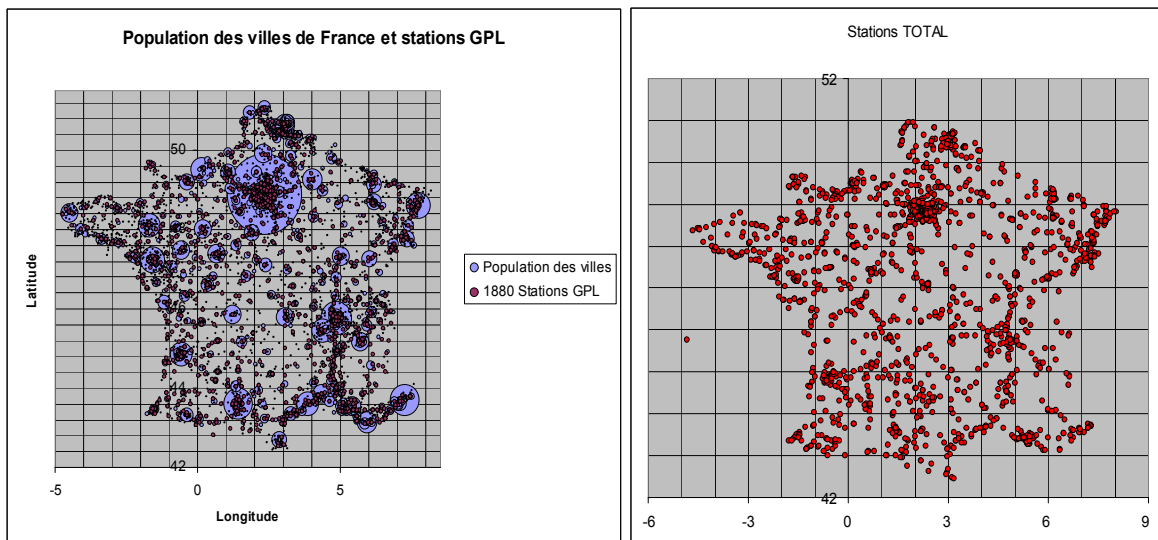


Figure 33 : Répartition des stations essence et GPL en France

Notre algorithme consiste à affecter à chaque case de la grille la population des villes dont les coordonnées géographiques INSEE sont dans la case (i,j) :

- $population_{i,j}$ = la somme de la population des villes centrées sur la case (i,j)
- $PopulationTotale$ = la population totale de l'ensemble du territoire

La seconde étape consiste à réaliser des tirages aléatoires de nombres entre 0 et $PopulationTotale$ puis de parcourir la grille dans n'importe quel ordre, par exemple, de bas en haut, puis de gauche à droite. Lorsque l'on arrive sur une case (i,j) dont la population cumulée (obtenue par ajout de la population de toutes les cases précédentes) a une valeur supérieure au tirage aléatoire, on positionne la station. Cette opération est renouvelée pour toutes les stations service à positionner.

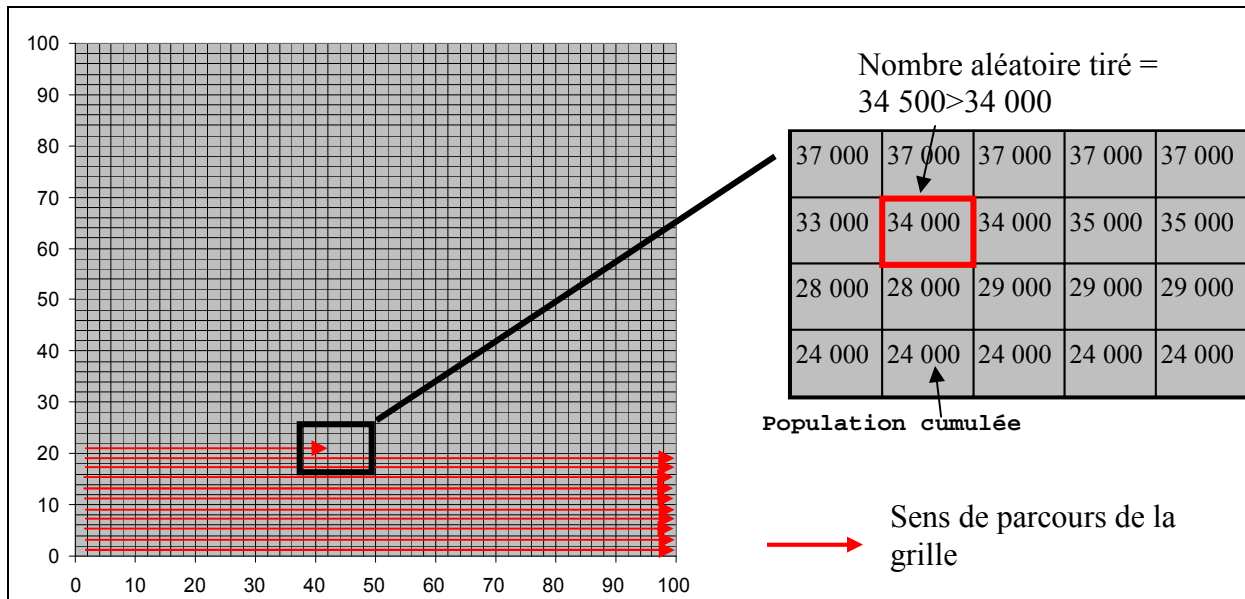


Figure 34 : Méthode utilisée pour la répartition des stations service

Si certaines de ces stations ne peuvent pas être localisées, parce que le nombre de stations maximal a été atteint, on ne positionne pas la station. On comptabilise toutes les stations non positionnées et on refait un tirage d'autant de nombres aléatoires. Si en un certain nombre d'essais correspondant à une marge de sécurité, toutes les stations ne sont pas positionnées, un message d'erreur est envoyé.

De plus, concernant les stations, nous avons fait l'hypothèse qu'elles ont toutes la **même capacité moyenne**, et que cette capacité moyenne évolue au cours du temps. La valeur prise dans nos simulations fait parti des paramètres des scénarios étudiés au chapitre 4.

Etant donnée cette hypothèse de capacité moyenne et une répartition proportionnelle à la densité de population, il faut ajouter un seuil maximal de stations par case afin d'éviter une trop forte concentration des stations dans les gros centres urbains.

Le tableau suivant reprend quelques villes de France pour lesquelles on donne la population, le nombre de stations service répertoriées dans la base de données sur le site Mappy en 2006, et le nombre de stations service que le simulateur a localisé dans ces villes pour trois cas correspondant à un nombre total de stations à localiser en France et au Benelux à chaque fois différent : 2 000, 5 000 et 10 000 stations.

Ville	Population	Nombre de stations service en 2006	Nombre de stations positionnées par le simulateur		
			sur 2 000 stations en France-Benelux	sur 5 000 stations en France-Benelux	sur 10 000 stations en France-Benelux
	(Total France+Benelux = 76 442 230)	(répertoriées dans mappy sur 20 700 stations en France - Benelux)			
Paris	2 152 423 (2.8%)	175 (0.8%)	72 (3.6%)	169 (3.3%)	350 (3.5%)
Marseille	800 550 (1%)	101 (0.5%)	15 (0.75%)	56 (1.1%)	95 (0.95%)
Lyon	415 487 (0.5%)	41 (0.2%)	17 (0.85%)	42 (0.84%)	67 (0.67%)
Toulouse	358 688 (0.5%)	28 (0.1%)	11 (0.55%)	24 (0.48%)	48 (0.48%)

Nice	342 439 (0.5%)	29 (0.1%)	10 (0.55%)	25 (0.5%)	54 (0.54%)
Bordeaux	210336 (0.2%)	17 (0.05%)	11 (0.55%)	27 (0.54%)	45 (0.45%)

Tableau 46 : Nombre de stations service maximal dans les centres urbains

D'après ces résultats, il apparaît que notre algorithme favorise les gros centres de population. Il répartit bien les stations proportionnellement à la densité de population, alors que ce n'est pas le cas dans la réalité pour les trop grands centres urbains. Nous avons déterminé le seuil maximal N de stations par case de 10 km x 10 km à 175, en prenant l'exemple de Paris. Ce cas réel illustre une densité maximale envisageable dans une zone très densément peuplée, et de plus, a une superficie de 105 km², ce qui correspond à une case de notre maillage.

Dans la plupart des travaux de la littérature sur la répartition des stations service hydrogène, la demande est également considérée proportionnelle à la densité de population. Par contre, le positionnement des stations service n'est pas aussi évident que cela. La notion de niveau de service intervient dans le choix de localisation des stations. En effet, si l'on souhaite attirer le consommateur, il faut que celui-ci puisse s'approvisionner rapidement, quelque soit l'endroit où il habite. Quelques travaux se sont penchés sur la question. Dans [Kuby et al., 2005] l'objectif est de positionner p stations aux nœuds d'un réseau en maximisant le flux total ravitaillé dans le réseau. Ils utilisent un algorithme de recouvrement maximum : le Flow Refueling Location Model basé sur le Flow Capturing Location Model [Hodgson, 1990]. La demande est connue pour chaque couple origine-destination et on estime la demande satisfaite s'il y a un nombre suffisant de stations installées le long du plus court chemin entre ces points. Des tests ont été menés pour 25 nœuds et nécessitent 3.8 secondes de calcul. Dans [Bapna et al., 2002], la localisation des stations est vue comme un problème MIP (Mixed Integer Programming) multiobjectif avec pondération des fonctions objectifs que sont la maximisation de la couverture des clients et la minimisation du coût. Les hypothèses de cette étude sont de localiser les stations là où sont les stations actuelles et qu'il existe deux types de voyageurs : ceux qui parcourent des petites distances et ceux qui parcourent des grandes distances. Une heuristique a été utilisée pour optimiser la répartition des stations afin de satisfaire un critère de niveau de service.

Ces études ont fait appel à des modèles de localisation connus et pour lesquels des algorithmes de résolution existent. Ce que l'on voit par ces études c'est que les temps de calcul pour des gros problèmes vont être très vite importants.

Afin de valider la qualité des solutions de notre algorithme de localisation, une étude sur les modèles de localisation a été menée au travers d'un stage. Une comparaison a été réalisée avec le modèle p-médian qui, à l'issue d'une étude bibliographique s'est révélé être le modèle le plus adapté à notre problématique via une formulation mathématique en programmation linéaire entière et mixte et à l'aide d'une fonction objectif qui minimise la distance moyenne entre un point de demande et la station service à laquelle il est affecté. Ce problème est NP-difficile. Le critère de comparaison qui a été retenu est donc la distance moyenne entre un point de demande (une ville) et la station service la plus

proche. Pour ce problème, l'heuristique proposée semble donner des résultats moins bons que le MIP de 50% sur des petites instances. Toutefois, ce problème ne considère pas de contrainte de capacité ; il ne correspond donc pas au problème réel de localisation des stations. Par ailleurs, les temps de calculs pour 1 000 villes et 100 stations atteignent déjà 35 minutes or pour la France, il y a 36 000 villes à considérer et on peut envisager de devoir localiser 10 000 stations.

Notre algorithme de localisation des stations semble donc être un bon compromis entre la qualité des solutions et le temps de calcul acceptable.

II.2. Répartition des énergies primaires et des unités de production

Chaque unité de production de l'hydrogène utilise une matière première principale. De ce fait, une localisation proche des points d'approvisionnement de cette ressource principale est nécessaire. Ces ressources ayant des localisations assez précises et connues sur un territoire, nous avons choisi de les intégrer au modèle. Ainsi, nous avons fait l'hypothèse que chaque unité de production d'un type donné, doit être localisée dans un périmètre d'action autour des sites de localisation de la ressource principale associée. Le périmètre est plus ou moins grand en fonction de la nature de la ressource. Dans ce qui suit nous présentons nos hypothèses concernant la localisation et le rayon d'action de chacune des sources d'énergie primaire qui correspondent aux modes de production considérés :

- Gaz naturel pour la production par reformage
- Biomasse pour la production par gazéification
- Centrales nucléaires pour la production par électrolyse haute température

Concernant la production par électrolyse alcaline conventionnelle, nous avons considéré que la ressource électricité était présente partout sur le territoire du fait de la bonne couverture du réseau électrique en France.

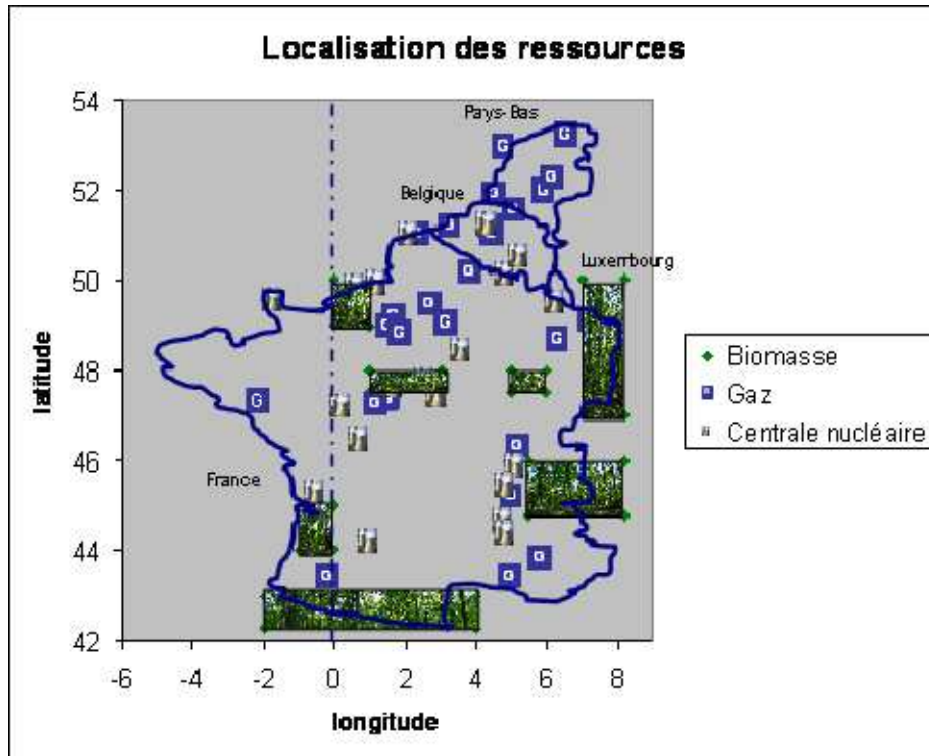


Figure 35: Localisation des ressources

A partir de la localisation de chaque ressource, nous avons associé à chaque case de notre maillage une probabilité liée à la possibilité de localiser une unité de production. Cette probabilité dépend donc de la distance à la ressource, et est décroissante dans un cercle d'action dont le rayon dépend de la ressource, nulle au-delà. De plus, cette probabilité est pondérée par la demande dans la case. Enfin, si la case est trop peuplée et correspond à un centre urbain, l'implantation est considérée impossible.

Elle est donnée par la formule suivante :

Si $\pi_{i,j} \leq \text{Max}$

$$\text{Alors, } p_{i,j} = \frac{\text{Max}\{0; K^{\text{coeff}} - (\text{dist min})^{\text{coeff}}\} \times \pi_{i,j}}{A}$$

Sinon, $p_{i,j} = 0$

Avec :

- $p_{i,j}$ = probabilité de présence sur la case (i, j) d'un élément nécessitant la proximité à une ressource
- $\pi_{i,j}$ = population totale dans la case (i, j)
- K = rayon d'éloignement maximal
- distmin = distance minimale à des ressources possibles pour cet élément
- coeff = coefficient correcteur d'éloignement
- A = coefficient de normalisation
- Max = population par case au-delà de laquelle on estime être dans un centre urbain

De façon générale, le nombre de sites disposant d'une ressource est faible et de ce fait, le nombre de sites potentiels pour installer une unité de production est faible. Donc si l'on désire modéliser la localisation de beaucoup d'unités de production, elles seront regroupées sur des sites identiques.

Une étude quantitative nous a permis de nous fixer un ordre de grandeur sur le nombre d'unités de production à envisager. En effet, pour satisfaire la demande maximale que les scénarios que nous avons retenus et que nous présentons au Chapitre 4, il faudrait une production pour la France et le Benelux de 5 589 731 Nm³/h, ce qui représente 56 unités de 100 000 Nm³/h qui est la capacité de la plus grosse unité de reformage exploitée par Air Liquide en 2006. Une limite maximale de 50 unités pour chaque mode de production semble donc suffisante, surtout si l'on considère qu'a priori on aura plutôt une solution avec un mix des différents modes de production, du fait de la disponibilité des ressources.

Nous présentons ci-dessous les hypothèses de localisation des différentes ressources.

Gaz naturel :

Nous considérons que les ports méthaniers et les stockages souterrains de gaz naturel sont des localisations privilégiées pour la localisation d'une unité de reformage de gaz naturel. Par ailleurs, des prélèvements le long du réseau de transport principal peuvent être envisagés sans trop perturber le transit des flux. Nous avons donc retenus un certain nombre de localisations correspondant à ces différents cas. Nous n'avons pas retenu tout le tracé des réseaux de transport de gaz naturel pour des questions pratiques de mise en œuvre mais avons fait en sorte d'avoir un maillage suffisant. Pour la France, seuls les ports méthaniers et les stockages de gaz naturel ont été intégrés. Sachant que de telles unités de production par reformage ne peuvent pas être localisées n'importe où sur le territoire, les 13 points de stockage principaux et les terminaux méthaniers représentent un nombre de sites potentiels réaliste pour de telles usines. Concernant le Benelux nous n'avons pas obtenu l'information sur la localisation de ces stocks et avons considéré un certain nombre de points le long du réseau, ainsi que les ports méthaniers.

Nous faisons l'hypothèse que les unités peuvent être dans un rayon de 30 kms de la source de gaz naturel.

Centrales nucléaires :

Nous faisons l'hypothèse que les sites potentiels de localisation d'une unité d'électrolyse haute température correspondent à la localisation actuelle des 18 centrales nucléaires françaises et des 2 centrales nucléaires de Belgique et intègre également la valeur de la demande dans la case.

Nous faisons l'hypothèse que les unités doivent être sur le même site que la centrale électrique qui l'alimente. Ainsi le rayon théorique que nous avons pris est de 1 km.

Biomasse :

Nous avons considéré les zones forestières de la France et avons pris comme hypothèse que la biomasse ne serait pas transportée, ainsi les unités de gazéification doivent se trouver à 1 km théorique des zones forestières.

II.3. Organisation des flux

Après avoir localisé l'ensemble des éléments de la chaîne de production, de transformation et de distribution de l'hydrogène, nous devons définir les allocations des flux entre ces éléments.

Nous avons établi des règles pour déterminer l'organisation des flux entre une unité de production et une station service.

Nous avons introduit une décomposition entre transport primaire et secondaire.

Pour le transport par canalisations, on aura des canalisations de transport et des canalisations de distribution. Les canalisations de distribution relient entre elles les stations d'une même région, puis les canalisations de transport relient ces réseaux régionaux aux unités de production.

Pour le transport par camions, nous avons également distingué les schémas de distribution au niveau des régions et des schémas de transport entre les régions et les unités de liquéfactions ou les centres de conditionnement.

Afin de raisonner par régions, nous avons regroupé les stations service en paquets selon les règles décrites dans la section suivante.

Agrégation des stations :

On regroupe les stations pour pouvoir évaluer correctement les longueurs des canalisations de transport et de distribution. En effet, les canalisations de transport vont assurer l'acheminement de l'hydrogène vers les régions depuis les unités de production alors que les canalisations de distribution vont assurer l'acheminement final de l'hydrogène au sein des régions.

Le but d'une telle fonction d'agrégation des stations [Patay et al, 2006] est de regrouper les stations en paquets et d'affecter à chaque paquet un barycentre. C'est ensuite ce barycentre qui sert à la détermination des flux primaires entre les unités de production et les régions. L'algorithme développé portera le nom de « algorithme par regroupements simultanés d'éléments proches ». Notre algorithme crée une solution heuristique au problème de regroupement des stations afin d'avoir des paquets de taille inférieure à un seuil maximal, mais pas forcément de taille identique. Ce qui compte, c'est que l'éloignement entre toutes les stations d'un même groupe soit environ constant dans tous les paquets. L'algorithme regroupe les stations les plus proches 2 à 2 et leur affecte un barycentre, puis, les barycentres ainsi formés 2 à 2 jusqu'à l'obtention du nombre de groupes souhaité. Une illustration sur 2 000 stations localisées en France et au Benelux devant être regroupées pour former environ 100 paquets de 400 stations au maximum, est donnée par la Figure 36.

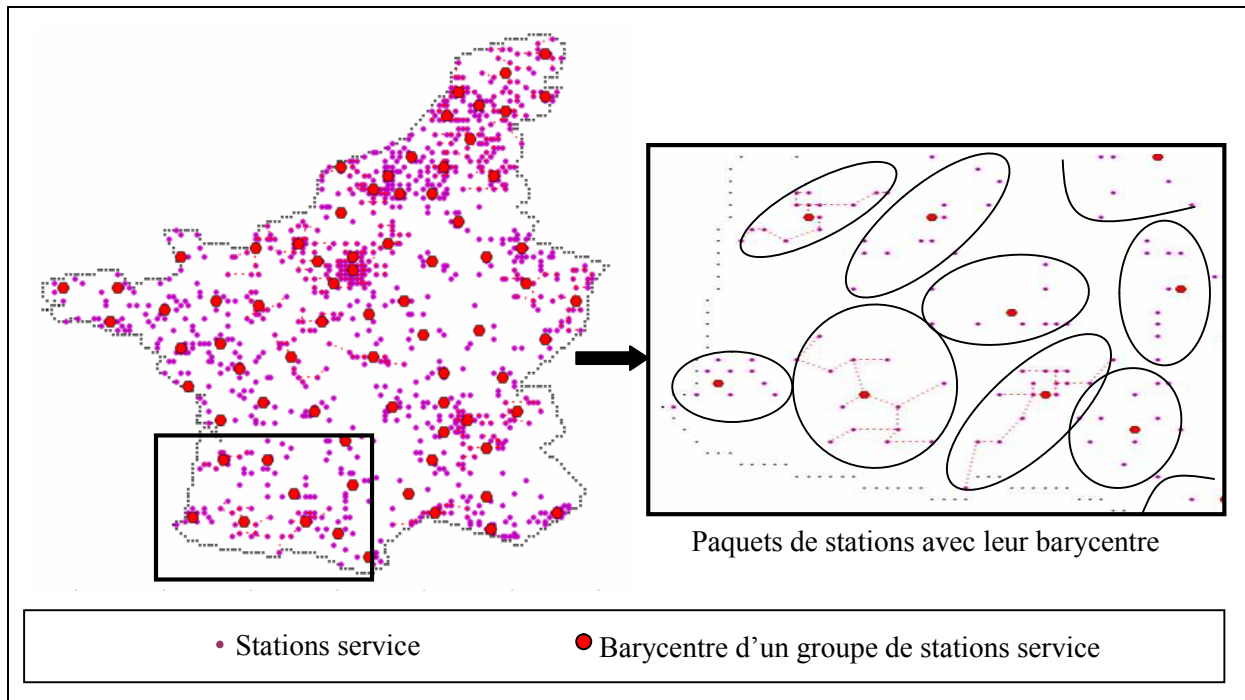


Figure 36 : Découpage de 2 000 stations en une centaine de régions

Une fois les stations regroupées par régions, nous devons allouer l'ensemble des stations de chaque région à un centre d'approvisionnement qui peut être directement une unité de production, un liquéfacteur ou un centre de conditionnement.

Rattacher les barycentres des stations à un centre d'approvisionnement

- Stations raccordées au réseau :

Les stations de type 1, 2 ou 3 (sans production sur site) sont raccordées au reste des éléments logistiques puisqu'elles sont approvisionnées de façon centralisée.

Afin de déterminer l'élément par lequel les stations d'une région seront approvisionnées, on calcule la distance euclidienne entre chaque groupe de stations (leur barycentre) et tous les centres de conditionnement, tous les liquéfacteurs, toutes les unités de production

On rattache le **groupe de stations à l'élément le plus proche**. S'il y a égalité entre deux éléments, on favorise les centres de conditionnement, puis les liquéfacteurs, puis les unités de production (par reformage, puis électrolyse conventionnelle, électrolyse haute température, gazéification). On rattache également chaque groupe au liquéfacteur le plus proche et au centre de conditionnement le plus proche, car dans le cas où une partie de la demande se fait sous forme liquide ou en réservoirs échangeables, il faut forcément rattacher les groupes de stations à ces éléments.

Lorsque l'on rattache les groupes de stations à l'élément le plus proche, ainsi qu'au liquéfacteur le plus proche et au centre de conditionnement le plus proche, trois cas de figure se présentent. Dans chaque cas, on détermine la part du flux unitaire qui traverse les éléments les plus proches, ce qui va déterminer le type des stations du groupe.

Cas n°	1	2	3
Élément le plus proche	Centre de Conditionnement	Liquéfacteur	Unité de production

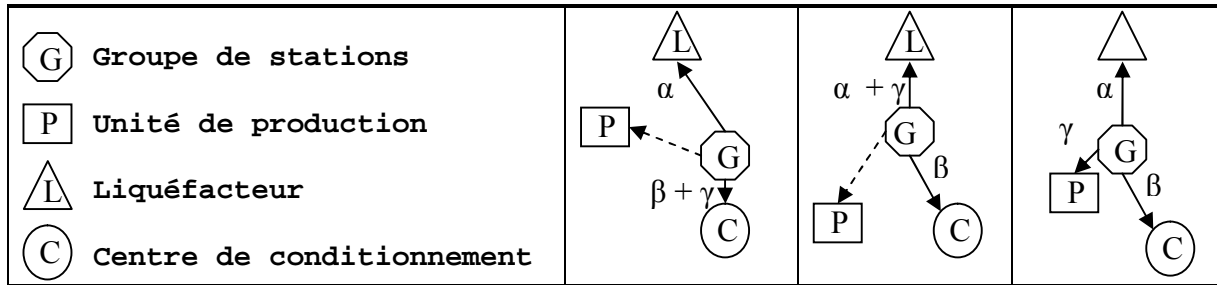


Tableau 47 : Cas de raccordement des groupes de stations en fonction de l'élément le plus proche

- Stations avec production sur site :

Pour ces stations, on va seulement chercher le centre de conditionnement le plus proche et le liquéfacteur le plus proche car l'hydrogène sous forme gazeuse n'a pas besoin d'être approvisionné, étant produit sur place. Par contre, la liquéfaction ne pouvant se faire à l'échelle d'une station service, si une partie de l'hydrogène doit être disponible en station sous forme liquide, il doit alors être approvisionné depuis un liquéfacteur.

On rattache chaque groupe au liquéfacteur le plus proche et au centre de conditionnement le plus proche, car dans le cas où alpha et beta ne sont pas nuls, il faut forcément rattacher les groupes de stations à ces éléments.

Lorsque l'on rattache ces groupes de stations au liquéfacteur le plus proche et au centre de conditionnement le plus proche on affecte la part du flux unitaire qui traverse ces éléments.

Une fois que toutes les régions de stations sont affectées à un centre d'approvisionnement, il faut affecter les centres de conditionnement.

Rattacher les centres de conditionnement à un centre d'approvisionnement

On calcule la distance euclidienne entre chaque centre de conditionnement et tous les liquéfacteurs, toutes les unités de production.

On rattache le **centre de conditionnement au centre d'approvisionnement le plus proche** parmi toutes les unités de production et les liquéfacteurs. S'il y a égalité entre deux éléments, on favorise les liquéfacteurs, puis, parmi les unités de production, le reformage, puis l'électrolyse conventionnelle, l'électrolyse haute température et la gazéification.

Lorsque l'on rattache le centre de conditionnement au centre d'approvisionnement le plus proche on affecte le flux du centre de conditionnement à l'élément en question.

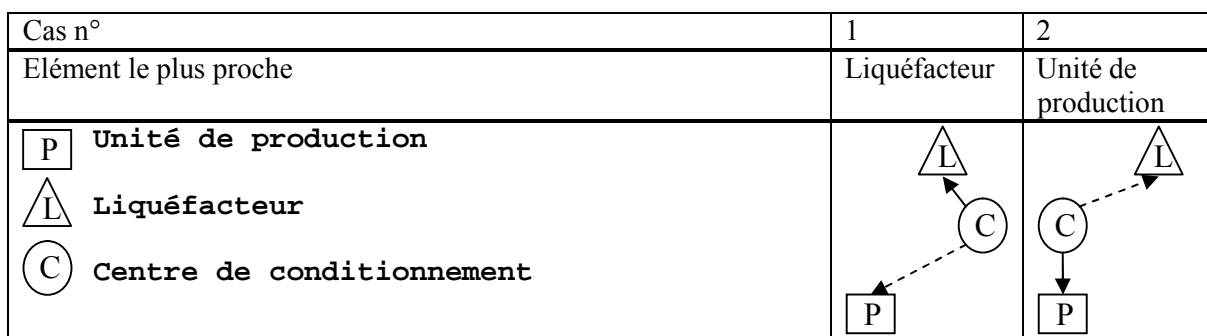


Tableau 48 : Cas de raccordement des centres de conditionnement en fonction de l'élément le plus proche

Enfin, on finit l'affectation des flux en affectant tous les liquéfacteurs à une unité de production.

Rattacher les liquéfacteurs à une unité de production

On cherchera parmi toutes les unités de production, laquelle est la plus proche. S'il y a égalité entre deux unités de production on privilégiera le reformage, puis l'électrolyse conventionnelle, l'électrolyse haute température et la gazéification. Concernant les centres de liquéfaction d'hydrogène, nous considérons que le flux sortant est égal au flux entrant. Cela suppose que nous négligeons les pertes par évaporation au niveau de ce procédé. Cela ne reflète pas la réalité et ces pertes peuvent d'ailleurs atteindre 15% en pratique. Cette hypothèse est une première approximation et pourrait être revue dans un modèle plus précis.

II.4. Calcul des besoins logistiques

Une fois que les flux ont été affectés, nous devons mettre en place les moyens logistiques nécessaires. Comme nous l'avons vu à la Figure 9, les éléments entre lesquels passe un flux d'hydrogène déterminent le moyen de transport à utiliser parmi les canalisations, les camions cryogéniques, les camions avec cylindres et les camions pour le transport de rack amovibles. Par exemple, entre un centre de liquéfaction et une station service, nous devons utiliser les camions cryogéniques. Nous allons présenter l'ensemble des règles permettant d'estimer les besoins logistiques.

Nombre de camions requis :

Le nombre de camions nécessaires entre deux points est calculé en fonction de la quantité à transporter et de la durée de la livraison entre ces deux points (temps de parcours + temps de chargement et de déchargement du camion). On évalue ces besoins en envisageant comme schéma de distribution des **livraisons directes**, d'un client à la fois. On n'envisage donc pas des tournées de véhicules. Ce schéma est celui qui se pratique la plupart du temps aujourd'hui pour les clients industriels approvisionnés en hydrogène liquide et en vrac. Cette hypothèse constitue une première approche satisfaisante mais devrait être affinée dans le cas d'une étude plus microscopique.

Le nombre de camions nécessaires est donc évalué par la formule suivante :

$$Nb_camions = \sum_{i,j} Nb_camions_{i,j}, \quad \forall (i,j) \text{ de couple origine-destination}$$

Avec :

- $Nb_camions$ = le nombre des camions nécessaires pour l'ensemble du territoire
- $Nb_camions_{i,j}$ = le nombre des camions nécessaires entre les éléments i et j.

Le nombre de camions nécessaires entre deux points est calculé en fonction de la quantité à transporter et de la durée de la livraison entre ces deux points (temps de parcours + temps de chargement et de déchargement du camion).

$$Nb_camions_{i,j} = \frac{Nb_AR_{i,j} \times durée_AR_{i,j}}{dispo_camions}$$

Où :

$$Nb_AR_{i,j} = \frac{Flux_{i,j}}{capa_camions} \times nb_heures$$

$$durée_AR_{i,j} = \frac{2 \times dist_{i,j}}{vitesse_camion} + tps_remplissage + tps_vidage$$

Avec :

- $Flux_{i,j}$ = Flux à transporter les éléments i et j (en Nm³/h).
- $capa_camions$ = capacité des camions utilisés pour le transport (en Nm³).
- $Nb_AR_{i,j}$ = nombre d'aller-retour à faire entre les éléments i et j.
- $dist_{i,j}$ = distance entre les éléments i et j (en km).
- $vitesse_camion$ = vitesse moyenne des camions (en km/h).
- $tps_remplissage$ = temps nécessaire au remplissage du camion (en h).
- tps_vidage = temps nécessaire au vidage du camion (en h).
- $durée_AR_{i,j}$ = durée d'un aller-retour entre les éléments i et j (en h).

Donc :

$$Nb_camions_{i,j} = \frac{Flux_{i,j}}{capa_camions} \times nb_heures \times \frac{1}{nb_heures_dispo}$$

$$\times \left(\frac{2 \times dist_{i,j}}{vitesse_camion} + tps_remplissage + tps_vidage \right)$$

Ainsi :

$$Nb_camions = \frac{nb_heures}{nb_heures_dispo} \times \frac{1}{capa_camions}$$

$$\times \sum_{i,j} \left(Flux_{i,j} \times \left(\frac{2 \times dist_{i,j}}{vitesse_camion} + tps_remplissage + tps_vidage \right) \right)$$

Cette formule nous donne le nombre de camions utiles entre deux points. A cela, il faut ajouter les camions en maintenance. Pour cela nous avons introduit un pourcentage de camions en maintenance par rapport au nombre de camions utiles.

Nombre de kilomètres à parcourir

Afin de calculer les coûts d'exploitation relatifs au transport par camion, nous devons déterminer les kilomètres parcourus par l'ensemble des camions. Cela nous permet de calculer les coûts de carburants.

$total_km = \sum_{i,j} (2 \times dist_{i,j} \times Nb_AR_{i,j})$ = nombre total de kilomètres à parcourir par l'ensemble des camions

Nombre d'heures de transport

Enfin, les autres coûts que nous devons calculer sont ceux relatifs au salaire des chauffeurs de camions. Pour calculer ceux-ci, nous devons calculer la somme des heures de travail requises pour les chauffeurs de camion.

$$total_heures = \sum_{i,j} (durée_AR_{i,j} \times Nb_AR_{i,j}) = \text{le temps de travail total requis pour les chauffeurs de camion.}$$

chauffeurs de camion.

Longueurs de canalisations

Nous devons déterminer les longueurs de canalisations de distribution et de transport engendrées par l'affectation des flux.

Tout d'abord, nous avons déterminé une règle afin d'évaluer la distance de canalisation requise entre deux points A et B. Nous avons choisi d'utiliser les plus courts chemins en escalier dans la grille de simulation (cf. illustration Figure 37). Ce tracé permet de simplifier les calculs car il est alors facile de déterminer la distance parcourue dans chaque case de la grille, par rapport à un tracé en ligne droite. Or cette distance par case est importante à déterminer car le coût des canalisations est différent dans chaque case de la grille puisqu'il dépend de la densité de population.

L'avantage de ces tracés est également qu'ils permettent de faire un tracé relativement proche de la ligne droite et d'introduire un coefficient de l'ordre de 1,2 qui correspond au coefficient qu'on rencontre en pratique entre la ligne droite et le tracé réel d'une canalisation du fait des contraintes de terrain et de zones non traversables.

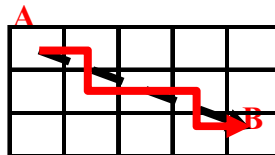


Figure 37 : Tracé d'une canalisation entre deux points A et B sur la grille de simulation

Les canalisations de transport sont donc évaluées de cette façon chaque fois que l'on relie un élément (liquéfacteur, centre de conditionnement ou groupe de stations) à une unité de production.

Concernant les canalisations de distribution, nous avons créé des réseaux au sein des régions à l'aide d'un algorithme de recouvrement minimum. Ainsi, dans chaque région formée à l'aide de l'algorithme d'agrégation des stations, nous avons déterminé l'arbre de recouvrement minimum (cf. Figure 38) et avons évalué sa longueur à l'aide de tracés en escalier.

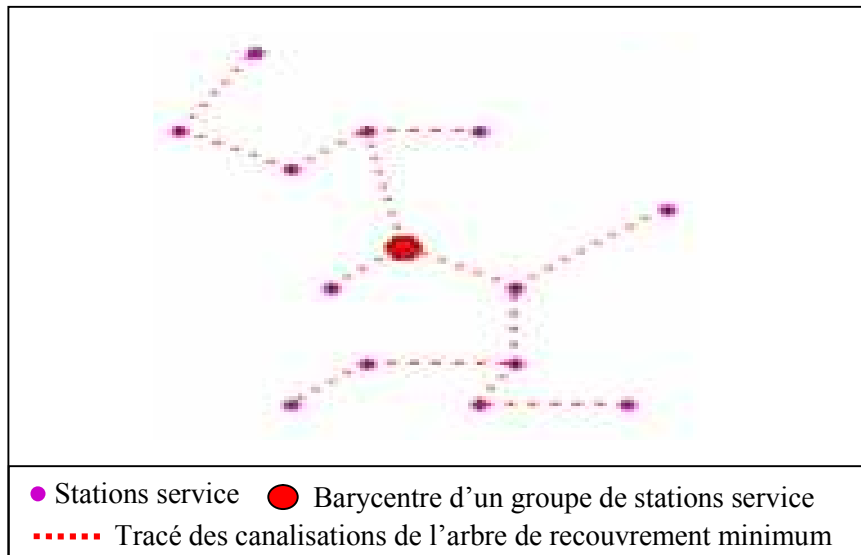


Figure 38 : Arbre de recouvrement minimum au sein d'un groupe de stations et de leur barycentre

II.5. Conclusion

Cette étape de modélisation du réseau logistique et du choix des hypothèses à considérer, a été une étape importante qui nous a pris plusieurs mois s'appuyant sur des visites de sites industriels, des rencontres avec des responsables logistiques et une étude comparative des différentes filières pouvant s'apparenter aux schémas de distribution de l'hydrogène carburant. Ces hypothèses constituent donc un résultat très important car il apporte une vision globale de cette logistique souvent vue par parties.

III. Construction des fonctions de coût par surfaces de réponse

Dans ce chapitre nous présentons le choix du plan d'expériences que nous avons mis en place pour obtenir des surfaces de réponse de bonne qualité mais avec des contraintes industrielles de temps d'exécution. Par ailleurs, nous présentons le choix des surfaces de réponse en compromis de la qualité attendue et des difficultés d'optimisation de ces surfaces.

III.1. Choix du plan d'expérience

Il faut noter que notre objectif pour l'utilisation du plan d'expérience n'est pas de comprendre et connaître le phénomène mais bien de s'en servir pour optimiser celui-ci. Nous avons donc fait une revue de tous les plans d'expérience abordés dans la littérature [Goupy, 2006] pour choisir ceux qui s'adaptent le mieux à notre problématique qui est celle de simulations coûteuses en temps de calcul et d'un nombre de variables d'entrée limité à 10.

Les plans pour simulation numérique, tels que le krigeage, ne s'appliquent pas dans notre cas, car nos simulations numériques ne sont pas constantes, mais la réponse dépend de paramètres aléatoires.

III.1.1. Plans complets

Dans un premier temps, nous nous sommes orientés vers des plans complets. Ces plans consistent à discrétiser le domaine de validité de chaque variable puis de déterminer toutes les combinaisons de ces

valeurs discrétisées. La discrétisation peut être régulière ou non, et le nombre de points de discrétisation par variable peut-être identique pour toutes les variables ou non.

Le nombre de jeux de données ainsi créés correspond au produit des valeurs des paramètres de discrétisation de chaque variable. Un exemple est donné à la Figure 39.

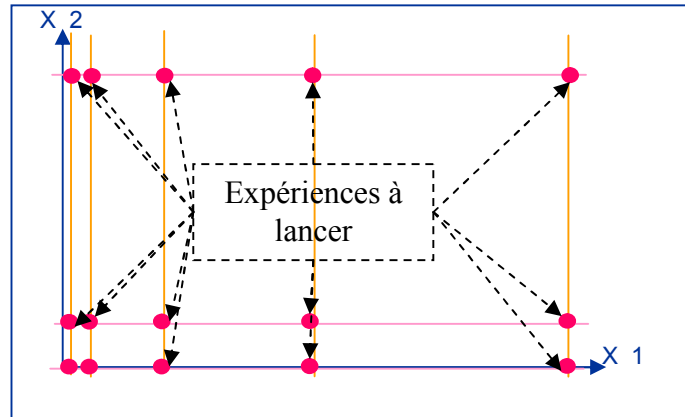


Figure 39: Exemple de plan complet avec 5 valeurs de discrétisation pour la variable X₁ et 3 pour la variable X₂ : 3x5=15 expériences

Compte tenu du nombre de variables que nous avons, on voit vite qu'un plan complet va être très gourmand en nombre d'expériences. Etant donné qu'une simulation a été évaluée en moyenne à 15 secondes avec notre outil ODHISSE'2050 et pour ce genre de plan qui a l'avantage de nous permettre de grouper certains calculs, nous avons évalué les temps de calculs nécessaires pour l'ensemble des simulations au Tableau 49.

Nombre de variables	10	10	10	10
Nombre de points de discrétisation par variable	2	3	4	5
Nombre de simulations à effectuer	1 024	59 049	1 048 576	9 765 625
Temps d'exécution évalué (en heures)	4	246	4 369	40 690
Temps d'exécution évalué (en jours)	0.18	10.25	182.04	1 695.42

Tableau 49 : Nombre de simulations à effectuer et temps de calcul

Ainsi, pour une discrétisation par trois valeurs de l'espace de chaque variable, nous aurions besoin de 10 jours de calculs. Ces temps n'étant pas acceptables et étant donné la dispersion des expériences dans l'espace de validité des variables, nous n'avons pas retenu ce plan.

Sachant que les durées de calculs pourraient être diminuées en utilisant un autre langage de programmation, ce plan pourrait être envisagé s'il s'avérait nécessaire à l'obtention de bons résultats de régression. Une maquette en C de notre outil de simulation effectuait les mêmes calculs en un temps 50 fois plus faible que la version en Python. Si nous redéveloppons le simulateur dans un langage plus performant, cela nous permettrait d'envisager un plan complet, mais cela n'a pu être possible dans le cadre de cette thèse.

III.1.2. Plans en hypercube latin

Les plans en hypercube latin consistent à discrétiser le domaine de validité de chaque variable selon un paramètre de discrétisation constant pour le plan puis de créer autant d'expériences que la dimension de discrétisation du plan. Le nombre de jeux de données ainsi créés correspond à la valeur du paramètre de discrétisation de la méthode.

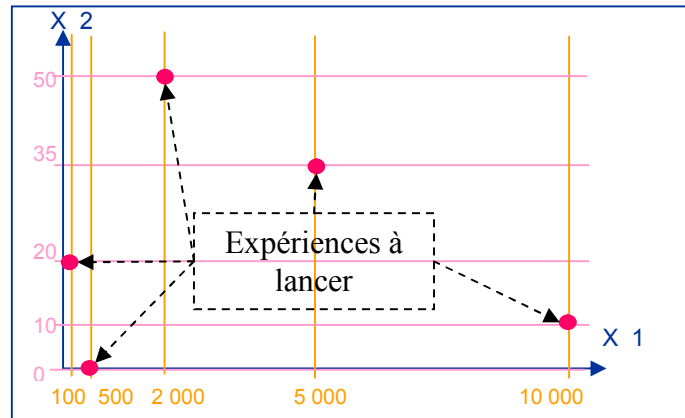


Figure 40: Exemple de plan latin avec 5 valeurs de discrétisation : 5 expériences

En prenant un paramètre de 1000 pour la discrétisation nous obtenons un très bon quadrillage de l'espace de validité des variables avec seulement 1000 expériences. Toutes les combinaisons de valeurs de variables ne sont pas traitées, mais nous verrons que la qualité des régressions obtenues avec ces plans sont très bonnes. Par contre, ce genre de plan d'expérience ne permet pas certains regroupements de calculs que nous permettait le plan complet et de ce fait, le temps d'exécution moyen par expérience est ramené à 3 minutes. Ainsi, 1000 expériences requièrent 50 heures de calcul. Nous avons retenus ce type de plans d'expériences pour les calculs présentés au chapitre 4 ; toutefois, ODHISSE'2050 permet d'effectuer les deux catégories de plans.

III.2. Construction des surfaces de réponse

Les surfaces de réponse peuvent être représentées par des fonctions de nature différente, de plus en plus complexes. Il faut donc faire un compromis entre la difficulté de manipulation liée à la complexité des fonctions et la qualité de représentation des fonctions choisies. Les fonctions les plus simples à manipuler sont les fonctions polynomiales. Les fonctions radiales sont utilisées pour l'approximation et l'interpolation de fonctions dans divers domaines.

Après avoir testé les fonctions polynômiales du premier, du second et du troisième degré, nous avons choisi dans notre cas de faire une approximation par les **fonctions polynômiales du second degré**. Ce choix s'est fait par rapport à la qualité des régressions obtenues sur un certain nombre d'expérimentations.

III.2.1. Construction des surfaces par la méthode des moindres carrés

On cherche le polynôme des variables de décision qui représente la valeur du coût des simulations. On fait un calcul de régression par les moindres carrés pour l'ensemble des points de simulation et ce, pour chaque période p de l'horizon.

On cherche à déterminer les coefficients de la fonction polynomiale pour que celle-ci permette d'avoir l'écart le plus faible possible entre le coût de chaque point de simulation obtenu pour chaque période de l'horizon et le coût fourni par cette fonction pour les mêmes valeurs des variables de décision X_1 à X_{10} . Le coût pour une « configuration d'infrastructure c » est donné par la formule suivante :

$$cout[c] = a_0 + \sum_{i=1}^{10} (a_i \times X_i) + \sum_{i=1}^{10} \sum_{j>=i}^{10} (a_{ij} \times X_i \times X_j) + u$$

Avec :

- a_0 = coefficient constant de la fonction polynomiale
- a_i = coefficient du terme en X_i de la fonction polynomiale
- a_{ij} = coefficient du terme en $X_i X_j$ de la fonction polynomiale
- u = erreur entre le métamodèle et la mesure

On résout le problème de minimisation de l'erreur u par un calcul matriciel reposant sur la méthode de gauss.

III.2.2. Indicateurs de qualité de la régression

Afin d'évaluer la qualité des régressions, nous avons utilisé trois indicateurs [Jin et al., 2000].

Le **R square** mesure la précision de l'ajustement d'une régression. Il se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$RSQUARE = 1 - \frac{\sum_{c=1}^n (cout[c] - cout_meta\ mod\ el[c])^2}{\sum_{c=1}^n (cout[c] - Moyenne_cout)^2}$$

Avec

- c = configuration d'infrastructure
- n = nombre de configurations d'infrastructure simulées
- $cout[c]$ = la valeur obtenue en sortie de simulation
- $cout_meta\ mod\ el[c]$ = la valeur calculée par le métamodèle de régression
- $Moyenne_cout$ = la moyenne des valeurs obtenues en sortie de simulations

Le **RAAE** (Relative Average Absolute Error) calcule l'erreur relative absolue moyenne et est donné par la formule suivante :

$$RAAE = \frac{\sum_{c=1}^n |cout[c] - cout_meta\ mod\ el[c]|}{n \times STD}$$

Dans la formule précédente, on utilise la déviation standard qui est donnée par la formule suivante :

$$STD = \sqrt{\frac{1}{n-1} \times \sum_{c=1}^n (cout[c] - Moyenne_cout)^2}$$

Enfin, le **RMAE** (Relative Maximum Absolute Error) mesure l'erreur relative absolue maximale et est donné par la formule suivante :

$$RMAE = \frac{\max \left(\begin{array}{l} |cout[1] - cout_metamodel[1]|, \\ |cout[2] - cout_metamodel[2]|, \\ \dots \\ |cout[n] - cout_metamodel[n]| \end{array} \right)}{STD}$$

Nous indiquerons la valeur de ces indicateurs pour chacun des tests présentés au chapitre 4 et nous verrons qu'ils sont globalement bons.

Par ailleurs, nous avons fait une analyse montrant une corrélation forte entre l'écart type des simulations et l'écart entre la régression et la valeur moyenne des simulations. Cela montre que pour les expériences où les simulations sont dispersées, la régression est de moins bonne qualité.

III.2.3. Choix d'une régression globale

Plusieurs façons d'envisager la régression sont possibles à partir des coûts présentés à la section III.2. du Chapitre 3. En effet, la régression peut être faite :

- sur l'ensemble des coûts comptés dans les **dépenses annuelles**

$$D_n = CAGF + CAGV \times DAG,$$

(avec DAG=Demande annuelle moyenne globale)

- sur les **coûts fixes** (CAGF: coût annualisé global, partie fixe (k€ /an)) d'une part et sur les **coûts variables** (CAGV : coût annualisé global, partie variable (k€/Nm3/h)) d'autre part,
- sur **chacun des types de coûts séparément** (CAGF, CIAGV : coût d'investissement annualisé global, partie variable (k€/Nm3/h), C_elect : consommation d'électricité (kWh/Nm3), C_gaz : consommation de gaz naturel (m3/Nm3), C_biomasse : consommation de biomasse (GJ/Nm3), C_carburant : consommation de carburant (l/Nm3), E_CO2 : émissions de CO₂ (tCO₂/Nm3),
- avec des regroupements autres.

Nous avons alors regardé l'impact, en termes d'écart type moyen sur le résultat de 100 simulations, de chacun de ces coûts que nous présentons dans le Tableau 50.

	Dn	CAGF	CAGV	C_elect	C_gaz	C_biomasse	C_carburant	CIAGV
Ecart type moyen	4%	8%	9%	15%	23%	131%	73%	15%

Tableau 50 : Exemple d'écarts type sur différents coûts à partir de 100 simulations

On constate sur cet exemple que la régression est de bien meilleure qualité si elle est faite sur les dépenses annuelles globales. Cela montre que des effets de compensation sur les différents coûts se produisent et que la considération du coût total donnera de meilleurs résultats. Nous avons validé cette proposition en calculant les indicateurs de qualité de régression pour ces différentes possibilités de régression.

III.2.4. Choix de la valeur moyenne de plusieurs simulations

Nous avons donc fait le choix d'une régression sur le coût total. Ensuite, deux options se sont posées à nous :

- Devons nous faire une régression sur la moyenne des tirages aléatoires, la valeur minimale, la moyenne moins l'écart type, ... ?
- Et, combien de tirages devons-nous faire ?

En effet, la régression sur la moyenne représenterait un cas non optimal car ne correspond pas à la plus petite valeur de coût obtenue. Si on prend la valeur minimale des résultats, on sera très proche d'un cas de configuration optimisée. Toutefois, cela peut sembler irréaliste et on imagine que le schéma proposé sera soumis à des contraintes que nous ne pouvons pas envisager pour l'instant et qui ne permettront pas d'atteindre cette configuration théorique optimale aujourd'hui.

Sur la base de certaines expérimentations, nous avons retenu la moyenne, plus simple à mettre en œuvre, plus précise et aussi plus proche de ce qu'on imagine comme le degré d'optimisation futur de ces configurations.

En ce qui concerne le choix du nombre de tirages, nous avons comparé l'impact de faire 100 simulations, 50 ou 20.

Nb de tirages aléatoires	100	50	20
Ecart type	4%	3,99%	3,95%
Ecart avec la moyenne pour 100 tirages aléatoires		0,32%	0,64%

Tableau 51 : Influence du nombre de tirages sur l'écart type

La différence étant très faible, nous avons choisi une valeur nous permettant d'avoir des temps de calcul relativement raisonnables. **Nous avons choisi de faire 50 itérations et d'en garder la moyenne.**

III.2.5. Homogénéisation de la matrice

Pour obtenir une régression de bonne qualité, il est important d'avoir une matrice à inverser homogène. Pour cela, nous avons introduit des coefficients d'atténuation pour homogénéiser les lignes de la matrice. Ainsi, pour les stations nous avons introduit un coefficient de 10^{-3} et pour les autres variables de 10^{-1} .

Nous avons par ailleurs essayé d'introduire des coefficients de correction de façon itérative, mais les résultats n'ont pas été probants.

III.2.6. Analyse des résultats de régression

Les résultats proposés dans ce chapitre permettent de mettre en évidence la bonne qualité de la régression mise en place, à l’aide des indicateurs introduits au chapitre III.2.2. et d’une représentation graphique des écarts entre les résultats de simulation et le résultat obtenu par calcul à partir du métamodèle.

Le Tableau 50 présente la valeur des indicateurs pour tous les scénarios présentés au Chapitre 4 et pour chaque période de l’horizon d’étude.

		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
B1_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B2_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	1
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0	0,1
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6		1,3	RMAE	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5
B3_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	1	B4_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	1
	RAAE	0	0	0	0	0	0	0,1		RAAE	0	0	0	0	0	0	0,1
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8		RMAE	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	1
H1_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	0,9	0,9	H2_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	1
	RAAE	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2		RAAE	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	1,6	1,5		RMAE	0,2	0,2	0,2	0,4	0,8	1,9	1,1
H3_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	H4_ref	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	1	1,2		RMAE	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1,5	1,4
B1_GN_h	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B1_Elec_h	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	1,5		RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	1,3
B1_GN_b	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B1_Elec_b	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0,1	0,1	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	1,3		RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	1,4
B1_Bio_h	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B1_Carbu_h	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	1,3		RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	1,5
B1_Bio_b	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B1_Carbu_b	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	1,5		RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	1,4
B1_C02_cst	Rsquare	1	1	1	1	1	1	0,9	B1_C02_Hulot	Rsquare	1	1	1	1	1	0,9	0,9
	RAAE	0	0	0	0	0	0,1	0,2		RAAE	0	0	0	0	0	0,2	0,2
	RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	1,6		RMAE	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	1,3	1,7

Tableau 52 : Mesure de la performance de la régression

On note donc une très bonne qualité des régressions avec une dégradation pour la période 7.

Afin d’illustrer cette qualité de régression, nous donnons une comparaison graphique en Figure 41 entre le résultat de la simulation (cost) pour 1 000 configurations différentes (en abscisse) et le résultat pour ces mêmes points du métamodèle obtenu à partir de ces configurations (metamodel). Nous pouvons constater une bonne corrélation que traduit l’indicateur Rsquare élevé.

Par ailleurs, nous avons testé la qualité prédictive de la régression. Pour cela, nous avons simulé de nouvelles configurations et nous avons comparé le coût obtenu par simulation et le coût calculé par le modèle obtenu. Nous observons pour ces 100 nouveaux points de simulation, une très bonne corrélation entre le résultat du métamodèle et le coût de la simulation.

Notre modèle est donc un bon **métamodèle prédictif**. Cette comparaison graphique est présentée avec la Figure 41 et la Figure 42 pour les périodes 1 et 7 respectivement du scénario de référence H1_ref.

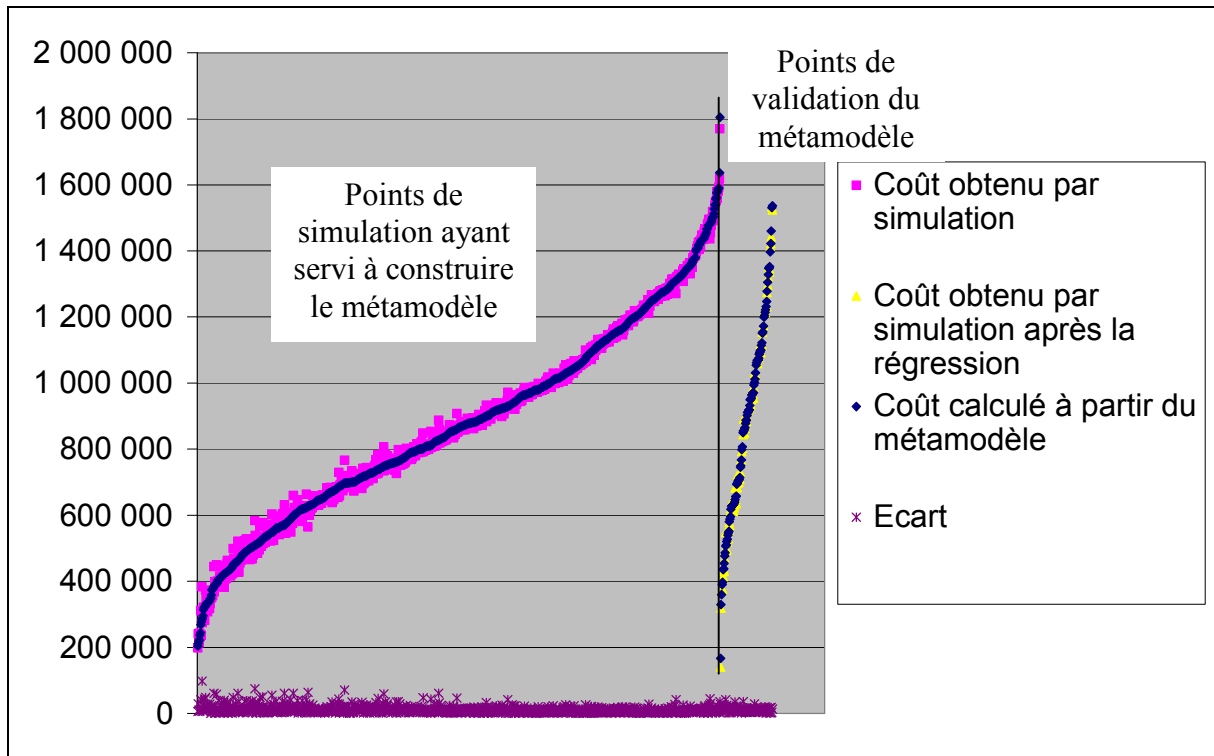


Figure 41: Comparaison entre simulation et métamodèle. Scénario H1_ref, Période 1

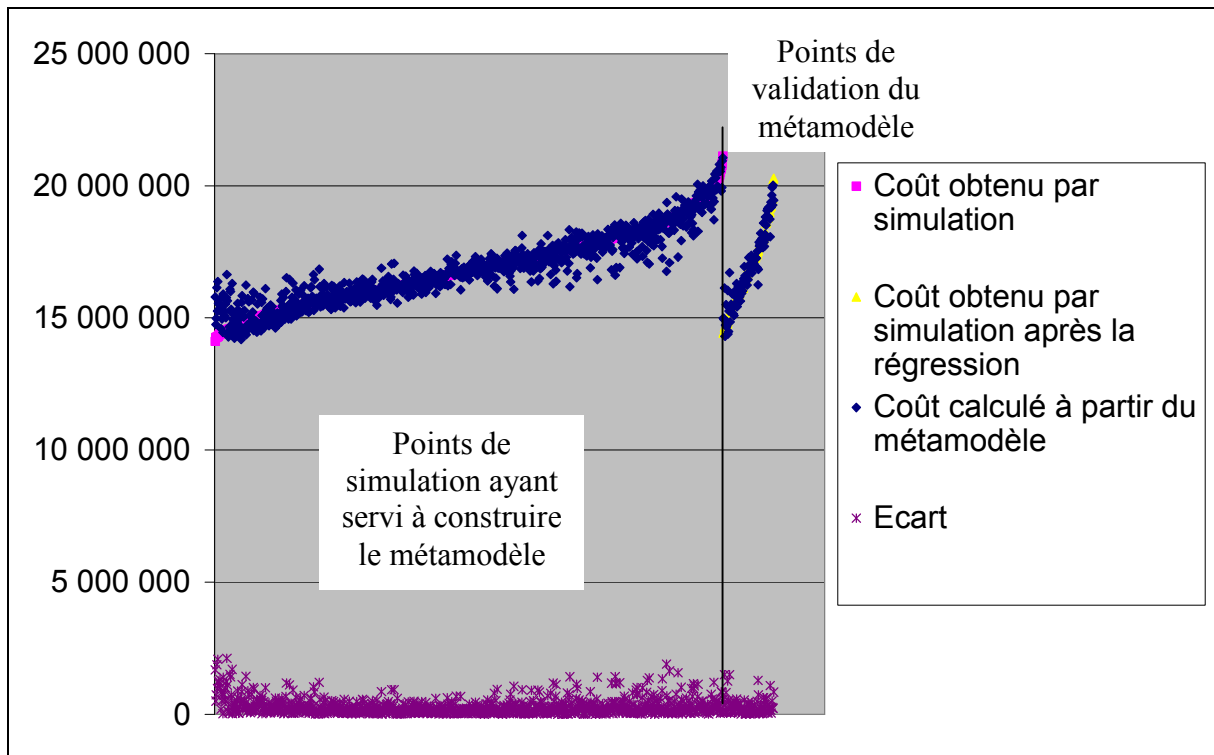


Figure 42: Comparaison entre simulation et métamodèle. Scénario H1_ref, Période 7

On constate sur le graphique de la Figure 42 et dans le Tableau 52, que la régression est de moins bonne qualité à la période 7.

Notre confiance est donc plus basse pour le long terme mais les coefficients d'actualisation vont permettre de contrebalancer cet effet.

Nous avons essayé d'interpréter le comportement de la fonction de coût par rapport aux paramètres d'entrée mais cette analyse est très difficile pour une fonction polynômiale du second degré avec 10 variables.

Enfin il est important de noter qu'aucune validation ne peut, à proprement parler, être faite sur notre module de simulation ; aucun système réel ne permettant de faire de comparaison.

IV. Conclusion du Chapitre 5

Dans ce Chapitre 5 nous avons présenté les **simulations de Monte Carlo que nous avons conçues afin d'obtenir le coût d'une configuration donnée.**

Nous avons explicité chacune des fonctions mises en place dans une simulation. Nous avons en particulier présenté les fonctions permettant de **localiser les stations service de façon aléatoire** et de les regrouper par un « **algorithme par regroupements simultanés d'éléments proches** ».

Les **principales hypothèses** prises pour la construction des solutions par simulation concernent la localisation des stations et des unités de production, proportionnellement à la densité de population ; les affectations de flux qui se font vers l'élément d'approvisionnement le plus proche, sans considération de coût et avec une préférence pour les centres de conditionnement, puis les liquéfacteurs et enfin les unités de production ; et enfin, les livraisons par camions qui sont approximées par des livraisons en direct et non par des tournées.

Par la suite nous avons justifié le choix d'un **plan d'expériences en hypercube latin** permettant de limiter considérablement le nombre de calculs à effectuer et donnant des régressions de très bonne qualité avec des indicateurs de régression Rsquare proche de 1.

Nous avons également déterminé la nature des fonctions de régressions sous forme de **polynômes du second degré.**

Nous pouvons conclure que nous obtenons des **fonctions de coût de très bonne qualité**, car nous obtenons de bonnes corrélations avec les points simulés. L'expression de ces fonctions se fait sans recours au nombre de camions et longueurs de canalisation mais intègrent ces éléments de façon indirecte.

Chapitre 6 – Optimisation de surfaces de réponse non convexes

Préambule :

Dans ce chapitre nous allons présenter le modèle d'optimisation que nous avons élaboré pour résoudre le problème caractérisé au Chapitre 1. Le modèle d'optimisation présenté s'inscrit dans l'approche de résolution caractérisée au Chapitre 2 et présentée au Chapitre 3. Le Chapitre 5 ayant permis d'explicitier la fonction de coût du modèle à minimiser, nous présentons dans ce Chapitre 6 le détail de notre modèle avec les variables d'optimisation, les paramètres d'entrée, ainsi que les contraintes qui portent sur les variables. Une caractérisation du type de problème traité sera alors proposée en fonction de la nature de la fonction de coût, de la nature des variables et de la nature des contraintes.

Par la suite, nous justifierons et expliquerons la méthode d'optimisation heuristique que nous avons développée pour résoudre ce modèle.

Table des matières :

- I. DESCRIPTION DU MODELE D'OPTIMISATION
 - I.1. Paramètres et variables
 - I.2. Fonction objectif
 - I.3. Contraintes
 - I.3.1. Contraintes à l'intérieur de chaque période (CP)
 - I.3.2. Contraintes de continuité (CC)
 - I.3.3. Contraintes indépendantes par variable
 - I.3.4. Matrices des contraintes
 - I.4. Conclusion
- II. RESOLUTION
 - II.1. Méthodes pour l'optimisation de fonctions non convexes
 - II.1.1. Optimisation globale
 - II.1.2. Recherche locale
 - II.1.3. Recherche Tabou
 - II.1.4. Recuit simulé
 - II.1.5. Algorithmes génétiques
 - II.1.6. Conclusion
 - II.2. Description de l'heuristique proposée
 - II.2.1. Heuristique pour l'élaboration de solutions initiales différentes
 - II.2.2. Améliorations partielles successives
 - II.2.3. Condition d'arrêt
 - II.2.4. Nombre de points de départ
 - II.2.5. Difficultés et précautions
 - II.3. Qualité de l'heuristique proposée
 - II.3.1. Convergence de l'heuristique
 - II.3.2. Temps d'exécution
 - II.3.3. Comparaison avec un minorant
 - II.3.4. Qualité des solutions initiales
 - II.3.5. Saturation des bornes
 - II.4. Pistes d'amélioration
 - II.4.1. Regroupement de deux variables
 - II.4.2. Amélioration du choix des variables libres
- III. CONCLUSION DU CHAPITRE 6

I. Description du modèle d'optimisation

Dans ce chapitre, nous proposons un **modèle d'optimisation** pour **représenter le problème de déploiement d'infrastructure logistique de l'hydrogène**.

Au Chapitre 2, nous avons identifié le besoin de développer un outil permettant une planification multi-périodique du déploiement de l'infrastructure. Par ailleurs, nous avons identifié le besoin de travailler sur un horizon long terme afin de voir l'impact des choix initiaux sur le long terme et inversement. Ainsi, au Chapitre 4, nous avons élaboré des scénarios de demande sur le long terme, multi-périodiques discrétisés. Ainsi, notre modèle possède un horizon de temps long terme découpé en **périodes de tailles variables** exprimées en nombre d'années.

Au Chapitre 3, le choix d'établir une fonction permettant d'exprimer le coût de l'infrastructure à partir des seules variables représentant le nombre d'éléments en service, nous oriente à ne choisir que des **variables d'optimisation représentant le nombre d'équipements en service par période**.

Par ailleurs, nous faisons l'hypothèse que **tout élément d'infrastructure ou de production installé reste en service jusqu'à la fin de l'horizon**. C'est sous cette hypothèse que nous avons construit le modèle économique présenté au Chapitre 3 et notamment que nous avons intégré comme durée d'amortissement la durée de vie des équipements.

Le modèle économique choisi reposant sur la valeur actuelle nette, nous avons pris une hypothèse sur la façon d'annualiser et d'actualiser les coûts.

Concernant l'actualisation, les périodes de l'horizon étant caractérisées par une seule fonction de coût, nous avons fait le choix d'établir cette fonction pour la dernière année de chaque période. Ensuite, les coûts actualisés de chaque période sont égaux au produit du **coût annuel estimé** pour la **dernière année** de la période et d'un facteur d'actualisation calculé pour l'ensemble des années de la période. Le **coût annuel estimé** correspondant **aux coûts d'exploitation** engendrés par les flux permettant de satisfaire la demande de cette même année, augmenté des **coûts d'investissement annualisés**. La difficulté majeure a été de trouver une **façon réaliste de représenter ces coûts d'investissement annualisés**. La prise en compte des coûts d'investissement amortis et annualisés n'est en théorie pas possible à exprimer à l'aide des variables que nous avons choisies et qui représentent le nombre d'équipements en service pour chaque période, car elles ne permettent pas de connaître le nombre d'années de fonctionnement de l'équipement. Sachant qu'en théorie, un équipement est amorti sur un nombre d'années fini et qu'ensuite, il n'est plus compté comme amortissement, nous aurions besoin de savoir, pour chaque période, le nombre d'années depuis lesquelles les équipements en service ont été installés. Or les variables choisies dans notre modèle ne le permettent pas.

En réponse à ce problème, nous avons envisagé plusieurs options. Nous avons étudié l'apport d'un horizon glissant, mais cela ne permet pas non plus de considérer ce point. Une autre possibilité explorée a été de faire des régressions séparées des coûts d'investissement et d'exploitation ou de dédoubler les variables et d'avoir un raisonnement incrémental du nombre d'équipements (en ajoutant des variables représentant le nombre d'équipements supplémentaires par période). Les régressions séparées étant de qualité bien moindre, cette piste a été rejetée. Nous avons finalement choisi de représenter les coûts d'investissement annualisés avec un amortissement linéaire sur une période correspondant à la **durée de vie** des équipements. Pour autant, le modèle considère les coûts d'investissement ainsi annualisés sur un horizon infini. Ce point n'est pas un gênant si nous supposons que – sauf en cas de rupture technologique - tout équipement installé sera utilisé sur toute sa durée de vie et remplacé en cas de dysfonctionnement. Ainsi, si nous amortissons les coûts d'investissement sur la durée de vie, cela traduit notre raisonnement précédent et constitue un modèle acceptable.

Au chapitre 5, nous avons présenté le choix de l'élaboration d'une fonction de coût du **second degré** obtenue par régression. Ces fonctions de coûts élaborées pour chaque période serviront à construire la **fonction objectif du second degré** que nous chercherons à minimiser.

Dans ce chapitre et en nous basant sur les règles logistiques, nous présentons les **contraintes** permettant de rejeter les solutions techniquement ou logistiquement infaisables. Nous verrons que ces contraintes ont pu être formulées sous la forme de fonctions **linéaires**. Des contraintes de continuité sont bien intégrées dans le modèle mais supposent que certaines conditions soient satisfaites : La demande doit être croissante, la capacité minimale des équipements doit être constante et la capacité maximale des équipements doit être croissante au sens large.

A partir de ce modèle, le résultat de l'optimisation donnera donc le nombre d'équipements en place pour chaque période de l'horizon en réponse à un scénario de demande et de coût des énergies. Un autre élément important de la réponse du calcul d'optimisation sera la somme des coûts globaux engagés, et ramenés à un Nm³ d'hydrogène livré.

I.1. Paramètres et variables

Afin d'explicitier le modèle, nous avons utilisé un certain nombre de paramètres présentés dans cette section. Tout d'abord nous avons trois paramètres permettant de décrire l'horizon de temps.

- P : Nombre de périodes de l'horizon de temps
- N : Nombre d'années de l'horizon de temps
- $durée_p$: Durée en nombre d'années de la période p , $p \in [1...P]$

Ensuite, nous avons quatre paramètres permettant de caractériser un scénario de demande.

- $demande_p$: Demande moyenne d'hydrogène exprimée en Nm³/h à la période p et correspondant à une hypothèse prise pour la dernière année de la période p , $p \in [1...P]$
- $alpha_p$: Fraction de la demande moyenne d'hydrogène sous forme liquide en vrac, à la période p , $p \in [1...P]$
- $beta_p$: Fraction de la demande moyenne d'hydrogène conditionné dans des réservoirs amovibles, à la période p , $p \in [1...P]$
- $gamma_p$: Fraction de la demande moyenne d'hydrogène sous forme gazeuse en vrac, à la période p , $p \in [1...P]$. $gamma_p$ est tel que $gamma_p = 1 - alpha_p - beta_p$

Trois paramètres permettent ensuite de décrire la fonction de coût.

- a_p : Coefficient du terme constant du polynôme métamodèle du coût pour la période p , $p \in [1...P]$
- $a_{i,p}$: Coefficient du terme du premier degré i du polynôme métamodèle du coût pour la période p , $p \in [1...P]$
- $a_{i,j,p}$: Coefficient du terme du second degré i,j du polynôme métamodèle du coût pour la période p , $p \in [1...P]$

Enfin, quatre paramètres, portant sur les capacités et les nombres limite d'équipements, permettront d'écrire les contraintes du modèle.

- $CapaMin_{i,p}$: Capacité moyenne minimale en Nm³/h de l'équipement i à la période p , $p \in [1...P]$ et $i \in [1...10]$
- $CapaMax_{i,p}$: Capacité moyenne maximale en Nm³/h de l'équipement i à la période p , $p \in [1...P]$ et $i \in [1...10]$
- $BorneInf_{i,p}$: Borne inférieure du domaine de définition de la variable i à la période p pour que le modèle soit valide, $p \in [1...P]$ et $i \in [1...10]$
- $BorneSup_{i,p}$: Borne supérieure du domaine de définition de la variable i à la période p pour que le modèle soit valide, $p \in [1...P]$ et $i \in [1...10]$

Les **variables d'optimisation** représentant le nombre d'équipements en service par période sont explicitées avec les notations suivantes.

- $X_{i,p}$: le nombre d'éléments de type i en place à la période p , $p \in [1...P]$

Où le type des éléments est représenté par les indices suivants:

$i=1$: toutes les stations service

$i=2$: les stations service de type 4 avec une production d'hydrogène sur site

$i=3$: les liquéfacteurs non accolés

$i=4$: les liquéfacteurs accolés à une unité de production

$i=5$: les centres de conditionnement non accolés

$i=6$: les centres de conditionnement accolés à une unité de production

$i=7$: les unités de production par reformage de gaz naturel

$i=8$: les unités de production par électrolyse conventionnelle alimentées par le MIX électrique distribué par le réseau du pays

$i=9$: les unités de production par électrolyse haute température couplées à une centrale nucléaire

$i=10$: les unités de production par gazéification de biomasse

I.2. Fonction objectif

L'objectif retenu est une minimisation de la valeur actuelle nette des coûts totaux du système. Cette valeur actuelle nette est exprimée à l'aide des coefficients des fonctions de coûts obtenues au Chapitre 5.

$$\begin{aligned} \text{Min}(\text{Cout_global_total_actualisé}) &= \text{Min}\left(\sum_{n=1}^N \text{Cout_global_actualisé}_n\right) \\ &= \text{Min}\left(\sum_{p=1}^P \text{Cout_global_actualisé}_p\right) = \text{Min}\left(\sum_{p=1}^P \left(\sum_{n \in p} \frac{D_n}{(1+TRI)^n}\right)\right) \\ &= \text{Min}\left(\sum_{p=1}^P D_p \times \sum_{n \in p} \frac{1}{(1+TRI)^n}\right) \\ &= \text{Min}\left(\sum_{p=1}^N \left(a_p + \sum_{i=1}^{10} \left(a_{i,p} \times X_{i,p} + \sum_{j=i}^{10} \left(a_{i,j,p} \times X_{i,p} \times X_{j,p}\right)\right)\right) \times \sum_{n \in p} \frac{1}{(1+TRI)^n}\right) \end{aligned}$$

Si on minimise le terme des dépenses $\sum_{n=1}^N \frac{D_n}{(1+TRI)^n}$, on obtient une valeur minimale pour le terme

des recettes $\sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+TRI)^n}$ à partir duquel on pourra fixer le prix de vente minimal.

I.3. Contraintes

La majorité des contraintes sont indépendantes sur les périodes. Les seules contraintes qui ne le sont pas sont les contraintes de continuité qui ne concernent alors qu'un type d'équipement.

I.3.1. Contraintes à l'intérieur de chaque période (CP)

Les contraintes présentées dans ce paragraphe sont les contraintes qui s'appliquent à l'intérieur d'une même période et qui concernent une ou plusieurs variables à l'intérieur de cette période. Les contraintes sont dans un premier temps expliquées et sont ensuite écrites sous forme d'équations à la fin de la section.

Les stations service à mettre en place sont soumises à plusieurs contraintes. Tout d'abord, leur capacité minimale et maximale doit contraindre leur nombre en fonction de la demande du scénario. Cela donne lieu aux contraintes **CP1** et **CP2**.

Ensuite les stations avec et sans production sont liées entre elles et avec la capacité de production centralisée. En effet, le nombre de stations avec production sur site est inclus dans le nombre de stations total, ce qui donne la contrainte **CP6**.

La capacité de production centralisée doit permettre d’approvisionner les stations sans production, tandis que les stations avec production sur site assurent leur propre approvisionnement concernant l’hydrogène gazeux. En ce qui concerne la demande en hydrogène liquide et en réservoirs pré-remplis, exprimés respectivement dans le scénario par les paramètres α et β , la capacité de production centralisée doit également permettre de les produire. En effet, les flux pour ces deux demandes passent nécessairement par un liquéfacteur ou un centre de conditionnement et doit donc venir d’une unité centralisée. Toutes ces contraintes sont exprimées avec **CP3** et **CP4**.

Une dernière contrainte porte sur les stations avec production. Si l’ensemble de la demande est sous forme liquide et réservoirs pré-remplis, alors l’ensemble de la production doit se faire de façon centralisée. Ainsi, aucune station avec production sur site ne doit être déployée. Ce point est traduit par la contrainte **CP5**.

Une fois que nous avons défini l’ensemble des contraintes portant sur la production de l’hydrogène, il faut présenter les contraintes portant sur les unités de transformation et notamment la liquéfaction. La seule contrainte sur la capacité minimale de liquéfaction du système que l’on puisse exprimer est une contrainte basse. En effet, on sait que le flux minimum qui doit passer dans une unité de liquéfaction correspond à la demande en hydrogène liquide. Ainsi, nous avons formulé la contrainte **CP7** correspondante. Une autre contrainte portant sur la capacité maximale de liquéfaction du système peut être formulée par rapport à la demande globale. Ceci se traduit par la contrainte **CP8**. Une dernière contrainte sur les liquéfacteurs porte sur le nombre d’unités accolées à un centre de production. Nous avons fait l’hypothèse qu’au plus un centre pouvait être accolé à une centrale de production. De ce fait leur nombre est limité par le nombre de centrales ce qui se traduit par la contrainte **CP9**.

Enfin, nous avons exprimé 4 contraintes portant sur les centres de conditionnement. Tout d’abord, si l’ensemble de la demande est sous forme liquide, alors aucun flux ne traversera un centre de conditionnement et de ce fait, aucun centre de conditionnement n’est requis. Ce point est explicité dans la contrainte **CP10**. A l’inverse, si une part de la demande se fait sous forme de réservoirs pré-remplis, le nombre de centres de conditionnement doit permettre de satisfaire au moins cette demande. Ainsi, nous avons formulé la contrainte **CP11** correspondante. Une autre contrainte portant sur la capacité maximale de conditionnement du système peut être formulée par rapport à la demande globale et à la part de la demande sous forme liquide. Ceci se traduit par la contrainte **CP12**. Une dernière contrainte sur les centres de conditionnement porte sur le nombre d’unités accolées à un centre de production. Nous avons fait l’hypothèse qu’au plus un centre pouvait être accolé à une centrale de production. De ce fait leur nombre est limité par le nombre de centrales ce qui se traduit par la contrainte **CP13**.

Toutes les contraintes CP1 à CP11 sont exprimées dans cette section pour $\forall p \in [1 \dots P]$:

$$(CP 1) \quad X_{1,p} \geq \frac{\text{demande}_p}{\text{CapaMax}_{1,p}}$$

$$(CP 2) \quad X_{1,p} \leq \frac{\text{demande}_p}{\text{CapaMin}_{1,p}}$$

$$\sum_{i=7}^{10} X_{i,p} \times \text{CapaMax}_{i,p} \geq (X_{1,p} - X_{2,p}) \times \text{CapaMax}_{1,p} + X_{2,p} \times (\alpha_p + \beta_p) \times \text{CapaMax}_{2,p}$$

$$\Leftrightarrow \sum_{i=7}^{10} X_{i,p} \times \text{CapaMax}_{i,p} \geq [X_{1,p} - (1 - \alpha_p - \beta_p) \times X_{2,p}] \times \text{CapaMax}_{2,p}$$

$$\Leftrightarrow \sum_{i=7}^{10} X_{i,p} \times \text{CapaMax}_{i,p} \geq (X_{1,p} - \gamma_p \times X_{2,p}) \times \text{CapaMax}_{2,p}$$

Donc,

$$(CP 3) \quad \sum_{i=7}^{10} X_{i,p} \times \text{CapaMax}_{i,p} \geq (X_{1,p} - \gamma_p \times X_{2,p}) \times \text{CapaMax}_{2,p}$$

$$(CP 4) \quad \sum_{i=7}^{10} X_{i,p} \times \text{CapaMin}_{i,p} \leq (X_{1,p} - \gamma_p \times X_{2,p}) \times \text{CapaMin}_{2,p}$$

$$(CP 5) \quad \text{Si } \alpha_p + \beta_p = 1 \text{ (} \Leftrightarrow \text{ Si } \gamma_p = 0 \text{), alors } X_{2,p} = \text{BorneInf}_{2,p}$$

$$(CP 6) \quad X_{1,p} \geq X_{2,p}$$

$$(CP 7) \quad X_{3,p} + X_{4,p} \geq \frac{\alpha_p \times \text{demande}_p}{\text{CapaMax}_{3,p}}$$

$$(CP 8) \quad X_{3,p} + X_{4,p} \leq \frac{\text{demande}_p - \gamma_p \times X_{2,p} \times \text{CapaMin}_{2,p}}{\text{CapaMin}_{3,p}}$$

$$(CP 9) \quad X_{4,p} \leq \sum_{i=7}^{10} X_{i,p}$$

$$(CP 10) \quad \text{Si } \alpha_p = 1, \text{ alors } X_{5,p} + X_{6,p} = 0$$

$$(CP 11) \quad X_{5,p} + X_{6,p} \geq \frac{\beta_p \times \text{demande}_p}{\text{CapaMax}_{5,p}}$$

$$(CP\ 12) \quad X_{5,p} + X_{6,p} \leq \frac{(1 - \alpha_p) \times demande_p - \gamma_p \times X_{2,p} \times CapaMin_{2,p}}{CapaMin_{5,p}}$$

$$(CP\ 13) \quad X_{6,p} \leq \sum_{i=7}^{10} X_{i,p}$$

I.3.2. Contraintes de continuité (CC)

Une contrainte de continuité s’applique entre chaque période de l’horizon et pour chaque type d’équipement. Un équipement qui est en place à la période p est forcément encore en place à la période (p+1). Ceci est exprimé par la contrainte CC.

$$(CC) \quad X_{i,p} \leq X_{i,p+1}, \forall p \in [1...(P-1)] \text{ et } \forall i \in [1...10]$$

I.3.3. Contraintes indépendantes par variable

Les contraintes d’intégrité et de bornes portant sur les variables sont regroupées ici.

La contrainte CI1 exprime que les variables sont des variables entières.

$$(CI\ 1) \quad X_{i,p} \in \mathbb{N}, \forall p \in [1...P] \text{ et } \forall i \in [1...10]$$

Le modèle a été défini pour des domaines de définition des variables. Ceux-ci doivent donc être respectés pour que le modèle soit valide. Les contraintes CI2 et CI3 reprend ces contraintes de bornes.

$$(CI\ 2) \quad X_{i,p} \geq BorneInf_{i,p}, \forall p \in [1...P] \text{ et } \forall i \in [1...10]$$

$$(CI\ 3) \quad X_{i,p} \leq BorneSup_{i,p}, \forall p \in [1...P] \text{ et } \forall i \in [1...10]$$

I.3.4. Matrices des contraintes

Nous montrons ici le lien entre les contraintes et les variables du problème. Ceci nous a permis de construire les solutions initiales satisfaisant les contraintes pour notre heuristique d’optimisation.

Pour les contraintes à l’intérieure d’une période, nous avons représenté de façon graphique la densité de la matrice des contraintes MP.

MP=

	X _{1,p}	X _{2,p}	X _{3,p}	X _{4,p}	X _{5,p}	X _{6,p}	X _{7,p}	X _{8,p}	X _{9,p}	X _{10,p}
CP1										
CP2										
CP3										
CP4										
CP5										
CP6										
CP7										
CP8										
CP9										
CP10										

CP11										
CP12										
CP13										

Par ailleurs, les contraintes de continuité lient entre elles les variables. Nous avons représenté de façon graphique également, la densité de la matrice globale.

P=1	P=2	P=3	P=4	P=5	P=6	P=7
$X_{i,1}$	$X_{i,2}$	$X_{i,3}$	$X_{i,4}$	$X_{i,5}$	$X_{i,6}$	$X_{i,7}$

CC (i,1)							
CC (i,2)							
CC (i,3)							
CC (i,4)							
CC (i,5)							
CC (i,6)							

On verra au chapitre sur la résolution du modèle que cette structure interne du problème nous a permis de mettre en place une méthode adaptée et efficace à sa résolution.

Enfin, afin de caractériser notre problème d'optimisation, nous avons regardé la nature de notre fonction objectif et avons évalué sa convexité. Le Hessien (matrice des dérivées secondes) des fonctions de coût de chaque période que nous avons calculé sur quelques scénarios n'est pas toujours semi-défini positif (les valeurs propres de la matrice ne sont pas toutes positives). Cela signifie que la **fonction est non convexe**.

I.4. Conclusion

Le modèle que nous avons écrit est donc un modèle d'optimisation avec une **fonction objectif du second degré non convexe**, des **variables entières**, des **contraintes linéaires** et avec la forme d'un **programme dynamique** du fait de la **contrainte de continuité** entre les périodes

A partir de ces caractéristiques de notre modèle, le choix de l'approche de résolution est assez restreint. Nous proposons une heuristique spécifique qui s'appuie sur la structure dynamique du problème.

II. Résolution

II.1. Méthodes pour l'optimisation de fonctions non convexes

II.1.1. Optimisation globale

L'optimisation globale a pour objet de trouver la valeur extrême d'une fonction non convexe dans une certaine région de faisabilité. Ces problèmes sont répartis en problèmes contraints et problèmes non contraints.

En général, les techniques d'optimisation classique ont des difficultés à traiter ces problèmes d'optimisation globale. Une des principales raisons de cet échec est leur tendance à produire des optimums locaux de qualité non contrôlable.

Une revue des techniques d'optimisation globale met en évidence l'absence de méthodes pour la résolution de **problèmes non convexes en nombres entiers** [Floudas et al., 2005]. Des recherches de minorant sont proposées à partir d'estimateurs convexes.

Pour résoudre ces problèmes non convexes, on peut faire appel à des métaheuristiques telles que la recherche locale ou la recherche tabou [Siarry et al., 2003] [Ribeiro et al., 2001] [Reeves, 1993].

II.1.2. Recherche locale

Les algorithmes de recherche locale sont des algorithmes de descente. [Teghem et al., 2002] donne la définition suivante d'une recherche locale.

Soit $x_o \in \chi$ une solution initiale

Etape n : Soit $x_n \in \chi$, la solution courante

Soit $V(x_n)$ le voisinage de x_n

Sélectionner une solution $x^* \in V(x_n)$

Si $F(x^*) \leq F(x_n)$ faire $x_{n+1} = x^*$ et passer à l'étape n+1

Sinon x_n est la meilleure solution trouvée ; stop

Si on peut choisir x^* comme la meilleure solution du voisinage alors on a un algorithme de plus forte pente. Cette méthode peut mener à des optimums locaux.

II.1.3. Recherche Tabou

Cette métaheuristique est également une méthode par voisinage. La différence avec la recherche locale est que ce n'est pas une méthode de descente mais que les mouvements interdits sont placés dans une liste tabou. Ces mouvements interdits correspondent à des mouvements effectués ayant conduit à des mauvaises solutions.

La difficulté de ces méthodes est de définir un bon voisinage et d'identifier la liste des mouvements possibles et interdits.

II.1.4. Recuit simulé

L'idée de base de cette heuristique provient de l'opération de recuit courante en sidérurgie. Le recuit consiste à réchauffer un matériau après lui avoir fait subir des déformations, afin de faire disparaître les tensions internes causées par les déformations, puis à le laisser refroidir doucement.

On trouve l'algorithme suivant pour l'optimisation combinatoire [Teghem et al., 2002].

Soit $x_0 \in \mathcal{X}$ une solution initiale et $V(x)$, le voisinage de x .

$$\hat{F} = F(x_0)$$

Etape n : Soit $x_n \in \mathcal{X}$, la solution courante ;

Tirer au sort une solution $x^* \in V(x_n)$;

Si $F(x^*) \leq F(x_n)$, faire $x_{n+1} = x^*$;

Si $F(x^*) < \hat{F}$, faire $\hat{F} = F(x^*)$;

Soit p , la probabilité d'accepter x^* quand cette solution est moins bonne que la solution courante. $p(T, \Delta F)$ avec T = température et $\Delta F = F(x^*) - F(x_n)$

Sinon, tirer un nombre q au hasard entre 0 et 1 ;

Si $q \leq p$, faire $x_{n+1} = x^*$;

Sinon, faire $x_{n+1} = x_n$;

Si la règle d'arrêt n'est pas satisfaite,

Passer à l'étape $n + 1$;

Sinon, stop.

De manière générale la plupart des auteurs ayant comparé plusieurs méthodes admettent que le recuit simulé est une approche qui peut améliorer les solutions d'une recherche locale de descente pure, mais est coûteuse en temps de calcul.

II.1.5. Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques se distinguent du recuit simulé et de la recherche tabou par le fait qu'ils traitent et font évoluer une population de solutions et non une seule solution. Au cours d'une itération, les solutions de la population courante n'évoluent pas indépendamment les unes des autres, mais interagissent pour fournir la génération suivante. Cette méthode, métaphore de la reproduction sexuée, est constituée de mécanismes de sélection, croisement, mutation.

II.1.6. Conclusion

Une comparaison de ces méthodes [Teghem et al., 2002] ne permet pas de choisir l'une d'entre elles (cf. Tableau 53).

	Recuit simulé	Méthode tabou	Algorithme génétique
Programmation	++	-	--
Temps de calcul	--	+	--
Qualité des solutions	+	++	++

Tableau 53: Comparaison des métaheuristiques

Etant donnée la nature de notre problème : fonction objectif non convexe, structure dynamique et résolution en nombres entiers, nous nous sommes tournés vers le développement d'une heuristique de **recherche locale** simple **mais tirant partie de la structure interne du problème**.

II.2. Description de l'heuristique proposée

La méthode de résolution que nous proposons est une **heuristique de recherche locale**. Nous avons construit notre heuristique en deux temps. La première partie nous fournit une solution réalisable respectant les contraintes. La seconde partie nous permet de faire une **amélioration partielle** de cette solution. En effet, nous avons **utilisé la structure du modèle pour isoler des parties du problème – ou sous-problèmes – que nous pouvons résoudre de façon exacte**. La seconde phase consiste donc à faire des **approximations partielles successives** de la solution dans ces sous-problèmes.

La résolution complète d'un scénario consiste donc à **générer des solutions initiales différentes** (nous verrons plus loin que nous avons choisi d'en générer 50). Puis, pour chaque solution initiale nous faisons un certain nombre **d'itérations correspondant à des améliorations partielles successives**. A chaque itération, si la solution courante est améliorée, nous la remplaçons. En effet, nous n'autorisons que des déplacements dans le sens de la descente et avons mis en place un **algorithme de plus forte pente**. Nous continuons les améliorations partielles successives jusqu'à un critère d'arrêt présenté dans les sections suivantes.

Notre heuristique se présente donc sous la forme d'un **algorithme de descente multiple** car nous générons plusieurs solutions initiales différentes puis nous effectuons la descente à partir de ces solutions.

En réalité, nous avons choisi de conserver plusieurs solutions. De ce fait, nous lançons 5 fois la résolution complète décrite ci-dessus et conservons les 5 solutions. Cela nous permet de voir si des solutions assez différentes peuvent être de bonnes solutions.

II.2.1. Heuristique pour l'élaboration de solutions initiales différentes

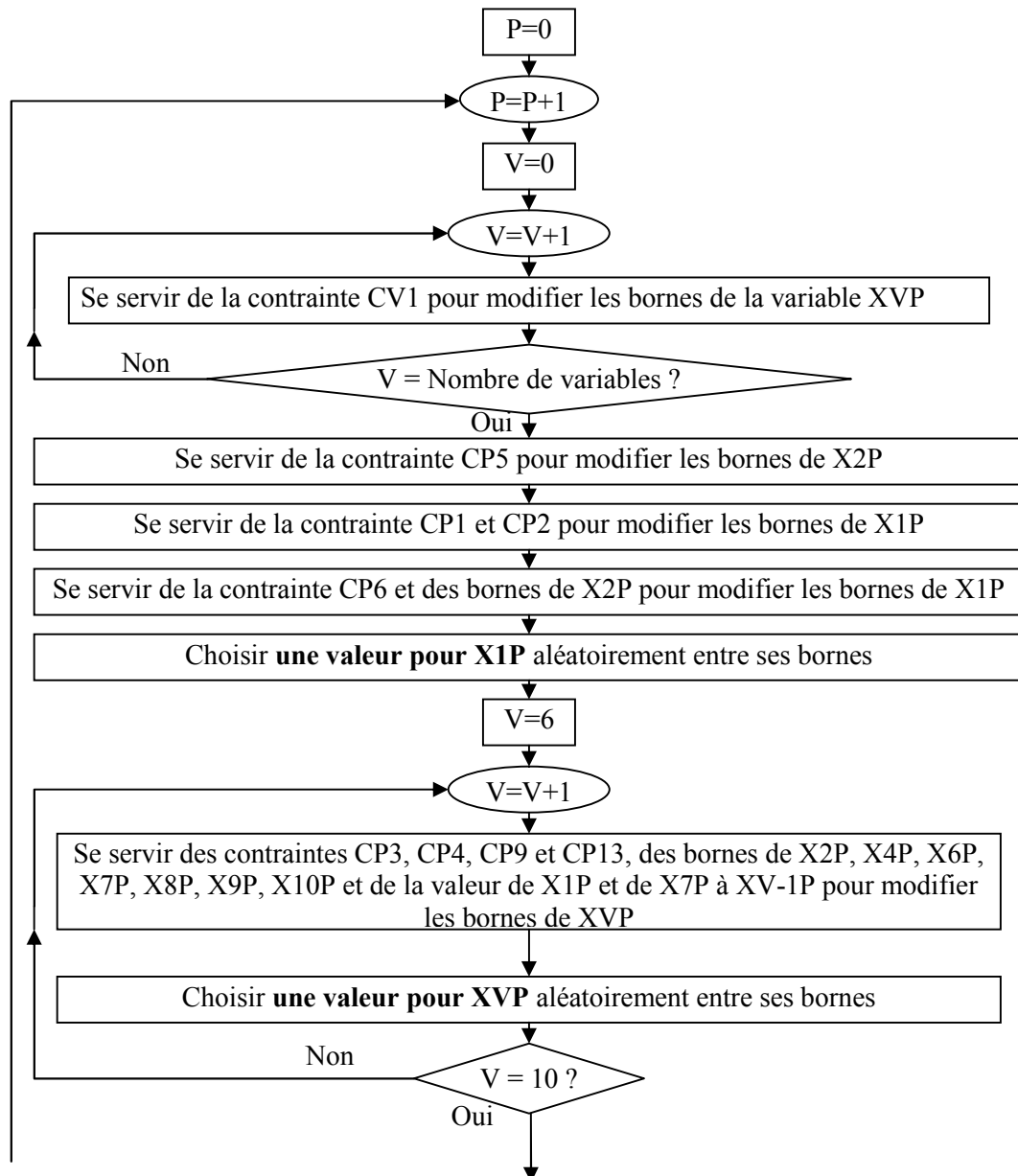
Afin de construire des solutions initiales satisfaisant toutes les contraintes, nous avons mis au point une heuristique.

Nous avons étudié plusieurs pistes :

- 1) Construction à l'aide de **fonctions de répartition** : Création d'une fonction de répartition avec détermination d'une valeur médiane pour laquelle il y a autant de chance d'être en dessous ou au dessus, inversion de la fonction, tirage aléatoire d'une valeur entre 0 et 1 et retour à la valeur de la variable.
- 2) **Construction gloutonne** : Construction d'une solution satisfaisant toutes les contraintes, période après période, y compris la contrainte de continuité.

- 3) **Construction itérative-corrective** : Tirage aléatoire de la valeur de chaque variable entre ses bornes puis réduction de l'intervalle et retirage de la variable tant que la solution ne satisfait pas les contraintes.
- 4) **Construction progressive aléatoire** : Prise en compte des contraintes les plus contraignantes, réduction des domaines de satisfaction des variables, tirage aléatoire des variables dans leur domaine et itération sur toutes les contraintes.

Nous avons retenu la quatrième idée. La démarche consiste à prendre les contraintes les plus contraignantes au début et à fixer des valeurs aux variables qui sont impliquées dans ces contraintes. Le choix des valeurs des variables est fait aléatoirement dans le domaine de définition défini par les contraintes. L'heuristique est présentée par le diagramme de la Figure 43. Cette heuristique est rapide et permet d'avoir une solution réalisable à chaque fois.



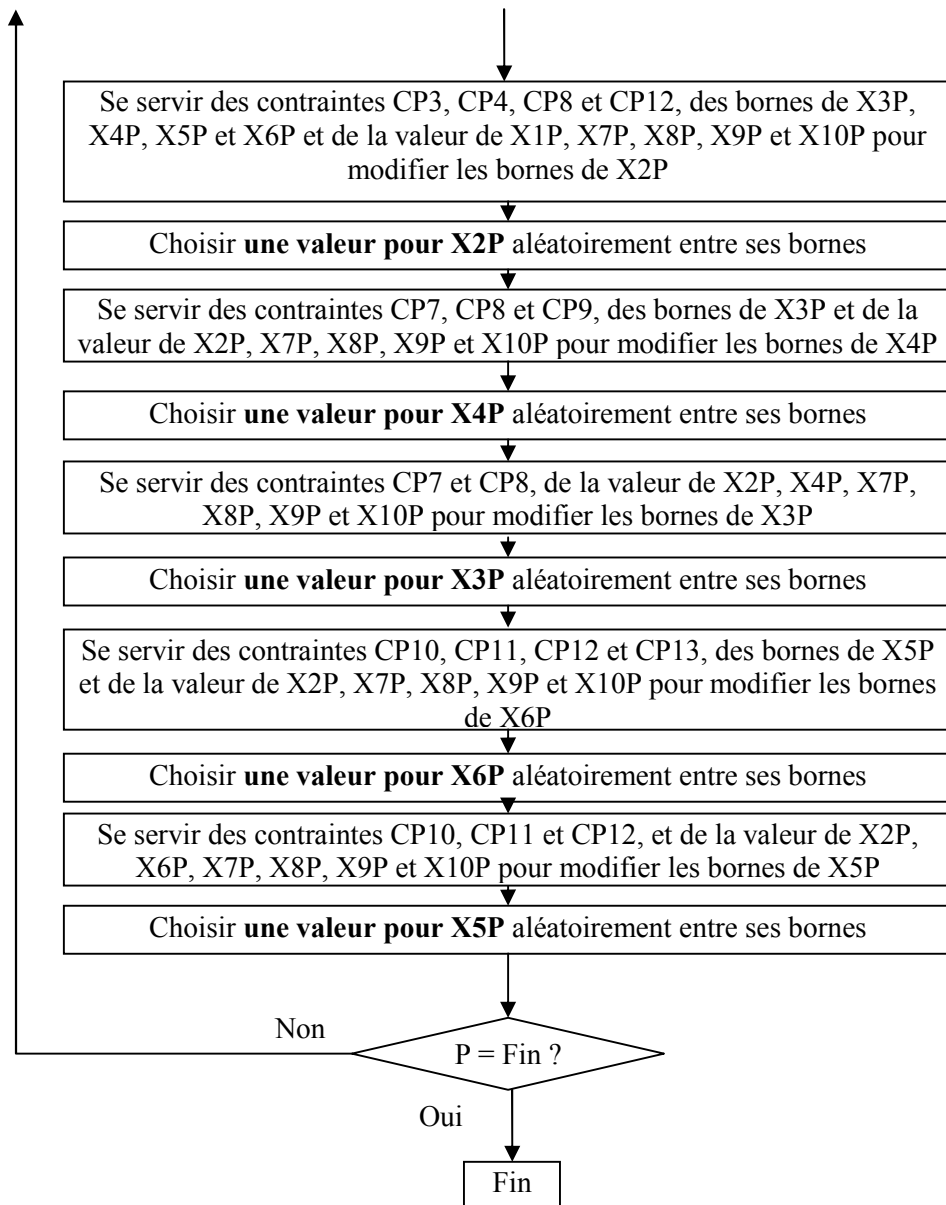


Figure 43 : Diagramme de l'heuristique de construction d'une solution initiale

Cette heuristique nous permet de générer autant de solutions initiales que nécessaires, qui seront toutes différentes du fait de l'introduction de choix aléatoires.

D'autres approches se sont avérées inappropriées car les contraintes rendent les domaines des variables assez complexes et l'atteinte de solutions réalisables difficile. Nous avons donc développé une méthode adaptée à la forme du problème dans cette première étape de recherche de solutions initiales. Nous verrons par la suite que ces solutions initiales sont de bonne qualité.

II.2.2. Améliorations partielles successives

Après la première étape de construction d'une solution initiale, la seconde étape est l'amélioration partielle de cette solution.

Nous avons utilisé la structure interne du problème afin d'isoler une partie de celui-ci et en l'optimisant indépendamment du reste de la solution. Nous proposons donc une façon de choisir le sous-problème à résoudre et proposons ensuite une méthode permettant la résolution exacte de ce sous problème.

Des méthodes similaires sont regroupées sous le nom de POPMUSIC signifiant : Métaheuristiques par optimisation partielle sous certaines conditions [Teghem et al., 2002].

Pour un type d'équipement, l'optimisation de l'ensemble des variables correspondantes pour l'ensemble des périodes, forme un problème de plus court chemin.

Ainsi, les étapes de notre méthode d'approximations partielles successives sont les suivantes. Tout d'abord, nous devons **choisir un type d'équipement qui constituera notre sous-problème**. Cette variable est choisie de façon **aléatoire**. On fixe alors la valeur de toutes les variables sauf celles correspondant à ce type d'équipement. Cela permet de **déterminer un domaine de définition restreint** pour les variables en utilisant l'ensemble des contraintes qui deviennent alors toutes des **contraintes de bornes**, sauf les contraintes de continuité qui elles, donnent la forme du problème.

Grâce aux contraintes de continuité, on peut considérer le sous-problème ainsi obtenu comme un problème de programmation dynamique. En effet, la valeur d'une variable $X_{i,p}$ pour une période p dépend de la valeur de la variable $X_{i,p-1}$. La Figure 44 illustre ce programme dynamique. De part la contrainte de continuité, le graphe n'a des arcs que vers les valeurs supérieures ou égales de la période suivante. Par exemple, il n'y a pas d'arc dans le graphe entre $X_{7,2} = 1$ et $X_{7,3} = 0$ car nous n'autorisons pas que le nombre d'équipements diminue.

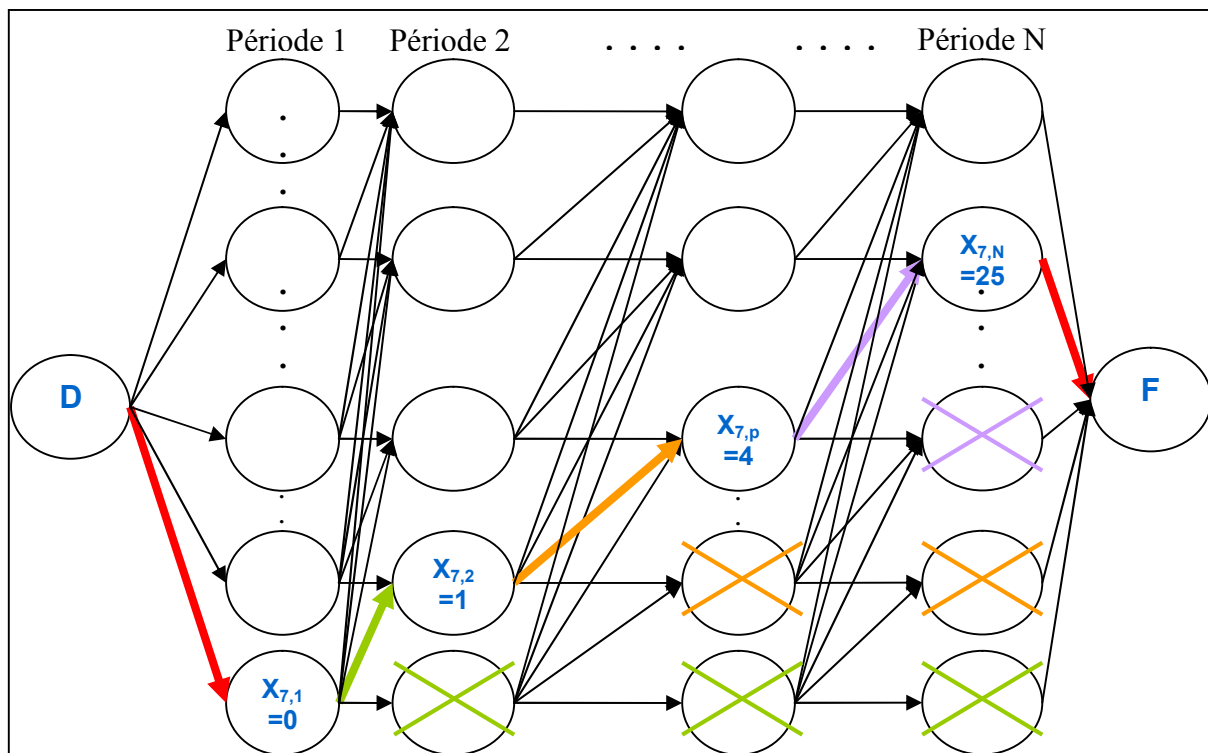


Figure 44 : Illustration du programme dynamique pour la variable $X_{7,p}$ sur l'ensemble des périodes

Nous avons donc identifié un sous problème que nous savons résoudre de façon exacte. Pour cela nous avons mis en place un algorithme de plus court chemin que nous présentons ci-dessous.

Le calcul du coût de chaque nœud se fait en recherchant le minimum parmi les coûts des nœuds de la période précédente auxquels on ajoute un coût relatif à l'arc permettant de relier les deux nœuds.

Rappelons que la fonction de coût global s'écrit :

$$Cost = \left(\sum_{p=1}^N \left(a_p + \sum_{i=1}^{10} \left(a_{i,p} \times X_{i,p} + \sum_{j=i}^{10} \left(a_{i,j,p} \times X_{i,p} \times X_{j,p} \right) \right) \right) \right)$$

Si on fige toutes les variables sauf les $X_{l,p}$. Le coût en fonction de $X_{l,p}$ s'écrit :

$$Cost(X_{l,p}) = \sum_{p=1}^N \left(A_p + B_p \times X_{l,p} + C_p \times X_{l,p}^2 \right) \text{ où les } A_p, B_p \text{ et } C_p \text{ sont calculés à partir des valeurs}$$

des variables figées.

$$A_p = a_p + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq l}}^{10} a_{i,p} \times X_{i,p} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq l}}^{10} \sum_{\substack{j=i \\ j \neq l}}^{10} a_{i,j,p} \times X_{i,p} \times X_{j,p}$$

$$B_p = a_{l,p} + \sum_{j=l+1}^{10} a_{l,j,p} \times X_{j,p} + \sum_{i=1}^{l-1} a_{i,l,p} \times X_{i,p}$$

$$C_p = a_{l,l,p}$$

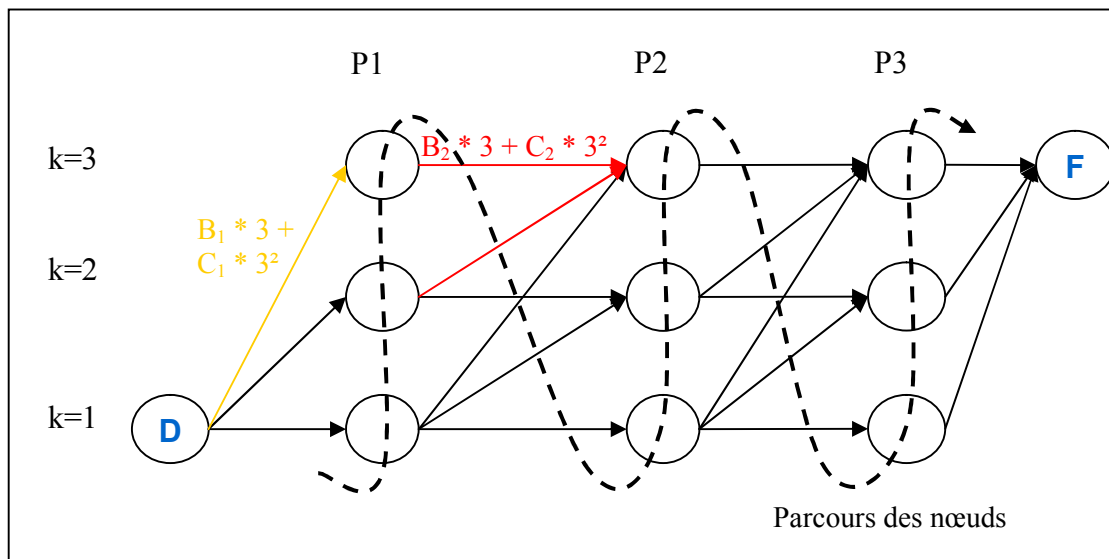


Figure 45 : Illustration du programme dynamique pour une variable sur l'ensemble des périodes

Donc pour chaque nœud : $Cost_{p,l} = \min_k \left(B_p \times l + C_p \times l^2 + Cost_{p-1,k} \right)$

Ainsi, on détermine le chemin de coût minimal dans cet arbre et on peut déterminer toutes les valeurs des variables $X_{l,p}$.

Si la solution obtenue est meilleure que la solution en cours précédente, on met en mémoire la solution. Puis on passe à une itération suivante en choisissant un nouveau type d'équipement afin de déterminer un nouveau sous-problème.

Nous réalisons ainsi un certain nombre d'itération jusqu'au critère d'arrêt présenté dans la section suivante.

II.2.3. Condition d'arrêt

Notre condition d'arrêt porte sur le nombre d'itérations. Nous avons constaté sur les 8 scénarios de référence des jeux de données présentés au Chapitre 4, qu'au bout de 50 itérations en moyenne, la solution n'est plus améliorée.

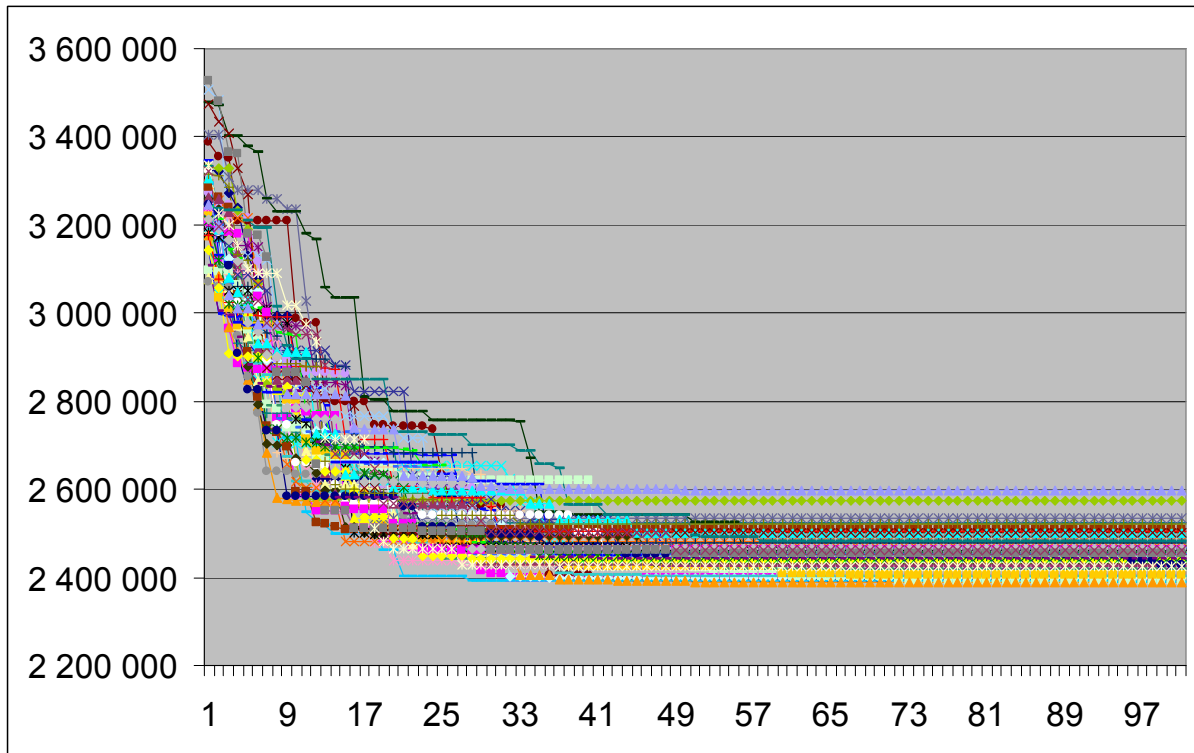


Figure 46 : Illustration du nombre d'itérations d'amélioration locale requises pour le scénario B1_ref

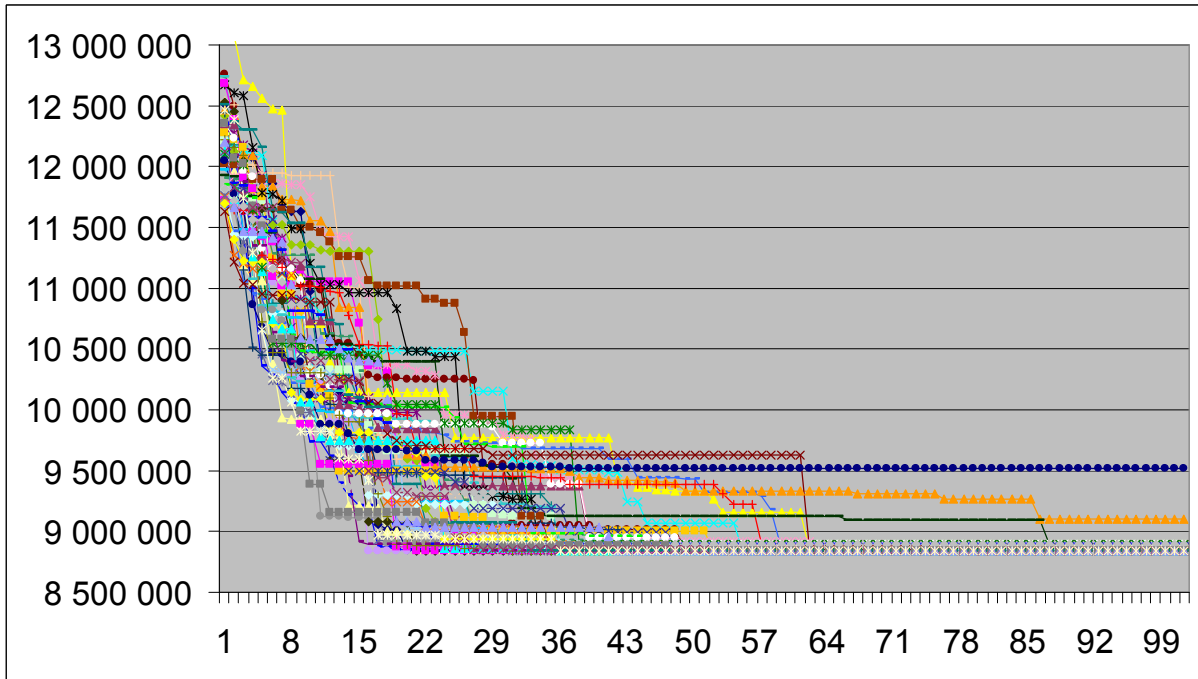


Figure 47 : Illustration du nombre d'itérations d'amélioration locale requises pour le scénario H1_ref

Nous avons donc retenu la valeur de 50 itérations pour nos calculs.

II.2.4. Nombre de points de départ

Nous constatons que notre heuristique fournit très rapidement de bonnes solutions. En effet, dès les premiers points, on constate que la solution améliorée (au bout de 50 itérations) est à moins de 3% de la solution optimale obtenue pour 250 points de départ. Nous avons représenté graphiquement ce résultat à la Figure 48 pour le scénario H1_ref.

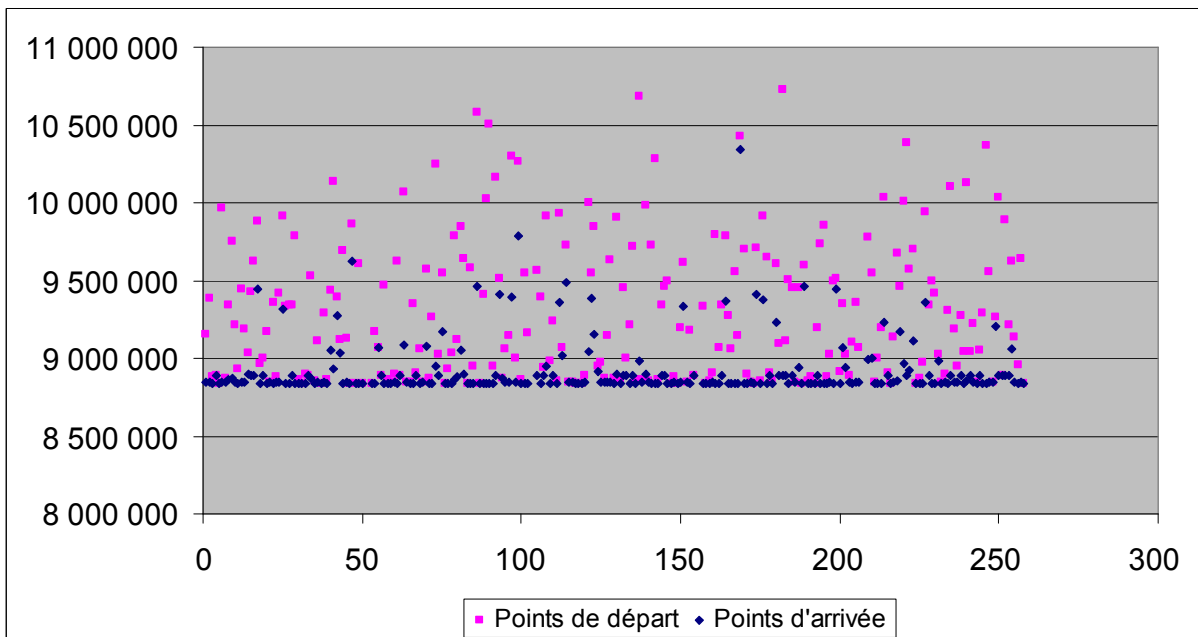


Figure 48 : Illustration du nombre de points de départ requis pour H1_ref

II.2.5. Difficultés et précautions

Nous avons rencontré des difficultés majeures par rapports aux arrondis. En effets, au cours de la création des solutions initiales, au fur et à mesure que nous fixions les variables, nous avons fait évoluer les bornes des autres variables grâce aux contraintes. Or, les bornes trouvées ont été calculées en nombres réels, puis arrondies. La difficulté a alors été de s'assurer de ne pas violer d'autres contraintes lors de ces arrondis. La mise en place de l'heuristique a été assez difficile et complexe, pour s'assurer que ces violations ne puissent se produire.

II.3. Qualité de l'heuristique proposée

II.3.1. Convergence de l'heuristique

Comme nous l'avons montré à la section II.2.3, une cinquantaine d'itérations suffisent pour assurer une certaine convergence de la méthode. Notre heuristique semble assez bonne puisque en moyenne (testé sur les 8 scénarios de référence présentés au Chapitre 4), 20 itérations sur 50 correspondent à une amélioration stricte de la solution.

Nous constatons qu'en général, l'amélioration par rapport à la solution initiale, quelque soit la qualité de celle-ci, est de 25%.

De plus, nous constatons qu'en moyenne la différence entre la meilleure solution et toutes les solutions trouvées au bout de 50 itérations est de 3% et au pire des cas de 8%.

II.3.2. Temps d'exécution

Les temps d'exécution de l'algorithme dépendent énormément de la structure du scénario. En effet, l'ampleur de la demande mais également la répartition de celle-ci entre les différentes formes (LH2, CGH2, GH2) influent sur le temps d'exécution comme le montre la Tableau 54 établi pour 250 points de départ et 50 itérations d'amélioration, pour l'ensemble des scénarios du Chapitre 4.

	B1	H1	B2	H2	B3	H3	B4	H4
Ref	7.98	26.18	8.73	10.48	10.6	37.17	13.15	41.1
GN_b	8.6	25.33	11.93	15.97	12.15	39.57	11.63	40.5
GN_h	8.73	22.68	10.47	6.35	11.32	33.42	10.42	45.28
Elec_b	8.95	26.58	9.85	10.87	12.35	35.12	11.42	48.02
Elec_h	8.43	24.68	10.83	15.62	10.95	41.28	10.75	41.08
Bio_b	7.52	20.15	9.1	9.13	11.2	34.15	12.3	41.48
Bio_h	7.33	25.93	8.55	14.23	10.77	42.9	10.58	46.12
Carbu_b	7.57	26.48	8.6	11	11.33	35.93	10.68	41.92
Carbu_h	7.33	25.87	8.92	10.53	10.68	37.88	10.82	43.5
CO2_cst	8.52	23.1	8.02	5.82	10.6	27.75	10.63	44.52
CO2_Hulot	7.58	21.25	10.05	7.05	12.5	46.65	11.12	46.6

Tableau 54: Temps d'exécution des scénarios en minutes pour 5*50*50 exécutions

Les temps d'exécution pour 250 points de départ et 50 itérations de recherche d'amélioration, sont entre 7 et 50 minutes. On voit nettement que les scénarios de demande haute nécessitent plus de temps et ensuite, ce sont les scénarios les plus complexes en composition de demande qui prennent les plus grands temps d'exécution.

II.3.3. Comparaison avec un minorant

Comme nous l'avons vu dans la revue de littérature sur l'optimisation globale, des méthodes de validation par recherche de minorant existent en optimisation non convexe. Nous avons alors cherché un minorant à notre fonction de coût.

Nous avons utilisé le logiciel libre **SparsePOP** développé par des chercheurs japonais en juin 2007. SparsePOP a pour objectif de résoudre un problème d'optimisation polynomiale (POP). La méthode mise en place consiste à résoudre une relaxation semi-défini positive du problème et à en déduire la solution **entière** du problème polynomial initiale correspondante. Cette solution n'est donc pas forcément réalisable et encore moins optimale. Ce logiciel est en fait une librairie de fonctions réalisables avec Matlab [Waki et al., 2007] [Waki et al., 2006].

Pour les scénarios de référence et quelques autres scénarios présentés au Chapitre 4, nous avons comparé la valeur de notre fonction objectif avec la valeur du minorant obtenu à l'aide du logiciel SparsePOP. Dans le cas de l'heuristique, nous avons lancé 50 itérations à partir de 250 solutions initiales différentes. Ces résultats sont présentés dans le Tableau 55.

		Heuristique (1*50*50)		Sparse POP = Minorant		Ecart
		ObjValue	time (sec)	POP.objValue	time (sec)	ObjValue
Jeux de test	B1_ref	2 387 368	478.8	2 381 790	88	0.23%
	B2_ref	2 316 495	523.8	2 299 723	15	0.73%
	B3_ref	2 775 304	636	2 737 927	122	1.37%
	B4_ref	2 793 625	789	2 756 158	124	1.36%
	H1_ref	8 835 174	1570.8	8 834 397	67	0.01%
	H2_ref	9 814 286	628.8	9 796 414	12	0.18%
	H3_ref	10 225 739	2230.2	10 218 978	137	0.07%
	H4_ref	10 356 095	2466	10 336 756	141	0.19%
	B1_GN_b	2 223 875	516	2 219 183	79	0.21%
	B2_GN_h	2 362 589	628.2	2 343 142	13	0.83%
	B3_Elec_b	2 126 317	741	2 083 476	84	2.06%
	B4_Elec_h	3 200 305	645	3 154 119	87	1.46%
	H1_CO2_Hulot	9 149 897	1275	9 147 603	74	0.03%
	H2_CO2_cst	10 831 509	349.2	10 804 443	18	0.25%
	H3_Bio_b	9 882 728	2049	9 872 929	106	0.10%
	H4_Bio_h	10 500 648	2767.2	10 467 954	93	0.31%

Tableau 55 : Comparaison Heuristique et minorant (SparsePOP)

Nous pouvons constater que notre heuristique donne de très bons résultats. En effet, nous sommes presque toujours à moins de 1.50% de la valeur du minorant obtenu à l'aide de SparsePOP et dans le pire des cas, nous sommes à 2.06%.

La résolution de la relaxation continue de notre problème à l'aide de SparsePOP ayant donné de bons résultats, nous avons cherché à voir si nous ne pouvions pas l'utiliser directement pour la résolution en nombres entiers de notre problème.

II.3.3.1. Recherche d'une solution entière par arrondi

La recherche de la solution entière par arrondi n'est pas évidente. En effet, étant données les contraintes qui existent, la différence d'une unité d'un certain élément, notamment en termes d'unités de production, peut faire sortir la solution du domaine de réalisation du problème.

La difficulté rencontrée lors de la recherche de solutions initiales avec des valeurs aléatoires, nous conforte dans l'idée que de nombreux problèmes seraient engendrés par ces problématiques d'arrondis.

Nous avons donc procédé sur la solution obtenue un arrondi supérieur et un arrondi inférieur. Dans les deux cas nous avons pu constater des violations de contraintes et de plus, dans le cas de l'arrondi supérieur, nous avons recalculé la valeur de la fonction objectif qui devient alors toujours moins bonne que la solution obtenue par notre heuristique.

II.3.3.2. Recherche de solution entière par changement de variables

Nous avons essayé de résoudre directement le problème en variables entières par SparsePOP à l'aide du changement de variables suivant :

$$\begin{cases} X = Y_1 + 2 \times Y_2 + 4 \times Y_3 + 8 \times Y_4 + 16 \times Y_5 + 32 \times Y_6 \\ Y_i^2 - Y_i = 0 \end{cases}$$

Nous avons essayé de résoudre le problème en nombre entiers avec la pénalisation croissante dans l'objectif des termes de pénalisation ($y^2 - y$). Le logiciel SparsePOP n'a pas pu résoudre notre problème en nombres entiers.

Ainsi, notre heuristique permet une résolution en nombres entiers que ne permet pas SparsePOP et donne de très bonnes solutions que nous avons pu comparer à un minorant obtenu à l'aide de SparsePOP.

II.3.4. Qualité des solutions initiales

Nous constatons que les solutions initiales sont de bonne qualité. En effet, elles sont en moyennes à 35% de la valeur optimale obtenue.

Cela est dû au fait que le domaine de définition des contraintes soit relativement restreint. En effet, la construction des solutions initiales étant aléatoirement faite dans le domaine de faisabilité, nous estimons que les solutions initiales sont bien réparties dans tout l'espace de réalisation et que la bonne qualité des solutions est due à la dimension restreinte de cet espace.

II.3.5. Saturation des bornes

On remarque des saturations sur les bornes des variables explicitées pour chaque scénario du Chapitre 4 et pour chaque variable et période dans le Tableau 64 en Annexe 2. Cet effet intervient pour les périodes lointaines et de façon plus importante pour les scénarios de forte demande. L'interprétation

que nous faisons de ces résultats est que les variables qui saturent leurs bornes devraient être présentes de façon décentralisée sur le territoire.

Ce résultat peut remettre en cause les domaines de définition envisagés pour mener les simulations qui semblent un peu trop petits. Nous pourrions envisager d'augmenter ce nombre, mais il correspond à une réalité physique quant aux emplacements disponibles en France et au Benelux pour installer de tels équipements. Nous voyons que nous sommes en effet limités en capacité avec nos hypothèses pour les modes de production par électrolyse conventionnelle et haute température (2 250 000Nm³/h pour le conventionnel et 2 000 000 pour la haute température), mais cela correspond déjà à une consommation de plus de 16 000MW, qui correspond à 16% de la production d'électricité française actuelle et représenterait la mise en place de 3 ou 4 nouvelles centrales nucléaires. Considérant que cette consommation est déjà importante, nous n'avons donc pas augmenté ces bornes.

II.4. Pistes d'amélioration

II.4.1. Regroupement de deux variables

De toute évidence, le fait de faire des approximations successives sur une variable à la fois ne permet pas d'atteindre des optimums globaux. En effet, si l'on est dans un contexte comme celui de la Figure 49, avec des courbes de niveaux tels que représentées. En partant de la solution courante, une optimisation sur X1 ne fait pas bouger la solution et de même pour X2. On se trouve donc dans un optimum local et on ne pourra jamais atteindre l'optimum global en optimisant séparément. Pour cela, il faudrait se déplacer sur les deux variables en même temps.

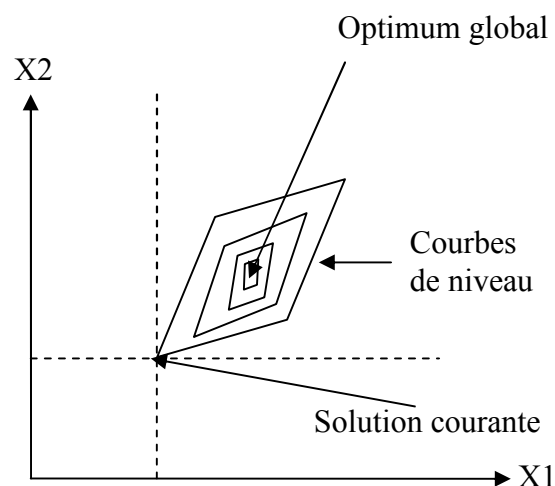


Figure 49 : Exemple de non optimalité de l'optimisation séparée de deux solutions

Si nous voulons optimiser deux variables $X_{k,p}$ et $X_{l,p}$ en même temps, cela signifie que nous devons résoudre la fonction suivante qui devient une fonction plus complexe.

$$\text{Cout}(X_{k,p}, X_{l,p}) = \sum_{p=1}^N \left(A_p + B_p \times X_{k,p} + C_p \times X_{l,p} + D_p \times X_{k,p}^2 + E_p \times X_{l,p}^2 + F_p \times X_{k,p} \times X_{l,p} \right)$$

L'heuristique développée ne peut pas être utilisée car ce n'est plus un problème dynamique et car on ne peut pas définir les bornes des variables si elles sont dans la même contrainte. Il faudra de toute façon décider d'en fixer une avant l'autre.

Il faudrait construire l'arbre différemment. Il faudrait construire tous les arcs et au moment du calcul du coût de chaque nœud se ferait la vérification de l'existence du lien.

II.4.2. Amélioration du choix des variables libres

Pour la deuxième partie de l'heuristique, nous avons proposé de choisir les variables libres de façon aléatoire (en interdisant les doublons). Nous avons envisagé la possibilité de parcourir les variables de façon cyclique, mais les résultats se sont avérés moins bons.

Toutefois, nous pourrions penser à introduire des suites interdites ou des suites favorables. Sachant que certains éléments ont un lien direct dans la chaîne logistique, il serait peut-être intéressant de les optimiser à la suite. Inversement, si l'on vient d'optimiser une variable sur un niveau de la chaîne logistique, par exemple les liquéfacteurs accolés, on peut penser qu'il n'y a pas beaucoup à gagner en optimisant une variable du même niveau comme les liquéfacteurs non accolés.

Cela pourrait constituer une voie d'amélioration de notre heuristique que nous n'avons pas eu le temps d'explorer.

III. Conclusion du Chapitre 6

Le modèle que nous avons écrit est donc un modèle d'optimisation avec une **fonction objectif du second degré non convexe**, des **variables entières**, des **contraintes linéaires** et avec la forme d'un **programme dynamique** du fait de la **contrainte de continuité** entre les périodes

Nous avons ensuite présenté la **méthode de résolution heuristique de recherche locale spécifique** que nous avons élaborée. En **exploitant la spécificité du problème**, nous avons réussi à mettre au point une heuristique donnant des résultats très bons.

En effet, nous avons pu valider pour chaque scénario notre **solution à 2% de l'optimum continu exact**. La solution optimale d'un tel problème non convexe restant hors de portée des méthodes actuelles, notre méthode d'optimisation est complètement satisfaisante.



Chapitre 7 –Analyse du modèle et résultats

Préambule :

Au chapitre précédent, nous avons présenté l’algorithme d’optimisation que nous avons développé et en avons illustré la qualité.

L’objectif de ce chapitre sera de discuter de la qualité et de la sensibilité de l’outil final à plusieurs facteurs. Tout d’abord, nous verrons l’influence du coût des technologies, puis celle des différents paramètres constituant les scénarios proposés au Chapitre 4.

Enfin, les scénarios utilisés ont été construits pour permettre une interprétation des résultats par des spécialistes du domaine de la prospective en hydrogène énergie. En effet, les scénarios proposés reposent sur des études publiques de référence, et bien que certaines hypothèses soient critiquables, ils permettent une interprétation et la comparaison à d’autres résultats publics. Les apports de cette thèse sont donc, en plus d’une méthodologie et d’un outil, des éléments de réponse ou de critique sur les orientations à donner au déploiement de la filière hydrogène énergie.

Table des matières :

- I. INTERPRETATION DES RESULTATS
- II. IMPACT DES DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES TECHNOLOGIES
 - II.1. *Confiance dans les données d’entrée*
 - II.2. *Résultats*
- III. ANALYSES DE SENSIBILITE SUR LES SCENARIOS
 - III.1. *Impact de la demande sur le coût*
 - III.2. *Impact du prix du gaz naturel*
 - III.3. *Impact du prix de l’électricité*
 - III.4. *Impact du prix de la biomasse*
 - III.5. *Impact du coût de la taxe carbone*
 - III.6. *Impact du prix du carburant*
 - III.7. *Etude du cas le plus défavorable*
 - III.8. *Conclusion sur les paramètres impactant*
- IV. ANALYSE DE LA STRUCTURE LOGISTIQUE DES SOLUTIONS
- V. CONCLUSION DU CHAPITRE 7

I. Interprétation des résultats

Rappelons que notre modèle permet de **minimiser les dépenses actualisées** $\sum_{n=0}^N \frac{D_n}{(1+TRI)^n}$ qui nous

donnent une valeur minimale des recettes $\sum_{n=0}^N \frac{R_n}{(1+TRI)^n}$. Pour autant, nous présenterons les résultats

sous la forme de dépenses, ou coûts, réels pour chaque période, et non pas actualisés, afin de permettre une meilleure interprétation des coûts. Nous présenterons également des coûts unitaires, rapportés à un Nm³ d'hydrogène, et non un coût global, ce qui rendra également l'interprétation des résultats plus aisée.

Les résultats que l'on présentera seront donc soit le coût annuel de chaque période, le coût global de chaque période et le coût global total sur tout l'horizon, le coût actualisé de chaque période et le coût actualisé total sur tout l'horizon, le coût par Nm³ ou par kWh pour chaque période et le coût par Nm³ ou par kWh moyen sur l'ensemble de l'horizon. Le Tableau 56, montre l'ensemble des coûts que l'on peut extraire des résultats d'un scénario sur l'exemple du scénario B1_ref présenté au Chapitre 4.

	Coût annuel (k€)	Coût de la période (k€)	Coût actualisé (k€)	Coût réel (Coût annuel / Demande annuelle)	
				€/Nm ³	€/kWh
P1:	46 339	139 017	124 655		
P2:	63 987	319 935	183 879	1.91	0.63
P3:	75 531	377 659	123 163	1.10	0.36
P4:	89 448	447 240	82 762	0.86	0.28
P5:	542 068	2 710 344	284 594	0.39	0.13
P6:	2 081 285	20 812 858	971 853	0.37	0.12
P7:	4 100 296	41 002 969	616 458	0.29	0.09
Tout l'horizon		65 810 022	2 387 367	0.32	0.10

Tableau 56: Exemple de tous les coûts que l'on peut extraire du résultat pour le scénario B1_ref

Il faut bien noter également que les résultats sur le coût de l'hydrogène présentés dans ces études ne comportent que des taxes usuelles et non des taxes de l'ordre de celles appliquées au pétrole.

II. Impact des données techniques et économiques des technologies

L'objectif du modèle est de permettre des analyses de sensibilité aux paramètres économiques que sont les prix des sources d'énergie, sur les technologies à utiliser pour satisfaire un scénario d'évolution du marché de l'hydrogène carburant. Ces paramètres seront soumis à des contraintes géopolitiques futures et sont donc totalement incertains aujourd'hui.

De fortes incertitudes portent également sur les données techniques et économiques des technologies en question. Afin de mesurer l'impact de ces incertitudes sur les résultats de sortie du modèle, nous avons procédé à une première analyse présentée à la section suivante et portant sur la confiance que nous avons dans ces données.

II.1. Confiance dans les données d'entrée

En fonction du degré de confiance que nous avons dans les données de coût des technologies, nous avons affecté un pourcentage d'incertitude à chacune d'elles. Nous avons alors regardé si l'impact sur les résultats était majeur ou mineur. Nous avons choisi de représenter cette confiance dans le tableau présenté au Chapitre 3, III.3 et dans l'annexe 4 confidentielle par le code couleur suivant :

++ élevée + moyenne - faible

Afin de mesurer l'impact de ces incertitudes sur les résultats, nous avons affecté un pourcentage d'incertitude allant jusqu'à 50% en fonction de la confiance que nous avons dans les données. Au vu des incertitudes actuelles sur les technologies considérées, de tels écarts peuvent être possible.

Nous avons alors défini trois cas pour le coût des technologies, présentés au Tableau 57.

	Données de confiance élevée	Données de confiance moyenne	Données de confiance faible
Cas de référence	+ 0 %	+ 0 %	+ 0 %
Cas pessimiste	+ 0 %	+ 20 %	+ 50 %
Cas optimiste	+ 0 %	- 20 %	- 50 %

Tableau 57: Cas pour le coût des technologies

Notre démarche a alors consisté à évaluer, dans le cas le plus pessimiste et le plus optimiste, l'impact de ces incertitudes sur deux scénarios de référence (B1_ref et H1_ref). Ainsi, nous avons ajouté ou enlevé le pourcentage correspondant à chaque valeur en fonction de son indice de confiance.

II.2. Résultats

L'incertitude portant sur les coûts peut avoir deux conséquences : une sur le coût total, qui semble logique, et une sur la nature de la solution.

Pour le **coût global**, nous montrons que l'impact est de l'ordre de 10 à 25% par rapport à notre scénario de référence, ce qui n'est pas négligeable, mais reste logique par rapport aux facteurs de confiance appliqués.

Période	cas optimiste		cas de référence		cas pessimiste	
	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)
P1	109 126	97 852	139 018	124 655	160 002	143 471
P2	251 105	144 320	319 935	183 880	363 891	209 143
P3	300 244	97 917	377 659	123 164	430 810	140 497
P4	358 704	66 379	447 241	82 762	512 346	94 810
P5	2 266 871	238 028	2 710 344	284 594	3 125 210	328 157
P6	18 096 453	845 011	20 812 859	971 853	22 757 621	1 062 664
P7	34 787 897	523 018	41 002 969	616 459	47 599 771	715 638
Total	56 170 400	2 012 525	65 810 025	2 387 368	74 949 650	2 694 381
Ecart avec le cas de référence	-14.65%	-15.70%			13.89%	12.86%

Tableau 58: Coût des solutions optimiste, de référence et pessimiste pour le scénario B1_ref

Période	cas optimiste		cas de référence		cas pessimiste	
	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)	Cout de la Période (k€)	Cout Actualisé (k€)
P1	109 126	97 852	139 018	124 655	160 002	143 471
P2	695 289	399 611	842 048	483 960	975 788	560 826
P3	1 458 396	475 617	1 728 464	563 693	1 988 058	648 353
P4	5 319 825	984 440	5 796 924	1 072 728	6 558 356	1 213 632
P5	12 654 081	1 328 717	13 326 880	1 399 363	14 650 604	1 538 358
P6	57 059 752	2 664 397	68 579 133	3 202 293	76 542 615	3 574 146
P7	91 500 047	1 375 657	132 261 346	1 988 482	146 591 323	2 203 926
Total	168 796 517	7 326 291	222 673 814	8 835 174	247 466 746	9 882 712
Ecart avec le cas de référence	-24.20%	-17.08%			11.13%	11.86%

Tableau 59: Coût des solutions optimiste, de référence et pessimiste pour le scénario H1_ref

Dans les tableaux qui suivent, permettant de présenter les résultats, les variables X1 à X10 correspondent à :

$X_{1,p}$: stations service total

$X_{2,p}$: stations service de type 4 (avec une production d'hydrogène sur site)

$X_{3,p}$: liquéfacteurs

$X_{4,p}$: liquéfacteurs accolés à une unité de production

$X_{5,p}$: centres de conditionnement

$X_{6,p}$: centres de conditionnement accolés à une unité de production

$X_{7,p}$: unités de production par reformage de gaz naturel

$X_{8,p}$: unités de production par électrolyse conventionnelle alimentées par le MIX électrique distribué par le réseau du pays

$X_{9,p}$: unités de production par électrolyse haute température couplées à une centrale nucléaire

$X_{10,p}$: unités de production par gazéification de biomasse

Les Tableau 60 et Tableau 61 montrent que l'impact portant sur la **nature des solutions** n'est pas négligeable.

Dans le Tableau 60 (scénario B1_ref) nous constatons que dans le cas optimiste, avec des coûts plus faibles pour les stations service et notamment avec production sur site, ainsi que pour la production par gazéification et par électrolyse haute température, la solution optimale comprend ces éléments qui ne sont pas présents dans la solution du cas de référence. Dans le cas pessimiste, aucun nouvel élément n'est introduit dans la solution. On peut noter par ailleurs que, aussi bien dans le cas pessimiste que dans le cas optimiste, la solution comporte des centres de conditionnement accolés alors qu'il n'y en a pas dans le cas de référence. Cela signifie que leur coût ne doit pas être très élevé et que les solutions avec ou sans centres de conditionnement sont relativement semblables. Cela peut aussi dire qu'il y a une plage de données intermédiaire défavorable aux centres de conditionnement.

cas optimiste										
Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	77	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P3	78	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P4	118	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P5	790	745	0	0	0	3	1	0	0	0
P6	3192	925	0	0	0	3	1	0	10	0
P7	10000	925	0	0	0	3	1	50	20	50

cas de référence										
Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	77	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P3	78	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P4	118	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P5	790	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P6	3192	0	0	0	0	0	1	50	4	0
P7	10000	0	0	0	0	0	1	50	20	0

cas pessimiste										
Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	77	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P3	78	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P4	118	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P5	790	0	0	0	0	3	1	0	0	0
P6	3192	0	0	0	0	3	1	50	4	0
P7	10000	0	0	0	0	3	1	50	20	0

Tableau 60: Comparaison des solutions dans les cas optimiste, de référence, pessimiste des coûts des technologies dans le scénario B1_ref

Dans le Tableau 61 (scénario H1_ref) avec une demande plus forte, c'est la production qui est fortement impactée. En effet, dans le cas de référence, il y a beaucoup d'unités de reformage de gaz naturel et aucune unité de gazéification, alors que dans le cas optimiste, cette tendance est inversée. Dans le cas pessimiste, ce sont les unités de production par électrolyse conventionnelle qui sont favorisées.

cas optimiste										
Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	192	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P3	467	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P4	1307	0	0	0	0	0	1	0	0	1
P5	3132	0	0	0	0	0	1	0	0	17
P6	10000	0	0	0	0	0	1	50	20	50
P7	10000	0	0	0	0	0	1	50	20	50

cas de référence										
Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	192	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P3	467	0	0	0	0	0	12	0	0	0
P4	1307	0	0	0	0	0	41	0	0	0
P5	3132	0	0	0	0	0	50	0	0	0

P6	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0
P7	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0

cas pessimiste

Période	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	192	0	0	0	0	0	1	0	0	0
P3	467	0	0	0	0	0	17	0	0	0
P4	1307	0	0	0	0	0	41	0	0	0
P5	3132	0	0	0	0	0	41	50	0	0
P6	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0
P7	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0

Tableau 61: Comparaison des solutions dans les cas optimiste, de référence, pessimiste des coûts des technologies dans le scénario H1_ref

L'analyse montre que les résultats du modèle dépendent des hypothèses de coût des technologies.

III. Analyses de sensibilité sur les scénarios

Dans cette section, nous nous placerons dans le cas de référence pour les hypothèses de coût des technologies.

III.1. Impact de la demande sur le coût

En nous plaçant dans le cadre du cas de référence pour les hypothèses de coût des technologies, nous montrons l'impact de la demande sur le coût du Nm3 d'hydrogène.

A la Figure 50, on voit nettement que les scénarios de demande haute (H_) permettent de réduire les coûts dès le début de l'horizon (2010-2015) et que le coût du Nm3 avec un scénario de demande basse serait très peu compétitif à cette période (2.5€/Nm3 soit environ 30€ pour 100km avec une hypothèse de consommation de 12Nm3/100km).

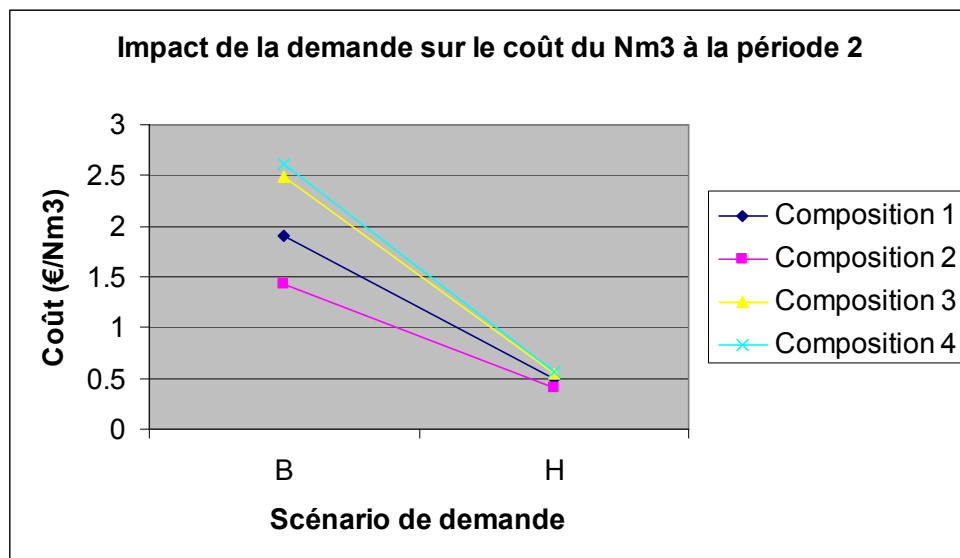


Figure 50 : Impact de la demande sur le coût du Nm3 à la période 2 pour les 8 scénarios de référence

La Figure 51 permet de mettre en évidence l'impact de la demande sur le coût moyen sur tout l'horizon. L'écart est alors sensiblement réduit mais les scénarios de demande haute restent plus

favorables. Ainsi, le coût moyen d'un Nm³ d'hydrogène serait de 0.3€/Nm³ ce qui ramènerait l'hydrogène à un coût très compétitif à 3,6€/100km, coût du même ordre de grandeur que celui de nos carburants actuels.

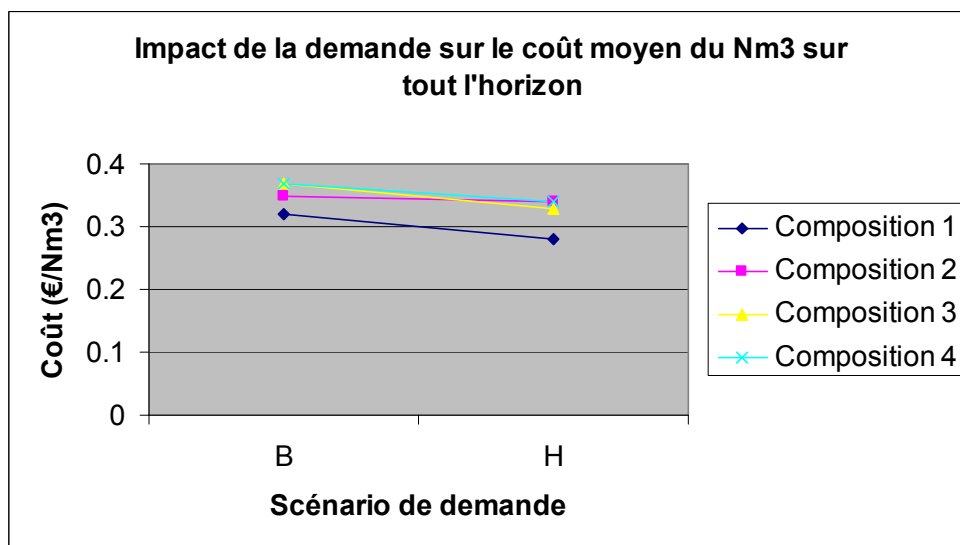


Figure 51 : Impact de la demande sur le coût moyen du Nm³

Une autre conclusion que l'on tire de ces résultats concerne l'impact de la forme de la demande sur le coût de l'hydrogène. En effet, il apparaît que ce sont les scénarios pour lesquels la demande en hydrogène est entièrement sous forme liquide, qui sont les moins chers en période 2 (2010-2015). Ce résultat peut paraître logique car à cette période, la demande est faible et le transport par camions cryogéniques est optimal.

Ensuite, pour les scénarios de demande haute et sur le reste de l'horizon, c'est bien le scénario avec une demande en hydrogène gazeux, et probablement un transport par canalisations, qui est optimal. On retrouve en seconde position le scénario avec une demande mixte entre hydrogène gazeux et hydrogène liquide. Viennent en dernier les scénarios avec une forte part de la demande en hydrogène liquide et en bouteille nécessitant du transport par camions (composition 3 : 100% liquide, et composition 4 : 30% liquide et 30% en bouteilles). Concernant les scénarios de demande basse, on retrouve le scénario tout liquide devant le scénario mixte ce qui montre qu'avec une demande telle que celle des scénarios B, le transport par camions cryogéniques est intéressant.

III.2. Impact du prix du gaz naturel

Dans cette section, nous présentons l'impact du prix du gaz naturel dans les huit scénarios de référence définis au Chapitre 4.

L'analyse de l'impact du prix du gaz naturel n'est pas évidente d'après la

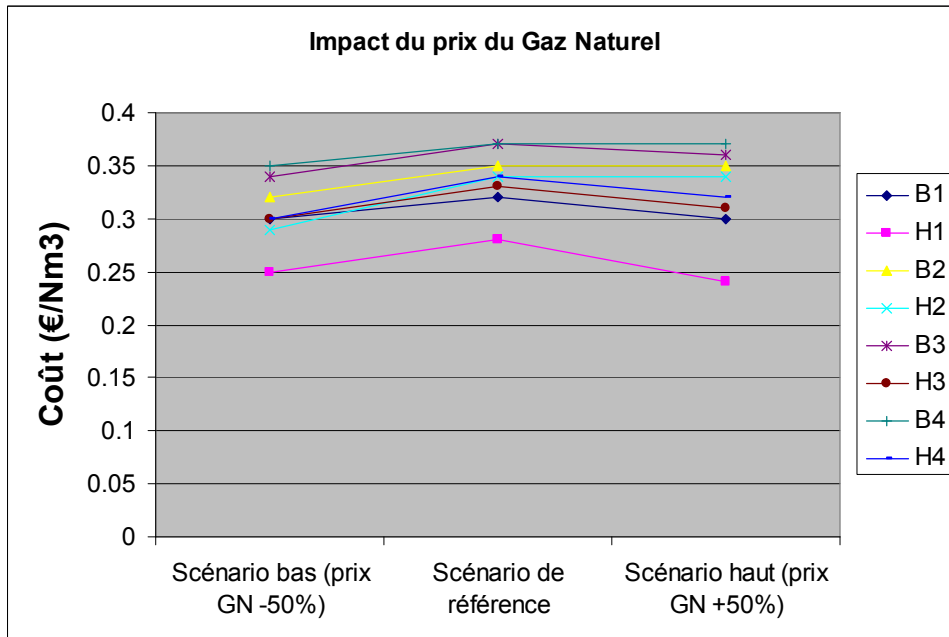


Figure 52 qui compare le résultat obtenu pour les scénarios optimiste, pessimiste et de référence du prix du gaz naturel.

En effet, dans les scénarios H1_ (avec forte demande et distribution de l'hydrogène à haute pression), on constate une légère **réduction du coût global** en réponse à l'augmentation du prix du gaz naturel, ce qui n'est pas logique. On s'attendrait à voir une augmentation du coût, mais en réalité, l'outil trouve une solution différente et dont le coût est légèrement inférieur. Ceci vient du fait que la fonction de régression a changé mais ce résultat n'a pas une explication réelle. On atteint ici les limites de notre approche qui repose sur des approximations successives. Le coût du gaz naturel a donc peu d'impact sur le coût de la solution globale.

Par contre d'après le Tableau 65 présenté en Annexe 2, on peut voir que la forme des solutions est impactée par le prix du gaz naturel, alors que le coût reste sensiblement le même. Dans le **scénario haut**, on ne produit l'hydrogène que par **électrolyse** alors que **dans le scénario bas la production** est bien **répartie entre électrolyse et reformage**.

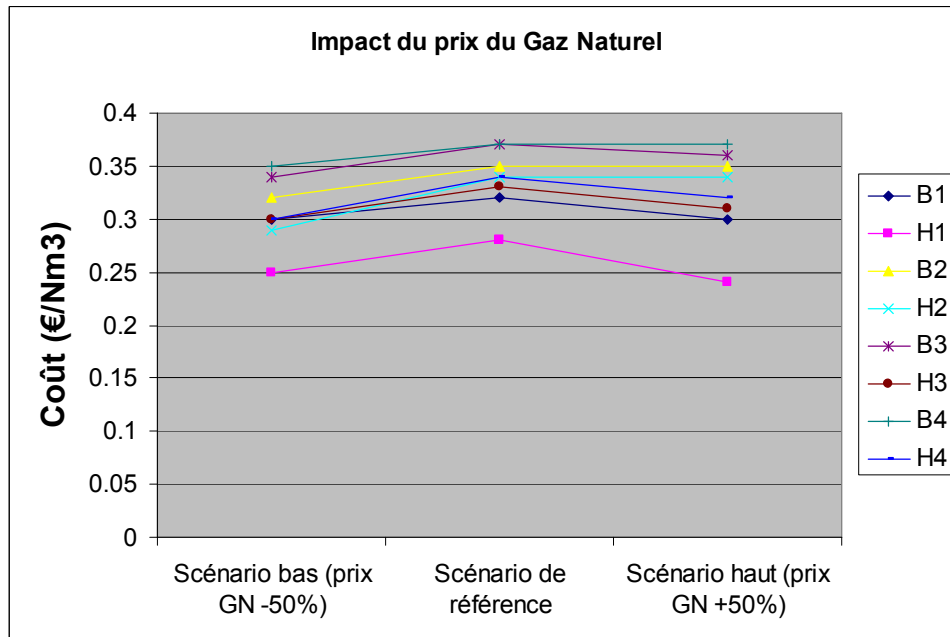


Figure 52 : Impact du prix du gaz naturel sur le coût moyen du Nm3

Le détail des tendances des résultats est donné en Annexe 2.

III.3. Impact du prix de l'électricité

Dans cette section, nous présentons l'impact du prix de l'électricité dans les huit scénarios de référence définis au Chapitre 4. L'impact est cette fois-ci bien visible. En effet, l'électricité étant utilisée dans tous les maillons de la chaîne logistique, la répercussion ne se fait pas seulement sur la production. De même, les technologies de production changent et dans le **scénario haut**, on trouve principalement de la **production par reformage de gaz naturel** tandis que dans le **scénario de référence**, la production est **essentiellement par électrolyse** (conventionnelle et haute température). Dans le **scénario bas**, la production est **principalement électrolyse puis gazéification de biomasse**, dans les scénarios pour lesquels la production du scénario de référence comportait du reformage.

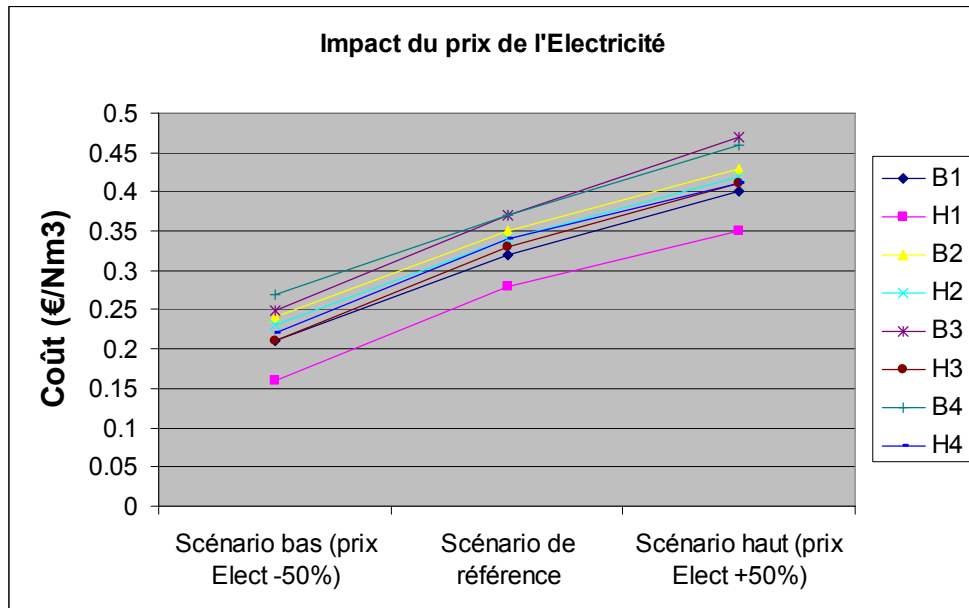


Figure 53 : Impact du prix de l'électricité sur le coût moyen du Nm3

Le détail des tendances des résultats est donné en Annexe 2.

III.4. Impact du prix de la biomasse

Concernant l'impact du prix de la biomasse sur les huit scénarios de référence, on note une légère augmentation à peine visible. Cela est dû au fait que la gazéification, de part ses coûts, est un mode de production très peu retenu dans nos solutions. Toutefois, dans le scénario bas ce mode de production ressort de façon évidente dans la solution optimale de presque tous les scénarios, **surtout ceux où la demande est élevée.**

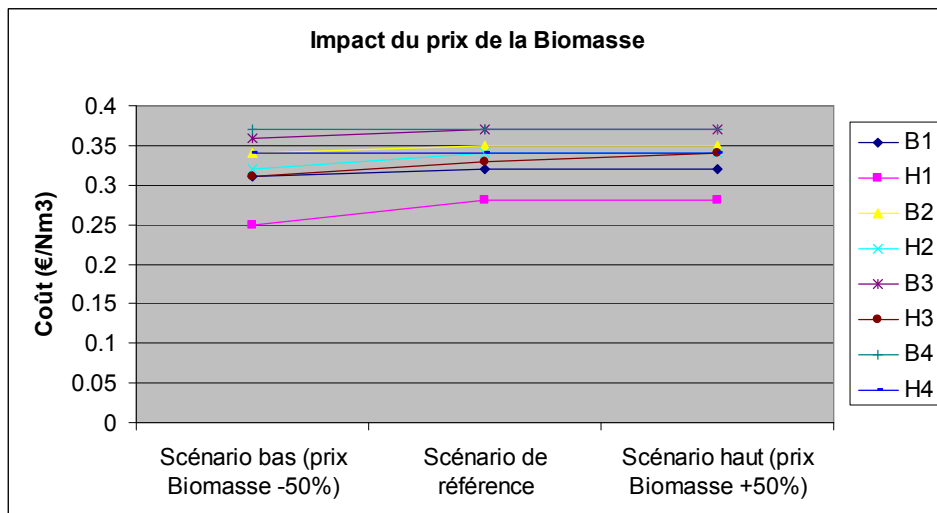


Figure 54 : Impact du prix de la biomasse sur le coût moyen du Nm3

Le détail des tendances des résultats est donné en Annexe 2.

III.5. Impact du coût de la taxe carbone

Comme dans le cas du gaz naturel, le résultat n'a pas une logique réelle. En effet, plus le coût de la taxe carbone augmente, plus notre modèle nous conduit vers un coût faible de l'hydrogène dans les

scénarios B1, H1, H3, H4. En réalité, cela tend le modèle à considérer de la production par **gazéification de biomasse** dans les scénarios de forte demande (H1, H2, H3 et H4) et cela induit de tels changements sur la fonction de coûts globale que les solutions optimales ont un coût plus faible. On atteint ici aussi les limites de notre approche.

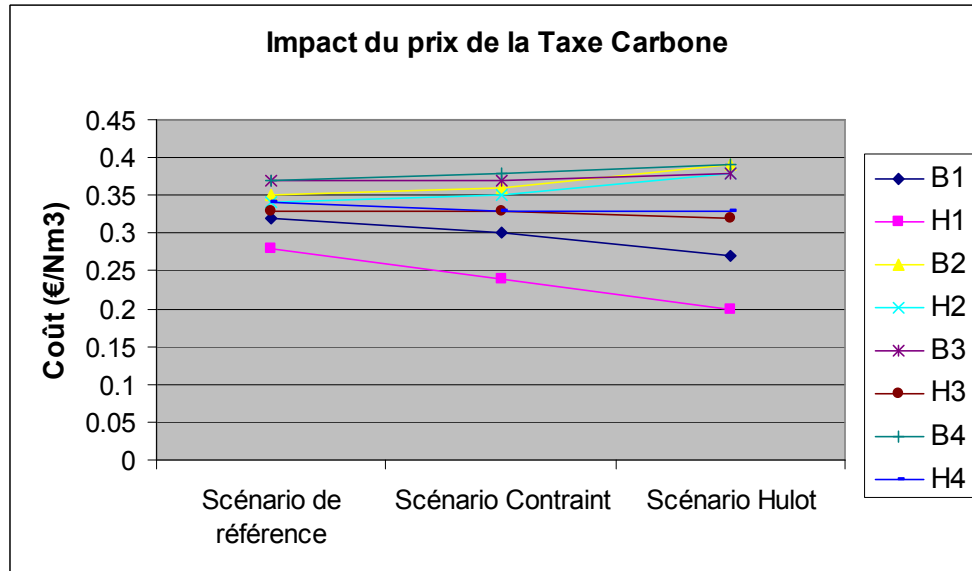


Figure 55 : Impact du prix de la taxe carbone sur le coût moyen du Nm3

Le détail des tendances des résultats est donné en Annexe 2.

III.6. Impact du prix du carburant

Sur le graphique de la Figure 56, on voit que le prix du carburant n'a un impact perceptible sur les résultats que pour les scénarios B2, B4 et H4. Pour ces trois scénarios, le fait d'augmenter le prix du carburant augmente le coût de l'hydrogène. Ces scénarios correspondent à des cas où l'utilisation du transport par camions est obligatoire, il est donc logique de voir un effet sur le résultat. Par contre, on devrait également avoir un effet sur tous les autres scénarios sauf B1 et H1 qui sont les deux seuls scénarios à ne pas imposer de transport par camions. Le fait de ne pas observer d'effet ne signifie pas que l'impact sur le coût est négligeable. Cela signifie que l'on trouve une autre solution ayant un coût similaire. En effet, la nature de la solution change énormément dans les scénarios de demande basse.

Dans les scénarios B1_, si le prix du carburant est bas, il y a 3 centres de conditionnement, alors que dans le scénario de référence ou pour un prix du carburant haut, il n'y a pas de centres de conditionnement. Cela montre qu'il faut un prix du carburant bas pour que le transport en camions fasse partie de la solution, et ce uniquement si la demande est basse.

Dans le scénario B2, il est nécessaire d'avoir des liquéfacteurs car tout l'hydrogène doit être distribué sous forme liquide. Il y a alors beaucoup de liquéfacteurs dans la solution de référence (50 sur le territoire à la période P7) ainsi que dans la solution où le prix du carburant est élevé, ce qui permet de minimiser le transport par camions. Par contre, dans le cas où le prix du carburant est bas, il y a moins de liquéfacteurs (17 à la période P7), car le prix du transport est moins élevé.

Dans le scénario B3, l'augmentation du prix du carburant entraîne un changement de solution de production sur site, vers production centralisée, pour les 50% de la demande qui est sous forme gazeuse. Cette tendance peut s'interpréter comme une mutualisation des flux.

Dans le scénario B4, c'est l'inverse, la production se décentralise avec l'augmentation du prix du carburant. Cela doit être dû au fait que la mutualisation des flux pour un transport par camions de bouteilles n'est pas rentable contrairement au transport par camions de liquide.

Par contre, pour les scénarios de demande élevée, la nature de la solution ne change pas et l'impact est négligeable.

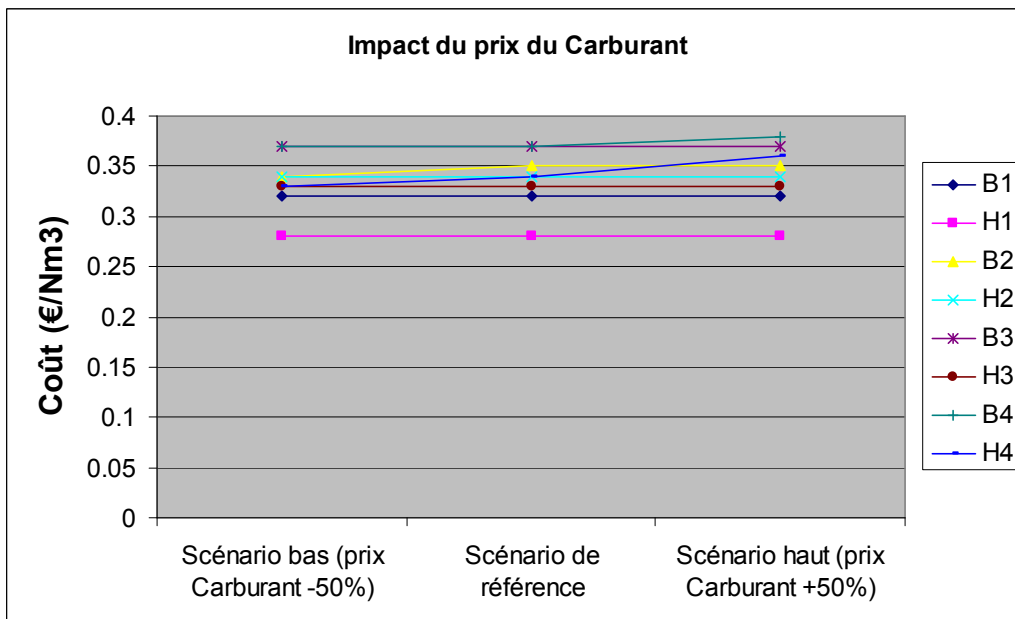


Figure 56 : Impact du prix du carburant sur le coût moyen du Nm3

Le détail des tendances des résultats est donné en Annexe 2.

III.7. Etude du scénario le plus défavorable

Un résultat intéressant est celui du « scénario le plus défavorable ». En effet, nous avons combiné tous les scénarios hauts entre eux pour voir l'effet sur la solution. On constate dans le Tableau 62 que dans le scénario le plus défavorable, c'est l'électrolyse (conventionnelle et haute température) qui est le mode de production le plus avantageux. Puis la solution optimale intègre en fin d'horizon de l'électrolyse haute température et de la gazéification.

Scénario de référence	B1										H1										
	P	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2		77	0	0	0	0	0	1	0	0	0	192	0	0	0	0	0	1	0	0	0
3		78	0	0	0	0	0	1	0	0	0	467	0	0	0	0	0	12	0	0	0
4		118	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1307	0	0	0	0	0	41	0	0	0
5		790	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3132	0	0	0	0	0	50	0	0	0
6		3192	0	0	0	0	0	1	50	4	0	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0

		7	10000	0	0	0	0	0	1	50	20	0	10000	0	0	0	0	50	50	20	0
Scénario d'électricité élevée	P	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	77	0	0	0	0	0	1	0	0	0	192	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	3	78	0	0	0	0	0	1	0	0	0	467	0	0	0	0	0	21	0	0	0
	4	118	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1307	0	0	0	0	0	38	0	0	0
	5	790	0	0	0	0	0	17	0	0	0	4766	0	0	0	0	0	50	0	0	0
	6	3192	0	0	0	0	0	50	0	4	0	10000	0	0	0	0	0	50	0	20	35
	7	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	44
Scénario le plus défavorable	P	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	77	0	0	0	0	1	0	1	0	0	192	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	3	78	0	0	0	0	1	0	1	0	0	467	0	0	0	0	0	0	3	0	0
	4	118	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1307	0	0	0	0	0	0	9	0	0
	5	790	0	0	0	0	1	0	17	0	0	3132	0	0	0	0	0	0	50	0	0
	6	10000	0	0	0	0	1	0	50	20	0	10000	0	0	0	0	0	0	50	20	50
	7	10000	0	0	0	0	15	0	50	20	50	10000	0	0	0	0	17	0	50	20	50

Tableau 62: Etude du scénario le plus défavorable pour les scénarios B1 et H1

En termes de coûts, le résultat est lui, par contre, entaché des effets des approximations successives de la méthode. En effet, le coût de l'hydrogène dans le scénario le plus défavorable est moins élevé que dans le scénario de l'électricité élevée.

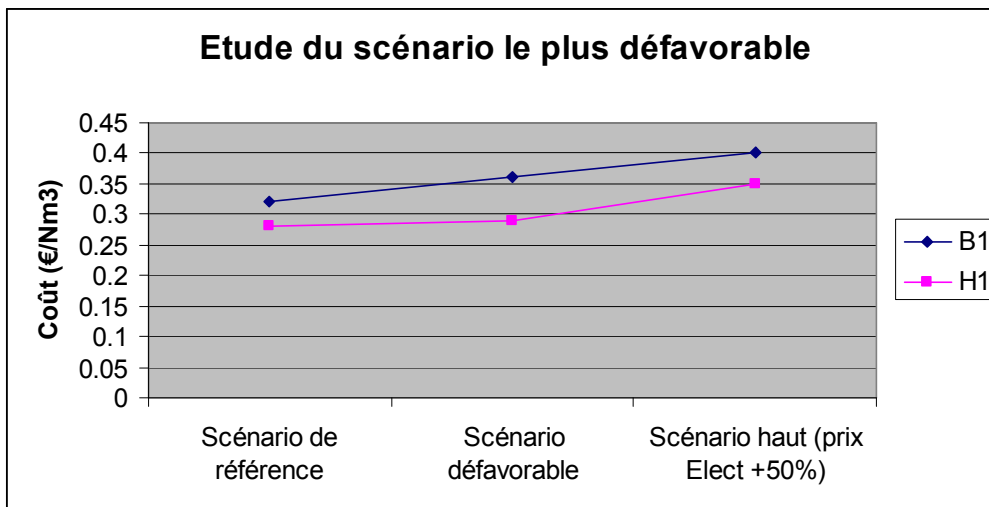


Figure 57 : Analyse du scénario le plus défavorable

III.8. Conclusion sur les paramètres impactant

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence l'influence des paramètres sur le coût et la structure de la solution finale. Nous avons constaté que, dans le cadre des hypothèses et des scénarios considérés, l'électricité était le paramètre le plus influent sur le résultat. Il faut noter que l'électricité n'intervient pas uniquement au niveau de la production de l'hydrogène, mais tout au long de la chaîne logistique. Nous avons repris sur les Figure 58 et Figure 59 l'influence des différents paramètres. On note bien l'effet majeur du prix de l'électricité sur le coût de l'hydrogène.

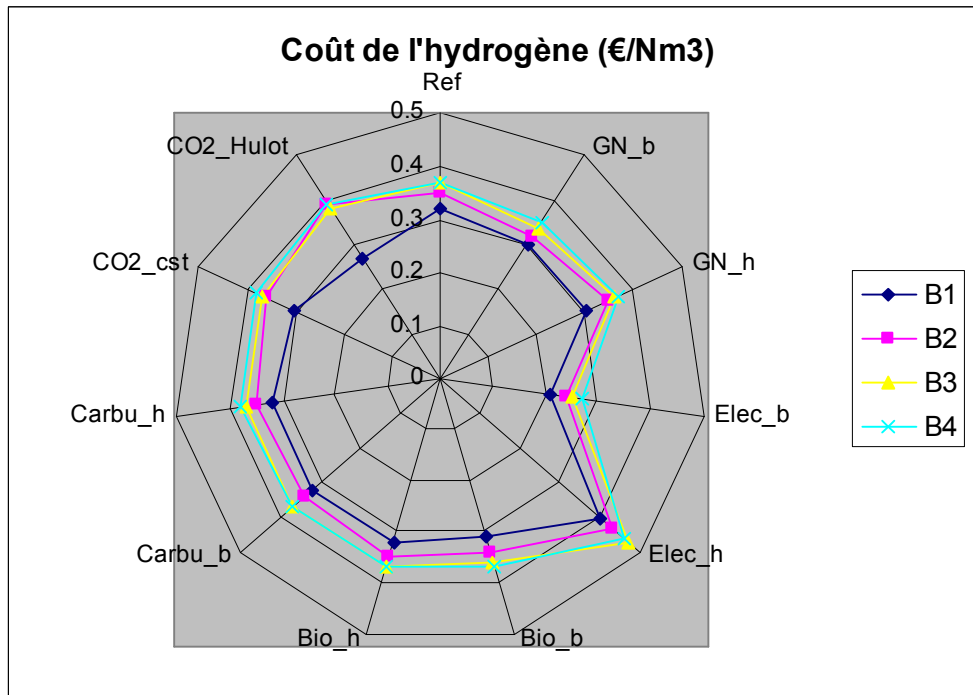


Figure 58 : Influence des paramètres sur le coût du Nm3 d'hydrogène dans les scénarios de demande basse

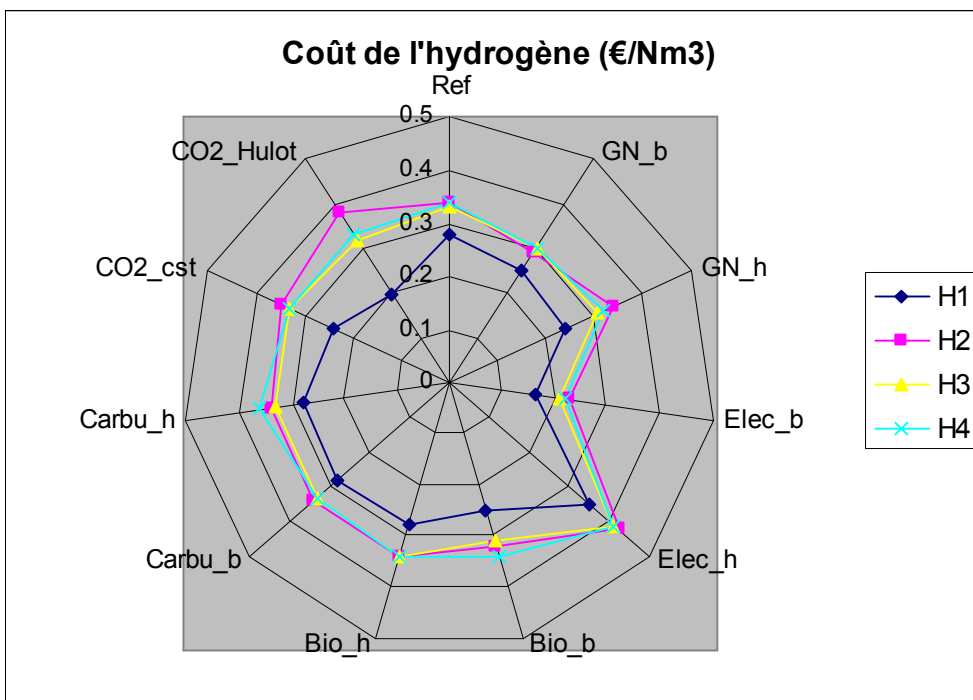


Figure 59 : Influence des paramètres sur le coût du Nm3 d'hydrogène dans les scénarios de demande haute

Dans ce chapitre nous avons montré que les paramètres n'ont pas un effet considérable sur le **coût de la solution optimale** dans une limite de 50% d'erreur. Toutefois, ils impactent considérablement la **forme de la solution**.

IV. Analyse de la structure logistique des solutions

Nous avons montré précédemment l’impact des prix des énergies primaires sur le coût de l’hydrogène. Nous avons mis en avant l’impact sur la nature des solutions, essentiellement en termes de modes de production.

Dans cette section nous montrons les structures des solutions obtenues pour les huit scénarios de référence concernant les aspects logistiques. Nous ne regardons plus la sensibilité aux hypothèses de prix des énergies primaires, mais nous nous plaçons dans le cadre des scénarios de référence définis et regardons la structure logistique des solutions obtenues.

Nous analysons la structure de la solution pour les périodes 4 (2020-2025) et 6 (2030-2040) qui sont les plus riches à analyser. En effet, les premières périodes correspondent à une demande assez faible et le nombre d’équipements à implanter et alors restreint. Le Tableau 63 présente ces solutions optimales que nous présentons ensuite sous forme graphique.

		X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
B1_ref	P4	118	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	P6	3192	0	0	0	0	0	1	50	4	0
B2_ref	P4	118	0	0	1	0	0	0	2	0	0
	P6	4178	0	0	7	0	0	0	4	18	0
B3_ref	P4	118	0	1	0	0	1	0	1	0	0
	P6	3192	0	1	3	0	1	0	36	7	0
B4_ref	P4	118	0	1	0	0	2	1	1	0	0
	P6	3192	0	1	1	0	50	1	50	4	0
H1_ref	P4	1307	0	0	0	0	0	41	0	0	0
	P6	10000	0	0	0	0	0	50	50	20	0
H2_ref	P4	1307	0	0	4	0	0	7	0	0	0
	P6	6783	0	0	30	0	0	7	3	20	0
H3_ref	P4	1307	0	1	1	0	0	6	0	0	0
	P6	10000	0	13	1	0	0	6	50	20	0
H4_ref	P4	1307	0	0	2	0	21	21	0	0	0
	P6	6783	0	0	9	0	45	21	50	20	0

Tableau 63: Résultats d’optimisation pour l’ensemble des scénarios de référence et pour les périodes 4 et 6

On tire de ces résultats les tendances suivantes :

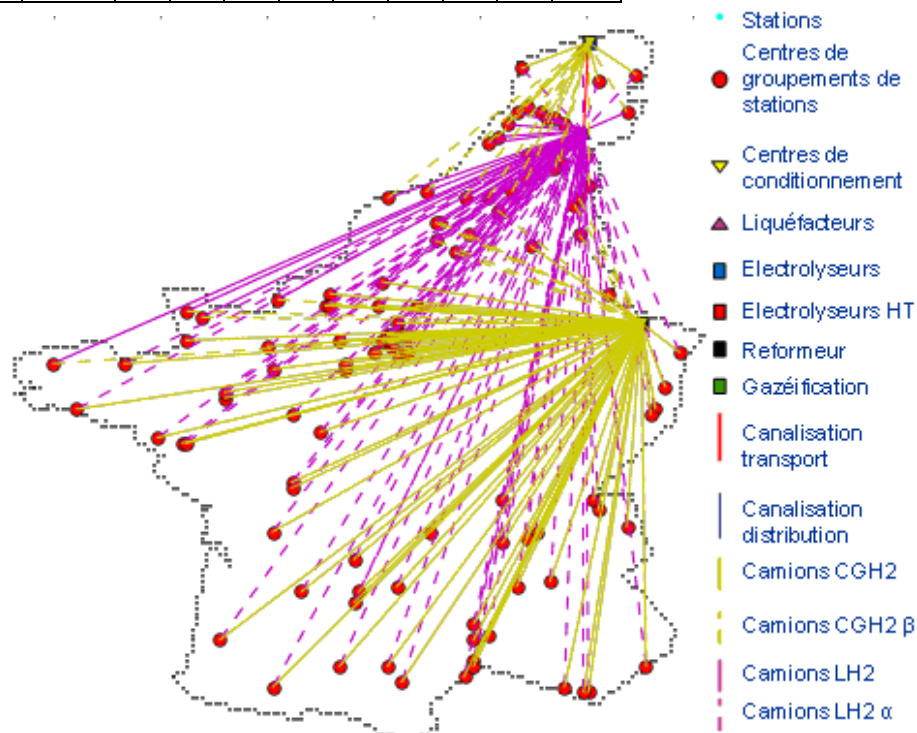
- Pour les scénarios B1_ref et H1_ref correspondant à une demande d’hydrogène entièrement gazeux, tout l’hydrogène est transporté par canalisations. Aucun centre de conditionnement (X5 et X6) et aucun liquéfacteur (X3 et X4) ne sont présents dans les solutions optimales de ces deux scénarios sur tout l’horizon.
- Dans les scénarios B2_ref et H2_ref, pour lesquels l’hydrogène doit être fourni sous forme liquide, la solution optimale comporte des liquéfacteurs.

- Dans les scénarios B3_ref et H3_ref, l'hydrogène doit être fourni pour 50% sous forme liquide et 50% sous forme gazeuse. La solution optimale comporte des liquéfacteurs, mais de plus, dans le scénario B3_ref, la solution optimale comporte un centre de conditionnement.
- Dans les scénarios B4_ref et H4_ref, l'hydrogène devant être fourni sous forme liquide, gazeuse, et en bouteilles échangeables en part égale, les solutions optimales comportent des liquéfacteurs en faible nombre et de façon plus importante, des centres de conditionnement. Dans la section qui suit, nous présentons sous forme graphique un exemple de représentation des moyens de transport utilisés dans les solutions optimales de ces scénarios de référence B4_ref et H4_ref qui sont les plus visuels.

Pour cela, nous avons utilisé notre logiciel ODHISSE'2050 qui nous permet de visualiser une des solutions aléatoires pour une configuration d'infrastructure donnée. Il faut noter que la localisation des centres de production ou de transformation de l'hydrogène, ainsi que celle des stations service n'est donnée qu'à titre d'exemple et ne correspond pas à une localisation prévue mais à une localisation possible du fait de la localisation des ressources.

Scénario B4_ref pour la période P4 :

		X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
B4_ref	P4	118	0	1	0	0	2	1	1	0	0

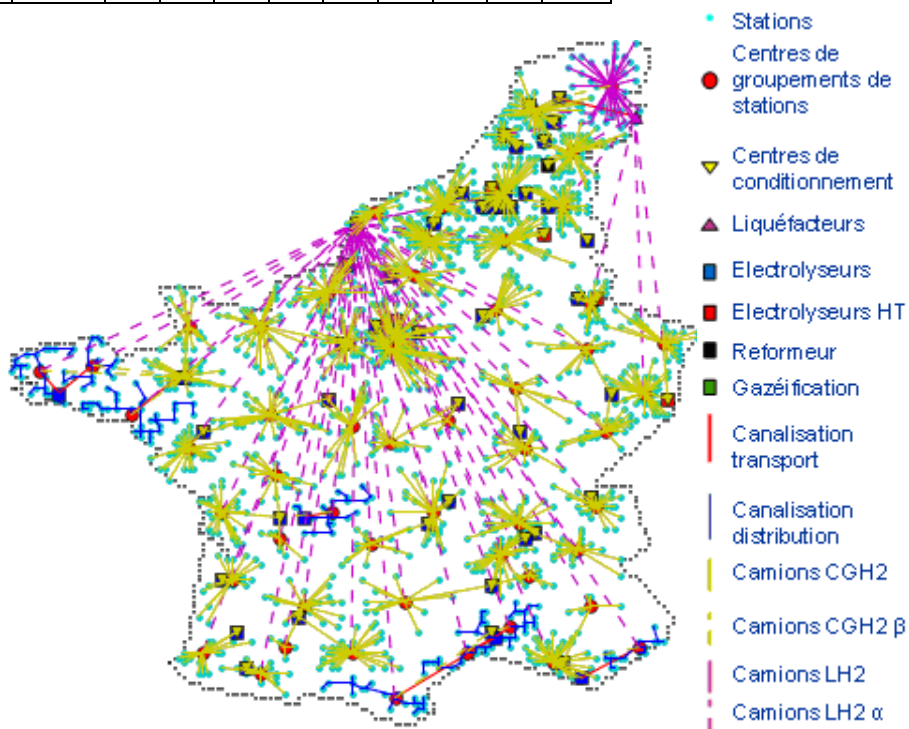


Pour satisfaire le scénario B4_ref à la période P4 (2020-2025) la solution optimale pourrait comporter 118 stations service regroupées par 2, tout au plus. Un électrolyseur qui pourrait être localisé vers Metz et un reformeur qui pourrait être localisé aux Pays-Bas. Sur chaque unité de production il y aurait un centre de conditionnement. Et un liquéfacteur central serait localisé en Belgique. Tout

l'hydrogène serait alors transporté par camions depuis le liquéfacteur et les deux centres de conditionnement. Il y aurait alors 83 stations alimentées par les centres de conditionnement pour l'hydrogène gazeux attendu et 35 stations depuis les liquéfacteurs. Cette solution comprendrait 150 km de canalisation de transport afin de transporter l'hydrogène depuis l'unité de production par reformage des Pays-Bas vers le liquéfacteur. Afin de distribuer l'hydrogène dans cette infrastructure, il faudrait 4 camions cryogéniques, 14 camions de bouteilles pour l'échange plein contre vide et enfin 19 camions pour le transport d'hydrogène gazeux à moyenne pression. L'ensemble de ces camions parcourraient 12 600 000 km/an.

Scénario B4 ref pour la période P6 :

		X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
B4_ref	P6	3192	0	1	1	0	50	1	50	4	0



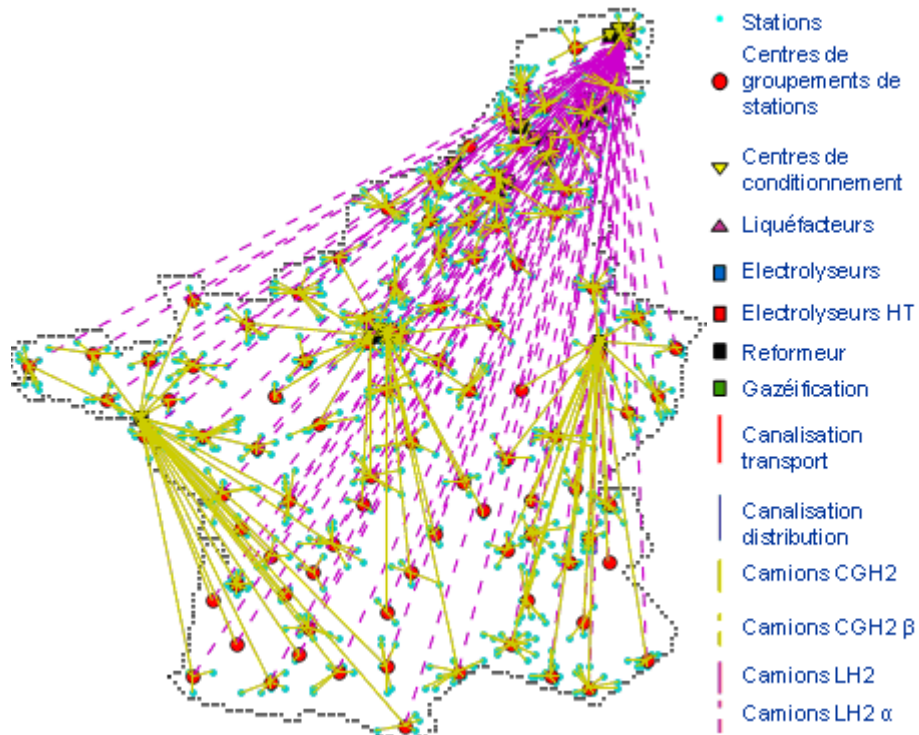
Pour satisfaire le scénario B4_ref à la période P6 (2030-2040) la solution optimale pourrait comporter 3 192 stations service regroupées par 30 en moyenne. Une cinquantaine d'électrolyseurs dont 4 haute température pourraient être dispersés sur tout le territoire et un reformeur pourrait être localisé en Belgique. Sur presque chaque unité de production il pourrait y avoir un centre de conditionnement. Enfin, deux liquéfacteurs centraux seraient localisés aux Pays-Bas et vers le Havre. La majorité de l'hydrogène serait alors transporté de façon locale par camions depuis les deux liquéfacteurs et les cinquante centres de conditionnement, localisés sur les centres de production décentralisés. Certaines stations pourraient être approvisionnées par un réseau de canalisations de distribution local, lui-même approvisionné depuis une unité de production décentralisée.

Il y aurait alors 2 816 stations alimentées par les centres de conditionnement pour l'hydrogène gazeux attendu, 100 stations depuis les liquéfacteurs et 276 par une canalisation. Cette solution comprendrait

890 km de canalisation de transport afin de transporter l’hydrogène depuis une unité de production vers les stations service et 130 km entre les liquéfacteurs et les unités de production. Afin de distribuer l’hydrogène dans cette infrastructure, il faudrait 2 700 km de canalisation de distribution, 206 camions cryogéniques, 200 camions de bouteilles pour l’échange plein contre vide et enfin 441 camions pour le transport d’hydrogène gazeux à moyenne pression. L’ensemble de ces camions parcourraient 117 000 000 km/an.

Scénario H4_ref pour la période P4 :

	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
H4_ref P4	1307	0	0	2	0	21	21	0	0	0

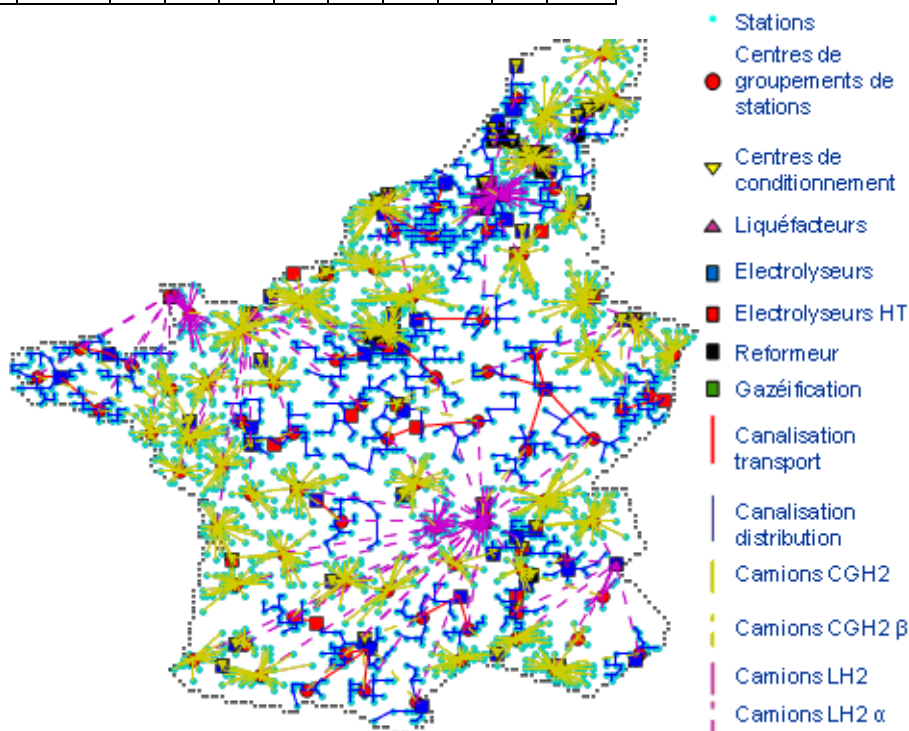


Pour satisfaire le scénario H4_ref à la période P4 (2020-2025) la solution optimale pourrait comporter 1 307 stations service regroupées par 15 en moyenne. Une vingtaine de reformeurs pourraient être dispersés sur le territoire et principalement localisé en Belgique. Sur chaque unité de production il pourrait y avoir un centre de conditionnement. Enfin, deux liquéfacteurs seraient localisés aux Pays-Bas sur le même site que des unités de production. Tout l’hydrogène serait alors transporté par camions sur d’assez longues distances depuis les deux liquéfacteurs et les vingt centres de conditionnement, localisés sur les centres de production relativement regroupés dans le nord du territoire.

Toutes les stations seraient alors alimentées par les centres de conditionnement pour l’hydrogène gazeux attendu. Cette solution ne comprendrait aucune canalisation. Afin de distribuer l’hydrogène dans cette infrastructure, il faudrait 155 camions cryogéniques, 235 camions de bouteilles pour l’échange plein contre vide et enfin 475 camions pour le transport d’hydrogène gazeux à moyenne pression. L’ensemble de ces camions parcourraient 212 000 000 km/an.

Scénario H4 ref pour la période P6 :

		X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
H4_ref	P6	6783	0	0	9	0	45	21	50	20	0



Pour satisfaire le scénario H4_ref à la période P6 (2030-2040) la solution optimale pourrait comporter 6 783 stations service regroupées par 70 en moyenne. Soixante-dix électrolyseurs dont 20 haute température pourraient être dispersés sur tout le territoire et une vingtaine de reformeurs pourraient être dispersés sur le territoire et principalement regroupés en Belgique. Sur presque chaque unité de production il pourrait y avoir un centre de conditionnement. Enfin, une dizaine de liquéfacteurs seraient localisés sur certaines unités de production. La majorité de l'hydrogène serait alors transporté de façon locale par camions depuis les liquéfacteurs et les centres de conditionnement, localisés sur les centres de production décentralisés. Certaines stations pourraient être approvisionnées par un réseau de canalisations de distribution local, lui-même approvisionné depuis une unité de production décentralisée.

Il y aurait alors 2 472 stations alimentées par les centres de conditionnement pour l'hydrogène gazeux attendu, 206 stations depuis les liquéfacteurs et 4 105 par une canalisation. Cette solution comprendrait 2 876 km de canalisation de transport afin de transporter l'hydrogène depuis une unité de production vers les stations service. Afin de distribuer l'hydrogène dans cette infrastructure, il faudrait 12 500 km de canalisation de distribution, 669 camions cryogéniques, 920 camions de bouteilles pour l'échange plein contre vide et enfin 762 camions pour le transport d'hydrogène gazeux à moyenne pression. L'ensemble de ces camions parcourraient 324 500 000 km/an.

Dans cette étude sur la nature logistique des solutions dans le cadre des scénarios B4_ref et H4_ref correspondant à des mix homogènes de forme de l'hydrogène distribué en station, on constate plusieurs tendances. La production qui est dans un premier temps centralisée, se décentralise, de même que le conditionnement et la liquéfaction. Ainsi, on passe de grandes distances de transport à de plus petites et le nombre de kilomètres parcourus augmente moins vite que la demande. Des réseaux de canalisations de distribution apparaissent en fin d'horizon.

Pour les scénarios B1_ref et H1_ref que nous n'avons pas représenté, il n'y a aucun centre de conditionnement et aucun liquéfacteur dans les solutions optimales. Ainsi, toute la distribution se fait par canalisation de transport et par réseaux de canalisations de distribution.

Cette section montre les possibilités de l'outil ODHISSE'2050.

V. Conclusion du Chapitre 7

Dans ce chapitre, nous avons apporté des réponses sur sensibilité de notre modèle aux paramètres d'entrée. Nous avons également apporté des éléments de discussion concernant le déploiement de la chaîne logistique de l'hydrogène carburant pour les huit scénarios de référence définis au Chapitre 4.

Nous avons montré que les paramètres n'ont pas un effet considérable sur le coût de la solution optimale, dans une limite de 50% d'erreur. Toutefois, ils impactent considérablement la forme de la solution.

En nous plaçant dans le cadre du cas de référence pour les hypothèses de coût des technologies, nous avons montré l'impact de la demande sur le coût du Nm³ d'hydrogène. Il ressort que, même avec une demande basse, le coût moyen d'un Nm³ d'hydrogène au bout de 50 ans serait de **0.3€/Nm³ ce qui ramènerait l'hydrogène a un coût compétitif à 3.6€/100km (si il n'est pas soumis à de trop fortes taxes)**, coût du même ordre de grandeur que celui de nos carburants actuels. Pour comparaison, l'étude HyWays propose un coût de l'hydrogène de 0.11 à 0.15 €/kWh soit 0.3 à 0.45 €/Nm³, donc un ordre de grandeur tout à fait similaire aux résultats que l'on obtient.

Pour les scénarios de **demande haute** nous avons montré que c'est le scénario avec une demande en hydrogène gazeux, et probablement un transport par canalisations, qui est optimal, suivi par le scénario avec une demande mixte entre hydrogène gazeux et hydrogène liquide. Viennent en dernier les scénarios avec une forte part de la demande en hydrogène liquide et en bouteille nécessitant du transport par camions (composition 3 : 100% liquide, et composition 4 : 30% liquide et 30% bouteilles).

Pour les scénarios de **demande basse**, on retrouve le scénario tout liquide devant le scénario mixte ce qui montre qu'avec une demande basse, le transport par camions cryogéniques est intéressant.

Nous avons mis en évidence l'influence des paramètres sur le coût et la structure de la solution finale. Il ressort que l'électricité est le paramètre le plus influent sur le résultat.

Enfin, nous avons analysé les structures des solutions obtenues pour les huit scénarios de référence concernant les aspects logistiques.

On tire de ces résultats les tendances suivantes :

- Pour les scénarios B1_ref et H1_ref correspondant à une demande d'hydrogène entièrement gazeux, tout l'hydrogène est transporté par canalisations. Aucun centre de conditionnement (X5 et X6) et aucun liquéfacteur (X3 et X4) ne sont présents dans les solutions optimales de ces deux scénarios sur tout l'horizon.
- Dans les scénarios B2_ref et H2_ref, pour lesquels l'hydrogène doit être fourni sous forme liquide, la solution optimale comporte des liquéfacteurs.
- Dans les scénarios B3_ref et H3_ref, l'hydrogène doit être fourni pour 50% sous forme liquide et 50% sous forme gazeuse. La solution optimale comporte des liquéfacteurs, mais de plus, dans le scénario B3_ref, la solution optimale comporte un centre de conditionnement.
- Dans les scénarios B4_ref et H4_ref, l'hydrogène devant être fourni sous forme liquide, gazeuse, et en bouteilles échangeables en part égale, les solutions optimales comportent des liquéfacteurs en faible nombre et de façon plus importante, des centres de conditionnement.

Conclusion générale

I. Principaux apports

Au cours de cette étude nous avons développé un outil d'aide à la décision pour **l'optimisation** de la **planification** du **déploiement à 2050** de la **chaîne logistique** de **l'hydrogène** pour le marché des **carburants** à **l'échelle d'un pays**.

Tout d'abord, nous avons fourni une **analyse approfondie du système** de distribution de l'hydrogène. En nous basant sur les concepts de la systémique, nous avons pu définir les caractéristiques du problème d'optimisation que nous souhaitions traiter, et ce, en partant des attentes de l'environnement sur le système et des contraintes exercées.

A partir de cette analyse systémique nous avons proposé une **représentation schématique des différentes chaînes logistiques** possibles pour la distribution de l'hydrogène. **Cette représentation complète** constitue un apport important car il est plus facile d'avoir une vision partielle de chaque schéma logistique possible qu'une vision globale de l'ensemble des logistiques parallèles.

Une des originalités du travail de thèse a été de proposer un outils d'aide à la décision **tenant compte des spécificités géographiques** de la région dans laquelle le déploiement de l'infrastructure doit être analysé, et **permettant de faire des études de sensibilité**, possibles grâce à la prise en compte de nombreux paramètres exogènes. **L'horizon long terme multi-périodes** permettant une planification et une visualisation des impacts des choix initiaux constitue une seconde originalité de ce travail.

L'étude a montré que la méthodologie choisie, **reposant sur l'optimisation de surfaces de réponses obtenues par régressions polynômiales à l'issue de simulations**, est tout a fait adaptée **pour l'étude d'un problème** aussi **incertain** que celui du déploiement à 2050 d'une infrastructure permettant la distribution de l'hydrogène comme carburant.

Nous avons proposé une heuristique, dédiée à ce problème, donnant de très bons résultats, et qui pourrait tout à fait être transposée à un problème de structure similaire, c'est-à-dire un problème dynamique.

Enfin, notre outil étant en code open source, nous apportons à la communauté scientifique un outil permettant de faire des analyses de scénarios pour le déploiement de l'hydrogène ou bien, une base de code pour l'évolution de ce logiciel vers d'autres applications.

Par ailleurs, un autre aspect des apports de la thèse concerne le déploiement de l'infrastructure de l'hydrogène carburant en tant que tel. Nous avons alors montré que l'hydrogène pourrait atteindre un coût de **30 centimes d'euro du Nm³ en 2050**, ce qui le rendrait compétitif. Son coût dépendant de la demande, cette valeur de 0.30€/Nm³ sera atteint rapidement si la demande est telle qu'envisagée dans les scénarios H, dans le cas contraire, il faudra attendre 2025 pour l'atteindre.

II. Discussions et perspectives

Dans cette section, nous apportons des éléments de discussion sur l'approche conçue et développée mais également sur les résultats obtenus concernant le déploiement de l'infrastructure pour la distribution de l'hydrogène carburant.

Les **principales limites de notre approche** concernent la **prise en compte de l'incertitude**.

Dans le modèle actuel, seuls des scénarios déterministes ont été envisagés. L'introduction de paramètres stochastiques pourrait être envisagée. Il pourrait être intéressant dans un premier temps d'intégrer la variation de la demande en considérant la moyenne de la demande mais aussi sa variance qui risque d'être importante et aura un impact sur le dimensionnement des installations.

La notion de risque n'est pas envisagée dans notre modèle. En effet, pour l'instant nous avons pris isolément chaque scénario mais il serait intéressant d'évaluer les risques de chacun d'eux et d'évaluer une solution minimisant le risque de l'ensemble des scénarios. Nous avons notamment identifié des méthodes d'évaluation de scénarios par analogie avec les « options » financières. La problématique pourrait être abordée sous cet angle de vue qui permettrait de prendre en compte cette notion de risque.

On peut ensuite discuter les limites de **l'heuristique** et proposer de tester d'autres façons de regrouper les variables dans la phase de descente.

Dans le modèle, **la représentation des coûts** est donnée par des fonctions polynomiales ce qui constitue une représentation indispensable à ce stade et avec le niveau de maîtrise des données que nous avons. Dans une étude plus approfondie, la prise en compte de fonctions plus complexes pourrait apporter plus de finesse dans l'analyse.

Les secondes limites concernent le **périmètre du problème traité**.

Nous pourrions envisager un partage de la chaîne logistique entre plusieurs acteurs, de nouvelles chaînes logistiques telles que le transport dans les canalisations de gaz naturel et enfin, de prendre en compte les applications stationnaires dans la demande. On pourrait également envisager une meilleure prise en compte de l'infrastructure existante.

Enfin, les **scénarios utilisés** pour mener l'analyse constituent une dernière limite de notre travail.

Les scénarios pris en compte, notamment celui sur l'évolution du prix de l'électricité sont en effet discutables. Dans cette thèse, il faut noter que l'objectif principal était de mettre en place une méthodologie et un outil utilisable par des experts. Or, nous avons dû mener cette analyse dans la thèse et nous improviser experts en prospective afin d'identifier ou de créer des scénarios d'évolution

des prix des ressources. Ces scénarios n'ont donc de vraie valeur que pour tester la méthodologie développée et donner de premiers résultats qu'il serait bon de conforter par des analyses approfondies faites sur la base de scénarios validés. Il serait vraiment important de se constituer auprès d'experts des scénarios tangibles afin de refaire les expérimentations.

Toutefois, cela ne remet pas en cause les résultats concernant la qualité de la méthode mais uniquement la qualité des solutions qui semblent toutefois, être des résultats permettant la discussion avec des experts.

Par ailleurs, les résultats d'optimisation des scénarios mis en évidence dans ce manuscrit sont limités car on fait l'hypothèse dès le début de l'horizon, sur l'évolution du prix des ressources et des énergies primaires. Le fait de connaître ces scénarios dès le début oriente le déploiement de l'infrastructure vers les bonnes technologies dès le début. Il serait intéressant de lancer des simulations puis de modifier les scénarios pour les dernières périodes en figeant les solutions obtenues pour les premières périodes. De nombreuses analyses pourraient alors être menées quant à l'impact d'un changement de tendance dans le prix d'une ressource, dans un contexte de déploiement déjà en cours.

Références bibliographiques

- [Almansoori et al., 2006] Almansoori, A, Shah, N, Design and operation of a future hydrogen supply chain - Snapshot model, CHEM ENG RES DES, 2006, Vol: 84, Pages: 423 - 438, ISSN: 0263-8762
- [Ambrosino et al., 2005] Ambrosino D. and Scutellà M.G., Distribution network design: New problems and related models, European Journal of Operational Research 165, 2005, p. 610-624.
- [Amiri, 2006] Amiri Ali, Designing a distribution network in a supply chain system: Formulation and efficient solution procedure, European Journal of Operational Research, Vol. 171, p.567-576.
- [April et al., 1999] April J, Glover F, Kelly JP, Laguna M, "Simulation/optimization using "real-world" applications", Proceedings of the 1999 Winter Simulation Conference.
- [Azadivar, 1999] Azadivar F., "Simulation optimization methodologies", Winter Simulation Conference, 1999.
- [Bachelet et al., 2005] Bachelet B, Yon L, "Enhancing Theoretical Optimization Solutions by Coupling with Simulation", Proceedings of the 1st Open International Conference on Modeling & Simulation (OICMS), 12-15 juin 2005, Clermont-Ferrand, France, Pages 331-342.
- [Ball et al., 2007] Ball M., Wietschel M. and Rentz O. (2007), "Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimising modelling approach", International Journal of Hydrogen Energy, Vol 32, 1355-1368.
- [Bandler et al., 2004] Bandler JW, Cheng QS, Dakroury SA, Mohamed AS, Bakr MH, Madsen K, Sondergaard J, "Space Mapping : The state of the Art", IEEE Transactions on Microwave theory and techniques, Vol.52, N°1, Janvier 2004.
- [Bapna et al., 2002] Bapna R. et al., « Infrastructure development for conversion to environmentally friendly fuel», European Journal of Operational Research, 2002.
- [Bas et al., 2006] Bas D, Boyaci I. H., "Modeling and optimization I : Usability of response surface methodology", Journal of Food Engineering 78, p.836-845, 2006.
- [Black Nembhard et al., 2005] Black Nembhard H., Shi L., Aktan M., A real-options-based analysis for supply chain decisions, IIE Transactions, Vol. 37, p. 945-956, 2005.
- [Bocquet et al., 2007] J.C. Bocquet, E. Patay, A. Schindler, A. Dudezert. How to build a Design System and its End Product System? An original approach called SCOS'. International Conference on Engineering Design, 2007.
- [Brekelmans et al., 2005] Brekelmans R, Driessen L, Hamers H, Hertog DD, "Constrained optimization involving expensive function evaluations: A sequential approach", European Journal of Operational Research, 160, p.121-138, 2005.
- [Carson et al., 1997] Carson Y., Maria A., Simulation optimization: methods and applications, Winter Simulation Conference, 1997.
- [Castello et al., 2005] Castello P., Tzimas E., Moretto P., Petevs S.D., Techno-economic assessment of hydrogen transmission and distribution systems in Europe in the medium and long term, Rapport Européen, EUR 21586 EN, Mars 2005.
- [Chopra et al., 2004] Chopra S. and Meindl P., 2004. Supply chain management, Strategy, Planning and operations. Second Edition, Pearson Education International

- [Chorn et al., 2006] Chorn L.G., Shokhor S., Real options for risk management in petroleum development investments, *Energy Economics*, Vol. 28, p. 489-505, 2006.
- [Current et al., 2002] Current J., Daskin M., Schilling D., Chapter3 in *Facility Location Theory: Applications and Methods*, Drezner Z., Hamacher H., Springer-Verlag, Berlin, p. 81-118, 2002.
- [Daganzo et al., 1996] Daganzo C. F., 1996. *Logistics systems analysis*. Second Edition, Springer.
- [DOE, 2007] DOE H2A Analysis, US Department of Energy, 2007, http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html
- [Dreyfus et al., 2004] Dreyfus G, Martinez J.M., Samuelides M., Gordon M.B., Badran F., Thiria S., Hérault L., “Les réseaux de neurones – Méthodologie et applications”, Eyrolles 2004, 2nd Edition.
- [Drezner et al., 2001] Drezner Z. and Hamacher H. (2001), Chapter3 in *Facility Location Theory: Applications and Methods*, Springer-Verlag, Berlin, p. 81-118.
- [E4tech, 2005] « The economics of a European hydrogen automotive infrastructure », rapport du consultant E4tech pour le gazier LINDE, Février 2005.
- [Eldred et al., 2002] Eldred MS, Giunta A, Wojtkiewicz SF and Trucano TG, “Formulations for surrogate-based optimization under uncertainty”, *American Institute of Aeronautics and Astronautics*, 2002.
- [Eucar, 2003] Eucar, Concawe, European Commission, “Wel-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context”, WELL-to-TANK Report, version 1, December 2003.
- [Floudas et al., 2005] Floudas C.A., Akrotirianakis I.G., Caratzoulas S., Meyer C.A., Kallrath J., *Global optimization in the 21st century: Advances and challenges*, *Computers and Chemical engineering*, Vol 29, p. 1185-1202, 2005.
- [Fu et al., 2005] Fu M.C., Glover F.W., April J., “Simulation optimization: a review, new developments, and applications”, *Proceedings of the 2005 Winter Simulation Conference*
- [Geoffrion et al.1995] Geoffrion M., Powers R., Twenty years of strategic distribution system design: an evolutionary perspective, *Interfaces* 25, pp. 105-127, 1995.
- [Glover et al., 1997] Glover Fred, Laguna Manuel, *Tabu search*, Ed. Springer, 408p., 1997.
- [Glover et al., 1999] Glover F, Kelly JP, Laguna M, “New advances for wedding optimization and simulation”, *Proceedings of the Winter Simulation Conference*, 1999.
- [Goupy, 2006] Goupy J., Tutorial: Les plans d’expériences, *Revue MODULAD*, Numéro 34, p 37-79, 2006.
- [Graversen et al., 2008] Graversen, Mauritsen, Tjernstrom, Kallen, Svensson, Vertical structure of recent Arctic warming, *Nature* 451, p. 53-56, 2008.
- [Guikema et al., 2004] Guikema S.D., Davidson R.A., Cagnan Z. , “Efficient simulation-based discrete optimization”, *Winter Simulation Conference*, 2004.
- [Hamelinck, 2002] Hamelinck CN and Faaij APC, Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass, *Journal of Power Sources* 111(1):1-22, 2002.
- [Hodgson, 1990] Hodgson MJ., A flow capturing location-allocation model, *Geographical Analysis*; 22:270 vol.9, 1990.
- [Houck et al., 1996] Houck C.R., Joines A. J., Kay M.G., Comparison of genetic algorithms, random restart and two-opt switching for solving large location-allocation problems’ *Computers and Operations Research*, Vol; 23, N°6, p. 587-596, 1996.
- [Hulot, 2006] Hulot N., Pour un Pacte écologique, *Calmann-Levy*, p. 209-226, 2006.

- [Hsieh et al. 2004] Hsieh K.-H., Tien F.-C., Self-organizing feature maps for solving location-allocation problems with rectilinear distances, *Computers and Operations Research*, Vol. 31, p. 1017-1031, 2004.
- [HyWays, 2007] Infrastructure analysis in HyWays phaseII, Deliverable, HyWays, 2007. <http://www.hyways.de>
- [HyWays, 2007-b] Assessment of the Regional Hydrogen Demand and Infrastructure Build-up for 10 European Countries, Christoph Stiller, Philipp Seydel, Ulrich Bünger, Martin Wietschel, on behalf of the HyWays Consortium, Rapport du projet HyWays, 10 AUG 2007.
- [Jin et al., 2000] Jin R., Chen W., Simpson T., “Comparative Studies Of Metamodeling Techniques Under Multiple Modeling Criteria”, Report, American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2000.
- [Keys et al., 2004] Keys A.C., Rees L.P., “A sequential-design metamodeling strategy for simulation optimization”, *Computers & Operations Research* 31, 2004, p. 1911-1932.
- [Kleijnen et al., 2000] Kleijnen J.P.C and Sargent R.G. (2000), “A methodology for fitting and validating metamodels in simulation”, *European Journal of Operational Research* 120, p. 14-29.
- [Kleijnen et al., 2005] Kleijnen J.P.C., van Beers W.C.M. (2005), “Robustness of Kriging when interpolating in random simulation with heterogeneous variances: some experiments”, *European Journal of Operational Research* 165, p. 826-834.
- [Kleijnen et al., 2005] Kleijnen JPC, “An overview of the design and analysis of simulation experiments for sensitivity analysis”, *European Journal of Operational Research* 164, p.287-300, 2005.
- [Kleijnen et al.,] Kleijnen JPC, “Design and analysis of Monte Carlo Experiments”, ??
- [Kuby et al., 2005] Kuby M., Lim S., « The flow-refueling location problem for alternative-fuel vehicles », Juin 2005.
- [Le Moigne, 1977] J.L. Le Moigne. La théorie du système général, Théorie de la modélisation. Presses Universitaires de France, Col. Systèmes-Décisions, Paris, 1977.
- [Le Moigne, 1999] J.L. Le Moigne. La modélisation des systèmes complexes. Dunod, 1999.
- [Lozano et al., 1998] Lozano S., Guerrero F., Onieva L., Larrañeta J., Kohonen maps for solving a class of location-allocation problems, *European Journal of operational research*, Vol. 108, p. 106-117, 1998.
- [Min et al., 1998] Min H., Jayaraman V. And Srivastava R., Combined location-routing problems: A synthesis and future research directions, *European Journal of Operational Research* 108, 1998, p. 1-15.
- [Minoux, 2003] Minoux M., Optimum Network Design Models and Algorithms in Transportation and Communication, *International Journal of Logistics: Research and applications*, Vol.6, N°1-2, 2003.
- [Melo et al., 2005] Melo M.T., Nickel S., Saldanha da Gama F., Dynamic multi-commodity capacitated facility location : a mathematical modeling framework for strategic supply chain planning, *Computers and Operations Research*, Vol. 33, p. 181-208, 2005.
- [Ni et al, 2005] Ni J., Johnson N., Ogden J., Yang C. and Johnson J., Estimating hydrogen demand distribution using geographic information systems (GIS), Partnering for the global hydrogen future, National Hydrogen Association (NHA) annual hydrogen conference, Washington, 29 Mars – 1er Avril 2005.
- [Nikolaou, 2003] Nikolaou A., Remrova M., Jeliaskov I., Biomass availability in Europe, Lot 5: Bioenergy’s role in the EU Energy Market, Décembre 2003.

- [NTUA, 2006] CASCADE MINTS: CAse Study Comparisons And Development of Energy Models for Integrated Technology Systems, Final Report, SSP6-CT-2003-502445, Institute of Communication and Computer Systems of National Technical University of Athens (ICCS-NTUA), 2006. <http://www.e3mlab.ntua.gr/cascade.html>
- [Olafsson et al., 2002] Olafsson S., Kim J., “simulation optimization”, Proceedings of the 2002 Winter Simulation Conference.
- [Owen et al., 1998] Owen S.H. and Daskin M.S., 1998. Strategic facility location: A review. European Journal of Operational Research 111, p. 423-447.
- [Park, 2001] Park Chan S., Contemporary engineering economics, Prentice Hall, 3ème Edition, 2001.
- [Patay et al, 2006] Patay E., Minoux M. et Ghaffari A. (2006), « Une heuristique pour la conception d’un réseau de distribution intégré : cas de l’hydrogène », ROADEF, 6-8 février, Lille.
- [Patay et al, 2006b] Patay Emmanuelle, Ghaffari Asma, Minoux Michel and Perrin Jérôme, Surrogate approximation for the cost evaluation of infrastructure development for hydrogen as an automotive fuel, ORMMES06, 6- 8 September 2006, Coimbra, Portugal.
- [Patay et al., 2007] E. Patay, J.C. Bocquet, A. Dudezert. Systemics for the design of a complex distribution Network with uncertainties. International Conference on Engineering Design, 2007.
- [Perron, 2002] S. Perron. Contributions au Soutien Logistique Intégré des systèmes industriels: application à la ligne d’intégration lazer. Thèse, Ecole Centrale Paris, Châtenay-Malabry, France, 2002.
- [Pirard, 2005] Pirard F. (2005), Une démarche hybride d’aide à la décision pour la reconfiguration et la planification stratégique des réseaux logistiques des entreprises multi-sites, Thèse, Facultés Universitaires Catholiques de Mons.
- [Pirkul et al., 1998] Pirkul H., Jayaraman V., A multi-commodity, multi-plant, capacitated facility location problem : formulation and efficient heuristic solution, Computers and Operations Research, Vol.25, N°10, p.869-878, 1998.
- [Qian et al., 2005] Qian Z, Seepersad CC, Joseph VR, Allen JK, Wu CFJ, “Building surrogate models based on detailed and approximate simulations”, ASME Journal of Mechanical Design, 2005.
- [Queipo et al., 2005] Queipo NV, Haftka RT, Shyy W, Goel T, Vaidyanathan R, Tucker PK, “Surrogate-based analysis and optimization”, Progress in Aerospace Sciences, 41, p.1-28, 2005.
- [Reeves, 1993] Reeves Colin R., Modern heuristic Techniques for combinatorial Problems, Halesd Press, 1993.
- [Ribeiro et al., 2001] Ribeiro Celso C., Hansen Pierre, Essays and Surveys in Metaheuristics, Ed. 1, Springer, 2001.
- [Robert et al., 2006] Robert A., Dejax P., Peton O., A dynamic model for the strategic design of complex logistic networks, International Conference on Information Systems, Logistics and Supply Chain, Villeurbanne, France, May 14-17, 2006.
- [Santoso et al., 2003] Santoso T., Ahmed S., Goetschalckx M. And Shapiro A., 2003. A stochastic programming approach for supply chain network design under uncertainty.
- [Siarry et al., 2003] Siarry P., Dréo J., Pétrowski A., Taillard E., Métaheuristiques pour l’optimisation difficile, Groupe Eyrolles, 2003.

- [Sigurvinsson, 2005] Sigurvinsson J., “The production of hydrogen by high temperature electrolysis and alkaline electrolysis in a context of sustainable development”, Diplôme de Recherche Technologique, Université Joseph Fourier, 21 Octobre 2005.
- [Simonnet, 2005] A. Simonnet, « Technical options for distributed hydrogen refuelling stations in a market driven situation », Mai 2005.
- [Skinner, 2001] Skinner David, Introduction to Decision Analysis, Probabilistic Publishing, Second edition, 2001.
- [Sondergaard, 1999] Sondergaard J., “Non-linear optimization using Space Mapping”, Master thesis, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, 1999.
- [Sondergaard, 2003] Sondergaard J., “Optimization using Surrogate Models – by the Space Mapping Technique”, PhD thesis, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, 2003.
- [Sørensen, 2005] Åse Lekang Sørensen, Economies of Scale in Biomass Gasification Systems, Interim Report IR-05-030, International Institute for Applied Systems Analysis, 29 April 2005.
- [Teghem et al., 2002] Teghem J., Pirlot M., « Optimisation approchée en recherche opérationnelle, Recherches locales, réseaux neuronaux et satisfaction de contraintes », Hermes Science Publications, 2002.
- [Vicente, 2001] Vicente LN, “Space Mapping: Models, Sensitivities, and trust-Regions Methods”, 2001.
- [Waki et al., 2006] Waki H., Kim S., Kojima M., Muramatsu M., Sums of squares and semidefinite program relaxations for polynomial optimization problems with structured sparsity, SIAM Journal, Vol 17, N°1, pp 218-242, 2006.
- [Waki et al., 2007] Waki H., Kim S., Kojima M., Muramatsu M., Sugimoto H., User Manual for SparsePOP: a Sparse Semidefinite Programming Relaxation of Polynomial Optimization Problems, août 2007.
- [Wan et al., 2005] Wan X, Pekny JF, Reklaitis GV, “Simulated-based optimization with surrogate models- Application to supply chain management”, Computers and Chemical Engineering, 29, p. 1317-1328, 2005.
- [WEO, 2006] International Energy Agency, World Energy Outlook, WEO, 2006.
- [WETO-H2, 2006] European Commission, World Energy Technology Outlook – 2050, WETO-H2, EUR 22038, 2006. http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf

Annexe 1 – Présentation des projets sur l'infrastructure de l'hydrogène énergie

Dans cette annexe, nous présentons les différents projets qui se sont également intéressés à l'infrastructure de l'hydrogène énergie.

I. Infrastructure Analysis - HyWays

Le projet européen HyWays [HyWays, 2007] a pour objectif de proposer une roadmap pour le déploiement de l'hydrogène énergie. Dans ce projet, les états membres ont sélectionnés des chaînes logistiques plausibles avec les ressources et configurations du pays. Les chaînes retenues pour la France par le groupe d'experts d'HyFrance sont les suivantes :

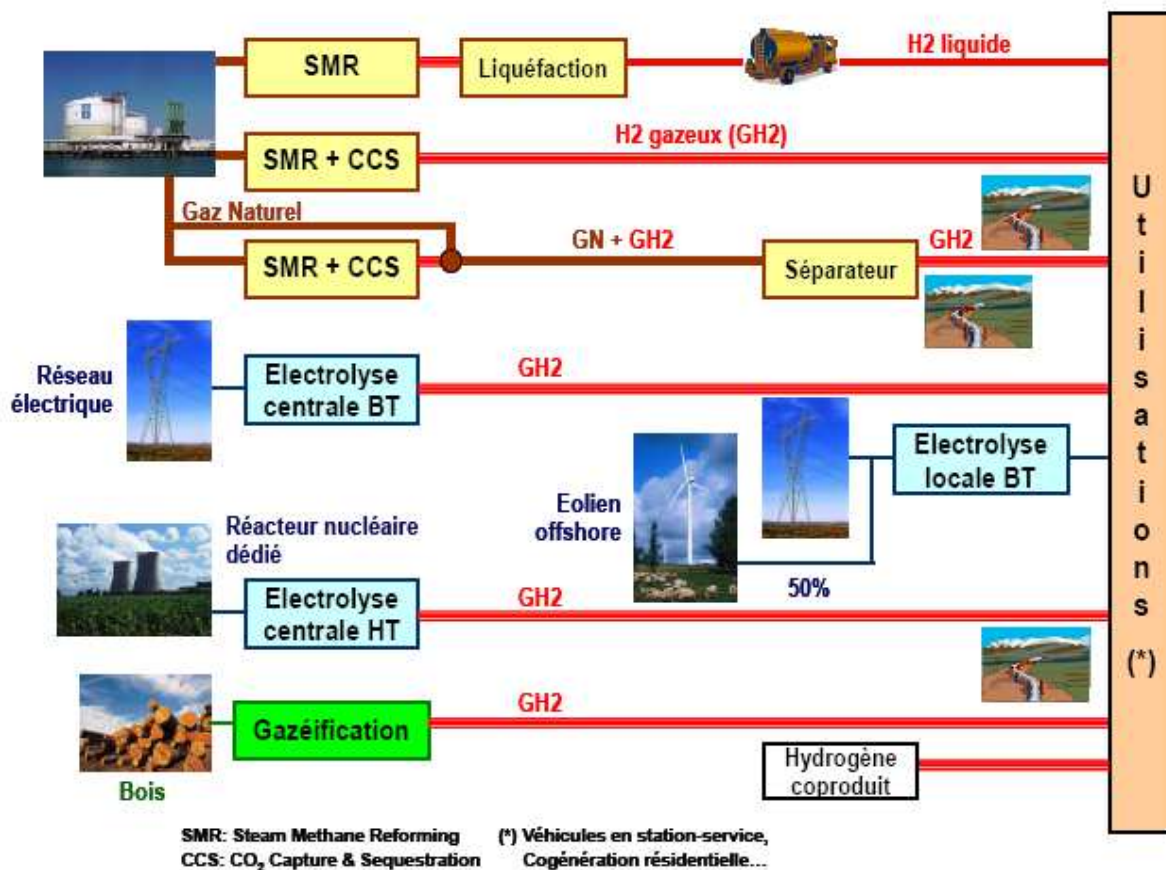


Figure 60: Chaînes logistiques considérées dans HyFrance (horizon 2030)

Les conclusions pour la France du groupe d'experts de l'étude montrent que l'hydrogène pourrait être compétitif à l'horizon 2030, selon les hypothèses du projet. Ils montrent que dans le secteur des transports routiers, l'utilisation d'hydrogène dans des véhicules à pile à combustible hybrides (avec batterie d'appoint) coûterait en 2030 entre 1,5 et 5 c€ par kilomètre parcouru, hors investissement et entretien des véhicules, pour une consommation d'hydrogène de 0,7 kg pour 100 kilomètres parcourus. Ils comparent ces coûts à un certain coût de référence des véhicules à essence ou diesel

également hybrides, de l'ordre de 2 c€/km, pour un baril de pétrole à 50 €. Les conclusions s'attachent surtout aux modes de production de l'hydrogène.

Une partie du projet est consacrée à l'analyse de l'infrastructure. Pour cela, le modèle MOREHyS a été utilisé. L'analyse de l'infrastructure utilisée dans HyWays consiste à déterminer des centres de consommations précoces pour l'hydrogène. Puis, le territoire est découpé selon des régions appelées des NUTS de niveau 3. Ce découpage n'est pas très fin car il donne en moyenne 100 régions par pays. La demande évaluée est alors répartie dans ces régions par rapport à la présence de stations service conventionnelles, à la densité de population ou encore au nombre de voitures par personnes. Par rapport à cette répartition de la demande, le nombre de stations service à positionner par région est alors élaboré. Concernant la production de l'hydrogène c'est ensuite le modèle MOREHyS qui a été utilisé. MOREHyS est un modèle bottom-up avec des variables mixtes et intégrant un modèle d'optimisation linéaire où la demande est exogène.

II. The economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure

Dans son étude sur les coûts d'infrastructure en Europe pour l'hydrogène carburant, [E4Tech, 2005] a évalué deux scénarios de développement pour la période 2010/2030. Cette étude concerne les besoins en carburant pour les véhicules légers et ce qu'on entend alors par infrastructure est la présence de stations service. Seules des considérations économiques ont été faites dans ce modèle qui s'intéresse plus à la question des acteurs financiers qu'à l'évaluation du coût de l'infrastructure en tant que telle.

Les deux scénarios considérés dans cette étude sont :

- Le développement de l'infrastructure dans des zones de forte densité de population puis par extension d'un réseau entre ces points : approche basée sur la population
- Le développement de l'infrastructure à proximité de zones industrielles pour l'hydrogène et/ou les stations service hydrogène existantes dans des projets de démonstration : approche dite stratégique

Le but de cette étude n'est pas de prédire ce qui va se passer, ni d'optimiser pour trouver le meilleur scénario de développement mais d'en évaluer deux afin de servir de support à la discussion. Le but est de répondre aux deux questions suivantes :

- Combien pourrait coûter une infrastructure hydrogène en Europe ?
- Quels types d'acteurs pourraient investir dans cette infrastructure et pour quels retours sur investissement ?

Le seul mode de transport de l'hydrogène retenu dans cette étude est le liquide. Ainsi, les stations sont uniquement alimentées par des camions d'hydrogène liquide et peuvent avoir un appoint de

production on-site avec un SMR ou un électrolyseur. Ces trois schémas de station, permettent de fournir, en quantités égales, de l'hydrogène liquide et de l'hydrogène gazeux.

Les coûts utilisés sont ceux de l'industriel LINDE. Il s'agit des coûts d'investissement et d'exploitation des unités de production et de liquéfaction du groupe ainsi que ceux des camions cryogéniques, avec prise en compte d'une décroissance du coût due aux nombres d'éléments en place. Les coûts sont calculés comme une somme de coûts nationaux (besoin en production au niveau national, besoin en distribution au niveau national, besoin en transport au niveau national et besoin en distribution au niveau national) et non pas par chaîne relative à une région géographique. Aucune analyse n'est faite sur l'influence du nombre de point de production sur le territoire.

Les investissements de capacité sont faits en avance sur la demande. Les résultats de l'étude montrent qu'il faut attendre 2021, pour avoir des résultats positifs, soit au bout de 10 ans d'exploitation. Les recommandations d'E4tech sont de construire une infrastructure pour les gros pôles de demande et pour quelques liens entre ces pôles. Ils montrent que le développement par étapes de l'infrastructure (grandes villes puis liens entre elles) est le mode de développement le moins risqué pour les industriels.

III. HA2

Le DOE a mené une étude H2A [DOE, 2007] concernant les coûts de livraison de l'hydrogène. Cette étude n'a pas encore été rendue publique. Un fichier Excel contenant de nombreuses informations sur les coûts des technologies a été constitué. Puis un coût moyen de la molécule d'hydrogène sous certaines hypothèses de scénario de transport, a été élaboré.

IV. Design and Operation of a future hydrogen Supply Chain

L'objectif de cette étude de l'Imperial College [Almansoori et al., 2006] est de concevoir une HSC (Hydrogen Supply Chain) qui intègre tous les éléments de production, stockage et distribution faisant eux-mêmes l'objet de recherches et de bien comprendre quelles sont les données requises et les incertitudes dans un tel exercice. Plusieurs structures de HSC ont été développées à l'aide de méthode d'optimisation. La génération de structure de réseau est faite par un modèle mathématique linéaire en variables mixtes. La chaîne logistique est représentée comme un instantané. L'objectif du modèle est une minimisation économique intégrant les coûts d'investissement et d'exploitation. Le pays est découpé en 34 zones de surface égale et la demande est affectée dans ces cases proportionnellement à la densité de population. Les unités de production sont localisées en fonction du besoin et non des ressources. Dans ce modèle, seul le transport entre région est estimé et intégré aux coûts. Le transport de distribution, à l'intérieur d'une région n'est pas considéré. De plus, seul le transport par camion est envisagé, les canalisations ne sont pas présentes. De même que la production par électrolyse n'est pas envisagée.

Annexe 2 – Présentation des résultats aux analyses de sensibilités

Les tableaux suivant présentent de façon synthétique les résultats obtenus pour les 8 scénarios et pour le scénario de référence, le scénario pessimiste, et le scénario optimiste concernant l'impact du prix des ressources et de la taxe carbone.

I. Saturation des bornes

	B1	H1	B2	H2	B3	H3	B4	H4
Ref	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X4(P7)	X4(P7) X9(P6-P7)		X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X6(P6-P7) X8(P6-P7)	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)
GN-	X1(P7) X7(P6-P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P7) X9(P6-P7)	X9(P7)	X4(P7) X9(P7)	X7(P7)	X1(P7) X7(P6-P7) X8(P7) X9(P6-P7)		X7(P6-P7) X9(P7)
GN+	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7) X10(P6-P7)	X4(P7)	X1(P7) X4(P6-P7) X9(P6-P7)	X1(P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)	X1(P7) X6(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)
Elect-	X1(P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P4-P5-P6-P7) X9(P6-P7) X10(P7)	X4(P7) X8(P6-P7)	X4(P6-P7) X8(P7)	X8(P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)	X6(P6-P7) X8(P6-P7)	X1(P6-P7) X6(P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)
Elect+	X1(P7) X7(P6-P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P7) X9(P6-P7)	X9(P7)	X9(P7)	X7(P7) X8(P7)	X1(P7) X7(P7) X8(P7) X9(P6-P7)	X8(P7)	X1(P7) X8(P7) X9(P7)
Biomasse-	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7) X10(P6-P7)		X1(P7) X4(P7)	X1(P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P7) X9(P6-P7)	X8(P7)	X1(P7) X8(P6-P7)
Biomasse+	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)	X4(P7) X9(P6-P7)	X4(P6-P7) X9(P6-P7)	X8(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X6(P6-P7) X8(P6-P7)	X1(P7) X6(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)

Carburant-	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)		X4(P7) X9(P6-P7)		X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X8(P7) X9(P7)	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)
Carburant+	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X7(P5-P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X4(P7)	X4(P7) X9(P6-P7)	X1(P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X6(P7)	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)
CO2cst	X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7) X10(P6-P7)	X4(P7)	X1(P7) X4(P7)	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)	X1(P7) X6(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X6(P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7)
CO2Hulot	X1(P6-P7) X8(P6-P7) X9(P6-P7) X10(P7)	X1(P5-P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7) X10(P6-P7)	X4(P7)	X1(P7) X4(P6-P7)	X1(P7) X8(P6-P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)	X1(P7) X6(P6-P7) X8(P7) X9(P7)	X1(P6-P7) X6(P7) X8(P5-P6-P7) X9(P6-P7)

Tableau 64: Saturation des bornes des variables dans les différents scénarios

II. Impact du prix du gaz naturel

		Scénario optimiste (prix GN -50%)	Scénario de référence	Scénario pessimiste (prix GN +50%)
Coût moyen	B1	0.3 €/Nm3	0.32 €/Nm3	0.3 €/Nm3
Coût à la période 2		1.9 €/Nm3	1.91 €/Nm3	1.9 €/Nm3
Coût à la période 7		0.29 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.25 €/Nm3
Mode de production		Reformage gaz naturel	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	0
Coût moyen	H1	0.25 €/Nm3	0.28 €/Nm3	0.24 €/Nm3
Coût à la période 2		0.49 €/Nm3	0.5 €/Nm3	0.51 €/Nm3
Coût à la période 7		0.24 €/Nm3	0.27 €/Nm3	0.2 €/Nm3
Mode de production		Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen	B2	0.32 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Coût à la période 2		1.42 €/Nm3	1.43 €/Nm3	1.44 €/Nm3

Coût à la période 7		0.32 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production		Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.29 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Coût à la période 2		0.37 €/Nm3	0.41 €/Nm3	0.44 €/Nm3
Coût à la période 7		0.3 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production	H2	Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.36 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production	B3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température (+ on site)	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.3 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.31 €/Nm3
Coût à la période 2		0.53 €/Nm3	0.55 €/Nm3	0.57 €/Nm3
Coût à la période 7		0.3 €/Nm3	0.31 €/Nm3	0.29 €/Nm3
Mode de production	H3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.36 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.34 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	B4	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen	H4	0.3 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.32 €/Nm3
Coût à la période 2		0.55 €/Nm3	0.56 €/Nm3	0.62 €/Nm3

Coût à la période 7	0.31 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.29 €/Nm3
Mode de production	Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température (+ on site)	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Gazéification et Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs	O	O	O
Centres de conditionnement	O	O	O

Tableau 65 : Impact du prix du gaz naturel sur les solutions

III. Impact du prix de l'électricité

		Scénario optimiste (prix Elect -50%)	Scénario de référence	Scénario pessimiste (prix Elect +50%)
Coût moyen		0.21 €/Nm3	0.32 €/Nm3	0.4 €/Nm3
Coût à la période 2		1.8 €/Nm3	1.91 €/Nm3	2 €/Nm3
Coût à la période 7		0.18 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.38 €/Nm3
Mode de production	B1	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.16 €/Nm3	0.28 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Coût à la période 2		0.4 €/Nm3	0.5 €/Nm3	0.59 €/Nm3
Coût à la période 7		0.14 €/Nm3	0.27 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	H1	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis gazéification et électrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.24 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.43 €/Nm3
Coût à la période 2		1.35 €/Nm3	1.43 €/Nm3	1.51 €/Nm3
Coût à la période 7		0.23 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.44 €/Nm3
Mode de production	B2	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen	H2	0.23 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.42 €/Nm3
Coût à la période 2		0.34 €/Nm3	0.41 €/Nm3	0.45 €/Nm3
Coût à la période 7		0.22 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.44 €/Nm3
Mode de production		Electrolyse conventionnelle puis haute température puis gazéification de biomasse	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse haute température

Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.25 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.47 €/Nm3
Coût à la période 2		2.4 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.58 €/Nm3
Coût à la période 7		0.23 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.46 €/Nm3
Mode de production	B3	Electrolyse conventionnelle et haute température + on site intégral	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.21 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.41 €/Nm3
Coût à la période 2		0.47 €/Nm3	0.55 €/Nm3	0.63 €/Nm3
Coût à la période 7		0.19 €/Nm3	0.31 €/Nm3	0.42 €/Nm3
Mode de production	H3	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis électrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.26 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.46 €/Nm3
Coût à la période 2		2.41 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.59 €/Nm3
Coût à la période 7		0.24 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.46 €/Nm3
Mode de production	B4	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.22 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.41 €/Nm3
Coût à la période 2		0.49 €/Nm3	0.56 €/Nm3	0.63 €/Nm3
Coût à la période 7		0.21 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.42 €/Nm3
Mode de production	H4	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O

Tableau 66 : Impact du prix de l'électricité sur les solutions

IV. Impact du prix de la biomasse

		Scénario optimiste (prix Biomasse -50%)	Scénario de référence	Scénario pessimiste (prix Biomasse +50%)
Coût moyen	B1	0.31 €/Nm3	0.32 €/Nm3	0.32 €/Nm3

Coût à la période 2		1.9 €/Nm3	1.91 €/Nm3	1.9 €/Nm3
Coût à la période 7		0.28 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.29 €/Nm3
Mode de production		Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.25 €/Nm3	0.28 €/Nm3	0.28 €/Nm3
Coût à la période 2		0.49 €/Nm3	0.5 €/Nm3	0.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.22 €/Nm3	0.27 €/Nm3	0.27 €/Nm3
Mode de production	H1	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Coût à la période 2		1.42 €/Nm3	1.43 €/Nm3	1.45 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	B2	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.32 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Coût à la période 2		0.41 €/Nm3	0.41 €/Nm3	0.42 €/Nm3
Coût à la période 7		0.32 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production	H2	Gazéification et reformage puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.36 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.37 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Mode de production	B3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Electrolyse conventionnelle et haute température + on site
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen	H3	0.31 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3

Coût à la période 2		0.54 €/Nm3	0.55 €/Nm3	0.56 €/Nm3
Coût à la période 7		0.29 €/Nm3	0.31 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production		Reformage et gazéification puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel et Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.36 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.37 €/Nm3
Coût à la période 2		2.5 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Mode de production	B4	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Coût à la période 2		0.56 €/Nm3	0.56 €/Nm3	0.57 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production	H4	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O

Tableau 67 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions

V. Impact du prix du carburant

		Scénario optimiste (prix Carburant -50%)	Scénario de référence	Scénario pessimiste (prix Carburant +50%)
Coût moyen		0.32 €/Nm3	0.32 €/Nm3	0.32 €/Nm3
Coût à la période 2		1.88 €/Nm3	1.91 €/Nm3	1.91 €/Nm3
Coût à la période 7		0.29 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.28 €/Nm3
Mode de production	B1	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température puis gazéification
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		O	N	N
Coût moyen	H1	0.28 €/Nm3	0.28 €/Nm3	0.28 €/Nm3
Coût à la période 2		0.5 €/Nm3	0.5 €/Nm3	0.5 €/Nm3
Coût à la période 7		0.27 €/Nm3	0.27 €/Nm3	0.27 €/Nm3

Mode de production		Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Coût à la période 2		1.43 €/Nm3	1.43 €/Nm3	1.43 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	B2	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Coût à la période 2		0.41 €/Nm3	0.41 €/Nm3	0.4 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	H2	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.37 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.37 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.49 €/Nm3	2.49 €/Nm3
Coût à la période 7		0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Mode de production	B3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Coût à la période 2		0.56 €/Nm3	0.55 €/Nm3	0.56 €/Nm3
Coût à la période 7		0.31 €/Nm3	0.31 €/Nm3	0.31 €/Nm3
Mode de production	H3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen	B4	€/Nm3	0.37 €/Nm3	€/Nm3
Coût à la période 2		€/Nm3	2.49 €/Nm3	€/Nm3
Coût à la période 7		€/Nm3	0.35 €/Nm3	€/Nm3

Mode de production			Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	
Liquéfacteurs			0	
Centres de conditionnement			0	
Coût moyen		0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.36 €/Nm3
Coût à la période 2		0.56 €/Nm3	0.56 €/Nm3	0.57 €/Nm3
Coût à la période 7		0.32 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Mode de production	H4	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		0	0	0
Centres de conditionnement		0	0	0

Tableau 68 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions

VI. Impact du prix de la taxe carbone

		Scénario de référence	Scénario Contraint	Scénario Hulot
Coût moyen		0.32 €/Nm3	0.3 €/Nm3	0.27 €/Nm3
Coût à la période 2		1.91 €/Nm3	1.92 €/Nm3	2 €/Nm3
Coût à la période 7		0.29 €/Nm3	0.25 €/Nm3	0.19 €/Nm3
Mode de production	B1	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	0	0
Coût moyen		0.28 €/Nm3	0.24 €/Nm3	0.2 €/Nm3
Coût à la période 2		0.5 €/Nm3	0.52 €/Nm3	0.61 €/Nm3
Coût à la période 7		0.27 €/Nm3	0.19 €/Nm3	0.13 €/Nm3
Mode de production	H1	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		N	N	N
Centres de conditionnement		N	N	0
Coût moyen		0.35 €/Nm3	0.36 €/Nm3	0.39 €/Nm3
Coût à la période 2		1.43 €/Nm3	1.45 €/Nm3	1.53 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.35 €/Nm3
Mode de production	B2	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		0	0	0
Centres de conditionnement		N	N	N

Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.38 €/Nm3
Coût à la période 2		0.41 €/Nm3	0.45 €/Nm3	0.53 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.34 €/Nm3
Mode de production	H2	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	N
Coût moyen		0.37 €/Nm3	0.37 €/Nm3	0.38 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.5 €/Nm3	2.6 €/Nm3
Coût à la période 7		0.35 €/Nm3	0.34 €/Nm3	0.31 €/Nm3
Mode de production	B3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température + on site	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.32 €/Nm3
Coût à la période 2		0.55 €/Nm3	0.57 €/Nm3	0.66 €/Nm3
Coût à la période 7		0.31 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.26 €/Nm3
Mode de production	H3	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		N	N	O
Coût moyen		0.37 €/Nm3	0.38 €/Nm3	0.38 €/Nm3
Coût à la période 2		2.49 €/Nm3	2.53 €/Nm3	2.6 €/Nm3
Coût à la période 7		0.35 €/Nm3	0.35 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Mode de production	B4	Electrolyse conventionnelle et haute température (+ on site)	Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O
Coût moyen		0.34 €/Nm3	0.33 €/Nm3	0.33 €/Nm3
Coût à la période 2		0.56 €/Nm3	0.63 €/Nm3	0.7 €/Nm3
Coût à la période 7		0.33 €/Nm3	0.29 €/Nm3	0.28 €/Nm3
Mode de production	H4	Reformage gaz naturel puis Electrolyse conventionnelle et haute température	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification	Electrolyse conventionnelle et haute température et gazéification
Liquéfacteurs		O	O	O
Centres de conditionnement		O	O	O

Tableau 69 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions

Annexe 3 – Valorisation des compétences

Préambule :

L'Association Bernard Gregory (ABG) créée en 1980 a pour mission de promouvoir la formation par la recherche dans le monde socio-économique et d'aider à l'insertion professionnelle en entreprise des jeunes docteurs de toutes disciplines. Depuis 2000, l'ABG accompagne les doctorants dans leur réflexion sur leur avenir professionnel, en proposant la rédaction d'un nouveau chapitre de thèse. Ce chapitre, élaboré avec le suivi d'un mentor, consultant spécialisé en ressources humaines, a pour objectif d'aider le doctorant à faire le bilan des compétences et savoir-faire professionnels acquis au cours de ces trois années de recherche et à formuler des pistes de projets professionnels.

Table des matières :

- I. CADRE DE LA THESE : ENJEUX, CONTEXTE ET MOTIVATION PERSONNELLE
 - I.1. *Présentation*
 - I.2. *Objectifs majeurs et enjeux*
 - I.3. *Positionnement de l'étude dans l'équipe industrielle, le laboratoire et par rapport à la concurrence*
 - I.4. *Parcours et justification du choix de la thèse*
- II. DEROULEMENT DE LA THESE : GESTION ET COUT DU PROJET
 - II.1. *Préparation et cadrage*
 - III.2.1. *Facteurs de risques identifiés*
 - III.2.2. *Facteurs de succès identifiés*
 - II.2. *Conduite du projet*
 - III.2.3. *Gestion de l'avancement*
 - III.2.4. *Gestion des relations*
 - III.2.5. *Problèmes rencontrés et recadrages*
 - II.3. *Moyens alloués et coût du projet*
- III. IMPACTS DE MA THESE
 - III.1. *Pour Air Liquide*
 - III.2. *Pour le Laboratoire Génie Industriel et l'Ecole Centrale Paris*
 - III.3. *Pour la communauté scientifique*
 - III.4. *Pour moi*
- IV. IDENTIFICATION ET ILLUSTRATION DES DIVERSES CONNAISSANCES ET COMPETENCES ACQUISES ET MISES EN ŒUVRE
 - IV.1. *Compétences techniques et scientifiques*
 - IV.2. *Compétences méthodologiques en conduite de projet*
 - IV.3. *Méthodes de travail, gestion du temps, travail en équipe*
 - IV.4. *Compétences managériales*
 - IV.5. *Connaissance du monde de la recherche en France*
 - IV.6. *Qualités et défauts personnels*
 - IV.7. *Connaissance du monde industriel*
 - IV.8. *Connaissance de moi-même et de ce qui me motive*
- V. DU BILAN VERS UN PROJET PROFESSIONNEL
 - V.1. *Critères de choix et priorités*
 - V.2. *Projet professionnel*

I. Cadre de la thèse : enjeux, contexte et motivation personnelle

I.1. Présentation

Dans cette thèse on s'est intéressé à la chaîne logistique de l'hydrogène comme carburant pour les véhicules légers. En effet, pour satisfaire des objectifs mondiaux de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, l'hydrogène comme carburant, apparaît être une alternative au pétrole doublement intéressante. Son utilisation dans une pile à combustible ne rejette aucun gaz à effet de serre, et par ailleurs, sa production peut être envisagée, à moyen terme, sans recours aux énergies fossiles, dont on sait, que les réserves sont réduites.

Toutefois, la distribution de l'hydrogène comme carburant, à l'ensemble de la population d'un pays, puis d'un continent, nécessitera le déploiement progressif et à long terme d'une importante infrastructure. La chaîne de distribution de l'hydrogène n'est pas triviale. En effet, l'hydrogène est un gaz qui ne se trouve pas à l'état naturel sur terre. Il peut être produit par divers processus à partir de plusieurs sources d'énergie primaire (gaz naturel, électricité, biomasse,...). L'hydrogène gazeux ainsi produit est très peu dense. Il doit alors être conditionné en bouteilles ou en citernes à haute pression, ou être liquéfié afin de permettre le stockage et le transport de plus grandes quantités dans de plus petits volumes. Le transport de celui-ci peut alors s'effectuer par camions ou dans des canalisations. Enfin, l'hydrogène doit être distribué aux clients finaux par le biais de stations service. Le déploiement de cette infrastructure, en adéquation avec l'évolution de la demande, est un problème d'optimisation complexe. C'est à ce problème d'optimisation que nous nous sommes intéressés.

I.2. Objectifs majeurs et enjeux

L'objectif des travaux menés au cours de cette thèse était de développer un outil d'aide à la décision, permettant de guider les décideurs d'Air Liquide (AL), qui occupe une position de leader mondial des gaz industriels et médicaux, dans leurs choix stratégiques concernant le déploiement, à 2050, d'une infrastructure de distribution pour l'hydrogène comme carburant, s'ils s'orientent vers ce marché.

L'outil ODHISSE'2050 développé à cette fin dans le cadre de cette thèse, permet de déterminer à quel moment devraient être effectués les investissements d'infrastructure nécessaires à la satisfaction de la demande prévue, pour avoir un coût global d'investissement et d'exploitation minimal. Ces décisions d'investissement reposent sur une comparaison économique des différentes solutions logistiques envisageables. Il pourra permettre d'orienter les choix de la R&D.

I.3. Positionnement de l'étude dans l'équipe industrielle, le laboratoire et par rapport à la concurrence

Notre étude de recherche est à l'initiative du directeur de programme R&D sur l'« hydrogène énergie », de l'Air Liquide. L'étude a donc été menée au sein de la R&D d'Air Liquide dans son équipe « hydrogène énergie ». Les activités de recherche de cette équipe concernent principalement des développements technologiques pour le stockage de l'hydrogène. Mon projet s'est donc positionné

en juxtaposition des travaux de l'équipe mais est resté en marge de ses activités. Les travaux d'optimisation logistique chez Air Liquide ne sont pas, à l'heure actuelle, menés en R&D, mais dans les équipes opérationnelles, comme c'est le cas dans de nombreuses entreprises. De plus, peu de travaux de ce type et peu de développement d'outil ont été menés au sein de l'entreprise. Mes travaux ont donc bénéficiés des connaissances de l'équipe « hydrogène énergie » sur l'évolution des technologies nécessaires à la construction de l'infrastructure. Par contre, je n'ai eu aucun support et référent technique dans ce contexte industriel. Toutefois j'ai effectué des rencontres et réunions tout au long de ma thèse avec des personnes de la division Marketing « Hydrogène » de l'Air Liquide et des opérationnels de la logistique actuelle de l'hydrogène. Le contexte industriel dans lequel s'est déroulée la thèse n'était donc pas le plus favorable à la confrontation de choix techniques, aucune expertise en logistique ou en optimisation n'étant présente dans mon environnement direct.

Le positionnement de ce travail dans mon laboratoire de recherche, le Laboratoire de Génie Industriel (LGI) de l'Ecole Centrale de Paris (ECP) ne s'inscrit pas non plus dans la continuité de recherches précédentes. En effet, la volonté du LGI d'afficher une expertise dans la modélisation de problèmes complexes et nouveaux ne lui permet pas d'inscrire son effort de recherche dans la durée ni dans une certaine cohérence des domaines d'application. Toutefois, l'expertise du laboratoire et de mes directeurs de thèse (LGI et Paris6, Jussieu) étant la modélisation de systèmes industriels complexes, j'ai pu fortement me reposer sur eux pour lancer la thèse dans une direction qu'ils ont intuité grâce à leur expérience.

Concernant le positionnement de ce sujet par rapport à la communauté scientifique, le constat évident est que nous traitons d'un sujet d'actualité. Toutefois, peu d'études sur l'hydrogène énergie portent sur l'aspect logistique plutôt que technologique, et parmi celles-ci, peu s'approchent vraiment de nos travaux en combinant une compétence en optimisation, un savoir faire en modélisation de problèmes logistiques complexes et une connaissance réelle des spécificités de la logistique de l'hydrogène carburant.

I.4. Parcours et justification du choix de la thèse

La raison qui m'a poussée à faire une thèse est la passion que j'ai développée pour la Recherche Opérationnelle (RO) au cours de ma troisième année de formation en tant qu'élève ingénieur de l'école Centrale de Lyon. J'ai effectué cette dernière année en échange à l'Ecole Polytechnique de Montréal, au Canada, dans leur département de génie industriel. Le choix pour cette orientation a reposé sur l'ensemble de mon parcours antérieur. La filière scientifique avec une option de Technologie des Systèmes Automatisés au lycée puis une classe préparatoire Physique Chimie et Science de l'Ingénieur ont initié mon goût du génie industriel, vers lequel je me suis naturellement orientée lors du choix de spécialisation en fin de cursus de l'école Centrale de Lyon.

Au cours de cette année à Montréal, j'ai donc découvert ce qu'était le génie industriel, la logistique et la RO. Par ailleurs, j'ai découvert la vie d'un laboratoire de recherche, la relation entre un professeur

et ses doctorants. Cette année d'initiation à la recherche et à la RO m'a donné envie de poursuivre mes études et de m'orienter vers le DEA en Génie des systèmes industriels (GSI), option « Conception, modélisation et optimisation des systèmes industriels et logistiques » au LGI.

Mon objectif en faisant ce DEA était de compléter ma formation en RO et de réfléchir à mon envie nouvelle de faire une thèse. Mon choix en faveur du DEA de GSI de l'ECP a été guidé par l'envie de faire un DEA portant plus sur l'aspect modélisation de problèmes, reposant sur des études de cas, et utilisant les méthodes de la RO ; plutôt qu'un DEA orienté vers le développement des concepts mathématiques et informatiques de la RO. Il existe peu de formations en France dans ce domaine, et mon choix a été relativement restreint étant donné ce critère. De ce point de vue là, je ne regrette pas mon choix de laboratoire qui s'intéresse réellement à la modélisation de problèmes nouveaux, complexes et intéressants. Par contre, la formation que j'ai reçue en DEA n'a pas contribué de façon majeure à enrichir ma connaissance du domaine. J'ai par exemple regretté, après coup, de ne pas avoir plus d'enseignement informatique, indispensable en RO. Toutefois, j'y ai appris la rigueur de la recherche et j'ai eu une ouverture sur l'ensemble du génie industriel. Le point fort et la faiblesse du LGI repose sur la diversité des sujets qui y sont traités. Le génie industriel est une discipline de recherche récente et le LGI est un laboratoire jeune. Ainsi, la stratégie d'un tel laboratoire n'est pas évidente à trouver et n'est pas encore clairement définie et affichée.

Une fois intégrée au LGI, j'ai petit à petit confirmé mon envie de faire une thèse, car le domaine de la RO continuait à me plaire davantage et j'estimais qu'avec ma formation, je ne pourrais pas être recrutée pour travailler aux postes qui m'intéressaient à l'époque : au sein d'une équipe de RO dans une grande entreprise fortement centrée sur sa logistique comme Renault, St Gobain, EDF, Bouygues, Air France, etc. ou dans une entreprise de conseil en recherche opérationnelle comme Eurodécision, Artelys, etc.

Pendant mon DEA, le LGI a reçu une offre de sujet de thèse sur l' « Evaluation dynamique des coûts de distribution de l'hydrogène du puits à la roue ». Cette offre me semblait correspondre à mes attentes et j'y ai donc postulé. Par ailleurs, j'ai envoyé plusieurs candidatures spontanées et j'ai passé des entretiens pour d'autres sujets de thèse. Au final, mon choix pour ce sujet a reposé sur plusieurs critères :

- le sujet me permettait de faire de la recherche et de m'introduire dans le domaine de la RO ;
- le sujet correspondait à mon envie de travailler sur une problématique de modélisation ;
- le projet se déroulait au sein d'une grande entreprise ;
- l'hydrogène, et l'énergie en général, était un domaine d'application très intéressant par son actualité.

II. Déroulement de la thèse : gestion et coût du projet

II.1. Préparation et cadrage

Le sujet de thèse a été apporté par une personne d'Air Liquide et une personne du CEA. L'objectif avait été défini par ces deux personnes et à seulement été précisé lors de la rédaction du sujet de thèse. Concernant le choix de l'approche pour traiter le sujet, ce sont les chercheurs du LGI qui ont été force de propositions. J'ai pu m'exprimer au moment de la rédaction du sujet et l'ai modifié de telle façon que l'on s'oriente vers le développement de modèles d'optimisation mathématique.

Par la suite, de nombreuses personnes s'étant succédé aux postes impliqués dans mon encadrement chez Air Liquide, des recadrages du sujet ont eu lieu, correspondant aux attentes de chacun. Par ailleurs, au bout d'un an de travail, le CEA qui avait fortement orienté la thèse vers du très long terme, ne correspondant pas forcément aux préoccupations d'Air Liquide, qui, en tant qu'industrie regarde plus le moyen terme, s'est retiré de la thèse pour des problèmes d'entente au niveau du contrat d'accompagnement entre Air Liquide et le CEA. Ceci a fortement remis en cause l'horizon considéré mais celui-ci a été maintenu car il avait conditionné trop de choix d'orientation des travaux et aurait nécessité de trop fort remaniements.

Les différentes personnes ayant participé au suivi de mes travaux pendant ces trois années de thèse sont au nombre de 19. Certains ont eu un rôle de directeurs scientifiques, d'autres d'encadrants industriels, de conseillers ou d'experts. L'évolution de mon encadrement est présentée à la Figure 61.

Institut / Entreprise	Fonction	Rôle		1ère année												2ème année												3ème année																							
				2005												2006												2007																							
				O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O											
Air Liquide	Chef de domaine H2 Energie	cadrage, suivi	JP	[Green bar]																																															
		cadrage, suivi	FB	[Green bar]																																															
	Expert	expert	JYT	[Green bar]												[Green bar]																																			
	Responsable de projet H2 storage & distribution	cadrage, suivi	KB	[Green bar]																																															
		cadrage, suivi	SC	[Green bar]																																															
	Prospective H2	suivi	AC	[Green bar]																																															
	Marketing H2	cadrage, suivi	CM	[Green bar]																																															
		cadrage, suivi	AL	[Green bar]																																															
	Chef de groupe	cadrage, suivi	LB	[Green bar]																																															
		cadrage, suivi	MD	[Green bar]																																															
cadrage, suivi		CC	[Green bar]																																																
Groupe Process Control	cadrage, suivi	JP	[Green bar]																																																
	cadrage, suivi	FB	[Green bar]																																																
CEA	Fontenay □	cadrage, expert	JMA	[Orange bar]																																															
	Pole Technico-economique	cadrage	fW	[Orange bar]																																															
LGI	Directeur de thèse	dir. scientifique	JCB	[Yellow bar]																																															
		dir. scientifique	MM	[Yellow bar]																																															
	Responsable thème 2	cadrage	YD	[Yellow bar]																																															
	Co-directeur	dir. scientifique	AG	[Yellow bar]																																															

Figure 61 : Evolution de l'encadrement de ma thèse

Chacune de ces personnes m'a beaucoup apportée, sur un domaine, une expertise, une compétence propre.

Mes directeurs et codirecteurs m'ont bien entendu apportés des conseils, des idées et leurs connaissances scientifiques. De plus, ils m'ont aidée dans les discussions avec l'entreprise à faire

accepter certains compromis entre leurs attentes et ce qu'il était possible de faire. J'ai reçu de leur part un soutien pédagogique pour la rédaction d'articles scientifiques.

Chez Air Liquide, mes principaux interlocuteurs m'ont apportée principalement une connaissance du métier de la distribution du gaz, leur expérience industrielle, des hypothèses pour alimenter mon étude, une ouverture à d'autres projets de RO dans l'industrie, des contacts, des rencontres, un accompagnement dans la valorisation de mes travaux à l'extérieur de la R&D, une méthodologie pour la rédaction de spécifications fonctionnelles et la validation d'un outil logiciel.

Cette expérience professionnelle au sein d'une entité R&D d'un grand groupe m'a également apportée une connaissance de l'entreprise, de la recherche privée, des subventions de recherche, de l'hydrogène carburant et de la vision qu'on en a dans un contexte de recherche européen.

II.1.1. Facteurs de risques identifiés

Un certain nombre de facteurs de risques liés au projet avaient été identifiés avant le lancement de la thèse :

- Risque lié à la complexité/ taille du problème à traiter, couplé à l'indisponibilité des données due au caractère prospectif du sujet
- Risque de ne pas aboutir à un problème d'optimisation
- Risque d'aboutir à un modèle nécessitant beaucoup de développements informatiques qui n'est pas le cœur de la thèse
- Détermination de traiter le problème comme un problème quantitatif

Les difficultés non identifiées et qui au bilan s'avèrent avoir été des freins à l'avancement du projet :

- Choix de l'équipe de rattachement au sein d'Air Liquide (reconsidération au bout d'un an mais sans modification)
- Absence de sponsor pour le projet par rapport aux autres projets de R&D
- Interfaçage entre le monde académique et industriel
- Absence d'expertise RO / Pas de référent technique dans l'équipe industrielle de rattachement
- Sous évaluation de la difficulté de l'approche choisie et absence de remise en cause
- Impossibilité de validation du travail
- Manque de clarifications dans la définition du sujet ou plutôt, recadrages répétés
- Arrêt de la collaboration du CEA au bout d'un an
- « Absence de pilote dans l'avion » du fait de l'absence d'un tuteur industriel officiel
- Transversalité du sujet nécessitant de mobiliser de nombreux acteurs AL
- Formulation de l'objectif trop ambitieux et difficulté sous estimée
- Changement d'interlocuteurs, évolution des organisations et des axes stratégiques de l'entreprise

II.1.2. Facteurs de succès identifiés

Les facteurs de succès qui ont permis un bon déroulement du projet ont été :

- Importance de l'entreprise Air Liquide dans le monde industriel facilitant les prises de contact
- Originalité du positionnement du LGI
- Reconnaissance internationale du directeur de thèse
- Réel partage entre l'entreprise et le l'école en temps et compétences
- Implantation physique dans l'entreprise et intégration à l'entreprise
- Actualité du sujet
- Existence de projets européens dans le domaine et participation aux réunions de ces projets
- Confort d'une bourse CIFRE
- Qualités personnelles de : communication, de synthèse, de gestion des réunions, curiosité et rigueur/compétence scientifique
- Motivation et volonté de partager mes résultats
- Ouverture à d'autres projets chez Air Liquide (BINGO, A2I)
- Comités de pilotage réguliers, formalisés

II.2. Conduite du projet

II.1.3. Gestion de l'avancement

La fréquence des réunions et des rapports d'avancement n'a pas été exactement celle prévue lors de la réunion de lancement. Des rapports d'avancement devaient être fournis tous les 2 mois or je n'ai fourni que quelques rapports écrits dont un rapport annuel en fin de première année. Il était prévu que les réunions du comité de pilotage aient lieu tous les 2 à 3 mois mais leur fréquence a plutôt été de 4 à 5 mois du fait de la difficulté de réunir tous les membres du comité. Des réunions d'avancement et de travail avec ma co-directrice ont eu lieu avec des fréquences irrégulières entre le début et la fin du projet, mais en moyenne toutes les 2 semaines. Avec mes directeurs, la fréquence des rencontres était mensuelle à bimestrielle. Avec mes responsables industriels, un point d'avancement mensuel était fait et des discussions informelles se tenaient très régulièrement.

Concernant le déroulement et l'organisation des comités de pilotage, c'était mon rôle de les animer et de les organiser. L'objectif de ces réunions était de faire une présentation de mes travaux de façon suffisamment large pour que tous les membres soient informés de mon état d'avancement, et suffisamment technique pour que des décisions et des orientations soient prises. Des comptes-rendus ont été rédigés et envoyés à l'ensemble des participants à l'issue de chaque comité de pilotage.

Du point de vue des orientations techniques du projet, c'est mon directeur de thèse qui a orienté mon travail. Au moment des grandes orientations j'ai fait les études nécessaires pour alimenter nos discussions et lui donner les éléments lui permettant de m'orienter dans la direction qui lui semblait la plus adaptée. Je me suis sentie de plus en plus maîtresse de mon projet et suis devenue de plus en plus

acteur dans nos prises de décisions. Pour certaines parties en fin de projet, j'ai pris complètement l'initiative des propositions techniques :

- choix d'une solution informatique et architecturale pour l'outil
- choix des modèles de coûts
- choix du plan d'expérience

II.1.4. Gestion des relations

Une des difficultés majeures des thèses industrielles est que le doctorant doit faire le lien entre son laboratoire et l'industriel. Il doit savoir parler les deux langages et prendre en compte les attentes parfois antagonistes des deux parties.

Dans ma thèse, j'ai eu trois interlocuteurs à concilier : le LGI, Air Liquide et le CEA. Les communications n'ont donc pas toujours été faciles et d'ailleurs, cela a conduit au retrait du CEA.

Par le biais de projets européens sur l'hydrogène auxquels j'ai participé (HyWays, Roads2Hycom), j'ai été en contact avec quelques interlocuteurs privilégiés chez Total et Gaz de France (GdF) notamment.

La représentation de ces relations, des différentes personnes impliquées dans le suivi de mon projet et de leur rôle est donné par la Figure 62.

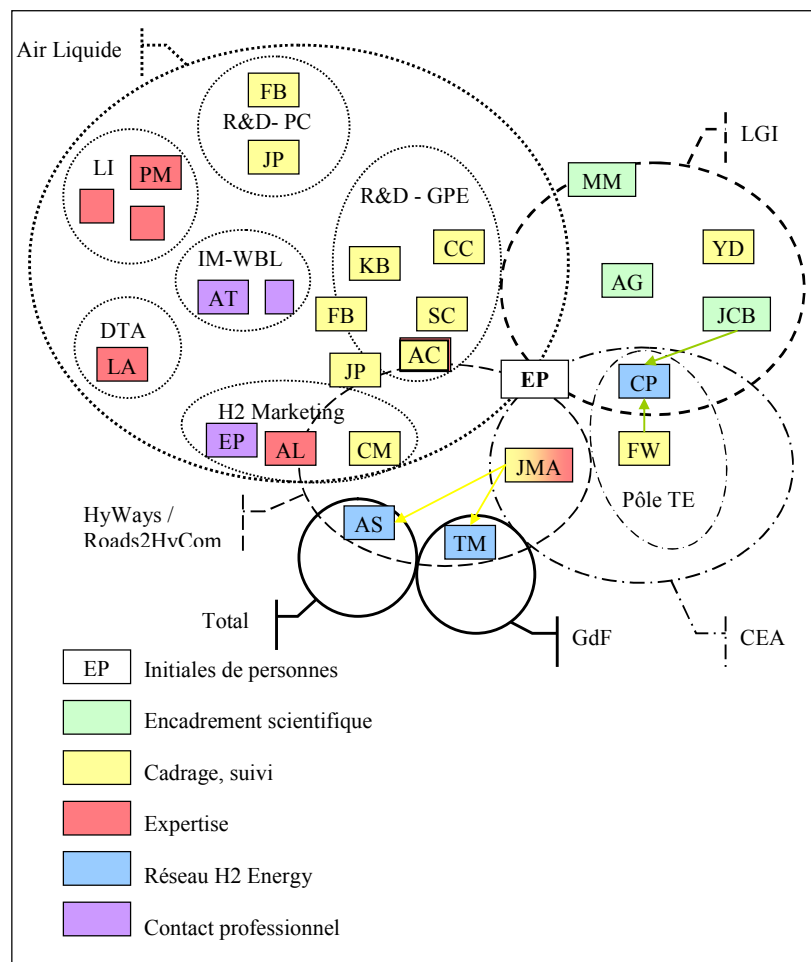


Figure 62: Contexte de ma thèse

II.1.5. Problèmes rencontrés et recadrages

Le contexte dans lequel s'est effectuée ma thèse a été très changeant. Deux congés maternités, des départs, des remplacements, des réorganisations et des réaffectations l'ont ponctuée.

Durant ma première année de thèse, je n'ai eu que très peu d'encadrement scientifique. Lors de la deuxième année, je n'ai eu que très peu d'encadrement industriel. Cela a également été des facteurs de risque pour ma thèse.

D'autre part, les changements de responsables, d'équipes, d'encadrements, etc, ont contribué à la fois à l'enrichissement de ma thèse, et à son échec sur certains points. En effet, les différents points de vue qui ont été engendrés par ces changements de personnes ont pu m'apporter beaucoup de valeur ajoutée, par contre, il y a eu autant de visions, et donc d'objectifs et d'attentes pour la thèse, que de personnes impliquées. Ceci m'a fortement déstabilisée.

Les perspectives en début de thèse étaient plus ambitieuses que la réalisation effective. Certaines difficultés ayant été sous-estimées au démarrage. Il était souhaité que les critères de comparaison des filières de distribution de l'hydrogène intègrent des aspects sociétaux, politiques, sécuritaires, réglementaires... or, ils ne sont que économiques et de façon indirecte, environnementaux. L'objectif a donc été réévalué.

On devait par ailleurs intégrer toutes les applications stationnaires aux applications transports, or cela a été abandonné.

L'objectif devait être de développer un outil, or, maintenant, il apparaît évident que celui-ci ne sera pas utilisé à l'issue de la thèse, ainsi, la partie analyse de scénarios par l'outil a été rajoutée aux objectifs de la thèse afin d'en tirer des résultats industriels.

II.3. Moyens alloués et coût du projet

Ressources humaines :

Personnel	Temps (mois)	Salaire mensuel brut (€)	Coût (€)	Payeur
Doctorant	36	2 160 TTC	77 760	ANRT (60000€) + AL (17760€)
Directeur de thèse MM	0.5	6 250 TTC + 80% de frais d'encadrement = 11 250	5 325	ECP/Etat
Directeur de thèse JCB	0.25	6 250 TTC + 80% de frais d'encadrement = 11 250	2 812	Jussieu/Etat
Co-directeur AG	2.5	2 500 TTC + 80% de frais d'encadrement = 4 500	11 250	ECP/Etat
Responsables de groupe AL	0.75	16 000 TTC	12 000	AL
Ingénieurs de recherche AL	2	16 000 TTC	32 000	AL
Ingénieurs CEA	0.25	16 000 TTC	4 000	CEA

Contrat d'accompagnement :

1 an payé par le CEA à CRSA pour le LGI : 15k€ (CEA)

2 ans payés par Air Liquide à CRSA pour le LGI : 30k€ (AL)

Matériel :

- Bureau (AL + LGI)
- Ordinateur portable (LGI)
- Ordinateur fixe (AL)
- Logiciels (AL + LGI)
- Accès bases de données (LGI)

Activités scientifiques du laboratoire : 240€

- Séminaires : 3 x 80€ = 240€ (LGI)

Formation : 2 500€

- Formation école doctorale :
 - Communication : 1 500€ (payé par l'ED de l'ECP)
 - NCT : 750€ (payé par l'ED de l'ECP)
- Zoom métier = 20€ + train (Lyon) = 200€

Congrès : 1 400€

- ROADEF (inscription : 100€ / train : 200€ / Logement+repas : 230+60€) (AL) = 600€
- ORMMES (inscription : 150+45€ / Avion+voiture de location : 175+225€ / Logement+repas : 150+45€) = 790€ (LGI)

Projets européens : 830€

- Roads2Hycom = 130€ + train (Bruxelles) = 330€
- Hyways = 140 € + avion (Fankfort) = 500€

Visites de sites Air Liquide : 500€

- 70€ + train (Anvers) + 100€ + train (Douai) = 500€

Le budget global de la thèse est de :

Financier	AL	ANRT	CEA	ECP	Total
Budget	93 890€	60 000€	19 000€	23 017€	195 907€

III. Impacts de ma thèse

III.1. Pour Air Liquide

Cette thèse les a aidés à comprendre les enjeux du déploiement d'une infrastructure pour l'hydrogène carburant, à modéliser leur logistique de distribution de l'hydrogène et enfin, leur a fourni un outil d'aide à la décision pour les choix stratégiques du déploiement de l'infrastructure de l'hydrogène.

Cette thèse a par ailleurs contribué à une prise de conscience de la R&D sur l'intérêt de l'optimisation de la logistique de leur différentes activités et du rôle que peut jouer la RO dans de telles problématiques. Une équipe de chercheur en RO va être créée et de nombreux projets sont en train de voir le jour.

III.2. Pour le Laboratoire Génie Industriel et l'Ecole Centrale Paris

Cette thèse a permis au LGI de développer une connaissance dans le domaine de l'hydrogène énergie, d'illustrer son expertise en systémique par l'application de cette méthode à un cas d'étude réel et enfin, de développer une méthode d'approche originale pour des problèmes logistiques stratégiques avec beaucoup d'incertitude. Par ailleurs, cette thèse a permis de mettre en place une collaboration avec un

nouvel industriel, d'obtenir des moyens pour le fonctionnement général du laboratoire grâce au contrat d'accompagnement de la thèse, et de s'engager avec Air Liquide dans la proposition d'un projet financé auprès de l'AII (Agence de l'Innovation Industrielle).

Enfin, l'ECP se dote d'un logiciel en open source qui lui permettra d'alimenter, avec des problèmes réels, les cours d'informatique de la formation des élèves ingénieurs.

III.3. Pour la communauté scientifique

Une approche complète de l'infrastructure de distribution de l'hydrogène a été proposée dans cette thèse. Aucune autre étude portant sur le déploiement de l'hydrogène énergie n'est aussi générale et complète dans son approche.

La méthode utilisée quant-à elle permet de montrer dans la communauté de RO l'intérêt de méthodes globales dans des problèmes d'optimisation très incertains, dynamique et de grande taille.

III.4. Pour moi

Cette expérience professionnelle m'a permis de découvrir la vie du chercheur, d'en découvrir les contraintes et les stimulations. J'ai découvert les paradoxes du métier de chercheur :

- liberté d'orientation mais solitude face à ses problèmes,
- liberté d'organisation mais absence de jalons,

J'ai donc appris les qualités requises pour faire de la recherche :

- motivation et ténacité
- exigence
- idéalisme

J'ai pu voir la différence entre recherche privée et recherche publique. La recherche privée étant à plus court terme, très souvent appliquée, avec un client, où il faut justifier les moyens mis en œuvre en termes de retour sur investissement. Cette recherche privée, ou R&D, penche souvent plus du côté du développement. Ayant bénéficié d'une totale intégration dans mon entreprise d'accueil, j'ai été considérée comme un ingénieur de l'équipe, j'ai participé à la vie de l'équipe : réunions, points d'avancement, séminaires. Mon responsable m'a fait passer un entretien annuel adapté à ma situation. J'ai donc pu évaluer les critères d'appréciation d'un ingénieur de recherche.

Concernant la recherche publique, elle est moins contrainte en temps, mais peut être considérée par la société comme un milieu renfermé, en marge de la société or c'est un monde vivant où les échanges et les rencontres sont nombreux mais où la concurrence est importante.

L'intégration à un grand groupe m'a fait découvrir les avantages et les inconvénients de ceux-ci. Les contacts sont facilités et nombreux, les moyens sont importants, mais doivent être justifiés auprès de nombreux comités, la mobilité en terme de métiers, de lieu est importante, mais l'individu n'est pas toujours considéré, reconnu à sa juste valeur et les lourdeurs administratives telles que des accords de partenariats nécessitant un passage par des Directions de la Propriété Intellectuelle, peuvent être des freins à la motivation.

Enfin, grâce à la pluridisciplinarité des activités chez Air Liquide, j'ai découvert des domaines d'application de la logistique que je n'avais pas envisagée auparavant : l'énergie, la santé, etc....

IV. Identification et illustration des diverses connaissances et compétences acquises et mises en œuvre

IV.1. Compétences techniques et scientifiques

Par cette étude, j'ai développé des compétences scientifiques sur des approches de résolution approchée de problèmes d'optimisation. Mais également sur les statistiques et sur les plans d'expérience qui sont des domaines que je ne pensais pas utiliser avant ma thèse et qui se sont montrés très utiles. J'ai par ailleurs appris à rédiger un cahier des charges pour un outil logiciel.

IV.2. Compétences méthodologiques en conduite de projet

On m'a reconnue une très bonne organisation en conduite de projet, mais on m'a reproché une absence de remise en question de l'orientation par rapport aux besoins industriels, liée aux trop nombreuses remises en cause du sujet initial.

IV.3. Méthodes de travail, gestion du temps, travail en équipe

Malgré l'absence de jalons officiels, j'ai su m'organiser et me fixer des objectifs me permettant d'avancer suffisamment bien pour avoir mon livrable de thèse dans les délais initiaux.

Dans le cadre d'une mission annexe, j'ai pu travailler en équipe avec une collègue pour valider un logiciel et pour préparer un dossier de demande de subvention pour un projet de recherche. Cette expérience m'a permis de connaître mes préférences pour le travail en équipe par rapport au travail solitaire de la thèse.

IV.4. Compétences managériales

Au travers d'un stage de master que j'ai encadré et de la direction de prestation d'un informaticien qui a réalisé le développement de mon outil, j'ai pu voir quelques aspects du travail managérial. J'ai beaucoup apprécié cette seconde expérience où la difficulté était de savoir si mon interlocuteur avait bien tous les éléments nécessaires au bon déroulement de son travail jusqu'à notre prochaine rencontre, si ma demande et mon besoin avait été formulés suffisamment clairement pour qu'il les comprenne.

IV.5. Connaissance du monde de la recherche en France

Cette expérience m'a donné l'occasion de participer à des projets européens, ce qui m'a permis de rencontrer des gens du domaine de l'hydrogène énergie, de comprendre comment sont gérés les projets multi partenaires et de connaître certains modes de financement de la recherche en France.

Au cours de cette thèse, j'ai rencontré de nombreuses personnes, experts ou opérationnels chez Air Liquide et experts dans le domaine de l'hydrogène énergie. Par le biais des conférences et du LGI, j'ai rencontré des experts dans le domaine de la RO.

IV.6. Qualités et défauts personnels

Les qualités personnelles que cette expérience professionnelle m'a permis de mettre en œuvre sont l'écoute, la détermination, des qualités de présentation orale me permettant d'exposer une problématique générale avec une certaine prise de recul et d'arriver à montrer les points de détails nécessitant des discussions, la rigueur, le professionnalisme par la rédaction de comptes rendu de réunions, le comportement professionnel, le souci de clarté et d'accessibilité du travail à divers publics, les qualités relationnelles, la pédagogie, l'ouverture, la curiosité, la qualité de synthèse, l'organisation, la fiabilité, la force de proposition, l'autonomie, la prise d'initiatives.

En contrepartie, certains points plus négatifs ont été mis en évidence lors de cette expérience, tel que la réserve, le manque d'assurance, de confiance, d'affirmation pouvant compromettre l'avancement d'un projet et l'absence de mise en valeur des livrables intermédiaires, qui resteront des points à améliorer dans l'avenir.

IV.7. Connaissance du monde industriel

Cette thèse m'a permis, grâce à de nombreuses visites de sites, de comprendre et de visualiser ce qu'était les métiers du gaz et le fonctionnement d'un grand groupe comme l'est Air Liquide.

IV.8. Connaissance de moi-même et de ce qui me motive

Cette première expérience professionnelle m'a apporté une meilleure connaissance moi-même et des situations professionnelles qui me conviennent ou ne me conviennent pas.

J'aime travailler sur des sujets techniques, faisant appel aux outils de la Recherche Opérationnelle. Je n'aime pas travailler sans jalons, et sans client. J'aime travailler dans un souci de satisfaction du client. J'aime travailler à plusieurs ou seule, mais avec des points fréquents et des séances de travail/réflexion/brainstorming avec d'autres. J'aime travailler sur un sujet de société comme l'énergie. J'aime partager ce que je fais en communiquant en interne via des réunions d'information ou des séminaires. Je souhaite privilégier avant tout ma qualité de vie personnelle dans mes choix d'orientation de carrière. Je m'investis dans ce que je fais et j'aime faire les choses dans un souci de perfection. J'aime rencontrer des gens d'horizons différents, avoir besoin de faire appel à des compétences variées. J'aime promouvoir la Recherche Opérationnelle.

V. Du bilan vers un projet professionnel

Cette expérience m'a permis de déterminer mes critères de choix professionnels et de définir mon projet professionnel.

V.1. Critères de choix et priorités

Mes critères de choix pour ma recherche d'emploi actuelle sont de plusieurs ordres : la nature de la fonction, le lieu géographique, le secteur d'activité et le type d'entreprise. Pour chacun de ces critères, j'ai des priorités et les différents postes que j'envisage sont des compromis de ces critères.

Fonction :

- Ingénieur ayant pour mission de définir/concevoir des outils logiciels pour répondre aux besoins exprimés par des clients et mettant en œuvre des concepts et outils de la Recherche Opérationnelle
- Ingénieur logistique, responsable d'une entité, d'une activité logistique
- Responsable de projet pour l'aspect gestion, management, communication, relationnel qui m'intéresse, mais en composante minoritaire

Géographique :

- Espagne/ Portugal
- Paris et proche banlieue (Sud)
- Région PACA
- Région Rhône-Alpes
- Région bordelaise

Secteur d'activité :

- Humanitaire
- Santé
- Energie
- Services
- Industrie

Type d'entreprise :

- Grand groupe permettant une évolution très riche en termes de métiers, de secteurs d'activités et de lieux géographiques

V.2. Projet professionnel

Pour mon prochain poste :

Dans l'immédiat je recherche un poste d'ingénieur en R&D ou dans une équipe logistique me permettant de mettre mes compétences en recherche Opérationnelle au profit de la satisfaction d'un client dans la définition d'un outil logiciel d'optimisation logistique.

Les offres de service que je formule aujourd'hui sont assez ciblées. La première offre concerne l'entreprise Air Liquide. Je propose de mettre mes compétences en définition d'outil logiciel pour un poste d'ingénieur en recherche et développement ou au sein d'une direction industrielle ou générale. Ma connaissance de leurs métiers de la production et de la distribution de gaz me permet d'offrir mes services pour l'optimisation de leurs processus de distribution.

La seconde offre ne vise pas une entreprise en particulier mais les quelques entreprises ayant un important service de Recherche Opérationnelle (Air France, Bouygues, France Télécom, EDF, GDF, la SNCF). J'offre mes services à ces entreprises pour réaliser des études, donner des conseils sur des outils, développer des outils d'aide à la décision pour leur différents besoins métiers.

Ma troisième offre de service s'adresse aux entreprises de développement de logiciels tels que Eurodécision et Amadeus. A ces entreprises, j'offre mes services pour la conception d'outils d'optimisation et d'aide à la décision d'un point de vue fonctionnel avec un souci de compréhension, de traduction et de satisfaction d'un besoin client.

Vision à 5 ans :

Ensuite, je m'orienterai vers des postes plus stratégiques, où la mise en œuvre, la définition et l'utilisation d'outil d'aide à la décision me seront utiles et me permettront de m'ouvrir à une autre communauté, à d'autres domaines.

A plus long terme :

Forte de ces expériences j'espère d'ici 10 ans pouvoir m'orienter en tant que responsable logistique vers le domaine humanitaire qui requiert une certaine expérience préalable.

*Réflexion, synthèse et rédaction effectués entre avril et juillet 2007
avec l'aide de Pascale Thiebaut,
consultante spécialisée dans la gestion des ressources humaines*

Liste des figures

Figure 1 : Décomposition en sous-systèmes et limitation du système à l'objet de notre étude .	8
Figure 2 : Décomposition d'un système industriel selon ses 4 pôles [Perron, 2002]	11
Figure 3 : Bête à cornes du système hydrogène énergie pour l'expression du besoin fondamental	13
Figure 4 : Analyse fonctionnelle du système principal en phase d'implantation	15
Figure 5 : Analyse fonctionnelle du système global en phase d'exploitation/maintenance.....	16
Figure 6 : Analyse fonctionnelle du système global en phase de démantèlement	17
Figure 7: Structure des coûts retenus	22
Figure 8 : Camion cryogénique / Camion d'hydrogène gazeux vrac / Camion de bouteilles haute pression	25
Figure 9 : Chaîne logistique de l'hydrogène carburant.....	27
Figure 10: Exemple de scénario de demande et résultat	45
Figure 11 : Lien entre modèle grossier et modèle fin [Bandler et al., 2004]	53
Figure 12 : Représentation d'un neurone par une fonction f , avec ses variables x_i et sa réponse y [Dreyfus et al., 2004].....	54
Figure 13 : Représentation d'un réseau de neurones [Dreyfus et al., 2004]	54
Figure 14 : Schéma général de l'approche proposée	56
Figure 15 : Légende du DFD de l'outil	58
Figure 16 : DFD de l'outil	59
Figure 17 : Illustration de la nature des coûts d'investissement pour un équipement	63
Figure 18 : Illustration de la nature des coûts d'investissement annualisés pour un équipement	63
Figure 19 : Illustration de la nature des coûts d'exploitation pour un équipement.....	64
Figure 20 : Représentation des flux dans le système logistique.....	65
Figure 21 : Représentation des coûts globaux de l'infrastructure par rapport à la demande en hydrogène	66
Figure 22 : Représentation des coûts d'investissement et d'exploitation de l'infrastructure par rapport à la demande en hydrogène.....	66
Figure 23 : Extrapolation linéaire et hypothèses du projet HyWays sur le nombre de voitures en France	76
Figure 24 : Hypothèses du groupe HyFrance pour la pénétration des véhicules à hydrogène	77
Figure 25 : Hypothèses HyWays pour la pénétration de la flotte de véhicules hydrogène comparé avec les scénarios de l'IEA.....	77
Figure 26 : Prix du gaz naturel: interpolation des hypothèses HyWays	81
Figure 27 : Prix de la biomasse: interpolation des hypothèses d'HyWays	82
Figure 28 : Prix de l'essence par interpolation des hypothèses [WETO-H2, 2006]	82
Figure 29 : Taxe carbone progressive en €/kg CO ₂ de [Hulot, 2006]	83
Figure 30 : Comparaison des trois évolutions de taxe carbone.....	83
Figure 31: Illustration de la grille géographique support pour les simulations.....	89
Figure 32 : Diagramme de la fonction "Simulation".....	90
Figure 33 : Répartition des stations essences et GPL en France	91
Figure 34 : Méthode utilisée pour la répartition des stations service.....	92
Figure 35: Localisation des ressources.....	95
Figure 36 : Découpage de 2 000 stations en une centaine de régions.....	98
Figure 37 : Tracé d'une canalisation entre deux points A et B sur la grille de simulation	102
Figure 38 : Arbre de recouvrement minimum au sein d'un groupe de stations et de leur barycentre	103

Figure 39: Exemple de plan complet avec 5 valeurs de discrétisation pour la variable X ₁ et 3 pour la variable X ₂ : 3x5=15 expériences.....	104
Figure 40: Exemple de plan latin avec 5 valeurs de discrétisation : 5 expériences	105
Figure 41: Comparaison entre simulation et métamodèle. Scénario H1_ref, Période 1	110
Figure 42: Comparaison entre simulation et métamodèle. Scénario H1_ref, Période 7	110
Figure 43 : Diagramme de l'heuristique de construction d'une solution initiale	126
Figure 44 : Illustration du programme dynamique pour la variable X _{7,p} sur l'ensemble des périodes	127
Figure 45 : Illustration du programme dynamique pour une variable sur l'ensemble des périodes	128
Figure 46 : Illustration du nombre d'itérations d'amélioration locale requises pour le scénario B1_ref.....	129
Figure 47 : Illustration du nombre d'itérations d'amélioration locale requises pour le scénario H1_ref.....	130
Figure 48 : Illustration du nombre de points de départ requis pour H1_ref.....	130
Figure 49 : Exemple de non optimalité de l'optimisation séparée de deux solutions.....	134
Figure 50 : Impact de la demande sur le coût du Nm ³ à la période 2 pour les 8 scénarios de référence	142
Figure 51 : Impact de la demande sur le coût moyen du Nm ³	143
Figure 52 : Impact du prix du gaz naturel sur le coût moyen du Nm ³	145
Figure 53 : Impact du prix de l'électricité sur le coût moyen du Nm ³	146
Figure 54 : Impact du prix de la biomasse sur le coût moyen du Nm ³	146
Figure 55 : Impact du prix de la taxe carbone sur le coût moyen du Nm ³	147
Figure 56 : Impact du prix du carburant sur le coût moyen du Nm ³	148
Figure 57 : Analyse du scénario le plus défavorable	149
Figure 58 : Influence des paramètres sur le coût du Nm ³ d'hydrogène dans les scénarios de demande basse.....	150
Figure 59 : Influence des paramètres sur le coût du Nm ³ d'hydrogène dans les scénarios de demande haute.....	150
Figure 60: Chaînes logistiques considérées dans HyFrance (horizon 2030).....	169
Figure 61 : Evolution de l'encadrement de ma thèse.....	187
Figure 62: Contexte de ma thèse	190

Liste des tableaux

Tableau 1: Description des étapes de la méthode SCOS'M	7
Tableau 2 : Vue téléologique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant »	12
Tableau 3 : Vue ontologique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant ».....	12
Tableau 4 : Vue génétique du système « chaîne logistique de l'hydrogène carburant »	13
Tableau 5 : Fonctions du système et critère de performance	19
Tableau 6 : Prise en compte par le modèle des critères de performance.....	21
Tableau 7 : Liste des variables du modèle	23
Tableau 8 : Liste des paramètres du modèle	24
Tableau 9 : Présentation de quelques études d'infrastructure pour l'hydrogène énergie.....	41
Tableau 10 : Conclusion sur les études d'infrastructure hydrogène	44
Tableau 11: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées au transport par camions ...	69
Tableau 12: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux stations service	69
Tableau 13: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux liquéfacteurs	69
Tableau 14: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées centres de conditionnement	70
Tableau 15: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux unités de production ...	70

Tableau 16: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux canalisations	71
Tableau 17: Degré de confiance sur les hypothèses de coût liées aux émissions de CO ₂	71
Tableau 18: Durée des périodes de l'horizon choisit.....	75
Tableau 19: Termes d'actualisation des coûts pour chaque période de l'horizon choisit	75
Tableau 20: Nombre de voitures en France entre 1980 et 2006.....	76
Tableau 21: Extrapolation du nombre de voitures en France entre 2007 et 2050.....	76
Tableau 22: Extrapolation du nombre de voitures en France et au Benelux entre 2007 et 2050	76
Tableau 23: Hypothèse du groupe HyFrance pour le taux de pénétration des voitures à hydrogène et PAC	77
Tableau 24: Extrapolation des hypothèses du groupe HyFrance pour le taux de pénétration des voitures à hydrogène et PAC.....	77
Table 25: Demande pour la France et le Benelux	78
Tableau 26: Composition de la demande en hydrogène	78
Tableau 27: Capacité des stations service	78
Tableau 28: Estimation de la capacité des stations service d'hydrogène dans un marché mature tel que celui de l'essence.....	79
Tableau 29: Nombre de stations.....	79
Tableau 30 : Emissions de CO ₂ et part des énergies primaires dans la production d'électricité	79
Tableau 31 : Emissions de CO ₂ pour la production d'électricité	79
Tableau 32 : Emissions de CO ₂ pour le transport par camions dans l'hypothèse de pénétration basse	80
Tableau 33 : Emissions de CO ₂ pour le transport par camion dans l'hypothèse de pénétration haute	80
Tableau 34 : Hypothèses d'Hyways pour le prix des énergies primaires	80
Table 35 : Prix du gaz naturel: interpolation à partir des hypothèses HyWays	80
Tableau 36 : Prix de l'électricité en France dans le scénario de référence de l'étude [WETO-H2, 2006].....	81
Tableau 37 : Hypothèses pour le prix de l'électricité.....	81
Table 38 : Prix de la biomasse: hypothèse personnelle.....	82
Table 39 : Fuel prices: interpolation from [WETO-H2, 2006] Hypothesis	82
Tableau 40 : Trois scénarios de taxe carbone.....	83
Tableau 41: Demande pour la France et le Benelux	84
Tableau 42: Composition de la demande en hydrogène	84
Tableau 43 : Scénarios de référence.....	84
Tableau 44 : Prix du scénario de référence pour les énergies primaires	84
Tableau 45 : Notation des scénarios élaborés	85
Tableau 46 : Nombre de stations service maximal dans les centres urbains.....	93
Tableau 47 : Cas de raccordement des groupes de stations en fonction de l'élément le plus proche.....	99
Tableau 48 : Cas de raccordement des centres de conditionnement en fonction de l'élément le plus proche	99
Tableau 49 : Nombre de simulations à effectuer et temps de calcul.....	104
Tableau 50 : Exemple d'écarts type sur différents coûts à partir de 100 simulations.....	107
Tableau 51 : Influence du nombre de tirages sur l'écart type	108
Tableau 52 : Mesure de la performance de la régression.....	109
Tableau 53: Comparaison des métaheuristiques	123
Tableau 54: Temps d'exécution des scénarios en minutes pour 5*50*50 exécutions	131
Tableau 55 : Comparaison Heuristique et minorant (SparsePOP).....	132

Tableau 56: Exemple de tous les coûts que l'on peut extraire du résultat pour le scénario B1_ref.....	138
Tableau 57: Cas pour le coût des technologies	139
Tableau 58: Coût des solutions optimiste, de référence et pessimiste pour le scénario B1_ref	139
Tableau 59: Coût des solutions optimiste, de référence et pessimiste pour le scénario H1_ref	140
Tableau 60: Comparaison des solutions dans les cas optimiste, de référence, pessimiste des coûts des technologies dans le scénario B1_ref	141
Tableau 61: Comparaison des solutions dans les cas optimiste, de référence, pessimiste des coûts des technologies dans le scénario H1_ref.....	142
Tableau 62: Etude du scénario le plus défavorable pour les scénarios B1 et H1.....	149
Tableau 63: Résultats d'optimisation pour l'ensemble des scénarios de référence et pour les périodes 4 et 6	151
Tableau 64: Saturation des bornes des variables dans les différents scénarios.....	174
Tableau 65 : Impact du prix du gaz naturel sur les solutions.....	176
Tableau 66 : Impact du prix de l'électricité sur les solutions.....	177
Tableau 67 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions	179
Tableau 68 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions	181
Tableau 69 : Impact du coût de la taxe carbone sur les solutions	182

Résumé

Le déploiement d'un marché de l'hydrogène énergie est une problématique récente, envisagée par les instances gouvernementales, les industriels et les scientifiques, afin de satisfaire des objectifs mondiaux de réduction d'émissions de gaz à effet de serre et pour assurer une sécurité d'approvisionnement énergétique des pays. Dans ce contexte, le problème d'optimisation de la planification du déploiement à 2050 de la chaîne logistique de l'hydrogène pour le marché des carburants à l'échelle d'un pays, a fait l'objet de notre étude. Nous avons pu nous appuyer sur l'entreprise Air Liquide, son expérience et ses experts en production et en distribution de l'hydrogène industriel, afin de construire une approche du problème satisfaisant les exigences d'un contexte industriel.

Après avoir défini et caractérisé le problème d'optimisation à travers une analyse systémique de l'infrastructure de distribution, nous avons proposé une méthode adaptée à sa résolution. Des simulations de Monte Carlo nous ayant permis d'élaborer des fonctions de coût par surfaces de réponse, nous avons alors élaboré une heuristique pour l'optimisation approchée de ces fonctions de coût. Notre approche a nécessité la définition de règles de simulation, d'un plan d'expérience et d'une méthode de régression, ainsi que d'un algorithme heuristique adapté à la structure du problème. La spécification, le développement et l'utilisation d'outils logiciels a permis de valider la méthodologie choisie pour l'optimisation du problème incertain traité dans notre étude. L'élaboration de scénarios d'évolution a permis de créer un contexte de référence permettant de valider le modèle et d'apporter des éléments d'analyse pour de premières études de déploiement.

Mots clés : Conception de réseau, hydrogène énergie, optimisation non linéaire non convexe, heuristique, plan d'expérience, métamodèle.

Abstract

The deployment of a market for hydrogen energy is a new problem, considered by governments, industrials and scientists to meet global targets of greenhouse gases emissions reduction and to ensure security in energy supply. In this context, the optimization problem of scheduling the deployment until 2050 of the hydrogen supply chain for fuel market throughout a country has been the object of our study. We get support of Air Liquide Company, his experience and experts in production and distribution of industrial hydrogen, to build an approach to the problem meeting the requirements of an industrial context.

After defining and characterizing the optimization problem through a systemic analysis of the distribution infrastructure, we proposed a method suited to its resolution. Monte Carlo simulations enabled us to develop cost functions. Then we developed a heuristic algorithm for approximate optimization of these cost functions. Our approach has necessitated the definition of simulation rules, a design of experiment and a regression method, as well as a heuristic algorithm adapted to the structure of the problem. The specification, development and use of software tools have helped to validate the chosen methodology for the optimization of the uncertain problem of our study. The scenario of evolution has created a reference to validate the model and provide some analysis for early studies of deployment.

Key words: Network design, hydrogen energy, non-linear non convex optimization, heuristic, design of experiment, surrogate model.