



**HAL**  
open science

# Analyse des Transitions et Stratégies d'Investissement sous Incertitudes pour les Smart Grids

Oussama Accouche

► **To cite this version:**

Oussama Accouche. Analyse des Transitions et Stratégies d'Investissement sous Incertitudes pour les Smart Grids. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français. NNT : 2016GREAT098 . tel-01578103

**HAL Id: tel-01578103**

**<https://theses.hal.science/tel-01578103>**

Submitted on 28 Aug 2017

**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

Pour obtenir le grade de

### **DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

**Oussama ACCOUCHE**

Thèse dirigée par **Nouredine HADJSAID** et  
Co-encadrée par **Oana IONESCU-RIFFAUD**

Préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)** dans l'**École Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du Signal (EEATS)**

## **Analyse des Transitions et Stratégies d'Investissement sous Incertitudes pour les Smart Grids.**

Thèse soutenue publiquement le **15 Décembre 2016**, devant le jury composé de :

**M. Geert DECONINCK**

Professeur, Université KU LEUVEN, Rapporteur

**M. Patrice GEOFFRON**

Professeur, Université Paris-Dauphine, Rapporteur

**M. Didier MAYER**

Professeur, Ecole des Mines de Paris - MINES ParisTech, Président

**M. Clément BAUDOT**

Ingénieur, ENEDIS, Invité

**M. Nouredine HADJSAID**

Professeur, Université Grenoble Alpes, membre

**Mme. Oana Ionescu-Riffaud**

Maître de conférences, Université Grenoble Alpes, membre



Ce glossaire contient les définitions des termes et les abréviations utilisées dans ce document.

## Glossaire

ACB .....	ii	Énergie finale .....	iv
Acceptabilité sociale .....	ii	Énergies renouvelables .....	v
Accès au réseau .....	ii	Energy-Box .....	v
Acteur d'ajustement .....	ii	EB .....	v
Acteur d'effacement .....	ii	Fonction avancée, FA .....	v
ADEME .....	ii	Fournisseur d'énergie .....	v
Agrégateur de flexibilité (ou agrégateur) .....	ii	Flexibilité d'un utilisateur du réseau .....	v
Agrégation .....	ii	GRD .....	v
Arbitrage .....	ii	GRT .....	v
Auto-cicatrisation .....	iii	HVAC .....	v
Basse tension ou BT .....	iii	Incitation tarifaire .....	vi
CGDD .....	iii	Moyenne tension MT ou HTA .....	vi
CAPEX .....	iii	MOAD .....	vi
Compteur communicant (Smart Meter) .....	iii	NégaWatt .....	vi
Compteur Linky .....	iii	OFGEM .....	vi
Congestion .....	iii	OPEX .....	vi
Consomm'acteur .....	iii	OLTC .....	vi
Consommateur final .....	iii	OR .....	vi
Consommation ajustée .....	iii	PIB .....	vi
Consommation énergétique .....	iii	PdL .....	vi
Coupure .....	iv	PDL .....	vi
Critère B (SAIDI) .....	iv	R et D .....	vii
DCF .....	iv	RPD .....	vii
Délestage de charge .....	iv	Régulation .....	vii
ECS .....	iv	REI .....	vii
EIA .....	iv	SI .....	vii
Effacement de charge .....	iv	TOTEX .....	vii
Effet rebond .....	iv	UFE .....	vii
Efficacité énergétique active, EEA .....	iv	VAN .....	vii
EGF .....	iv		

A	
ACB	Analyse coûts-bénéfices
Acceptabilité sociale	Notion renvoyant aux facteurs qui jouent un rôle dans l'acceptabilité ou l'inacceptabilité par un individu ou un groupe, d'une politique publique, d'une mesure, d'un programme ou d'une technologie. Elle est liée aux valeurs, représentations perceptions, capacité, coûts, et pratiques d'un individu ou d'un groupe.
Accès au réseau	L'accès au réseau désigne la capacité, pour un utilisateur connecté à ce réseau, d'y injecter ou soutirer de l'électricité. Conformément à l'article 32 de la Directive 2009-72 du 13 juillet 2009, cet accès doit être ( fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau ).
Acteur d'ajustement	Acteur capable de répondre en temps réel à une sollicitation du gestionnaire de réseau pour injecter ou soutirer sur le réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période donnée au-delà ou en deçà de ce qui a été notifié
Acteur d'effacement	Dans les règles RE/MA, acteur responsable de la transmission au gestionnaire de réseau ou GRT des prévisions d'effacement activé par des fournisseurs dans le cadre de contrats les liant à leurs clients (RTE, Version applicable au 20 avril 2010).
ADEME	Agence de l'environnement et de maîtrise de l'énergie
Agrégateur de flexibilité (ou agrégateur)	Entité assurant le processus d'agrégation ainsi que la mobilisation des ressources agrégées le cas échéant à l'activation ou à l'extinction (effacement dans le cas de ressources consommatrices d'électricité)
Agrégation	Agrégation est la fonction assurée par l'agrégateur. Il s'agit d'un processus visant à agréger des RED (Ressources d'Énergies distribuées décentralisées. L'agrégation inclut : la relève de données (de production, consommation, de stockage...), la collecte de ces données (au sein par exemple d'une base de données..) et le traitement de ces données (nettoyage...) afin de la mettre sous un format valorisable par un gestionnaire de portefeuille local (Local Portfolio Manager) ou un fournisseur de services énergétiques (EU DEEP, Mai 2008).
Arbitrage	Un arbitrage peut avoir lieu, lorsqu'un investisseur peut utiliser un ensemble de transactions pour garantir un profit sans risque

**Auto-cicatrisation** Algorithmes et manœuvres associées visant à reconfigurer le réseau pour réalimenter le maximum de charges, après l'apparition d'un défaut.

## B

**Basse tension ou BT** La basse tension supérieure à 50 volts et inférieure à 1000 volts, correspond à la distribution faite auprès des particuliers ou des professionnels ayant une installation dont la puissance est inférieure à 250 kW. Le réseau comporte 3 fils de phase et un fil de neutre.  
La tension nominale efficace est de 400 V entre deux fils de phase ou tension triphasée, 230 V entre un fil phase et un fil neutre ou tension monophasée.  
Conformément aux dispositions réglementaires, les tensions au point de livraison BT sont comprises entre 207 et 244 volts en monophasé et entre 358 et 423 volts en triphasé (ERDF, Version du 1er avril 2008).

## C

**CGDD** Commissariat général au développement durable

**CAPEX** Capital expenditure en anglais, ou les dépenses d'investissement

**Compteur communicant (Smart Meter)** Un compteur est dit communicant s'il permet une communication à distance d'informations. Il existe deux types de compteurs communicants :  
les compteurs qui communiquent dans un sens et permettent la télé-relève (AMR en anglais, pour Automated Meter Reading)  
les compteurs qui permettent une communication bidirectionnelle avec possibilité de mettre en œuvre des télé-opérations (AMM en anglais, pour Automated Meter Management)

**Compteur Linky** Compteur communicant d'ENEDIS (Ex. ERDF).

**Congestion** Situation du système électrique où les règles de sûreté ne sont plus localement satisfaites, compte tenu de la répartition des injections et soutirages dans une zone donnée d'un RPT ou d'un RPD (RTE, Version applicable au 20 avril 2010)

**Consomm'acteur** Consommateur final qui s'engage volontairement dans une démarche de réduction, ou déplacement de ses usages électriques, par des stratégies de sobriété ou d'efficacité énergétique ou à travers le pilotage programmé de certains équipements.

**Consommateur final** Un consommateur final est un consommateur responsable d'au moins une installation de consommation.

**Consommation ajustée** La consommation ajustée désigne la charge mesurée lorsque la flexibilité est activée.

**Consommation énergétique** La consommation énergétique d'un système est la mesure de l'énergie entrante du système considéré, qui sera transformée, soit en une autre forme d'énergie,

soit en service rendu sous forme de lumière, chaleur, force motrice, son, information, etc....)

Coupure	Une coupure caractérise une interruption de fourniture électrique. Au sens de l'arrêté du 24 décembre 2007, il convient de distinguer : Les coupures brèves dont les durées sont comprises entre une seconde et trois minutes. Les coupures longues dont les durées excèdent trois minutes.
Critère B (SAIDI)	Il est le principal indicateur de la continuité d'alimentation des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité pour les gestionnaires des réseaux en BT. Il s'agit de la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur des réseaux publics de distribution raccordé en BT (CRE, 2010).
D	
DCF	Discounted Cash Flow
Délestage de charge	Le délestage est une interruption volontaire et momentanée de la demande d'électricité sur une partie d'un réseau électrique. Sur les réseaux, cette mesure est destinée à préserver la sûreté du système. En aval compteur, le délestage concourt à la maîtrise de la charge.
E	
ECS	Eau chaude sanitaire
EIA	L'Agence d'information sur l'énergie (Energy Information Administration), USA
Effacement de charge	Action de diminution de consommation d'un utilisateur du réseau. On parle d'effacement diffus lorsque lesdites consommations pouvant être ainsi modulées sont réparties sur un grand nombre d'utilisateurs.
Effet rebond	Surgit lorsqu'un comportement diminue l'amélioration de l'efficacité énergétique attendue d'une technologie. L'effet rebond varie d'une technologie à une autre et selon les comportements étudiés. Ceci peut par exemple être dû à l'asservissement sur une consigne (ex du chauffage). Le "fireback" est lorsque la consommation de l'énergie dépasse le seuil de consommation atteint avant l'introduction de la nouvelle technologie ou mécanisme (chauffage central à Londres). Le fait de savoir conduit à des comportements contre actifs.
Efficacité énergétique active, EEA	Ensemble des actions ou solutions permettant d'améliorer la performance énergétique d'un équipement, système, site ou territoire pour répondre à un besoin donné, notamment en limitant les pertes de conversion et de fonctionnement et en augmentant le rendement physique des chaînes de transformation entre énergie primaire et énergie utile.
EGF	Évolution du gisement de flexibilité
Énergie finale	Énergie consommée par le consommateur final et mesurée au compteur.

**Énergies renouvelables** Les énergies renouvelables sont des énergies primaires inépuisables à long terme (car issues directement de phénomènes naturels, réguliers ou constants, liés à l'énergie du soleil, de la terre ou de la gravitation). Les principales énergies renouvelables sont :

- L'énergie hydroélectrique
- L'énergie éolienne
- L'énergie de la biomasse (solide, liquide ou gazeuse)
- L'énergie solaire directe (thermique et photovoltaïque)
- La géothermie
- Les énergies marines

(<http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Energies-renouvelables,3733-.html>)

**Energy-Box EB** Interface communicante entre un compteur (eau, gaz ou électricité) et un prestataire de service dont la finalité est de rendre un service énergétique.

## F

**Fonction avancée, FA** Fonction avancée agissante d'une activité innovante à mettre en place au sein du système électrique pour améliorer son fonctionnement.

**Fournisseur d'énergie** Les fournisseurs d'énergie sont les acteurs du secteur électrique en charge de la commercialisation de l'électricité vers d'autres fournisseurs ou vers les consommateurs finaux.

**Flexibilité d'un utilisateur du réseau** La flexibilité d'un utilisateur correspond à sa capacité d'adapter sa propre production ou demande d'énergie en réponse aux différentes conditions du marché de l'électricité, des situations des réseaux de transport et de distribution et des régulations. Toutes les échelles de temps sont concernées par les réponses couvertes par cette définition : de l'investissement au contrôle rapide des réseaux électriques. Cette définition inclut également l'élasticité de la demande face au prix du marché ainsi que les ressources nécessaires aux besoins du système.

## G

**GRD** Gestionnaire du réseau public de distribution.

**GRT** Gestionnaire du réseau de transport.

## H

**HVAC** Heating, Ventilation and Air-Conditioning, en français Chauffage, ventilation et climatisation,

## I-L

**Incitation tarifaire** Celle-ci vise à ajuster la demande pour répondre à des problématiques du marché. Elle permet aux consommateurs de mieux maîtriser leur facture énergétique, via le changement de comportements, à travers une incitation tarifaire fournie par le fournisseur d'électricité.

## M

**Moyenne tension MT ou HTA** La haute tension A est la haute tension de la distribution appelée aussi moyenne tension ou HTA. Cette tension est comprise entre 1 000 volts (1 kV) et 50 000 volts (50 kV) en valeur efficace (cf. décret 88-1056 du 14 novembre 1988).

**MOAD** Maitrise d'ouvrage de décision-planificateur.

## N

**NégaWatt** Le scénario NégaWatt est un exercice prospectif qui décrit précisément la trajectoire possible pour réduire d'un facteur 4 les émissions de gaz à effet de serre et se défaire de la dépendance aux énergies fossiles et fissiles à l'horizon 2050.

## O

**OFGEM** Office of Gas and Electricity Markets

**OPEX** Operational expenditure en anglais, ou les dépenses d'exploitation

**OLTC** On Line Tap Changer, régleur en charge, d'après RTE, est un appareil permettant de rajouter ou de retrancher des spires à l'enroulement principal du transformateur. Le rapport de transformation du transformateur peut ainsi être adapté aux conditions de charge sur le réseau afin de maintenir la tension à un niveau optimal.

**OR** Options Réelles

## P-Q

**PIB** Le produit interne brut, ceci reflète l'activité économique interne d'un pays et son taux de croissance économique.

**PdL** Point de livraison identifiant une installation électrique

**PDL** Post de livraison

## R



---

R et D	La recherche et développement
RPD	Réseau public de distribution
Régulation	La régulation des industries de réseau permet de s'assurer que les entreprises régulées, souvent en situation de "monopole naturel", fournissent des biens et services de qualité au moindre coût pour la collectivité. La régulation établit un prix "efficace" pour ces biens et services, prix qui permet aux utilisateurs d'être satisfaits et aux entreprises régulées d'adopter les meilleures technologies tout en respectant leur équilibre budgétaire. Par ce fait, la régulation réduit la possibilité d'exercice de pouvoir de marché vis-à-vis des utilisateurs, c'est-à-dire l'application de prix excessifs par rapport aux coûts de fourniture des biens et services.
REI	Réseaux électriques intelligents
S	
SI	Systèmes d'information
T	
TOTEX	CAPEX et OPEX
U	
UFE	L'Union Française de l'Électricité est l'association professionnelle du secteur de l'électricité. Elle représente les employeurs du secteur au sein de la branche des industries électriques et gazières.
V-Z	
VAN	Valeur Actuelle Nette

---

Les travaux effectués dans cette thèse et décrits dans ce manuscrit sont loin d'être un travail solitaire. En effet, je n'aurais jamais pu réaliser ces travaux sans le soutien d'un grand nombre de collègues avec qui j'ai pu travailler, discuter et partager des moments inestimables.

En premier lieu, je tiens à remercier mon directeur de thèse, monsieur Nouredine Hadjsaid, pour la motivation, l'inspiration et la confiance qu'il m'a accordée en acceptant d'encadrer ce travail doctoral, ainsi que pour ses multiples conseils et pour toutes les heures qu'il a consacrées à diriger cette recherche.

J'exprime ma gratitude à madame Oana Ionescu-Riffaud pour son soutien dans les moments difficiles, pour ses conseils scientifiques et pour sa disponibilité tout au long du déroulement de cette thèse.

Les travaux que je développe dans ce manuscrit doivent beaucoup aux membres de l'équipe GreenLys du G2Elab, monsieur Damien Picault, monsieur Thibaut Vosilion, et madame Thai-Phuong Do, à qui je suis particulièrement reconnaissant.

Je tiens également à remercier les collègues du GreenLys pour toutes les discussions, les questionnements, les échanges, et les réflexions nourrissantes.

Je souhaite exprimer tous mes remerciements à l'ensemble des membres de mon jury monsieur Didier MAYER, monsieur Patrice GEOFFRON, et monsieur Geert DECONINCK pour avoir accepté de participer à ce jury de thèse et pour avoir accepté d'évaluer mes travaux.

J'adresse toute ma gratitude à tous mes ami(e)s et à toutes les personnes qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail.

Mes derniers remerciements sont réservés pour mes parents et les différents membres de ma famille.

## TABLE DES MATIÈRES

Introduction Générale.....	1
Contexte général .....	2
Objectifs de la thèse .....	3
Structure générale.....	5
Chapitre 1. Introduction aux Smart Grids.....	7
1.1 Introduction .....	8
1.1.1 <i>Libéralisation du marché de l'énergie</i> .....	9
1.1.2 <i>Évolution des besoins</i> .....	10
1.2 Exploration des smart grids .....	13
1.2.1 <i>Qu'est-ce qu'un smart grid ?</i> .....	13
1.2.2 <i>Vision globale</i> .....	13
1.3 GreenLys .....	15
1.3.1 <i>Présentation du projet</i> .....	15
1.3.2 <i>Partenaires et objectifs</i> .....	16
1.4 Scénarios GreenLys.....	17
1.4.1 <i>Scénario de contexte</i> .....	17
1.4.2 <i>Scénario de déploiement</i> .....	18
1.5 Fonctions avancées smart grid .....	19
1.5.1 <i>Définition</i> .....	19
1.5.2 <i>Besoins réseau public de distribution</i> .....	22
1.6 Conclusion.....	23
Chapitre 2. La Théorie d'Options Réelles .....	24
2.1 Introduction .....	25
2.2 Les outils traditionnels d'évaluation économique et ses imperfections .....	25
2.2.1 <i>Analyse coûts-bénéfices (ACB)</i> .....	25
2.2.2 <i>Les inconvénients de l'ACB</i> .....	26
2.3 L'approche d'options réelles.....	27
2.3.1 <i>Définition</i> .....	28
2.3.2 <i>Valeur ajoutée</i> .....	31
2.4 Éléments clés et limites de l'approche .....	32
2.5 Modélisations.....	34
2.5.1 <i>Black-Scholes</i> .....	34
2.5.2 <i>Arbre binomial</i> .....	35
2.5.3 <i>Simulation stochastique</i> .....	36
2.6 Approche options réelles pour l'évaluation du prix de l'effacement .....	37
2.6.1 <i>Contexte général</i> .....	37
2.6.2 <i>Modèle théorique</i> .....	38
2.6.3 <i>Caractéristiques et Hypothèses</i> .....	39

2.6.4	<i>Modélisation</i> .....	41
2.6.5	<i>Application numérique</i> .....	44
2.6.6	<i>Analyse des résultats</i> .....	46
2.7	<i>Conclusion</i> .....	47
Chapitre 3.	<i>Démarche et Méthodologie</i> .....	49
3.1	<i>Introduction</i> .....	50
3.1.1	<i>Préparation des données d'entrées (Phase 1)</i> .....	50
3.1.2	<i>Investissements additionnels (Phase 2)</i> .....	50
3.1.3	<i>Modèles d'options réelles (Phase 3)</i> .....	50
3.1.4	<i>Résultats et recommandations (Phase 4)</i> .....	51
3.2	<i>Cadre technique</i> .....	52
3.2.1	<i>Cadre spatial et temporel de l'étude</i> .....	52
3.2.2	<i>Adaptation de la base technique : une approche par grappes</i> .....	52
3.2.3	<i>Sélection de la grappe de l'étude</i> .....	53
3.2.4	<i>La grappe de l'étude</i> .....	53
3.3	<i>Modèle économique d'estimation des Bénéfices</i> .....	54
3.3.1	<i>Pilotage des charges dans GreenLys</i> .....	54
3.3.2	<i>Identification des bénéfices de la grappe d'étude</i> .....	56
3.3.3	<i>Calcul des bénéfices OptimCAPEXFlex</i> .....	57
3.4	<i>Estimation des coûts</i> .....	59
3.4.1	<i>Liens entre FAs, fonctionnalités et équipements</i> .....	59
3.4.2	<i>Identification des coûts unitaires des équipements</i> .....	60
3.4.3	<i>Déploiement de la grappe selon deux scénarios de référence</i> .....	61
3.4.4	<i>Méthodologie de passage du déploiement des FA à celui des équipements</i> .....	62
3.4.5	<i>Un exemple de calcul du coût net</i> .....	64
3.5	<i>Identification des incertitudes</i> .....	66
3.6	<i>Conclusion</i> .....	68
Chapitre 4.	<i>Modèle OR d'Incertainces Liées au Contexte de Régulation RPD</i> .....	69
4.1	<i>Introduction</i> .....	70
4.1.1	<i>Les investissements classiques</i> .....	70
4.1.2	<i>Présentation du modèle</i> .....	71
4.1.3	<i>Hypothèses du modèle</i> .....	72
4.2	<i>La construction du modèle</i> .....	73
4.2.1	<i>Étape 1, construction de l'arbre d'incertitude</i> .....	75
4.2.2	<i>Étape 2, trajectoire de déploiement et règle d'optimisation de la VAN</i> .....	76
4.2.3	<i>Étape 3, La valorisation des choix effectués en comparant les choix optimisés au scénario de référence</i> .....	79
4.3	<i>Modélisation du lien entre la régulation et le déploiement</i> .....	80
4.3.1	<i>Logique floue</i> .....	80
4.3.2	<i>Lien entre les trajectoires de régulation et celles de déploiement SG</i> .....	82

4.4 Résultats.....	86
4.4.1 Détermination de la VAN 2050 par trajectoire de régulation et par scénario.....	86
4.4.2 Valeur d'option.....	87
4.4.3 Analyse des résultats.....	88
4.4.4 Trajectoire optimale.....	90
4.4.5 Synthèse.....	90
4.5 Conclusion.....	91
Chapitre 5. Modèle OR d'Incertitude sur l'Évolution de Gisement de Flexibilité.....	92
5.1 Introduction.....	93
5.1.1 Présentation du modèle d'évolution du gisement de flexibilité.....	93
5.1.2 Hypothèses.....	93
5.2 La construction du modèle EGF.....	95
5.3 Etape 1, modélisation de l'incertitude sur l'EGF.....	98
5.3.1 Rénovation thermique.....	98
5.3.2 Le type de climat.....	98
5.3.3 La contractualisation.....	99
5.3.4 La segmentation du panel.....	101
5.3.5 Synthèse des incertitudes considérées.....	103
5.3.6 Arbre d'incertitude.....	104
5.4 Étape 2, évaluation des trajectoires de déploiement.....	105
5.5 Étape 3, la valorisation des choix effectués.....	107
5.6 Résultats EGF.....	109
5.6.1 Synthèse.....	110
5.7 Conclusion.....	111
Chapitre 6. Modèle OR d'Incertitude sur les Coûts des Systèmes d'Informations SI	
112	
6.1 Introduction.....	113
6.1.1 Présentation du modèle SI.....	113
6.1.2 Hypothèses.....	113
6.2 Paramètres d'incertitude.....	114
6.2.1 L'évolution des coûts.....	114
6.2.2 L'évolution des besoins des clients.....	114
6.2.3 L'évolution des technologies, Systèmes d'exploitation (OS) et autres Standards.....	114
6.2.4 Produits de marché « sur étagère » ou produits privés « sur mesure ».....	114
6.2.5 Clarté du cahier de charge.....	115
6.2.6 L'horizon de déploiement.....	115
6.2.7 Le maintien en condition opérationnel.....	115
6.3 Évaluation des valeurs d'incertitude.....	115
6.4 Construction du modèle SI.....	117
6.5 Résultats du modèle SI.....	118

6.6 Analyse des résultats .....	120
6.6.1 Synthèse du modèle SI.....	121
6.7 Conclusion.....	122
Synthèse et recommandations.....	123
Synthèse des modelés d'OR .....	123
Paliers techniques pour la grappe OptimCAPEXFlex.....	124
Conclusion Générale .....	127
Contribution de thèse.....	127
Perspectives.....	129
Bibliographie .....	I

## TABLE DES FIGURES

FIGURE 1-1 : ARCHITECTURE TRADITIONNELLE « MONOPOLE ».....	9
FIGURE 1-2 : ARCHITECTURE DU SYSTEME ELECTRIQUE LIBERALISE .....	10
FIGURE 1-3 : ÉVOLUTION DU MARCHÉ MONDIAL DES VEHICULES ELECTRIQUES (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2015) .....	11
FIGURE 1-4 : ÉVOLUTION DE LA PART DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LA CONSOMMATION FINALE BRUTE, PAR USAGE EN FRANCE (CGADD, 2015) .....	12
FIGURE 1-5 : STATISTIQUES DES PROJETS SMART GRIDS EUROPEENS ENTRE 2002 ET 2014 (CATALIN ET AL., 2014) .....	14
FIGURE 1-6 : CARTE NATIONALE DES DEMONSTRATEURS SMART GRIDS (ENEDIS, 2016) ET MONDIAL (GREENLYS) .....	15
FIGURE 1-7 : PARTENAIRES DU PROJET GREENLYS.....	16
FIGURE 1-8 : ÉVOLUTION DE LA PART DU NUCLEAIRE POUR LES DEUX CONTEXTES .....	18
FIGURE 1-9 : LES LIENS ENTRE LES FONCTIONS AVANCEES IDENTIFIEES DANS GREENLYS.....	20
FIGURE 1-10 : REGROUPEMENT DES BESOINS RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION .....	23
FIGURE 2-1 : EXEMPLE SIMPLE D'UNE OPTION D'ATTENTE (DIXIT ET PINDYCK, 1994) .....	29
FIGURE 2-2 : REPRESENTATION D'UN ARBRE BINOMIAL .....	35
FIGURE 2-3 : CONTEXTE GENERAL DU MODELE.....	38
FIGURE 2-4 : LE PRIX DE PRODUCTION EN FONCTION DE LA PUISSANCE ELECTRIQUE PRODUITE.....	40
FIGURE 2-5 : ARBRE DU FUTUR POUR LES DEUX PREMIERS JOURS.....	42
FIGURE 2-6 : ILLUSTRATION DU BON MOMENT POUR CHAQUE SCENARIO POSSIBLE.....	44
FIGURE 2-7 : ARBRE DU FUTUR $P_{(t,j)}$ .....	45
FIGURE 2-8 : EXEMPLE DE CALCUL VE CONCRET.....	45
FIGURE 2-9 : ARBRES BINOMIAUX D'ÉVALUATION L'OPTION : VE, VC ET VO .....	46
FIGURE 2-10 : ANALYSE GRAPHIQUE DU RESULTAT .....	47
FIGURE 3-1 : METHODOLOGIE GENERALE .....	51
FIGURE 3-2 : ARCHITECTURE DE PILOTAGE DES CHARGES GREENLYS.....	55

FIGURE 3-3 : SCHEMAS BLOC DU MODELE D'ESTIMATION DES BENEFICES.....	58
FIGURE 3-4 : RECAPITULATIF DES TRAVAUX EFFECTUES ET L'ETAT D'AVANCEMENT ACTUEL .....	59
FIGURE 3-5 : SCHEMA DE CONTINGENCE DE LA GRAPPE OPTIMCAPEXFLEX.....	60
FIGURE 3-6 : DECOUPAGE EN NIVEAUX D'EVOLUTION DE SCADA DMS.....	61
FIGURE 3-7 : DEMARCHE POUR LA CONSTRUCTION DES HYPOTHESES DE DEPLOIEMENTS.....	62
FIGURE 3-8 : ILLUSTRATION DU LIEN FA/EQUIPEMENTS ET DU TYPE DE DEPLOIEMENT (%PDL OU BINAIRE) .....	63
FIGURE 4-1 : PARAMETRES DU MODELE D'OPTIONS REELLES SUR LA REGULATION .....	71
FIGURE 4-2 : SCHEMA DE COMBINAISON DES APPROCHES DU MODELE D'INCERTITUDE LIEE A LA REGULATION.	72
FIGURE 4-3 : SCHEMA BLOC DU MODELE REGULATION .....	74
FIGURE 4-4 : REPRESENTATION DES DEPLOIEMENTS POSSIBLES A CHAQUE ECHEANCE SOUS FORME DE POINT D'ETAT ET EXEMPLE DE TRAJECTOIRE DE DEPLOIEMENT (MAXIMAL P6P7P8, MINIMAL P1P1P1 ET DE REFERENCE P3P4P5).....	77
FIGURE 4-5 : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT.....	82
FIGURE 4-6 : PROCESSUS DE LOGIQUE FLOUE.....	84
FIGURE 4-7 : ENSEMBLE DES VAN CUMULEES POSSIBLES A 2050 POUR LES 3 TRAJECTOIRES DE REGULATION..	87
FIGURE 4-8 : RECAPITULATIF DU MODELE REGULATION ET DES VALEURS D'OPTIONS (VO) RETENUES .....	88
FIGURE 4-9 : LES VAN CUMULEES DU MODELE OR REGULATION A 2050 .....	89
FIGURE 4-10 : TRAJECTOIRES DE DEPLOIEMENT OPTIMALES POUR LES 2 CONTEXTES.....	90
FIGURE 5-1 : PARAMETRES DU MODELE D'OPTIONS REELLES SUR L'EGF.....	93
FIGURE 5-2 : EXEMPLE ILLUSTRATIF DE LA FONCTION DE TRANSFERT ENVISAGEABLE A 2030.....	96
FIGURE 5-3 : SCHEMA BLOC DU MODELE D'EVOLUTION DU GISEMENT DE FLEXIBILITE .....	97
FIGURE 5-4 : L'EFFET DU TAUX DE RENOUVELLEMENT DES CLIENTS SUR LA FONCTION DE TRANSFERT .....	101
FIGURE 5-5 : L'EFFET DU TAUX DE DEROGATION SUR LA FONCTION DE TRANSFERT .....	101
FIGURE 5-6 : L'EFFET DE LA SEGMENTATION SUR LA FONCTION DE TRANSFERT « CONTACTE 100%ENR EN 2030) .....	103
FIGURE 5-7 : EFFETS CUMULES DE L'ENSEMBLE DES PARAMETRES D'INCERTITUDE SUR LES FONCTIONS DE TRANSFERT RESIDENTIELLE A GAUCHE ET TERTIAIRE A DROIT « CONTEXTE 100%ENR EN 2030 » .....	104
FIGURE 5-8 : ARBRE D'INCERTITUDE, TRAJECTOIRES EGF .....	105
FIGURE 5-9 : HISTOGRAMME DE L'ENSEMBLE DES VAN A 2050 POUR LES 110 TRAJECTOIRES DE DEPLOIEMENT ET POUR LES 2 SCENARIOS .....	106
FIGURE 5-10 : LES VAN CUMULEES DU MODELE EGF A 2050.....	110
FIGURE 6-1 : PARAMETRES DU MODELE D'OPTIONS REELLES SI.....	113
FIGURE 6-2 : REPRESENTATION DES INCERTITUDES SUR LES COUTS SI.....	117
FIGURE 6-3 : ALGORITHME DE MISE EN OEUVRE DE L'INCERTITUDE DES COUTS SI .....	118
FIGURE 6-4 : INCERTITUDE AGREGEE DU COUT DES SI.....	119
FIGURE 6-5 : HISTOGRAMME DES ESPERANCES DE VAN SYSTEME GLOBALE.....	119
FIGURE 6-6 : TRAJECTOIRES OPTIMALES EN TENANT COMPTE DE L'INCERTITUDE SUR LE COUT DES SI POUR LES 2 CONTEXTES .....	121
FIGURE 6-7 : DEMARCHE DE DEVELOPPEMENT ET OBJECTIF FINAL .....	123
FIGURE 6-8 : TRAJECTOIRES DE DEPLOIEMENT OPTIMISEES POUR TOUS LES MODELES ETUDIES.....	125

## TABLE DES TABLEUX

TABLEAU 1-1 : DUREE MOYENNE ANNUELLE DE COUPURE (CRE, 2014) .....	11
TABLEAU 1-2 : LES SCENARIOS RETENUS DANS L'ETUDE.....	19
TABLEAU 1-3 : DESCRIPTION DE QUELQUES FONCTIONS AVANCEES .....	21
TABLEAU 2-1 : DIFFERENTES CATEGORIES D'OPTIONS REELLES (RIFFAUD-IONESCU, 2011) .....	30
TABLEAU 2-2 : LES VARIABLES UTILISEES DANS LA MODELISATION.....	41
TABLEAU 2-3 : LES VALEURS NUMERIQUES DES PARAMETRES .....	44
TABLEAU 3-1 : L'OPTIMCAPEXFLEX .....	54
TABLEAU 3-2 : GISEMENTS DE VALEURS IDENTIFIEES, LES TROIS DOMINANTS SONT PRESENTES EN GRAS.....	56
TABLEAU 3-3 : DEPLOIEMENT CUMULE PAR ECHEANCE.....	64
TABLEAU 3-4 : DEPLOIEMENT ANNUEL .....	64
TABLEAU 3-5 : RENOUELEMENT ANNUEL .....	65
TABLEAU 3-6 : DEPLOIEMENT INTEGRAL ANNUEL.....	65
TABLEAU 3-7 : DEPLOIEMENT FINAL A EVALUER AVEC RENOUELEMENT ET VALEUR TERMINALE.....	66
TABLEAU 3-8 : LISTE DES INCERTITUDES IDENTIFIEES.....	67
TABLEAU 4-1 : LES MECANISMES ASSOCIES A CHAQUE TRAJECTOIRE DE REGULATION RETENUE .....	76
TABLEAU 4-2 : COUTS, BENEFICES ET DEPLOIEMENTS D'EB POUR L'ETAT DU SYSTEME P3 EN 2030.....	78
TABLEAU 4-3 : OPERATEURS FLOUS.....	81
TABLEAU 4-4 : INFLUENCE QUALITATIVE DE LA REGULATION (-, 0, +) SUR LES MACRO-BESOINS .....	83
TABLEAU 4-5 : VARIABLES D'ENTREES ET DE SORTIES DE L'ALGORITHME EN LOGIQUE FLOUE .....	85
TABLEAU 4-6 : LES VAN MINIMUM, MAXIMUM ET MOYENNES CUMULEES A 2050 .....	87
TABLEAU 5-1 : HYPOTHESES DU MODELE EGF .....	94
TABLEAU 5-2 : L'IMPACT DE CLIMAT SUR RR « CONTEXTE 100%ENR EN 2030 » EN EQUIPANT 20% DES PDL EN EB. LES VALEURS SONT NORMALISEES PAR RAPPORT A LA CONSOMMATION DU CLIMAT DOUX .....	99
TABLEAU 5-3 : LE GISEMENT DE FLEXIBILITE MAXIMAL PAR PANEL EQUIPEE EN CHAUFFAGE ELECTRIQUE....	102
TABLEAU 5-4 : TAUX D'EQUIPEMENT PAR CHAUFFAGE ELECTRIQUE PAR PANEL .....	102
TABLEAU 5-5 : RECAPITULATIF DES VAN MAXIMALE, MINIMALE, MOYENNE ET REFERENCE POUR LES DEUX TRAJECTOIRES D'EGF (TOPTIM. ET TPessim.) ET POUR LES 2 SCENARIOS DE CONTEXTE.....	107
TABLEAU 5-6 : RECAPITULATIF DE L'ANALYSE POUR LES 2 SCENARIOS DE CONTEXTE .....	110
TABLEAU 6-1 : HORIZON DE DEPLOIEMENT DES SI .....	115
TABLEAU 6-2 : VALEURS DES ECARTS TYPES EVALUES.....	116
TABLEAU 6-3 : VARIATION DES VAN DANS LE MODELE SI PAR RAPPORT AU MODELE EGF.....	120



# Introduction Générale

Ces dernières années, les réseaux électriques intelligents (REI), aussi appelés smart grids, sont l'objet d'attention croissante de la part des différentes parties prenantes du domaine des énergies décarbonées. L'effort en R&D qui est ainsi dédié aux REI est de plus en plus important de par le monde pour relever des défis scientifiques majeurs qui sont posés par la transition énergétique en général et par l'évolution du système électrique en particulier. Le concept des REI est fortement lié aux technologies de l'information et de la communication qui se démocratisent à tous les niveaux de la chaîne de valeur énergétique.

Les sociétés évoluent, ainsi que leurs comportements, les besoins d'aujourd'hui ne sont plus nécessairement les mêmes que ceux existants il y a 50 ans. En outre, les enjeux écologiques poussent nos sociétés modernes à aller vers plus de sobriété aussi bien en consommation qu'en émissions de gaz à effet de serre. Cela conduira les consommateurs à modifier leurs habitudes en consommation d'énergie et les fournisseurs à rechercher des sources d'énergies renouvelables. Par conséquent, l'intégration de ces sources d'énergie au réseau électrique devient un enjeu majeur. La majorité des énergies renouvelables sont de nature variable souvent qualifiées d'intermittentes. En effet, le réseau doit les intégrer en toute sécurité et efficacité et doit garantir la qualité de service imposée par les régulations.

D'autre part, la transition de nos sociétés vers une économie bas carbone impacte également le domaine du transport, notamment avec l'insertion de plus en plus importante de véhicules électriques dans les réseaux électriques (International Energy Agency, 2015). Leur présence peut induire des contraintes considérables sur les réseaux électriques (Ma, Gupta, et Topcu, 2014).

Pour toutes ces raisons, la gestion du réseau électrique devient de plus en plus complexe (Hadjsaïd et Sabonnadière, 2012a). Une évolution de ce dernier, pour éviter des renforcements coûteux, est nécessaire parce qu'il n'est pas prêt dans son état actuel à accueillir les véhicules électriques en masse et intégrer les énergies renouvelables à grande échelle (CRE, 2010a).

Le réseau actuel doit être capable de s'adapter aux besoins de la société et avec une dynamique de changement compatible avec ces besoins. Cependant, la transition vers un système électrique plus intelligent dans son ensemble et qui permet de répondre aux enjeux actuels doit être réalisée d'une manière maîtrisée.

D'une manière générale, l'importance du réseau intelligent se révèle dans l'exploitation la plus efficace de chaque partie du système, en minimisant les coûts de production d'énergie, de transport et de distribution, ainsi que les impacts environnementaux tout en maximisant la fiabilité, la sécurité et l'efficacité du système.

## Contexte général

---

Les smart grids sont considérés comme un moyen efficace pour accueillir plus largement des énergies renouvelables, pour mieux maîtriser la demande, pour améliorer les conditions d'exploitation du système électrique, pour augmenter sa performance et de faciliter le développement des nouveaux usages tels que le véhicule électrique (CRE, 2011). Cependant, ces bénéfices potentiels sont également porteurs d'incertitudes pour le système électrique ainsi que pour ses acteurs. Ces incertitudes sont de nature technologique, économique, sociale et politique, entre autres.

L'intégration de nouvelles technologies d'information et de télécommunication, en particulier dite sur étagère, au sein du système électrique à tous les niveaux soulève des questions fondamentales sur les risques pesés à l'infrastructure électrique et ses utilisateurs comme la cyber-sécurité et l'utilisation des données privées des consommateurs.

En outre, les investissements nécessaires pour développer les smart grids concernent une partie importante du système électrique. Celui-ci est un système souvent de grande taille, à l'échelle d'un pays voire continental. En conséquence, l'adoption d'une technologie à la place d'une autre peut revêtir une grande importance.

Au niveau économique, les bénéfices liés aux nouvelles fonctionnalités des smart grids, comme l'effacement diffus, dépendent de variables incertaines, telles que les prix futurs du CO<sub>2</sub>, l'évolution du marché de l'énergie, l'évolution de la consommation et sa répartition sur les usages. De plus, le modèle d'affaire 'business model' des investissements nécessaires à ces fonctionnalités n'est pas encore maîtrisé. En effet, la répartition des coûts par les acteurs bénéficiant de ces derniers reste à déterminer.

Les smart grids permettent aux utilisateurs d'être plus actifs, dans le sens où ils modifient leurs comportements de consommation en lien avec le système ou l'environnement. Leurs interactions avec le système constituent un gisement de valeurs potentielles, par exemple la gestion de la demande par incitation tarifaire<sup>1</sup>. Cependant, le niveau de cette interaction est soumis à de nombreuses incertitudes telles que l'acceptabilité sociétale des solutions proposées, l'efficacité et la nature des incitations (économique ou autre), etc.

Enfin, les choix politiques et réglementaires jouent un rôle central dans le développement des smart grids. Ceux-ci peuvent impacter les acteurs du système positivement ou négativement. Ainsi, les incertitudes sur l'évolution de ces choix freinent les investissements à grande échelle.

Dans cette situation risquée comportant des incertitudes allant du court au très long terme, bien que certaines technologies des smart grids soient en phase de démonstration voire en partie en

---

<sup>1</sup> Celle-ci vise à ajuster la demande pour répondre à des problématiques du marché. Elle peut permettre aux consommateurs de mieux maîtriser leur facture énergétique, via le changement de comportements, à travers une incitation tarifaire fournie par le fournisseur d'électricité.

déploiement, la grande majorité des technologies smart grids sont encore au stade de recherche et développement. À ce stade, l'identification des choix d'investissements dans les smart grids de demain se poursuit dans le cadre des démonstrateurs et dans les laboratoires concernés. Ces choix nécessitent une vision à la fois technique pour proposer et valider les solutions envisageables et économiques pour évaluer ses bénéfices potentiels. Cette analyse technico-économique et systémique dans un cadre incertain est particulièrement délicate. En effet, cette analyse nécessite des outils bien adaptés.

## Objectifs de la thèse

---

Cette thèse est menée dans le cadre du projet GreenLys. Ce dernier est un démonstrateur (smart grids) lancé pour tester diverses fonctionnalités des smart grids, leurs impacts sur le système électrique ainsi que leurs bénéfices potentiels.

Les travaux de ce manuscrit visent à explorer les schémas d'investissements liés aux fonctionnalités smart grid. Ces investissements sont par nature risqués et possèdent une durée de vie relativement longue. En effet, ces travaux fourniront des perspectives méthodologiques dans le but de répondre aux questions suivantes :

- Dans un avenir incertain, comment peut-on optimiser les choix d'investissement additionnel « smart grids » combinant à la fois la flexibilité décisionnelle et la valeur de l'information pouvant être acquise dans le futur ?
- Comment peut-on intégrer l'influence de l'irréversibilité de certains et des nombreuses incertitudes dans l'analyse d'évaluation économique du déploiement smart grids ?

Après avoir identifié les incertitudes auxquelles font face les industriels du secteur, il est intéressant, dans une démarche prospective et exploratoire, de chercher à définir les régulations propices à l'émergence d'un modèle économique des smart grids, puisque c'est un des paramètres clés qui conditionne l'évolution des réseaux électriques vers des réseaux encore plus intelligents.

C'est dans l'ambition de proposer des scénarios de transition des réseaux actuels vers des réseaux plus intelligents que cette thèse a été proposée. Elle vise à optimiser les choix d'investissements associés à l'horizon 2050. En conséquence, l'objectif concret est de répondre à la question suivante reformulant les deux questions préposées plus haut : comment organiser les transitions techniques, économiques et réglementaires vers un état d'intelligence renforcée en tenant compte des incertitudes du futur auxquelles font face les smart grids et ses acteurs ?

Cette démarche prospective et exploratoire exige un cadre collaboratif représentant les acteurs du secteur. Ce cadre est un des facteurs principaux qui permet d'assurer la cohérence des scénarios de transition. C'est pourquoi cette thèse est inscrite dans le cadre du projet démonstrateur GreenLys. Ce dernier est la première expérimentation smart grids, lancé dans le cadre des AMI

(Appel à Manifestation d'Intérêt) de l'ADEME, à tester le fonctionnement d'un système électrique intelligent dans sa globalité avec une vision système en associant les différents acteurs du marché de l'électricité: du producteur, au consommateur final en passant par le distributeur, le fournisseur d'électricité et d'un nouvel acteur, l'agrégateur (GreenLys, 2009).

Pour atteindre l'objectif de recherche cité plus haut, nous avons structuré cette thèse en trois phases séquentielles :

- 1) L'identification des investissements additionnels nécessités par le passage aux smart grids. En effet, pour répondre aux objectifs d'évolution du réseau électrique, la mise en place de nouvelles fonctionnalités amène notamment le déploiement de nouveaux équipements. Ceci implique une définition claire des fonctionnalités smart grids à déployer ainsi qu'une identification des solutions retenues et une liste des équipements à installer.
- 2) La détermination des différents paliers technico-économiques pour la réalisation de ces investissements additionnels. Celle-ci devra permettre, d'optimiser les choix d'investissements proposés auparavant et d'en estimer les bénéfiques résultants. L'analyse associée à cette tâche doit tenir compte de la complexité d'un futur « énergétique » incertain (incertitudes techniques, économiques et règlementaires).
- 3) La proposition de scénarios de transition qui découleront des paliers technico-économiques identifiés. À l'issue de la deuxième tâche, l'analyse des résultats nous renseignera sur les choix qui permettent une transition vers un réseau plus intelligent.

L'évolution du système électrique à l'horizon 2050 est nécessairement soumise à de nombreuses incertitudes, qu'elles soient réglementaires ou technologiques ou autres. Il est très difficile d'en prédire les évolutions avec précision (Commission européenne, 2011a). Ainsi, réaliser une évaluation économique précise sur le long terme constitue un exercice délicat. Cependant, il est possible d'intégrer le caractère dynamique de la réalité grâce à la théorie d'options réelles. Cette dernière a été choisie lors de l'identification de la deuxième phase. Ce choix est motivé par trois raisons principales. La première repose sur les avantages offerts par rapport aux autres méthodes d'évaluations classiques cf. 2.2. La deuxième est justifiée par la particularité des investissements du smart grid et la spécificité de nos objectifs. La dernière raison est purement académique, vu que notre travail se trouve au croisement du secteur économique avec celui des smart grids et que cette théorie malgré ses atouts est assez peu exploitée dans les smart grids. Cette théorie permet d'estimer les gains de différentes solutions dans un environnement incertain et d'en privilégier les plus intéressantes afin d'optimiser les investissements en question (Bellalah et Simon, 2003). Nous l'avons appliquée pour fournir une stratégie décisionnelle optimisée de déploiement des smart grids et pour modéliser les impacts des incertitudes du futur.

## Structure générale

---

Ce document est constitué de six chapitres plus cette introduction et une conclusion générale. Les trois premiers chapitres fournissent les éléments théoriques nécessaires au développement des différents modèles techno-économiques, le contexte global de la thèse ainsi que la démarche de développement et la méthodologie. Les trois derniers chapitres expliquent et développent les modèles techno-économiques ainsi que les résultats obtenus.

Dans le premier chapitre (Introduction aux Smart Grids) nous introduisons les smart grids comme étant une évolution du système électrique actuel. L'importance de cette évolution est ainsi exposée. De plus, le démonstrateur GreenLys est présenté ainsi que ses scénarios prospectifs à l'horizon 2050. Enfin, les fonctions avancées « smart grids » du GreenLys sont introduites brièvement en mettant la lumière sur celles qui sont en relation directe avec les travaux de cette thèse.

Le deuxième chapitre (La Théorie d'Options Réelles - OR) décrit la théorie des options réelles et a un double objectif. D'un côté, il fournit un exposé de cette théorie en passant par son origine, son utilité, ses éléments clés et ses limites. De l'autre côté, il détaille un exemple concret d'un premier modèle théorique porté sur l'effacement que nous avons développé et publié.

Le troisième chapitre (Démarche et Méthodologie) présente la démarche suivie dans le développement des modèles d'options réelles. Les phases préparatoires de cette démarche sont développées dans ce même chapitre. Il s'agit de présenter le cadre technique et de préparer les données d'entrées des simulations de la prochaine phase de développement.

Le quatrième chapitre (Modèle OR d'Incertitudes Liées au Contexte de Régulation RPD), le cinquième chapitre (Modèle OR d'Incertitude sur l'Évolution de Gisement de Flexibilité) et le dernier chapitre (Modèle OR d'Incertitude sur les Coûts des Systèmes d'Informations SI) expliquent la phase de développement et de construction des trois modèles techno-économiques. Chaque modèle de simulation est présenté en détail dans son propre chapitre en suivant un schéma bloc détaillé. Les résultats de chaque modèle sont aussi présentés puis analysés explicitement.

Ensuite, dans (Synthèse et Recommandation) une synthèse des résultats des travaux techniques est fournie avant de proposer les paliers techniques de la transition vers le smart grid.

Finalement dans la (Conclusion Générale) nous synthétisons les contributions de la thèse et nos recommandations globales issues des travaux effectués et nous présentons les perspectives de ces travaux

# Chapitre I

## Introduction aux Smart Grids

---

## 1.1 Introduction

---

L'énergie électrique obtenue à partir d'énergies primaires tels que le charbon, le pétrole, le gaz, le nucléaire, le solaire, et par les autres sources permet d'alimenter nos récepteurs domestiques ou industriels et de stimuler notre économie. Elle est devenue l'essence de notre vie quotidienne<sup>2</sup>. D'après l'EIA, pour une même efficacité énergétique le développement économique est corrélé directement avec la consommation électrique (AEO, 2016). Par conséquent, assurer la continuité et l'accessibilité du service en électricité est devenu un service essentiel à nos sociétés modernes.

Le système électrique a été conçu et construit depuis plus d'un siècle. Il était composé de générateurs, de transformateurs, des dizaines de milliers de kilomètres de lignes électriques avec les divers équipements qui leurs sont associés dont le but est de fournir un service de qualité continue<sup>3</sup>, avec une sécurité et une fiabilité adéquates, et un impact acceptable sur l'environnement sans endommager les équipements du réseau électrique tout en minimisant les coûts associés (Keyhani, 2011). Le coût de construction d'un tel système est relativement élevé. En effet, ces infrastructures sont extrêmement coûteuses, plusieurs centaines de milliards d'euros sont nécessaires pour le construire, le maintenir et le faire fonctionner. Ainsi, cela a favorisé l'apparition de monopoles sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique (production, transport, distribution et service aux consommateurs) dès lors qu'il est économiquement inefficace de construire plusieurs réseaux redondants dans un système hautement capitalistique avec des temps de retour sur investissement relativement élevés.

Comme conséquence de ce monopole, historiquement une seule entité était responsable des investissements, de l'entretien, de la gestion opérationnelle de la production, de transport et de distribution ainsi que de la fourniture de l'énergie électrique au consommateur final. Ce paradigme traditionnel se caractérise par :

*Production centralisée* : la plus grande partie de l'énergie électrique est produite à partir de centrales de production (McDonald, 2008). Ce paradigme est motivé par plusieurs facteurs économiques et de sécurité, tels que le rendement des alternateurs, la disponibilité et la localisation des énergies primaires, ou encore le besoin d'éloigner les pollutions générées par ces productions.

*Clients passifs* : Les consommateurs finaux jouaient un rôle passif et ne contribuaient que marginalement à la gestion du système (Hadsaïd et Sabonnadière, 2012a) en faisant abstraction des tarifications heures pleines/creuses ou EJP (Effacement jours de pointe) historiques. Ils payaient le prix imposé par le fournisseur (dans les conditions monopolistiques). La Figure 1-1 illustre cette architecture qui n'est plus valable en France depuis la libéralisation du marché de l'électricité.

---

<sup>2</sup> En 2003 un Blackout a eu lieu aux États-Unis à Northeast, durant lequel 62 GW de production ont été perdues. Celui-ci a duré 48 heures et laissé plus que 50 M d'êtres humains sans électricité. Le (ELCON, 2004) estime que les 48 heures du Blackout ont coûté à l'économie des États-Unis environ 6400 M\$.

<sup>3</sup> Tension et fréquence respectant la norme.

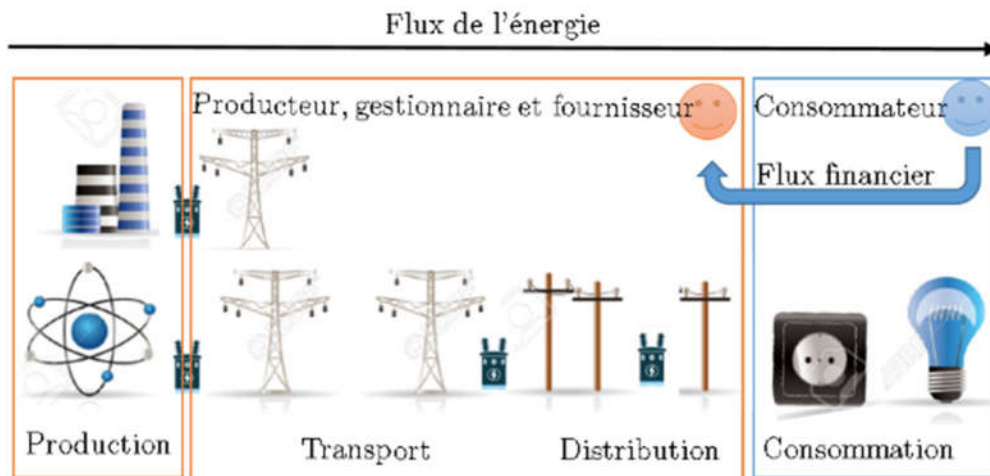


Figure 1-1 : Architecture traditionnelle « monopole »

### 1.1.1 Libéralisation du marché de l'énergie

Depuis le début des années 1980, la libéralisation du secteur de l'énergie a fait son chemin depuis son apparition au Chili (Direction des marchés d'Amérique Latine et Ministère de l'Économie, 2011) qui a été suivi rapidement par d'autres pays comme l'Angleterre, la Norvège, les Etats Unis, etc. En France, une série de lois a été votée, depuis 1999 (EurAct, 2012) pour transposer la loi Européenne EC 92/96 sur la libéralisation du marché de l'électricité jusqu'à l'ouverture totale en 2007.

Cette libéralisation visait la création d'un marché unique et compétitif au niveau européen, la baisse des prix d'énergie pour le consommateur, ainsi qu'une meilleure sécurité des approvisionnements énergétiques (Joannin, 2007).

Au niveau du système électrique, la libéralisation, appelée aussi dérégulation, a entraîné des modifications majeures qui touchent la gestion opérationnelle et financière du système électrique ainsi que son architecture. La Figure 1-2 présente les modifications au niveau de son architecture opérationnelle.

Tout d'abord, la séparation des fonctions (unbundling). Celle-ci implique de séparer les segments de base du système électrique, à savoir : la production, le réseau de transport, le réseau de distribution et le service au consommateur final. En conséquence, de nouveaux acteurs sont apparus et interagissent avec le système qu'ils soient des producteurs, des traders, des commercialisateurs, des fournisseurs, des places de marché ou gestionnaires du système. De même un régulateur indépendant est introduit comme une autorité administrative indépendante, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, désormais codifiée au code de l'énergie, a confié la mission de régulation de ces marchés à la CRE.



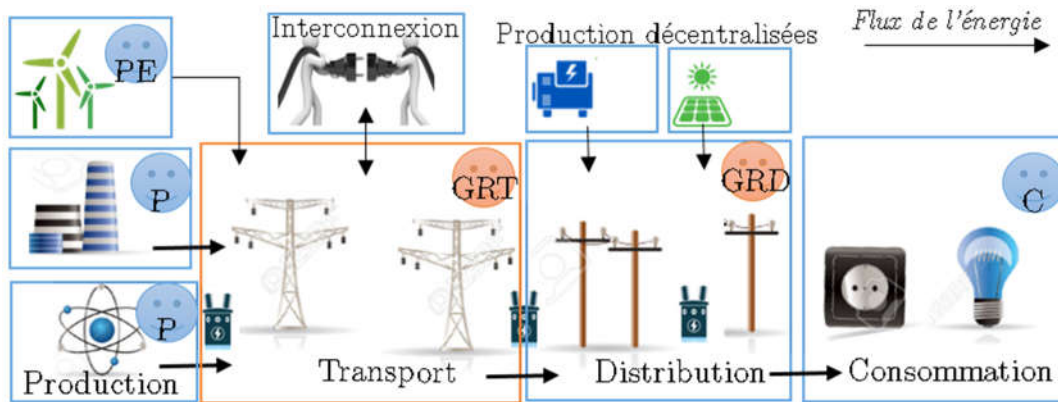


Figure 1-2 : Architecture du système électrique libéralisé

- P : est un producteur d'électricité indépendant, qui peut vendre sa production sur le marché. Il est raccordé directement au réseau du transport vers lequel il transfère son énergie produite.
- GRT : en France représenté par RTE en situation de monopole, son métier est de gérer, planifier et exploiter le réseau de transport en toute efficacité et sécurité. En plus, il doit garantir l'accès non discriminatoire au réseau.
- Interconnexion : ce sont des connexions avec les réseaux électriques des pays voisins. Les interconnexions jouent le rôle de facilitateur pour la concurrence des places de marché au niveau européen, voire leur couplage pour une meilleure efficacité du marché de l'électricité.
- GRD : Sa mission est de gérer, planifier et exploiter le réseau de distribution en toute sécurité. De plus il doit garantir l'accès non discriminatoire au réseau des consommateurs et des producteurs décentralisés.
- C : sont les consommateurs finaux, qui possèdent une liberté de choisir leurs fournisseurs d'électricité selon des contrats privés<sup>5</sup>.
- F : est un fournisseur d'énergie, qui peut être un producteur, un fournisseur historique ou il peut avoir un métier purement commercial (intermédiaire).
- PD : est un producteur décentralisé en énergie renouvelable ou non renouvelable.

### 1.1.2 Évolution des besoins

Aujourd'hui, le système électrique est au cœur de nouveaux défis obligeant sa modernisation. Parmi ces nombreux défis :

La multiplication des usages de l'électricité : Les usages de l'électricité se sont multipliés<sup>6</sup> depuis sa construction et vont continuer dans ce sens. Cela indique une augmentation de la consommation électrique dans le futur (CRE, 2010a). De plus, le marché mondial des véhicules électriques annonce une évolution exponentielle cf. Figure 1-3 (International Energy Agency, 2015). Cela imposera des contraintes importantes sur le réseau (Ma, Gupta, et Topcu, 2014), telles que

<sup>5</sup> A l'heure actuelle, les prix réglementés sont toujours en vigueur, mais sont appelés à disparaître dans un avenir proche.

<sup>6</sup> La climatisation, les appareils audio et vidéo ou besoins d'Internet se développent et accroissent la consommation. L'apparition de nouveaux usages de consommation, tels que la voiture électrique, amplifiera cette hausse.

l'amplification des pointes voire la création de nouvelles pointes (Kelly, Rowe, et Wild, 2009) et la fluctuation de la tension (Lopes, Soares, et Almeida, 2011).

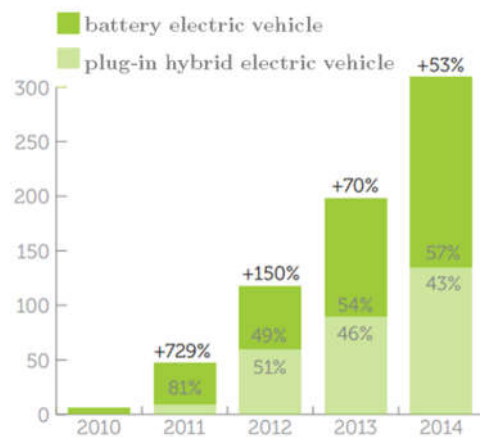


Figure 1-3 : Évolution du marché mondial des véhicules électriques (International Energy Agency, 2015)

La qualité de l'électricité : Elle couvre la continuité d'alimentation, la qualité de l'onde de tension, et la qualité de service (CRE, 2014). Cette qualité de service est sous les responsabilités des gestionnaires du système électrique. La CRE les sollicite pour améliorer la maîtrise de ses coûts, la continuité d'alimentation ainsi que la qualité de leurs services rendus aux utilisateurs<sup>7</sup>. Elle utilise des mécanismes de régulation incitative pour ces objectifs. La continuité d'alimentation est fixée dans le cadre du TURPE IV. La partie 3.3.1 de ce dernier porte sur la durée moyenne de coupure et est liée à un mécanisme incitatif progressif pour les gestionnaires de réseau (bonus/malus financier) avec un niveau de référence cible. Le TURPE IV entré en vigueur début 2014 définit de nouvelles durées de coupure cibles jusqu'en 2017<sup>8</sup>.

Tableau 1-1 : Durée moyenne annuelle de coupure (CRE, 2014)

Année	2014	2015	2016	2017
Temps de coupure	68 min	67 min	66 min	65 min

Le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables : L'Union européenne s'est fixé l'objectif de satisfaire 27 % de sa consommation finale brute d'énergie par les énergies renouvelables à l'horizon 2030. D'autre part, la France vise l'objectif de porter la part de la production renouvelable dans sa consommation brute à

<sup>7</sup> L'article L. 341-3 du code de l'énergie stipule que la CRE « peut prévoir des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances ».

<sup>8</sup> Le TURPE III ne prenait pas en compte les temps de coupure liés aux défaillances sur le RPT, aux incidents et aux travaux sur le RPD. Ce dernier paramètre est inclus dans le décompte du TURPE IV. La durée moyenne des travaux sur le RPD était de 16 minutes en 2012.

32 % en 2030<sup>9</sup>. La figure 1-4 présente une évolution déjà positive de la pénétration des énergies renouvelables par usage en France depuis 2005. Cette production raccordée actuellement en majeure partie sur le réseau de distribution peut être difficilement stockée et doit donc pouvoir être injectée sur le réseau et acheminée aux points de consommation (RTE, 2013). Contrairement aux sources d'énergie conventionnelles, les puissances de sortie de ces sources d'énergie renouvelables sont en grande partie de nature variable ou intermittente compte tenu de leur dépendance des conditions climatiques, du vent, etc. Cependant, une intégration massive de ces énergies renouvelables n'est pas sans conséquence sur la gestion du système électrique dans sa globalité. Elles sont notamment en mesure de causer des impacts négatifs sur le système (Amarasekara et al., 2013).

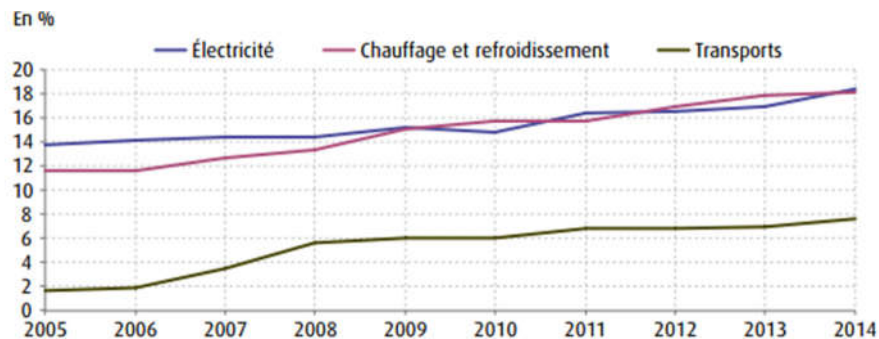


Figure 1-4 : Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute, par usage en France (CGADD, 2015)

La complexité croissante de ces réseaux : à la fois spatialement<sup>10</sup> et temporellement (Hadjsaïd et Sabonnadière, 2012b). D'après la CRE, le rôle du réseau électrique est de connecter les producteurs d'énergie (centrales nucléaires, thermiques, panneaux solaires, éoliens) avec les consommateurs d'électricité (particuliers, industriels, etc.). En l'absence des moyens de stockage à grande échelle facilement exploitables, les gestionnaires du réseau doivent maintenir l'équilibre entre la production et la consommation à tout moment (CRE, 2010a). Cet équilibre est primordial pour que les contraintes techniques des valeurs de la fréquence et du voltage soient respectées. En effet, les opérateurs du réseau doivent estimer en avance la demande des consommateurs en se basant sur leurs historiques pour ajuster la production selon le besoin. D'où l'importance des types de production et de consommation flexibles.

La solution classique de renforcer le réseau en permanence devient moins attractive et souvent difficilement réalisable (CRE, 2010b). Cependant, dans le but de prendre en compte ces facteurs et

<sup>9</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Titré : définir les objectifs communs pour réussir la transition énergétique, renforcer l'indépendance énergétique et la compétitivité économique de la France, préserver la santé humaine et l'environnement et lutter contre le changement climatique.

<sup>10</sup> Interconnexions et déplacement des lieux de raccordement des installations de production.

faire face aux enjeux actuels, l'adaptation du système électrique est encouragée et les smart grids sont plus spécifiquement considérés

---

## 1.2 Exploration des smart grids

---

Les smart grids sont généralement présentés comme « la » solution technologique répondant aux défis d'une transition énergétique durable (Uzunidis, Boutillier, et Laperche, 2015). Cependant, le schéma de transition vers ce smart grid, qui permet de répondre à l'évolution des besoins présentée dans 1.1.2 et de minimiser les impacts économiques, est soumis à diverses incertitudes.

Ainsi, ces dernières années, les démonstrateurs smart grids se sont multipliés de par le monde (Catalin et al., 2014). Ils visent à tester l'efficacité des différentes solutions et des modèles économiques envisagés, à estimer les bénéfices économiques, environnementaux et sociétaux, et à maîtriser les aspects techniques associés.

### 1.2.1 Qu'est-ce qu'un smart grid ?

Actuellement, le concept de smart grid est en cours d'harmonisation à travers le monde. Plusieurs agences nationales et internationales proposent des définitions, non identiques, mais cohérentes du smart grid. De ce fait, plusieurs définitions du smart grid sont proposées par les principales institutions, présentes principalement en Europe et Amérique du Nord :

La Plateforme Technologique Européenne des smart grids, propose la définition suivante pour les réseaux électriques du futur : « Un smart grid est un réseau électrique qui peut intégrer intelligemment les actions des utilisateurs qui lui sont connectés – producteurs, consommateurs et ceux qui font les deux – afin de livrer efficacement une alimentation électrique soutenable, économique, et sûre. » (ETP4SG, 2013)

Le département de l'énergie des États-Unis (U.S. Department of Energy, 2013) présente le concept de smart grid comme un réseau électrique auto-cicatrisant qui permet la participation active des consommateurs, fonctionne de manière résiliente contre les attaques et les catastrophes naturelles, accueille les différents moyens de production et de stockage, permet l'introduction de nouveaux produits, services et marchés, optimise l'utilisation d'équipements réseaux, fonctionne efficacement, garantit la qualité de l'énergie pour l'économie numérique.

En France, la Commission de Régulation de l'Énergie définit le réseau électrique intelligent comme une évolution du réseau électrique actuel auquel s'ajoutent de nouvelles technologies de l'information et de la communication pour renforcer et pérenniser le rôle du réseau (CRE, 2010b).

### 1.2.2 Vision globale

À partir des définitions évoquées précédemment, un réseau intelligent n'est pas un concept unique clairement défini ni une seule technologie. Au contraire, il pourrait être assimilé à une boîte contenant plusieurs éléments. Chaque élément représente une fonctionnalité. Nous l'appelons fonction avancée, elle est mise en œuvre pour répondre à un besoin et remplir un objectif précis. La

définition de son besoin et de son objectif dépendra du contexte de l'utilisateur et de ses préoccupations. Le déploiement de l'ensemble des fonctions avancées rend le réseau électrique plus performant et le met à un niveau plus intelligent ou 'smarter'. Certaines fonctions représentent des innovations en cours de développement, tandis que d'autres sont matures et prêtes à être déployées.

Le déploiement d'un smart grid, dont les bénéfices ne sont pas évalués avec précision et dont la validité des solutions qui le caractérisent reste incertaine sur tout le territoire représente un défi majeur. En effet, la majorité de ces solutions sont toujours en phase d'expérimentation (manque encore de retour d'expérience). Dans cette phase, plusieurs démonstrateurs smart grids ont déjà été lancés voire terminés en France, en Europe et à l'international. Ces expérimentations visent généralement à tester et à valider de nouvelles solutions/fonctionnalités pour le système électrique du futur.



Figure 1-5 : Statistiques des projets smart grids européens entre 2002 et 2014 (Catalin et al., 2014)

Le rapport du JRC en 2014 (Catalin et al., 2014) analyse environ 460 projets smart grids dans 33 pays européens entre 2002 et 2014 dont la France occupe la première place en terme de budget alloué aux projets de smart grid, soit 500M€ d'investissements. Les projets analysés dans ce rapport représentent un budget total de 3.14 milliards d'euros d'investissements distribués sur 578 sites cf. Figure 1-5.

L'évolution des investissements dans les démonstrateurs a inspiré plusieurs études comparatives sur ces derniers. (Hongbin et Ye, 2010) évalue un système d'indicateur d'évaluation des démonstrateurs basé sur 4 aspects clés : technique, économique, sociétal et pratique. (Dupont, Meeus, et Belmans, 2010) fournit une méthodologie pour mesurer l'intelligence du système électrique. Cette méthodologie est constituée de six caractéristiques pour suivre l'état de développement d'un projet smart grid. À l'instar de ces deux derniers, nous proposons un indicateur d'évaluation des démonstrateurs dans (Rodriguez et al., 2014). Ceci vise à comparer différents projets de démonstrateurs smart grid en fonction des innovations expérimentées sur six axes, couvrant

l'ensemble de la chaîne énergétique : production, transport, distribution, consommation, stockage, véhicules électriques, et les modèles économiques (i.e. business models). En conséquence, une note globale est attribuée, à partir des évaluations effectuées sur chaque critère<sup>11</sup> de l'ensemble de 36 critères définis<sup>12</sup>. Enfin, cette méthode a été appliquée sur près de 170 projets présentés à droite sur la carte de la Figure 1-6. Les cinq projets ayant les meilleures évaluations sont représentés en vert foncé.



Figure 1-6 : Carte nationale des démonstrateurs smart grids (Enedis, 2016) et mondiale (Greenlys)

Au niveau national, depuis début des années 2000, les smart grids occupent une place importante dans la recherche et le développement. Par conséquent, la France a déployé plus de 108 démonstrateurs smart grids sur son territoire (thinksmartgrids, 2015). Les objectifs de ces projets sont de tester grandeur nature des fonctionnalités et des services très attendus : contribution à la gestion locale de la production intermittente, de la variation de la demande et des éventuelles contraintes associées du réseau (Enedis, 2016), ainsi que l'aide pour mieux maîtriser la consommation d'énergie. Parmi lesquels, nous citons quatre démonstrateurs particulièrement importants : Smart Electric Lyon (69 M€), Nice Grid (30M€), Poste Intelligent (35 M€) et GreenLys (43M€). Les travaux présentés dans cette thèse ont été menés dans le cadre de ce dernier.

## 1.3 GreenLys

### 1.3.1 Présentation du projet

Greenlys est un démonstrateur de réseau intelligent à chaîne globale, c'est-à-dire adressant des innovations allant du producteur d'énergie jusqu'au consommateur en incluant les acteurs du réseau électrique de transport et de distribution. Ce projet est financé par l'ADEME dans le cadre

<sup>11</sup> Un critère d'évaluation est une fonctionnalité smart grids. Cette fonctionnalité représente une évolution d'intelligence du réseau électrique. Elle appartient à un des six axes cités ci-dessus.

<sup>12</sup> Chaque axe d'évaluation contient un certain nombre des critères, une règle de proportionnalité est appliquée pour ramener le score de l'axe. La note globale du projet est la somme des notes de ses axes.

de ‘programme d’investissements d’avenir’, il vise à équiper les secteurs résidentiels et tertiaires des villes de Lyon et Grenoble d’un nouveau type d’installations électriques intelligentes pour tester de nouvelles fonctionnalités ainsi que leurs impacts sur le réseau.

L’ambition du projet est de mettre en œuvre, sur les deux villes choisies, le premier démonstrateur grandeur nature de smart grid intégrant le plus large éventail de fonctions avancées de pilotage de réseau et de services au consommateur. Il s’agit plus particulièrement d’un démonstrateur complet qui est capable de valider une analyse économique et technique d’un smart grid en fonctionnement réel, de maîtriser les besoins d’investissements futurs, ou encore de réaliser des études de comportements des utilisateurs responsabilisés, les consomm’acteurs.

### 1.3.2 Partenaires et objectifs.

Ce projet représente un investissement de 43 M€, réparti sur quatre ans d’expérimentation et d’apprentissage. Il est porté par des groupes de travail rassemblant des partenaires complémentaires et représentatifs du paysage énergétique français.

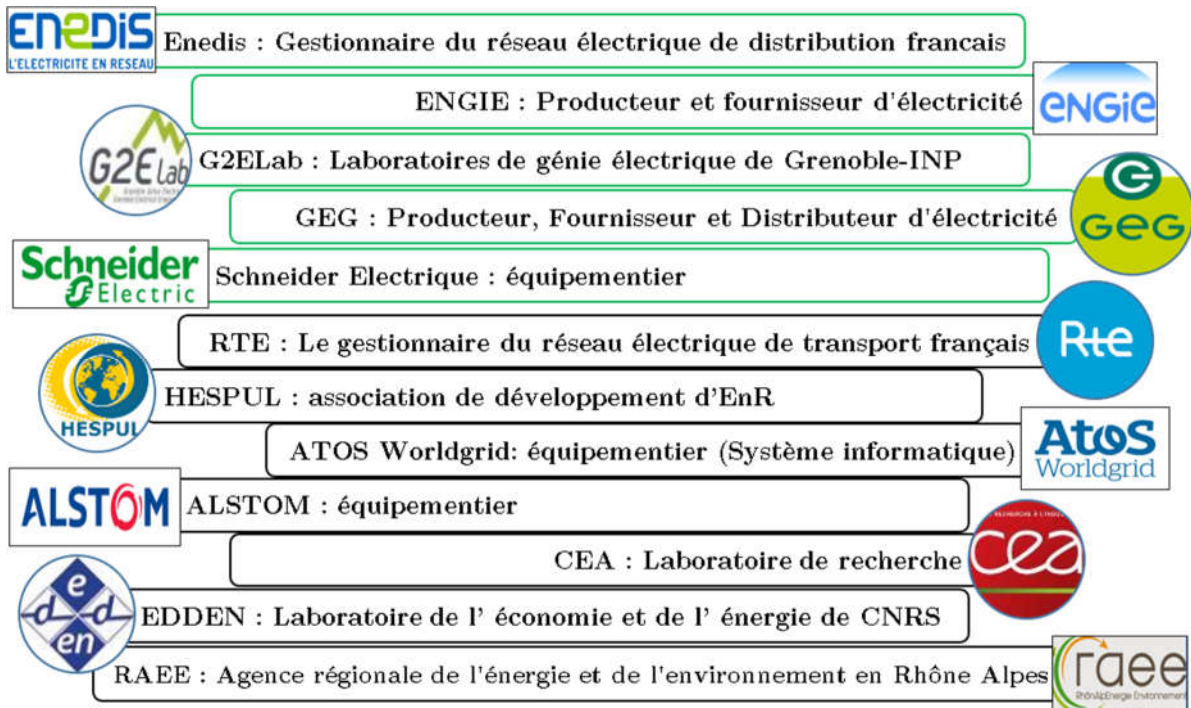


Figure 1-7 : Partenaires du projet GreenLys

L’ensemble des partenaires académiques et industriels ainsi que leurs fonctions sont présentés sur la Figure 1-7.

Les objectifs principaux du GreenLys sont les suivantes :

- Identifier et quantifier concrètement la création de valeur économique, la création de valeur environnementale, et l’intérêt sociétal liés au déploiement d’un système électrique intelligent sur des zones urbaines.

- Construire un champ de test pour des fonctions avancées smart grid, en s'appuyant d'une part sur l'expérimentation de technologies permettant l'intégration sécurisée sur le réseau d'un taux important de production répartie (notamment à base d'énergies renouvelables), et d'autre part sur des services au consommateur permettant de développer la participation des clients à la gestion active de la demande et de la production répartie.

---

## 1.4 Scénarios GreenLys

---

L'enjeu de la thèse est d'apporter une vision d'avenir sur les aspects techniques, économiques et règlementaires liés aux investissements additionnels nécessaires pour faire évoluer le réseau vers un smart grid (ou plus exactement vers un réseau encore plus intelligent). Il s'agit de préparer le déploiement du smart grid à partir de la transposition de l'expérimentation GreenLys en élaborant des scénarios de transitions capables d'assurer l'évolution du réseau de distribution électrique vers plus d'intelligence embarquée.

Ce travail prend en charge la structuration des transitions permettant d'implanter les solutions expérimentées dans le démonstrateur. Il s'inscrit dans une continuité de travaux menés dans le cadre de GreenLys. Effectivement, il utilise un ensemble d'éléments développés au sein du projet ainsi que ses scénarios. Dans cette section nous présentons les scénarios GreenLys qui cadrent l'étude économique réalisée. Chaque scénario comporte deux volets. Un volet de contexte et un autre des choix de déploiement.

### 1.4.1 Scénario de contexte

Le scénario de contexte est l'ensemble des éléments ayant un impact direct sur le réseau électrique et la production d'énergie, représenté par : l'évolution du PIB, l'évolution de la population, la fiscalité, l'implication des consommateurs, la pénétration des véhicules électriques, l'efficacité des équipements et des bâtiments, etc.

Les experts du consortium de GreenLys ont établi plusieurs scénarios de contexte initialement envisagés vers 2030 puis prolongés jusqu'à 2050. Toutefois, nous nous intéressons aux deux scénarios sur lesquels nous nous basons pour nos développements dans le cadre de cette thèse. Le premier scénario de contexte est 'le contexte Grenelle'. Il est basé sur les objectifs définis par les lois Grenelle<sup>13</sup> ainsi que sur le scénario ' Production nucléaire à 70 % ' défini par l'UFE pour 2030 (UFE, 2012). Il est à préciser que c'est un contexte qui a été considéré dès le début de la thèse (avant le vote de la loi sur la transition énergétique) et est donc moins ambitieux que les objectifs du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui fixe désormais la part du nucléaire à 50% à l'horizon 2025. Il reste un contexte intéressant pour validation de notre méthodologie. De plus, des décisions politiques sont prises en faveur de la maîtrise de la demande énergétique et de la rénovation du bâti de manière à favoriser la décarbonisation du système électrique. La part de nucléaire reste une source de production électrique importante. Plus précisément, la capacité nucléaire installée en

---

<sup>13</sup> Loi no 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.



2050 pour ce contexte est identique à celle installée en 2030 cf. Figure 1-8. Cependant, du fait que dans ce scénario contextuel la consommation finale brute d'électricité est en augmentation, la part fournie par le nucléaire sera moins importante.

Le deuxième contexte est 'Le contexte 100% EnR'. Ce contexte est caractérisé par un fort soutien politique en faveur des énergies renouvelables ainsi que par la modification du comportement des consommateurs pour la maîtrise des besoins énergétiques. Le scénario Négawatt lui sert de base (négaWatt, 2014). Ce contexte considère un abandon total du nucléaire et du fissile pour la production électrique. L'évolution temporelle de cette sortie suit celle préconisée par le scénario Négawatt avec fermeture du dernier réacteur nucléaire en 2033 cf. Figure 1-8.

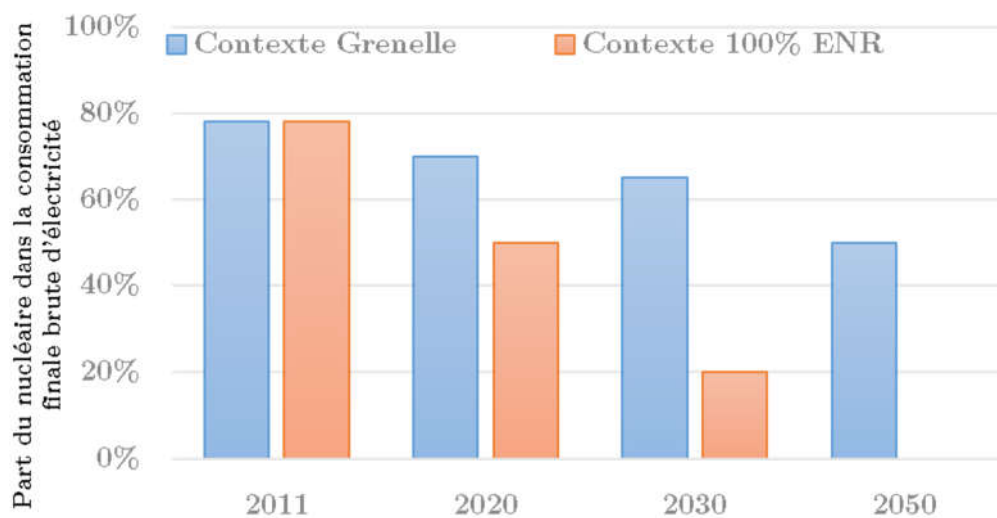


Figure 1-8 : Évolution de la part du nucléaire pour les deux contextes

#### 1.4.2 Scénario de déploiement

Pour chaque contexte (Grenelle et 100% EnR), plusieurs formes de système électrique intelligent sont étudiées. Ces différentes formes correspondent à des degrés d'intelligence en termes d'observabilité, de commandabilité et de décentralisation du système électrique. Autrement dit, le scénario de déploiement est un niveau de déploiement des fonctionnalités smart grid. Deux déploiements sont envisagés pour chaque contexte. Le déploiement le moins ambitieux est appelé 'Tendance'. Il est caractérisé par un déploiement très limité. En revanche, le déploiement le plus ambitieux est appelé 'Ambition'. Il est caractérisé par un déploiement intense. Entre ces derniers un déploiement intermédiaire est considéré, il s'agit du déploiement 'Transition'.

La combinaison des contextes de 1.4.1 et de ces déploiements permettent d'aboutir à six scénarios présentés dans le Tableau 1-2. Les déploiements 1 et 3 sont des déploiements de bases '*Business as usual*'. Autrement dit, le calcul des autres scénarios est fait par rapport aux scénarios Tendance. Or, nous nous servons principalement de deux combinaisons présentant deux cas extrêmes. Le 100% EnR-Ambition pour présenter un déploiement ambitieux et favorable aux

renouvelables et le Grenelle-Transition pour présenter un déploiement moins ambitieux tout en respectant les lois Grenelle.

Tableau 1-2 : Les scénarios retenus dans l'étude

		Déploiements smart grid		
		Tendance (Business as usual)	Transition	Ambition
Contextes	Grenelle	Scénario 1 Tendance Grenelle,	Scénario 2 Transition Grenelle	Scénario 3 Ambition Grenelle
	100% ENR	Scénario 4 Tendance 100% ENR,	Scénario 5 Transition 100% ENR	Scénario 6 Ambition 100% ENR

## 1.5 Fonctions avancées smart grid

Le travail présenté dans cette section a été effectué dans le cadre du Greenlys. Il présente une base technique et le point de départ du travail de recherche. Cela consiste en l'identification, la spécification, l'analyse et la priorisation des fonctions avancées qui doivent être intégrées au réseau. Ces fonctions permettent de répondre aux besoins du système électrique intelligent. Elles représentent le socle sur lequel repose les travaux technico-économiques décrits dans cette thèse. Nous allons présenter brièvement le travail effectué ici, en mettant l'accent sur la partie que nous allons utiliser pour la suite du travail.

### 1.5.1 Définition

Dans le cadre de GreenLys, une liste de 29 fonctions avancées<sup>14</sup> a été identifiée et son contenu a été défini explicitement. Par ailleurs, la procédure pour mettre en œuvre ces fonctions a été étudiée ainsi que les liens entre ces différentes fonctions avancées.

Le but de la Figure 1-9 est de présenter de manière visuelle les fonctions avancées ainsi que les liens entre elles qui expliquent les suites logiques de leur déploiement. Par exemple, le lien entre l'Observabilité et l'Ilotage est un contingent pour ce dernier. Autrement dit, pour pouvoir effectuer en toute sécurité la fonction Ilotage, il est nécessaire de connaître les flux d'énergie dans le réseau à un instant donné. De ce fait la fonction Observabilité doit être mise en œuvre auparavant. De plus, les fonctions sont associées à un code couleur, celui-ci étant lié aux besoins RPD expliqués dans la sous-section suivante.

<sup>14</sup> Les fonctions avancées citées dans cette section sont décrites dans le Tableau 1-3.

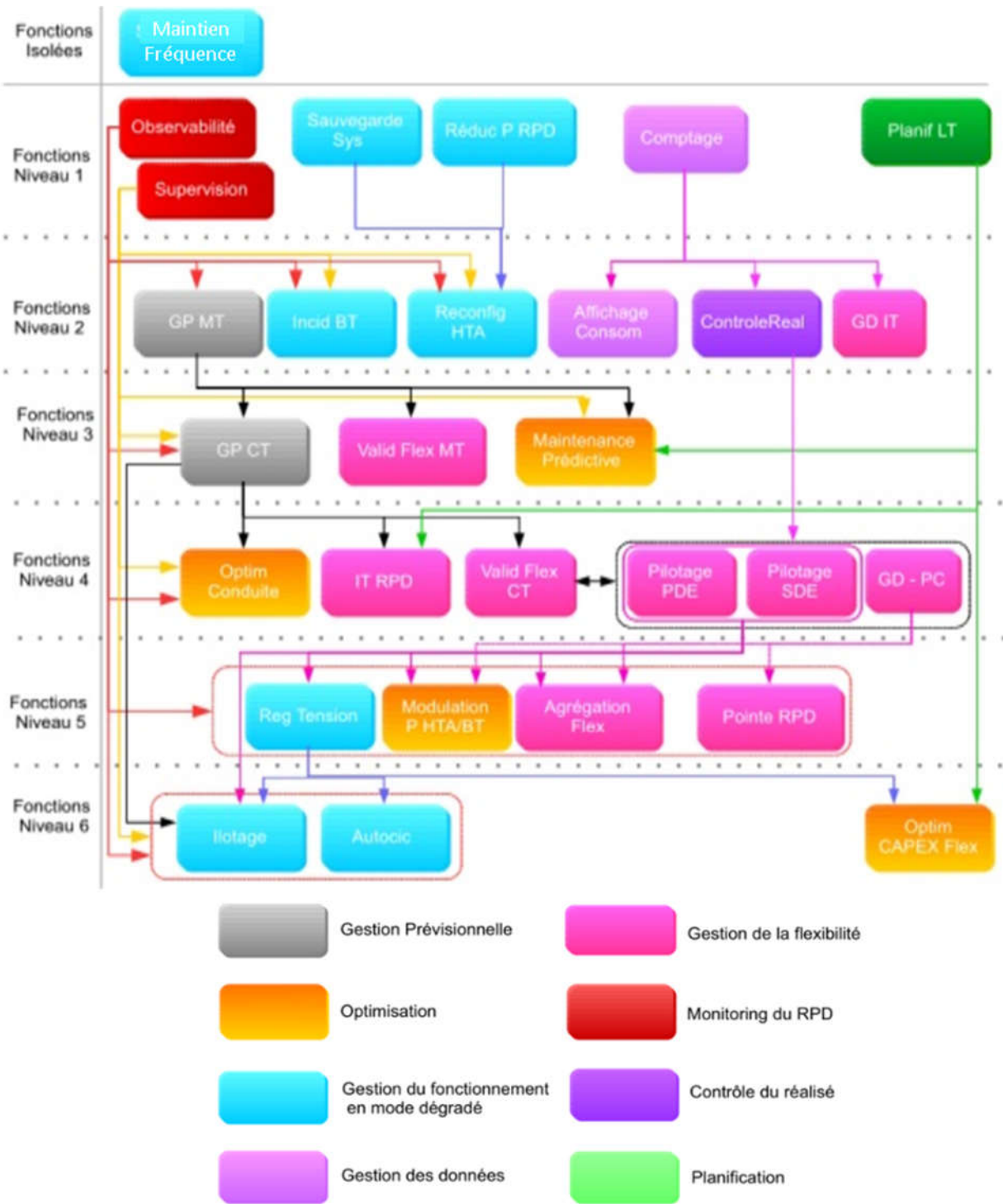


Figure 1-9 : Les liens entre les fonctions avancées identifiées dans GreenLys

Tableau 1-3 : Description de quelques fonctions avancées

Fonction avancée	Description
Observabilité	Cette fonction permet au GRD de disposer, en temps réel et avec précision, d'une image des flux de puissance transitant dans son réseau ainsi que des profils de tension et autres informations utiles sur l'état du réseau.
Ilotage	Elle permet une mise en îlotage en cas de rupture du lien avec le réseau principal et une reconnexion automatique d'une partie du réseau de distribution.
Maintien fréquence PDE	Il s'agit ici de maintenir la fréquence des réseaux dans les limites réglementaires pour éviter un découplage intempestif des productions décentralisées (PDE)
Supervision	Cette fonction porte sur la supervision de l'état et de la communication des principaux équipements du réseau nécessaires à sa bonne exploitation et conduite (disjoncteur, postes asservis, automates postes sources, etc.).
GP MT	La gestion prévisionnelle de l'équilibre local consommation/production à moyen terme, allant d'une semaine à l'horizon mensuel, s'appuiera notamment sur des prévisions climatiques (statistiques).
AutoCic	Celle-ci a pour but de réalimenter le plus rapidement possible le maximum d'utilisateurs après un incident sur le réseau HTA via la reconfiguration dynamique de ce dernier.
OptimCAPEXFlex	Cette fonction permet d'optimiser les investissements du réseau en utilisant les différents leviers de flexibilité <sup>15</sup> . Cette dernière sera explicitement détaillée dans la partie technique.
Reg Tension	Cette fonction sert à maintenir la tension des réseaux HTA et BT dans les limites réglementaires et de maîtriser les pertes dans les réseaux de distribution.
Pilotage SDE	Cette fonction permet à un agrégateur de fournir des services via l'envoi de signaux aux opérateurs de systèmes de stockage.
Pilotage PDE	Cette fonction permet à un agrégateur de fournir des services à d'autres acteurs du système via l'envoi de signaux aux producteurs disposant de capacité de production décentralisée.
GD PC	Gestion de la demande par pilotage des charges, elle vise directement à gérer la consommation par effacement ou déplacement des charges. Elle sera détaillée dans la partie technique.

<sup>15</sup> Flexibilité de production, de stockage, de consommation.

Cette représentation permet en outre de mettre en évidence plusieurs niveaux de fonctions :

- les fonctions isolées : elles n'ont besoin d'aucune autre fonction pour s'activer. Elles ne sont pas non plus nécessaires à d'autres fonctions avancées. C'est le cas de Maintien fréquence PDE.
- les fonctions de niveau 1 : elles ne nécessitent pas de fonctions pour s'activer, mais sont indispensables à d'autres. Parmi celles-ci, on peut citer l'Observabilité et la Supervision.
- les fonctions de niveau 2, ayant besoin d'une ou plusieurs fonctions de niveau 1. Par exemple, la fonction GP MT.
- les fonctions de niveau 3 : celles-ci requièrent la mise en place préalable de fonctions des niveaux 2 et 1.

En continuant de la même manière, les fonctions de niveaux supérieurs découlent de fonctions de niveaux inférieurs.

Les fonctions avancées situées en bas du schéma sont celles qui nécessitent le plus de fonctions pour être mises en place et qui ne sont pas elles-mêmes utiles à l'existence d'autres fonctions. Parmi celles-ci, on trouve l'Ilotage, AutoCic et Optim CAPEX Flex.

### 1.5.2 Besoins réseau public de distribution

L'existence des fonctions avancées est justifiée par les besoins pour lesquels elles répondent. Après concertation, les partenaires du consortium ont défini huit besoins :

- La planification du développement des réseaux et leur optimisation notamment au regard des investissements.
- La gestion prévisionnelle, dont le but est d'apporter aux exploitants des réseaux électriques de distribution une vision fiable des futurs flux de puissance transitant sur les ouvrages dont ils ont la charge.
- Le monitoring du réseau public de distribution qui consiste à observer les flux de puissances et surveiller l'état des équipements du réseau.
- La gestion de la flexibilité : ce besoin porte sur la l'utilisation adéquate des leviers de flexibilité.
- La gestion du fonctionnement en mode dégradé<sup>16</sup> : son but est de permettre le bon fonctionnement du système électrique malgré les aléas tels que les incidents et les dysfonctionnements.
- L'optimisation qui vise notamment à améliorer la conduite, la maintenance et les investissements.
- Le contrôle du réalisé pour vérifier la réalité des flexibilités mises en œuvre et pour permettre notamment la rémunération des différents acteurs.
- La gestion des données, pour fournir des informations aux consommateurs et aux acteurs du marché.

---

<sup>16</sup> Mode dégradé : dans ce mode le système électrique doit éviter une défaillance

Les besoins sont groupés en macro-besoins et présentés sur la Figure 1-10. Ces macro-besoins ont une utilité importante qui sera évoquée lors de son utilisation dans le quatrième chapitre.

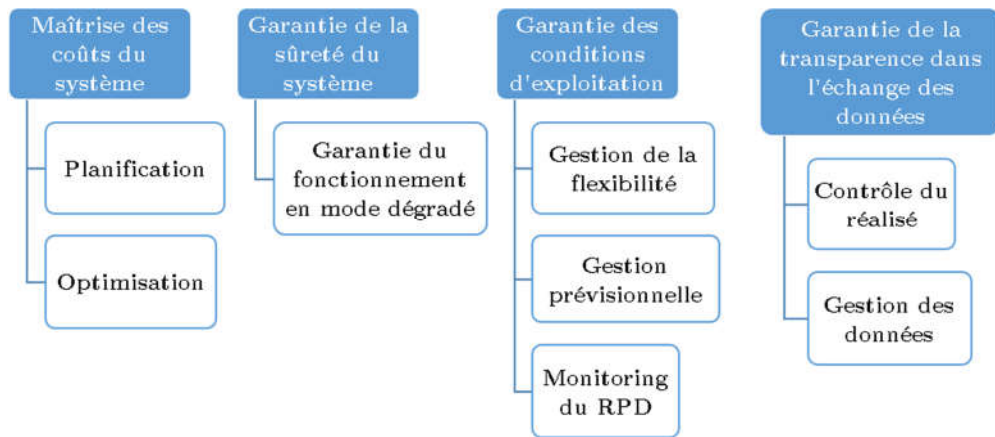


Figure 1-10 : Regroupement des besoins réseau public de distribution

## 1.6 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'introduction des smart grids et du démonstrateur GreenLys dont cette thèse fait partie. Tout d'abord, nous avons introduit le smart grid comme étant une évolution du réseau électrique répondant aux besoins et enjeux actuels et à venir. Nous avons présenté son état d'avancement actuel ainsi que notre vision sur les smart grids. Ensuite, nous avons présenté le projet démonstrateur GreenLys au sein duquel les travaux de la thèse ont été développés. Nous avons exposé également les scénarios de contexte et de déploiement du GreenLys ainsi que les fonctions avancées qui sont mises en avant. Les scénarios du projet, ses fonctions avancées ainsi que les besoins du réseau électrique forment une base technique pour nos travaux. Nous revenons sur ces points dans les chapitres techniques 4, 5 et 6.

Le chapitre suivant décrit la théorie d'options réelles que nous avons utilisée dans nos modèles techno-économiques. Ce même chapitre introduction à cette théorie ainsi qu'un exemple basé sur un modèle théorique lié au smart grid faisant l'objet d'une publication dans CIRED 2015.

## Chapitre II

# La Théorie d'Options Réelles

---

## 2.1 Introduction

---

Selon (Nembhard et Mehmet, 2009), l'application de la théorie d'options réelles est équivalente à une feuille de route stratégique avec de multiples virages et des signes localisés à chaque virage indiquant la valeur de la branche du chemin. C'est comme un système de navigation à travers un territoire inconnu pour guider son utilisateur dans la prise de décisions.

La théorie d'options réelles est un domaine de recherche axé sur l'évaluation de la flexibilité managériale dans les projets comportant un certain degré d'incertitude. Cette flexibilité managériale représente la capacité des gestionnaires à adapter leurs projets en fonction des nouvelles informations qui ne sont pas forcément disponibles lors de l'évaluation initiale.

En outre, l'utilisation de cette théorie offre une structure décisionnelle dynamique permettant d'optimiser les choix en fonction de l'évolution du projet. Cette vision dynamique intègre la flexibilité managériale dans sa conception dans l'objectif de s'affranchir des risques probables liés aux investissements. Par conséquent, elle exploite des choix décisionnels pour faire face aux incertitudes qui vont caractériser le projet au cours de son évolution.

Cette théorie semble donc particulièrement séduisante et bénéfique pour l'évaluation des investissements dans un contexte incertain. Néanmoins, son utilisation est accompagnée par des hypothèses qui ne sont pas toujours évidentes. En effet, l'exploration de cette théorie et ses avantages doit être réalisée avec précaution.

Ce chapitre présente un aperçu général de cette théorie et sa fondation. Il aborde également les méthodes d'implantation ainsi que quelques applications de la littérature. Enfin, il détaille un exemple théorique lié aux smart grids.

---

## 2.2 Les outils traditionnels d'évaluation économique et ses imperfections

---

Rares sont les investisseurs qui prendront une décision d'investissement importante sans avoir calculé soigneusement sa valeur actuelle nette. Ces méthodes ont été développées depuis longtemps et sont très souvent utilisées dans l'évaluation des choix d'investissement.

### 2.2.1 Analyse coûts-bénéfices (ACB)

Les techniques classiques d'évaluation économique basées sur les « ACB » chiffrant les coûts et bénéfices attendus d'un investissement pour prendre la bonne décision. L'ACB est basée sur la valeur temporelle de l'argent. Dans son raisonnement, un investisseur préfère recevoir un capital d'argent aujourd'hui que dans le futur. Cela est dû au fait que l'argent peut être investi ou réservé pour produire des revenus supplémentaires. De plus, le capital subit une évolution décroissante dans le temps à cause de l'inflation et à cause des risques futurs qui font que la somme promise est susceptible de varier. Par conséquent, l'investisseur attend une compensation supplémentaire pour qu'il puisse sacrifier une somme prête aujourd'hui en échange d'une somme promise dans le futur.



Sur cette base, il est possible de comparer les flux de trésorerie qui devraient avoir lieu à des échéances différentes en les référant à une seule date, qui est normalement la date de l'évaluation cf. Équation (1) et (2).

$$VAN = -I + \sum_{t=0}^T (VA_{B_t} - VA_{C_t}) \quad (1)$$

$$VA_{B_i} = \frac{\text{Benefices de l'année } i}{(1+w)^i} ; \quad VA_{C_i} = \frac{\text{Coûts de l'année } i}{(1+r)^i} \quad (2)$$

$VAN$  : est la valeur actuelle nette des flux de trésorerie attendue des investissements.

$t$  : représente le temps, exprimé en année. Il varie entre l'année de l'évaluation actuelle «  $t = 0$  » et la dernière année de l'étude.

$T$  : la dernière année de l'étude.

$I$  : symbolise les coûts d'investissement.

$VA_{B_t}$  : symbolise le flux des bénéfices générés de l'année  $t$

$VA_{C_t}$  : symbolise le flux des coûts de l'année  $t$ .

$r$  : est le taux de rendement sans risque.

$w$  : représente le taux d'actualisation ajusté. Il prend en compte la valeur temporelle de l'argent, l'inflation et les risques du marché. Ce dernier est un paramètre essentiel dans ce calcul. En fonction de la précision demandée, sa valeur peut être estimée par des méthodes relativement complexes (Henry, 1969). En effet, le choix de cette valeur doit être effectué avec conscience.

Souvent, les valeurs associées aux deux dernières variables ( $r$  et  $w$ ) sont les mêmes.

Cette méthode est bien connue par les industriels. Elle est généralement acceptée et appliquée aux projets d'investissement parce qu'elle fournit des critères clairs et cohérents facilement analysables par les gestionnaires de ces projets. Autrement dit, un projet est un bon investissement s'il semble rentable et peu risqué. Cette simplicité est appréciée par les industriels. Cependant, elle présente plusieurs défauts fondamentaux, particulièrement lorsqu'il s'agit de projets flexibles évoluant sous incertitude (Johnathan Mun, 2006). Cela a incité les gestionnaires de ces projets à utiliser des outils complémentaires pour améliorer la performance de cette méthode<sup>17</sup>.

### 2.2.2 Les inconvénients de l'ACB

Les techniques ACB chiffrent l'intérêt économique d'un projet d'investissement et permettent d'identifier une décision à ce propos. Toutefois, en raison de leur nature déterministe, les méthodes ACB ont une tendance à sous-estimer les projets dont la gestion est flexible dans un contexte évoluant sous incertitude (Bellalah, 1998). L'ACB est basée sur plusieurs hypothèses qui n'existent pas forcément dans la pratique, en particulier lorsque les projets en question contiennent des

<sup>17</sup> Cela consiste en des méthodes supplémentaires telle que l'analyse des sensibilités qui analyse l'impact de la variation d'un ou plusieurs paramètres sur les résultats, et l'analyse des risques basée sur des simulations Monte-Carlo en analysant l'impact d'un changement important d'entrées potentiels.

opportunités potentielles et des incertitudes importantes. Parmi ces hypothèses, nous citons ci-dessous (Jonathan Mun, 2006).

- Décisions maintenant ou jamais : la méthode classique suppose que les décisions d'investissement sont effectuées immédiatement en se basant sur l'estimation des flux de trésorerie. Dans la pratique, certains investissements exigent des décisions en fonction d'évolution des paramètres qui sont incertains au moment de l'estimation des flux de trésorerie.

- La gestion passive des projets : elle implique que l'évolution d'un projet est permanente, quelles que soient les circonstances. Autrement dit, un projet qui génère des pertes continuera à en produire jusqu'à la fin de sa durée de vie opérationnelle. En pratique, les projets sont généralement gérés d'une manière active en fonction de son évolution. Si un projet n'est plus rentable, les gestionnaires peuvent arrêter les opérations ou abandonner complètement le projet pour limiter les pertes.

- Le taux d'actualisation : la totalité des risques est présentée par le taux d'actualisation. Alors, qu'il existe plusieurs sources de risque avec diverses caractéristiques. Leurs impacts peuvent être différents. Effectivement, l'ensemble de ces risques est très difficilement capté par un seul paramètre.

- Les facteurs intangibles n'ont pas de valeur : les facteurs intangibles tels que les opportunités ou la flexibilité managériale ne sont pas considérés dans l'évaluation classique. Or, ces facteurs peuvent augmenter significativement la valeur d'un projet d'investissement et donc doivent être quantifiés.

## 2.3 L'approche d'options réelles

---

Dans un environnement incertain, l'évaluation classique et sa gestion passive sont particulièrement critiquées (Robert et David, 1988). En revanche, la théorie d'options réelles considère que l'évaluation d'un projet d'investissement est plus large qu'une simple évaluation des coûts et des bénéfices, auxquels se limitent l'ACB. La notion de flexibilité managériale est introduite dans (Trigeorgis, 1988) comme étant une source de création de valeur et ainsi un élément essentiel à ne pas ignorer dans la prise de décisions et dans la valorisation des investissements. Également (Chance, Peterson, et Peterson, 2004) estiment que la valeur d'un projet est complétée par la valeur de ses options. D'après (Bellalah, 2000) l'évaluation d'un projet d'investissement porte fondamentalement sur trois aspects : l'évaluation des opérations d'investissement, l'évaluation des opportunités et l'évaluation des droits des propriétaires de la société. Contrairement aux méthodes classiques, la théorie d'options réelles offre une gestion active d'un projet pour faire face aux incertitudes auxquelles il est confronté. Une gestion qui tient compte des opportunités embarquées permettant d'ajuster les décisions initialement prévues pour un contexte évolutif.

La théorie d'options réelles a été développée sous l'effet de l'insatisfaction croissante à l'égard de l'ACB et des innovations significatives dans la théorie d'options financières. La lacune de l'ACB

(Jonathan Mun, 2006) a motivé les gestionnaires des projets à rechercher des techniques alternatives pour évaluer les investissements sous incertitude. Dans le même temps, des innovations majeures dans la théorie d'options financières<sup>18</sup> ont attiré l'attention vers les outils mis au point pour évaluer ces dernières. Les applications de ces outils pour évaluer des projets réels étaient à la base de la théorie d'options réelles.

À la fin des années 70 cette théorie a été introduite comme un nouveau domaine de recherche pour évaluer correctement la valeur d'un projet d'investissement en se basant sur la notion des options réelles (Myers, 1977). Aujourd'hui, elle est utilisée comme un outil d'aide à la décision en matière d'investissement (Bellalah, 1998). Celle-ci représente une extension de la théorie d'options financières<sup>19</sup> (Amram et Kulatilaka, 2009). Contrairement à cette dernière, la théorie d'options réelles est conçue pour évaluer des actifs tangibles qui évoluent dans l'incertitude (Trigeorgis, 1996).

### 2.3.1 Définition

Cette théorie est basée sur l'idée que les projets possèdent des options réelles identifiables et exploitables qui peuvent potentiellement augmenter la valeur prévue de leurs projets en diminuant les risques associés (Jonathan Mun, 2006). Conformément à une option financière, l'option réelle est le droit, mais pas l'obligation de reporter, développer, réduire, échanger ou abandonner entièrement ou partiellement un investissement avant que l'occasion ne cesse d'exister. Si ces options sont correctement détectées et évaluées, elles peuvent éventuellement augmenter la valeur attendue de leur projet et couvrir les risques associés (Dixit et Pindyck, 1994). Même si une option réelle est disponible, elle n'oblige pas son propriétaire à l'exercer. Ce dernier peut l'exercer s'il la juge bénéfique. En conséquence, il est normal d'avoir des options réelles disponibles qui ne sont jamais utilisées.

Dans un contexte d'investissement incertain, la théorie d'options réelles fournit un cadre analytique pour évaluer la flexibilité gestionnaire afin d'élaborer une stratégie décisionnelle. Cette flexibilité représente la capacité des gestionnaires de projets à adapter leurs décisions d'investissements en fonction de l'évolution des incertitudes. Cela peut augmenter la valeur attendue de ces projets. En effet, les options réelles sont considérées comme des opportunités et des décisions stratégiques éventuelles. Une fois identifiées, elles possèdent une valeur notée «  $VO$  ». Celle-ci s'ajoute à la valeur «  $VAN_{classique}$  » donnée par l'application des techniques traditionnelles pour donner la nouvelle valeur «  $VAN_{OR}$  » cf. équation (3).

$$VAN_{OR} = VAN_{classique} + VO \quad (3)$$

La théorie d'options réelles prouve l'existence de ces options qui peuvent être utiles dans la prise des décisions. Cependant, elle ne fournit pas une méthode générique et claire permettant

---

<sup>18</sup> Notamment le développement du modèle Black-Scholes-Merton. Une modélisation mathématique en temps continu du prix des actions (Heimer et Arend, 2008).

<sup>19</sup> Les options en finance sont des contrats d'assurance (de couverture contre la volatilité du marché) permettant de marchandiser un actif à un prix fixé en avance pendant un temps donné ou à une date précise.

d'identifier la nature et la disponibilité de ces options pour différents types de projets. Autrement dit, son application dépend fortement du contexte du projet. En outre, la théorie est en cours d'extension pour une modélisation plus générale.

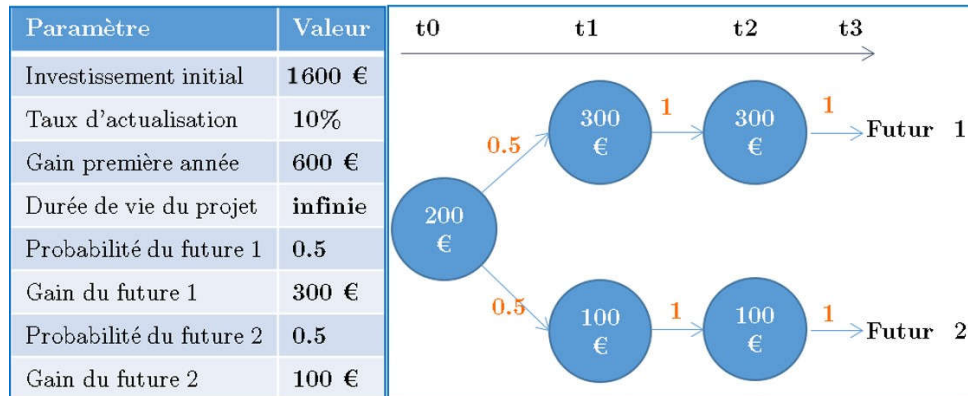


Figure 2-1 : Exemple simple d'une option d'attente (Dixit et Pindyck, 1994)

Nous prenons l'exemple simplifié du (Dixit et Pindyck, 1994) pour illustrer une option d'attente et la valeur ajoutée de cette méthode par rapport aux méthodes classiques. Dans cet exemple, un projet d'investissement nécessite un investissement initial de 1600€ pour générer un gain potentiel de 200€ annuellement. L'évolution du marché de ce projet est incertaine. Deux scénarios équiprobables sont envisagés à partir de la deuxième année, un futur avantageux noté « Futur 1 » et un autre désavantageux noté « Futur 2 ». Dans le Futur 1 les gains annuels se montent à 300€ et restent stables jusqu'à la fin du projet. Tandis que les gains du Futur 2 descendent à 100€ puis se stabilisent. La productivité du projet débute dès la décision favorable d'investissement. La Figure 2-1 illustre cet exemple ainsi que ses paramètres de calcul.

L'application de la méthode ACB est réalisée par l'utilisation de ses équations « Équation (1) et (2) ». Nous fixons les valeurs de  $w$  et  $r$  à 10% et la durée de vie à infini. Cela donne une valeur positive de 600€ cf. équation (4).

$$VAN_{classique} = -1600 + 200 + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{0.5 \times 300 + 0.5 \times 100}{(1.1)^t} = 600€ \quad (4)$$

Par conséquent, l'investissement dans ce projet semble être intéressant car il génère des bénéfices. En suivant ce raisonnement, l'investisseur est prêt à investir dans ce projet.

En revanche, la méthode d'options réelles indique que ce projet est particulièrement risqué et que l'information sur le marché de l'année prochaine est précieuse. Elle peut être utilisée pour s'affranchir du risque du futur 2. En effet, dans le cas du futur 1, les gains dépassent facilement les coûts. Contrairement au futur 2, où les gains ne permettent pas de couvrir les coûts d'investissement cf. équation (5).

$$G_{futur\ 1} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{300}{(1.1)^t} = 3000\text{€} \qquad G_{futur\ 2} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{100}{(1.1)^t} = 1000\text{€} \qquad (5)$$

En conséquence, attendre une année avant investir dans ce projet va révéler l'information sur le prix de vente de demain. L'investissement est donc conditionné par l'état du marché de l'année prochaine. En suivant ce raisonnement, si l'investisseur attend une année avant de prendre sa décision, il peut éviter le futur défavorable et les pertes associées. Pour cela, la vraie valeur de ce projet est donnée par l'équation suivante :

$$VAN_{OR} = 0.5 \times \left[ -\frac{1600}{1.1} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{300}{(1.1)^t} \right] = 0.5 \times [ -1454 + 3000 ] = 773\text{€} \qquad (6)$$

Cela veut dire que l'opportunité d'attendre une année avant d'investir « option d'attente » vaut 173€. Ce qui est la différence entre la  $VAN_{OR}$  présentée par l'équation (4) et la  $VAN_{classique}$  présentée par l'équation (6)

À l'instar du concept de l'option d'attente, plusieurs catégories d'options réelles sont identifiées dans la littérature, le Tableau 2-1 ci-dessous résume les types d'options les plus utilisées avec leurs définitions.

Tableau 2-1 : Différentes catégories d'options réelles (Riffaud-Ionescu, 2011)

Option d'attente	Décrit la possibilité de retarder un investissement tant que les conditions sont insatisfaisantes. L'investissement peut être différé dans l'espoir d'obtenir des informations supplémentaires relatives à la mise en œuvre du projet, par exemple sur les coûts, les prix ou les conditions du marché.
Option d'abandon	Associée à la possibilité de renoncer à un investissement. L'exercice du droit conféré par cette option d'abandonner permet de collecter les recettes de la vente du projet ou d'annuler les coûts associés à son maintien.
Options de croissance ou réduction	Consistent à augmenter ou réduire l'échelle d'une opération en réponse à la demande. L'utilisation de ces options est extrêmement large, elles sont l'effet de la stratégie de développement de l'entreprise et cela peut inclure plusieurs options réelles.
Option d'échange	Offre la possibilité d'utiliser une autre technologie. Par exemple, différents facteurs de production peuvent être utilisés afin d'obtenir le même résultat.

### 2.3.2 Valeur ajoutée

Dans la prise de décisions pour les investissements risqués, la théorie d'options réelles est utilisée comme un outil stratégique d'évaluation (Nembhard et Mehmet, 2009). Par rapport aux méthodes classiques<sup>20</sup>, elle offre une nouvelle forme de gestion d'un projet d'investissement en intégrant explicitement la flexibilité managériale dans l'analyse économique. Cette flexibilité peut présenter une valeur économique importante<sup>21</sup> (W. Carl Kester, 1984). De plus, elle permet d'adapter et de réviser les décisions futures afin de capitaliser sur les opportunités favorables et de limiter les pertes des futurs défavorables. En effet, négliger sa valeur conduit à sous-estimer les investissements et peut potentiellement induire à des décisions indésirables.

Par exemple, dans le cas où une entreprise veut lancer des investissements dans un nouveau projet électronique. Le choix de la technologie adoptée et son infrastructure nécessitent un capital irréversible et non négligeable. En effet, les conséquences d'une mauvaise décision peuvent être désastreuses pour certaines entreprises. Les modèles traditionnels ne permettent pas d'avoir une réponse à ces choix avec certitude, d'autant plus que l'évolution de chaque technologie est soumise à de fortes incertitudes.

Dans (Childs, Ott, et Triantis, 1998) un modèle décisionnel pour l'évaluation des différents projets d'investissements interdépendants est développé en utilisant une approche options réelles. Ces différents projets permettent d'atteindre le même objectif. Dans ce contexte, le choix de retenir un seul projet uniquement est discuté. Ce modèle conclut que le développement séquentiel du projet présente un intérêt majeur comme l'apprentissage pendant la phase de développement qui fournit des informations supplémentaires pour les décisions à prendre dans le futur.

L'étude (Hodder et Riggs, 1985) indique que la méthode ACB est mal utilisée dans les applications pratiques d'évaluation. Elle justifie que le risque du projet a une tendance à diminuer progressivement en fonction du temps lors du développement du projet. De plus, il considère que la flexibilité managériale qui est souvent ignorée peut également réduire les risques du projet. Enfin, les auteurs critiquent l'utilisation d'un seul taux d'actualisation pour la durée de vie du projet.

L'analyse (Dixit et Pindyck, 1995) considère que la prise de décision d'investissement selon la méthode traditionnelle nécessite une forte hypothèse que l'investissement soit réversible ou ne peut pas être retardé. Cela signifie que le décideur doit choisir une décision à un moment donné sans aucune modification dans le futur. Ceci ignore la valeur créée par un décalage de temps d'investissement cf. Figure 2-1. En effet, cela entraîne une estimation erronée de la valeur du projet et introduit une mauvaise décision. En pratique, le projet d'investissement peut attendre jusqu'à l'apparition des informations clarificatrices avant de prendre la décision d'investir.

---

<sup>20</sup> Méthodes d'évaluation basées sur l'ACB

<sup>21</sup> Kester montre que la valeur de ces options est parfois supérieure à la moitié de la valeur des actions d'une société.

---

## 2.4 Éléments clés et limites de l'approche

---

La théorie d'options réelles est un outil puissant pour gérer l'incertitude et a le potentiel de mieux évaluer la vraie valeur des projets flexibles. Cependant, il est important de souligner que cette théorie apporte peu de valeur dans certaines situations. Autrement dit, son utilisation exige que le projet d'investissement en question soit :

- Évaluable
  - Évolue dans un contexte d'incertitude
  - Comporte une certaine flexibilité
  - Soit au moins partiellement irréversible.
- 
- *La valeur du projet est calculable* : l'application de la théorie vise à estimer la valeur masquée dans le projet qui s'ajoute à sa valeur cf. équation (3) et à réduire ses risques. Par conséquent, la valeur et les risques du projet doivent être mesurables. En d'autres termes, les modèles mathématiques nécessaires à l'évaluation doivent être disponibles avant l'application de cette théorie (Trigeorgis, 1988).
  - *L'évolution du projet est incertaine* : les options financières ont été créées pour s'affranchir de l'incertitude sur le prix des actifs financiers. Les options réelles héritent de l'incertitude de leurs ancêtres. Si l'évolution d'un projet est connue avec certitude, la valeur d'une option réelle perd son poids. En l'absence d'incertitude, toute décision déterministe peut être analysée dans un scénario fixe bien défini.

En général, l'incertitude peut se manifester sous différentes formes. Elle peut être liée à l'environnement dans lequel évolue un projet, à l'imprévisibilité du marché, à l'apparition d'un concurrent, à des fluctuations à la hausse ou à la baisse de la valeur anticipée initialement, etc.

- *Le projet est flexible* : la théorie d'options réelles est basée sur l'identification et la formulation des options pour exploiter la flexibilité des projets dont l'évolution est incertaine. En effet, si les gestionnaires de projets ne possèdent pas les moyens (flexibilités) pour ajuster leur projet, même si le projet évolue dans l'incertitude, il est inutile d'utiliser les options réelles. Cela est également vrai pour les projets flexibles dont les gestionnaires sont incapables d'identifier leur flexibilité. Les gestionnaires doivent identifier les sources de flexibilité et d'options qui pourraient être utilisées. Celles-ci peuvent prendre des formes extrêmement disparates. Dans une situation simple, la flexibilité peut se résumer en la possibilité d'attendre avant d'investir et de reporter les investissements à une autre échéance, c'est le cas d'une option d'attente cf. exemple présenté par la Figure 2-1.

Cette même flexibilité peut également se manifester sous forme très complexe et combiner plusieurs aspects techniques et temporels, comme la possibilité de choisir entre plusieurs technologies à la suite d'une période d'apprentissage et de recherche/développement, ou la possibilité de choisir entre un développement séquentiel et un développement parallèle pour répondre aux besoins du marché.

La difficulté d'identification de cette flexibilité ainsi que son niveau d'importance dépendent fortement du projet et de son contexte. De plus, la flexibilité est parfois gratuitement utilisée sans aucun coût additionnel. Elle peut aussi bien être matérialisée par des coûts concrets comme le cas d'un brevet ou lorsqu'un investisseur déploie des équipements supplémentaires pour se donner la possibilité d'augmenter sa productivité et ainsi agrandir son chiffre d'affaire. Le projet dans ce cas doit avoir la flexibilité nécessaire pour s'adapter aux changements futurs au stade de la conception. Il est nécessaire d'incorporer des options réelles qui permettraient l'adaptabilité du projet à un certain futur envisageable<sup>22</sup>.

- *L'irréversibilité* : selon (Henry, 1974), les décisions irréversibles sont celles qui limitent significativement les choix possibles du décideur dans le futur. Autrement dit, une fois la décision d'investir est prise, l'opportunité de prendre une décision opposée est perdue. Malgré le fait que dans la plupart des situations on peut réagir pour limiter cet effet, il est impossible de recréer le même contexte et faire revenir le passé. En effet, toute décision est au moins partiellement irréversible. (Dixit et Pindyck, 1995) souligne l'importance de l'irréversibilité dans la prise des décisions. Il insiste également sur le fait que l'optimisation de choix décisionnel et la valeur d'option d'attente perdent leur valeur dans le cas des investissements réversibles dès lors que ces derniers peuvent être modifiés et réadaptés sans perte de la valeur.

Les investissements irréversibles exigent une analyse plus attentive parce qu'une fois la décision est prise les coûts associés ne peuvent pas être récupérés sans perte significative de sa valeur. Avec l'analyse des options réelles, il est entendu que les investissements irréversibles ainsi que leur temps d'exécution soient optimisés.

L'irréversibilité dans les options financières se présente simplement par une prime d'option. Celle-ci est versée au compte de son vendeur et est irrécupérable. La liquidité du marché financier facilite la capacité de revendre les actifs et ses contrats d'assurance. De ce fait, les options financières sont généralement moins concernées par l'effet de l'irréversibilité.

Malgré sa réputation prometteuse, la théorie d'options réelles doit faire face à plusieurs obstacles et surmonter certaines hypothèses avant qu'elle soit acceptée et utilisée à grande échelle. En pratique, les gestionnaires des projets n'acceptent pas facilement l'idée des options réelles pour plusieurs raisons. Ces raisons sont discutées plus en détail par (Edward Teach, 2003), nous citons :

Elle privilégie les projets risqués : la valeur de la flexibilité est une fonction d'incertitude. Par conséquent, la valeur de la flexibilité est aussi importante que l'incertitude à laquelle elle répond. Il est particulièrement important de posséder une flexibilité pour réduire les pertes dans les scénarios pessimistes et maximiser les gains dans les scénarios optimistes. En effet, la flexibilité devient plus précieuse.

---

<sup>22</sup> Le Pont du 25 Avril sur le fleuve Tage à Lisbonne, Portugal. Le projet initial ne comprenait qu'un seul pont pour les voitures, mais la sous-structure a été renforcée pour accueillir un deuxième pont dans un futur favorable. Un deuxième pont a été ajouté quelques décennies plus tard, la nouvelle plate-forme offre également des services ferroviaires (de Neufville et al., 2008).



Les options réelles doivent leur existence aux options financières. Au-delà de la ressemblance des noms et des définitions, l'analogie entre les deux se manifeste également dans les moyens de valorisation utilisés. La section suivante se focalise sur les méthodes les plus utilisées dans la valorisation des options réelles.

## 2.5 Modélisations

Les principales approches utilisées pour l'évaluation des options sont basées sur des simulations numériques telles que les méthodes de Monte-Carlo, des arbres polynomiaux et méthodes purement analytiques comme les équations différentielles conduisant à la formule de Black-Scholes (Scholes et Black, 1973).

Chaque approche a ses avantages et ses inconvénients et peut être utilisée pour traiter correctement certains types d'options et projets. Cette section fournit une description de ces trois méthodes d'application.

### 2.5.1 Black-Scholes

La formule de Black-Scholes a été la première qui a permis un calcul direct et simple de la valeur d'une option financière (Scholes et Black, 1973). Pour estimer le prix d'une option, la formule repose sur deux hypothèses fondamentales. Premièrement, elle suppose que le prix du produit adressé par l'option est incertain et il suit un mouvement brownien géométrique. Deuxièmement, l'option est échangeable « traded » sur un marché sans possibilités d'arbitrage, ce qui permet l'utilisation du taux de rendement sans risque dans ses équations différentielles. Pour une option call<sup>23</sup> de type européen<sup>24</sup> la solution des équations différentielles est donnée par (7) et (8).

$$C = S_0 \cdot N(d_1) - X \cdot e^{-rT} \cdot N(d_2) \quad (7)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma \sqrt{T}} \quad \text{et} \quad d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{T} \quad (8)$$

C : le prix d'une option Call

$S_0$  et X: le prix de l'actif actuellement et le prix d'exercice de l'actif respectivement

T, r et  $\sigma$  : le temps, le taux de rendement sans risque et la volatilité du prix respectivement

$N(d_1)$  et  $N(d_2)$  représentent la valeur donnée par la loi normale aux points  $d_1$  et  $d_2$  respectivement

$X \cdot e^{-rT}$ : ce terme représente la valeur de l'actif au moment d'exercice actualisé au présent

<sup>23</sup> C'est un contrat financier, de couverture contre la volatilité du marché. Il permet à son acheteur d'acheter la marchandise à un prix fixé à l'avance (prix d'exercice).

<sup>24</sup> Dans les contrats d'options européennes, la date d'exercice est fixée dans les contrats qui est la même date d'expiration. En effet, contrairement aux contrats américains l'exercice d'option avant cette date est interdit

Une fois les paramètres présentés sont connus, l'évaluation du prix de l'option est obtenue en remplaçant simplement les paramètres par leurs valeurs. Malgré son élégance, l'équation de Black-Scholes peut être difficile à comprendre sans confronter son origine théorique. A cet effet, les références (Briand, 2003) (Heimer et Arend, 2008) (Merton, 1973) (Merton, 1973) donnent des éléments pour permettre au lecteur d'approfondir le sujet.

Cette évaluation suit une modélisation en temps continu. Son utilisation dans l'évaluation des options réelles n'est pas toujours évidente. D'ailleurs, les hypothèses de la formule et ses paramètres ne sont pas forcément valables pour tous les projets d'investissements. Néanmoins, il existe dans la littérature de nombreuses applications et modèles généraux pour appliquer cette fameuse équation aux projets d'investissement. C'est le cas de (Luehrman, 1998). Ce dernier développe une analogie facilement compréhensible et simplement utilisable permettant d'obtenir la valeur d'une opportunité d'investissement en utilisant un tableau des valeurs basé sur les termes de l'équation de Black-Scholes. Dans son modèle, une association des différents paramètres est ainsi expliquée et justifiée.

### 2.5.2 Arbre binomial

L'approche de l'arbre binomial pour les options réelles est largement utilisée. Elle est simple, robuste et peut être adaptée selon le projet. Contrairement à l'approche précédente, cette approche utilise une modélisation à temps discrets. Dans le cas d'un arbre binomial, deux scénarios sont envisagés à chaque échéance. Le nombre d'échéances dépend de chaque projet et de son propre contexte. L'inconvénient principal des méthodes basées sur l'arbre polynomial est la dépendance du calcul de nombre des scénarios et celui des échéances. Autrement dit, pour une bonne précision, le nombre de scénarios doit être augmenté, mais alors la complexité de calcul augmente. Pour simplifier ce dernier, une réduction du nombre des scénarios et échéances est nécessaire, ce qui entraîne alors une perte de précision. Il faut donc trouver le bon compromis entre les deux approches.

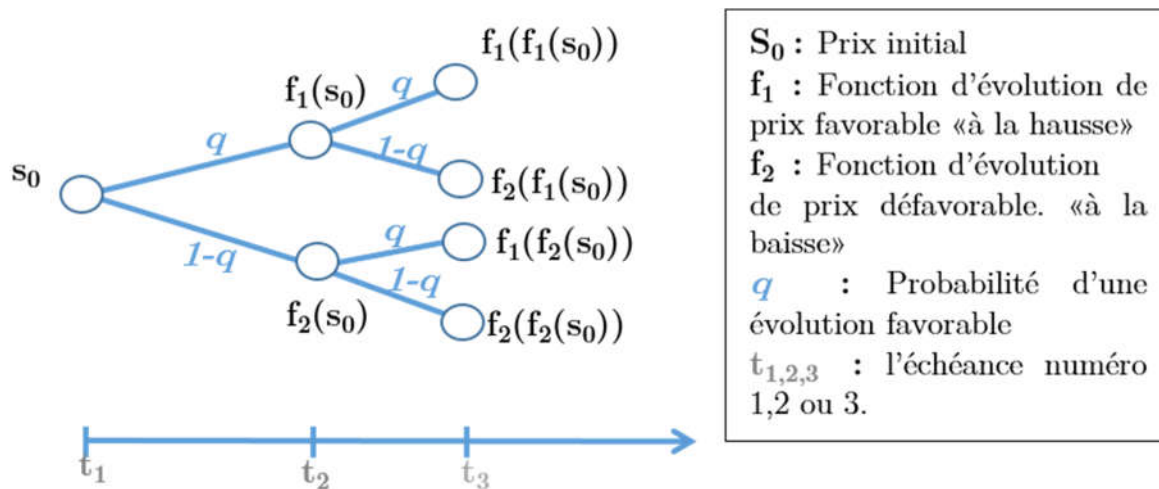


Figure 2-2 : Représentation d'un arbre binomial

La Figure 2-2 ci-dessus illustre un arbre binomial, dans lequel le prix d'un actif peut évoluer favorablement comme défavorablement avec deux probabilités généralement différentes. Pour plus de détails sur cette approche, le lecteur peut se référer à (Cox, Ross, et Rubinstein, 1979), (Boyle, 1988) ou (Chance, Peterson, et Peterson, 2004). Toutefois, la section suivante détaille un exemple concret basé sur cette approche.

### 2.5.3 Simulation stochastique

Étant donné la nature statique d'évaluation traditionnelle, l'estimation résultante est une seule valeur. Cette valeur actuelle nette est influencée par plusieurs paramètres qui sont rarement connus avec certitude. En effet, une analyse de sensibilité est souvent effectuée sur cette évaluation. Autrement dit, une variation des paramètres tels que les revenus, les coûts ou les taux d'actualisation, est effectuée pour analyser leur impact sur la valeur actuelle nette.

Le problème est que les valeurs des paramètres influençant la valeur actuelle nette sont souvent corrélées. Par exemple, les coûts d'exploitation peuvent augmenter proportionnellement à la capacité de production où les prix de vente peuvent être inversement proportionnels à la quantité vendue. Dans ce cas, une analyse par scénario est nécessaire.

La simulation Monte-Carlo repose sur une évaluation de quelques dizaines, centaines ou milliers de scénarios selon la précision demandée et la nature de projet étudié. La génération de variables d'entrées est réalisée par des fonctions aléatoires ou déterministes pour produire un nombre important des scénarios. À chaque scénario une évaluation est associée. Enfin, une distribution de probabilité de la valeur actuelle nette est produite pour une analyse plus poussée de l'intérêt du projet et de sa volatilité.

Dans un projet d'investissement, les options réelles sont les fruits d'une stratégie décisionnelle. Les décisions envisagées sont listées puis analysées pour chaque scénario. Un code générique est développé selon la nature de chaque stratégie. Celui-ci est intégré dans l'évaluation de chaque scénario pour calculer une nouvelle distribution de la valeur actuelle nette. Cette nouvelle distribution gère activement la prise de décisions en fonction d'évolution des scénarios. Pour cela, un modèle Monte-Carlo d'options réelles contient normalement des instructions conditionnelles pour déclencher certains choix décisionnels<sup>25</sup> « options ». Ces déclencheurs sont intégrés dans le modèle Monte-Carlo, et peuvent être adaptés à presque tout problème spécifique. La valeur de la flexibilité « option » est obtenue en comparant les résultats avant et après l'utilisation du déclencheur concernée.

Cette méthode est largement utilisée par les industriels et dans la littérature dès lors qu'elle ne nécessite pas des hypothèses difficilement réalisables comme pour la formule de Black-Sholes. Néanmoins, elle peut être coûteuse en matière de calcul et ressources informatiques pour atteindre

---

<sup>25</sup> Par exemple si et seulement si la demande ne dépasse pas un seuil prédéfini, l'investissement de l'année prochaine est annulé.

le niveau de précision requis de la valeur d'option recherchée, surtout lorsqu'il existe plusieurs sources d'incertitude. De plus, la simulation nécessite une forme analytique des conditions d'exercice des options. Enfin, chaque source d'incertitude doit avoir une modélisation stochastique individuelle le plus proche possible de sa réalité.

Nous citons quelques exemples de la littérature qui ont développé et détaillé des exemples concrets. C'est le cas de (de Neufville, Scholtes, et Wang, 2006) qui ont développé un modèle d'options réelles basé sur une simulation Monte-Carlo dans la conception d'un garage de parc multiniveau. (Zhao, Sundararajan, et Tseng, 2004) ont développé également un modèle stochastique basé sur une simulation Monte-Carlo en plusieurs étapes pour la prise de décision dans le développement d'une autoroute. Son modèle évalue une stratégie décisionnelle avec des options réelles dans la phase de développement et d'exploitation. Enfin (Copeland, Antikarov, et Copeland, 2001) ont détaillé étape par étape l'utilisation du Monte-Carlo dans l'évaluation des options réelles.

## 2.6 Approche options réelles pour l'évaluation du prix de l'effacement

---

L'exemple explicité dans cette section a été développé pour illustrer une première utilisation de la théorie d'options réelles dans GreenLys. Celui-ci est destiné à montrer une modélisation détaillée en utilisant une méthode basée sur l'arbre binomial. Son contexte n'est pas forcément réaliste, nous avons pris des hypothèses simplificatrices pour faciliter sa modélisation. Son contexte, ses hypothèses ainsi que la procédure que nous avons suivie lors de son développement sont abordés dans ce qui suit.

### 2.6.1 Contexte général

Sur une zone limitée du réseau électrique, la demande totale en électricité est satisfaite par un seul producteur qui est aussi le responsable d'équilibre (offre-demande) de ce réseau. Celui-ci possède plusieurs unités de production locales. Chaque unité de production est caractérisée par sa capacité maximale de production et son coût de production par MWh produit. En effet, le prix d'énergie électrique sur ce réseau dépend de la quantité produite et consommée.

Sur ce même réseau, un nouvel acteur cherche à trouver sa place comme un agrégateur local. Il cherche à évaluer le service d'effacement qu'il pense déployer et offrir au producteur/responsable d'équilibre.

En général, les unités de production sont combinées pour satisfaire la demande selon les besoins. Dans le cas d'une forte demande, le prix d'électricité augmente à mesure que des unités de production coûteuses sont sollicitées. Par conséquent, en évitant l'utilisation des unités de production coûteuses l'énergie électrique devient moins chère ce qui motive les clients finaux à participer au programme d'effacement.

La Figure 2-3 illustre le contexte général du modèle. Les boules rouges représentent un échantillon d'utilisateurs du réseau électrique qui participent au programme d'effacement proposé

par l'agrégateur local. Les clients de ce dernier sont équipés avec des dispositifs intelligents permettant d'effacer les chauffages électriques exclusivement.

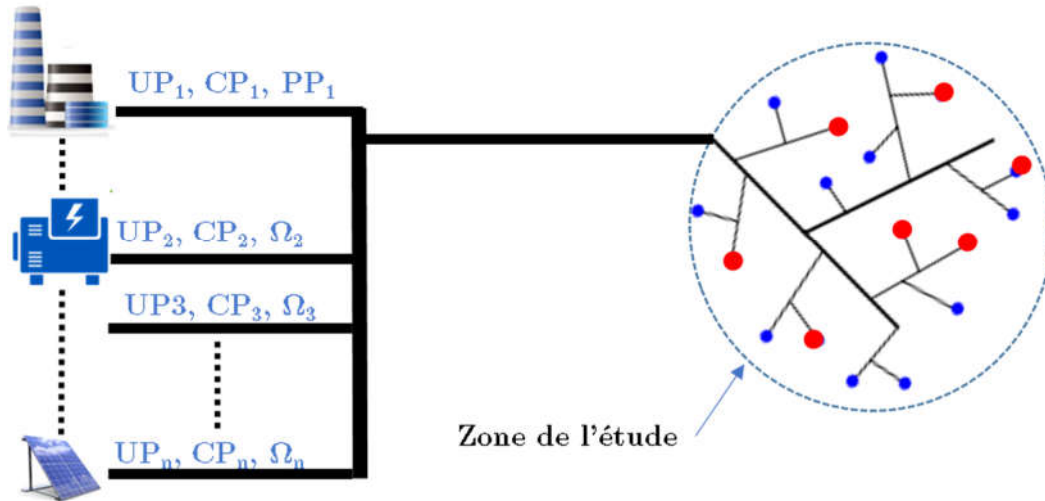


Figure 2-3 : Contexte général du modèle

$UP_i$  :  $i$ ème unité de production

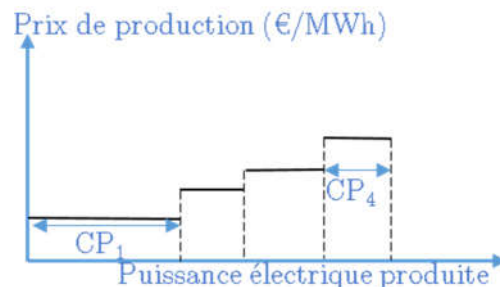
$CP_i$  : Capacité de production de l' $UP_i$

$\Omega_i$  : Prix par MWh produit par l' $UP_i$

● : Utilisateurs finaux

● : Utilisateurs finaux participant au programme d'effacement

L'évolution du prix de production en fonction de la puissance électrique produite est présentée par le graphe à droite. C'est un empilement par ordre de mérite.



Dans ce modèle, le réseau considéré est un réseau résidentiel qui peut supporter une puissance de pointe maximale  $P_m$  exprimée en MW. Les utilisateurs qui participent au programme d'effacement et équipés par des dispositifs de contrôle intelligents constituent un pourcentage  $\alpha\%$  des utilisateurs finaux. La puissance effaçable est uniquement celle consommée par les chauffages électriques des clients de l'agrégateur.

### 2.6.2 Modèle théorique

Le but de ce modèle est d'évaluer l'effacement disponible offert par l'agrégateur pendant un mois d'hiver (nous supposons que c'est le de janvier). La demande varie d'une manière incertaine durant ce mois. Normalement, dans le cas d'une augmentation extrême toutes les unités de production sont sélectionnées pour produire et répondre à ce pic de consommation. Durant ce pic de

consommation, l'utilisation de la dernière unité de production peut être évitée par la puissance résultante de l'effacement.

Ce modèle d'option réelle est analysé du point de vue de producteur/responsable d'équilibre. Il est basé sur l'arbre binomial présenté dans la section précédente. Cette approche binomiale est proposée par (Cox, Ross, et Rubinstein, 1979) qui retrace l'évolution de l'incertitude dans un cadre de travail à temps discret. Comme l'indique son nom, à chaque trame de temps, deux avenir possibles sont attendus, chaque nœud représente un avenir possible avec une probabilité associée. D'une manière générale, trois étapes principales sont suivies par l'arbre binomial :

- 1- Identifier le/s paramètre/s incertain/s impactant le processus d'évaluation de l'actif et modéliser se/s évolution/s tout au long du projet. Cette étape consiste à construire un arbre des futurs possibles avec les probabilités associées. Autrement dit, tracer l'évolution de la demande électrique jour par jour pour le mois de janvier avec la probabilité d'occurrence de chaque pas d'évolution.
- 2- Valoriser l'option réelle en question (la solution alternative qui représente la flexibilité) à chaque échéance de l'arbre. Dans ce contexte, l'option réelle est l'utilisation de l'effacement.
- 3- Déterminer la valeur totale de l'arbre le jour de l'évaluation (le premier jour de janvier). Cela consiste à actualiser toutes les valeurs pondérées des différents nœuds de l'arbre et à toutes les échéances. Cette valeur représente la valeur actuelle nette du contrat en question.

Dans ce travail nous utilisons un modèle d'arbre binomial avec une optimisation dans la prise de décision lors de la deuxième étape. Cette méthode est développée par Tao Wang. Dans sa thèse (Wang, 2005), il explicite cette méthode étape par étape en la comparant avec l'arbre binomial classique. L'ajout d'une optimisation dans la prise de décision permet d'obtenir une valeur seuil maximale de l'effacement.

### 2.6.3 Caractéristiques et Hypothèses

Comme nous venons de le présenter dans la sous-section (2.6.1), l'agrégateur pense vendre le service d'effacement au producteur/responsable d'équilibre. Nous cherchons à évaluer la valeur de ce service aujourd'hui (nous supposons que nous sommes au premier jour du janvier). Le producteur/responsable d'équilibre estime une fluctuation de la demande dans les jours qui viennent. Il hésite entre deux solutions. La première consiste à faire comme d'habitude, c.-à-d. attendre et agir au moment d'une forte augmentation en utilisant les unités coûteuses. La deuxième est d'acheter le contrat d'effacement proposé par l'agrégateur. Cependant, pour qu'il puisse utiliser l'effacement, il doit payer le prix proposé par l'agrégateur. En payant une valeur  $\Psi$  le producteur/responsable d'équilibre obtient le droit, mais pas l'obligation d'utiliser l'effacement pour un nombre de fois  $a$  par jour et une durée limitée  $h$  en heures. Une fois le contrat est signé, il a le droit d'effacer les chauffages électriques tout au long de la durée de vie du contrat  $T$ . Le contrat semble particulièrement similaire

à un contrat d'option Call<sup>26</sup> américaine. La modélisation sert à trouver la valeur de  $\Psi$ . autrement dit, il s'agit de trouver la valeur maximale que le producteur/responsable d'équilibre peut accepter lors de la négociation pour ce contrat.

Pour trouver cette valeur et pour faciliter la modélisation en options réelles, nous prenons les hypothèses suivantes :

- Les chauffages électriques occupent un pourcentage moyen  $\beta$  de la consommation totale de la zone concernée. Ce pourcentage est supposé fixe y compris durant les pics journaliers.
- La partie contrôlable de la consommation lors des pics journaliers représente un pourcentage de  $\alpha.\beta$ . C'est la part de chauffage électrique des clients participant au service d'effacement des consommateurs.
- Nous nous intéressons aux pics journaliers exclusivement. Sur l'arbre du futur, les valeurs indiquées correspondent aux pics journaliers.
- Nous simplifions le graphe de la Figure 2-3 dans la Figure 2-4. Les quatre unités de production sont remplacées par deux unités de production. Dans le cas d'une forte demande, la deuxième unité (la plus coûteuse) est sollicitée pour satisfaire la demande

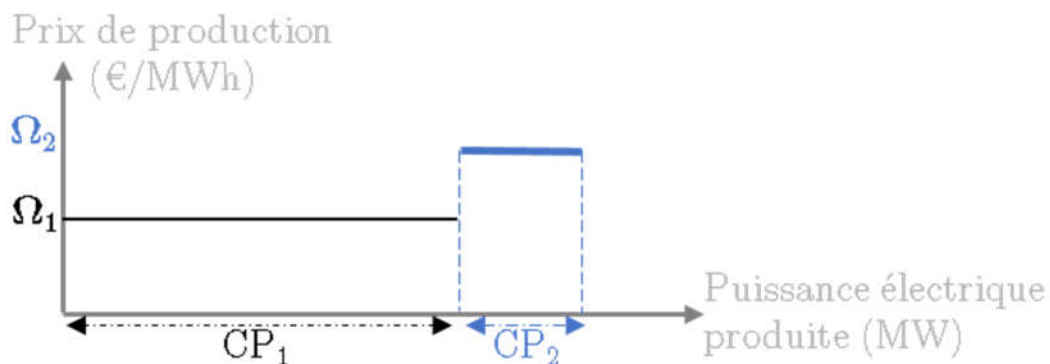


Figure 2-4 : Le prix de production en fonction de la puissance électrique produite

- La consommation électrique est la seule variable incertaine qui est modélisée pour chaque jour du contrat.
- L'effacement est considéré comme un interrupteur binaire on/off contrôlant tous les chauffages électriques à la fois (tout ou rien). L'effacement partiel d'un groupe d'utilisateurs n'est pas considéré. Tous les chauffages des utilisateurs équipés s'éteignent une fois la décision d'activation est prise.
- La durée d'un effacement est exactement une heure sans interruption et considérée acceptée par les utilisateurs.

<sup>26</sup> C'est un contrat financier, de couverture contre la volatilité du marché. Il permet à son acheteur d'acquérir l'actif sous-jacent, à un prix fixé à l'avance (prix d'exercice) tout au long de la durée de vie du contrat.

- L'effet de rebond qui apparaît sur le réseau après l'effacement n'est pas considéré dans ce modèle simplifié.

Avant de procéder à la mise en équation, nous introduisons les variables utilisées, leurs définitions ainsi que leurs unités dans le Tableau 2-2 ci-dessous.

Tableau 2-2 : Les variables utilisées dans la modélisation

Variable	Définition	Unité
$P_{max}$	Puissance maximale que le réseau peut supporter	MW
$P$	La puissance pic de la journée concernée	MW
$P_s$	La puissance seuil au bout de laquelle l'effacement est activé	MW
$\alpha$	Pourcentage des utilisateurs participant au programme d'effacement	%
$\beta$	Pourcentage moyen du chauffage électrique dans la consommation	%
$\Psi$	Le prix du contrat (la valeur que nous cherchons à évaluer)	€
$\Omega_i$	Prix par MWh produit tout confondu de l'UP <sub>i</sub>	€/MWh
$CP_i$	Capacité de production de l'UP <sub>i</sub>	MW
$VE$	Valeur d'exercice d'une option	€
$VC$	Valeur de conservation d'une option	€
$VO$	Valeur d'option	€
$T$	Temps	Jours
$a$	Nombre de fois que l'effacement peut être utilisé par jour	-
$h$	Durée de chaque effacement	Heure
$r$	Taux de rendement sans risque	%
$\sigma$	Volatilité	%
$\Delta t$	Le temps entre deux échéances	Jours

#### 2.6.4 Modélisation

La première étape est la modélisation de l'incertitude en question. Il s'agit de la construction de l'arbre du futur de la demande électrique.

Le pic de consommation journalière  $P$  est constitué de deux parties complémentaires. La première partie est une partie fixe  $P_{fix}$  qui ne change pas en fonction du temps, contrairement à la deuxième partie qui suit une variation aléatoire à chaque pas du temps cf. équation (9). Sa valeur peut évoluer à la hausse  $u.P_{var}$  ou à la baisse  $d.P_{var}$  comme l'indique l'équation (10). En effet, à chaque échéance deux valeurs du pic sont envisageables : une valeur supérieure à la valeur précédente et une autre inférieure. Le point de départ est le pic mesuré aujourd'hui. Ces deux futurs possibles sont attendus avec une probabilité  $q$  et  $1-q$ .



L'illustration est faite pour les deux premiers jours sur les arbres présentés par la Figure 2-5. L'arbre gauche montre la manière dont les indices des nœuds sont distribués ainsi que la probabilité associée à chaque branche de l'arbre, alors que l'arbre droit applique les équations (9) et (10). À chaque nœud, la valeur indiquée est la valeur moyenne sur une heure du point journalier qui peut apparaître sur le réseau.

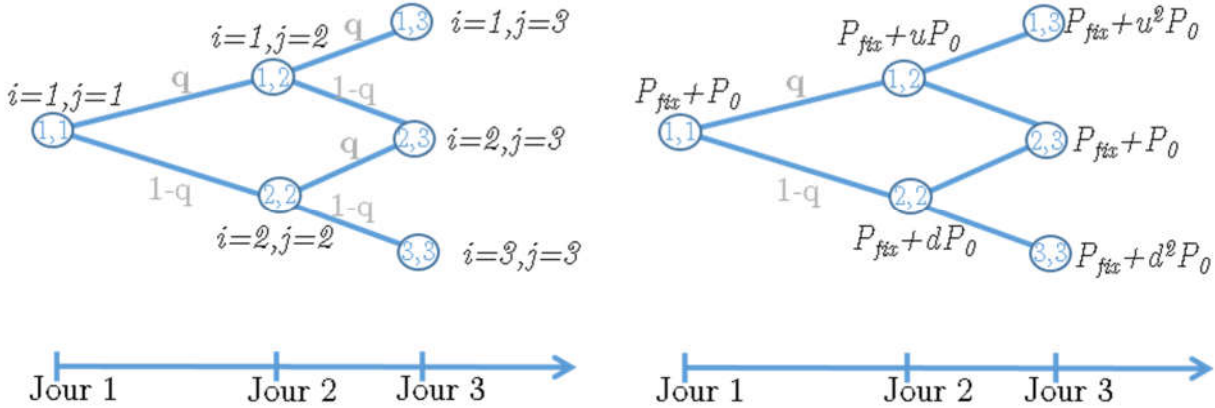


Figure 2-5 : Arbre du futur pour les deux premiers jours

$$P_{(1,1)} = P_{fix} + P_0 \quad (9)$$

$$P_{(i,j)} = P_{fix} + P_{var(i,j)}$$

$$P_{var(i,j)} = u \times P_{var(i,j-1)} \quad \text{pour } i < j \quad (10)$$

$$P_{var(i,j)} = d \times P_{(i-1,j-1)} \quad \text{pour } i = j$$

$$u = e^{\sigma \sqrt{\Delta t}} \quad \text{et} \quad d = u^{-1} \quad \text{où } d < 1 < u \quad (11)$$

$$q = \frac{e^{r\Delta t} - d}{u - d} \quad \Delta t, r \text{ et } \sigma \text{ sont présentés par le Tableau 2-2} \quad (12)$$

Après la construction de l'arbre du futur modélisant l'incertitude (le point de la consommation), l'effacement est appliqué en modifiant les valeurs correspondantes de l'arbre. Cette modification est faite de la manière suivante : l'effacement est activé à chaque nœud de l'arbre en supprimant la puissance des chauffages électriques des utilisateurs concernés. À savoir que cette étape est intermédiaire vu que le nombre d'effacements est limité.

La deuxième étape consiste à évaluer la possibilité d'activer et de conserver l'effacement pour un futur plus profitable. Afin d'optimiser l'utilisation de l'effacement, en particulier parce qu'il est limité en nombre d'utilisation, la règle de décision est formulée comme suite :

Si  $P_{(i,j)} < Ps$ , raisonnablement, cette puissance seuil est inférieure ou égale à CP1, le producteur/responsable d'équilibre n'a pas intérêt à utiliser l'effacement. En tant qu'agent rationnel, il préfère conserver l'effacement pour une situation plus critique. Néanmoins, cette règle est non applicable le dernier jour du contrat. Dans le cas où il décide d'activer l'effacement, la valeur économique en euro correspond à la réduction réalisée dans la production. Ceci dépend de la valeur de la consommation. Par exemple, si la consommation dépasse largement le CP1, l'activation d'un effacement lui permet de gagner  $\Omega_2$  par MW effacé. Mais dans le cas contraire, sa valeur n'est pas évidente. L'équation (13) généralise l'évaluation économique pour tous les cas possibles.

$$\begin{aligned}
VE_{(i,j)} &= 0 && \text{pour } P_{(i,j)} < Ps && (13) \\
VE_{(i,j)} &= \Omega_1 \times (\alpha \cdot \beta \cdot P_{(i,j)}) && \text{pour } Ps \leq P_{(i,j)} \leq CP1 \\
VE_{(i,j)} &= (\Omega_2 - \Omega_1 + \alpha \cdot \beta \cdot \Omega_1) \cdot P_{(i,j)} + (\Omega_2 - \Omega_1) \times CP1 && \text{pour } CP1 < P_{(i,j)} \leq \frac{CP1}{1-\alpha\beta} \\
VE_{(i,j)} &= \Omega_2 \times (\alpha \cdot \beta \cdot P_{(i,j)}) && \text{pour } P_{(i,j)} > \frac{CP1}{1-\alpha\beta}
\end{aligned}$$

À tout moment et à chaque point de décision (chaque nœud), le producteur doit choisir entre l'activation et la conservation de l'effacement. En outre, il a le choix entre exercer son option et la conserver pour un avenir plus critique et éventuellement plus profitable. Or, la valeur de conserver une option dépend de son avenir. Sa valeur suit l'évolution des valeurs d'options possibles actualisées au présent, à l'exception du dernier jour du contrat, sa valeur chute à zéro, car l'option n'a plus d'avenir. En parallèle, la valeur de l'option à tout moment est le maximum entre conserver et exercer l'option (Wang, 2005).

L'évaluation est faite d'une manière récursive. Cette récursivité est donnée par les équations suivantes :

$$VC_{(i,j)} = (q \cdot VO_{(i,j+1)} + (1 - q) \cdot VO_{(i,j+1)}) \times e^{-r\Delta t} \text{ et } 0 \text{ le dernier jour} \quad (14)$$

$$VO_{(i,j)} = \text{Max}(VC_{(i,j)}, VE_{(i,j)}) \quad (15)$$

En conséquence, il y a des moments optimaux d'activation de l'effacement. De plus, il est important de souligner que ces moments ne sont pas nécessairement les valeurs les plus élevées de la consommation ni de la puissance d'effacement parce que le temps d'occurrence a une valeur dans cette évaluation.

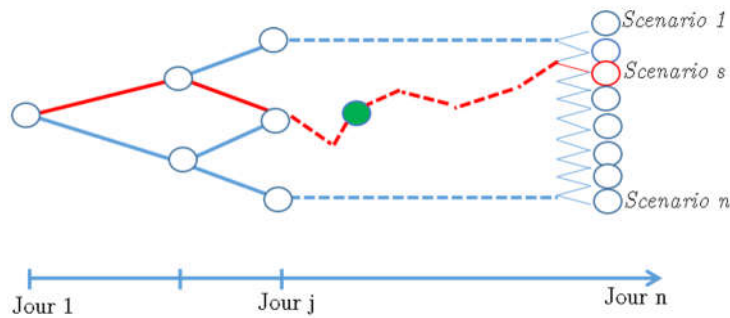


Figure 2-6 : Illustration du bon moment pour chaque scénario possible

La Figure 2-6 montre comment chaque série des branches forme un scénario. Le scénario 1 par exemple a une probabilité d'occurrence de  $q^n$ . De la même manière, le nième scénario possède une probabilité d'occurrence  $(1-q)^n$ . Nous présentons également un scénario intermédiaire en rouge, la boule verte présente le moment optimum à l'activation d'effacement.

La troisième et la dernière étape consistent à trouver la valeur d'option aujourd'hui. L'application des équations (14) et (15) est faite sur les différents arbres à l'envers. C.-à-d. du dernier jour vers le premier jour. La valeur finale est  $OV_{(1,1)}$  qui représente la valeur maximale que le producteur/responsable d'équilibre peut payer pour obtenir le service d'effacement.

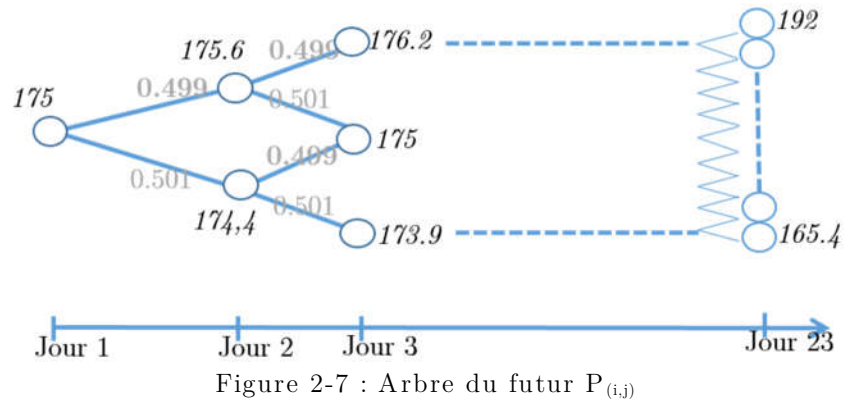
### 2.6.5 Application numérique

Dans cette sous-section, nous illustrons une application numérique à l'échelle d'une ville pendant les premiers 23 jours de janvier. Nous fixons les paramètres du modèle développé et les présentons dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2-3 : Les valeurs numériques des paramètres

Paramètre	$P_{nom}$	$P_{max}$	$P_s$	$CP_1$	$CP_2$	$\Omega_1$	$\Omega_2$	$\alpha$	$\beta$	T
Valeur	175	200	174	175	25	100	200	20	20	23
Unité	MW	MW	MW	MW	MW	€	€	%	%	Jours
Paramètre	$\Delta t$	H	a	r	$\sigma$	q	u	$P_{fix}$	$P_0$	$P_{(1,1)}$
Valeur	24	1	1	7	50	49.7	1.026	153.2	21.8	175
Unité	Heurs	Heur	fois	%	%	%	-	MW	MW	MW

Avec ces valeurs, le pic de consommation aujourd'hui (le premier janvier) est de 175MW «  $P_{(1,1)}$  ». Cette valeur peut monter le lendemain avec une probabilité proche de 50% pour atteindre une valeur 175,6 MW. La Figure 2-7 illustre l'arbre du futur pour les pics de consommation en appliquant les valeurs numériques aux équations (9) à (12).



Pour évaluer le  $VE_{(i,j)}$ , nous appliquons directement l'équation (13) à tous les nœuds de l'arbre du futur. À titre d'exemple nous prenons le  $P_{(1,3)} = 176.2\text{MW}$ . Cette valeur appartient au troisième intervalle de l'équation (12) ( $CP1=175 < P_{(i,j)} \leq \frac{CP1}{1-\alpha\beta} = 182.3$ ). En effet, l'équation (13) s'applique comme suite :

$$VE_{(1,3)} = (\Omega_2 - \Omega_1 + \alpha \cdot \beta \cdot \Omega_1) \times P_{(1,3)} + (\Omega_1 - \Omega_2) \times CP1 = 824,8 \text{ €}$$

Cette valeur correspond à une puissance d'effacement  $\alpha \cdot \beta \cdot P_{(1,3)} = 7.048\text{MW}$ . En absence d'effacement, 1.2 MW aurait été produit par la source coûteuse et 5.848MW par la première source. La Figure 2-8 explique ce fait.

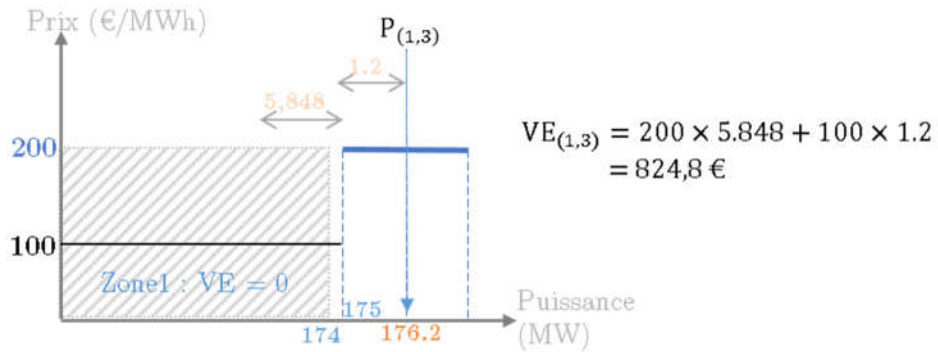


Figure 2-8 : Exemple de calcul VE concret

De la même manière, la valeur d'exercice d'option est calculée pour tous les nœuds afin de créer l'arbre d'exercice d'option. Après la construction de cet arbre, les deux derniers arbres ( $VC_{(i,j)}$  et  $VO_{(i,j)}$ ) sont évalués simultanément d'une manière récursive en appliquant les équations (14) et (15). La Figure 2-9 illustre la construction des trois arbres binomiaux. La valeur finale d'option aujourd'hui est donc  $VO_{(1,1)} = 749\text{€}$  (arbre de droite). En effet, le prix maximal que le producteur/responsable d'équilibre peut payer, pour un seul effacement, pendant les 23 jours de janvier ne doit pas dépasser cette valeur. Si l'agrégateur demande une valeur supérieure, prendre le risque est préférable.

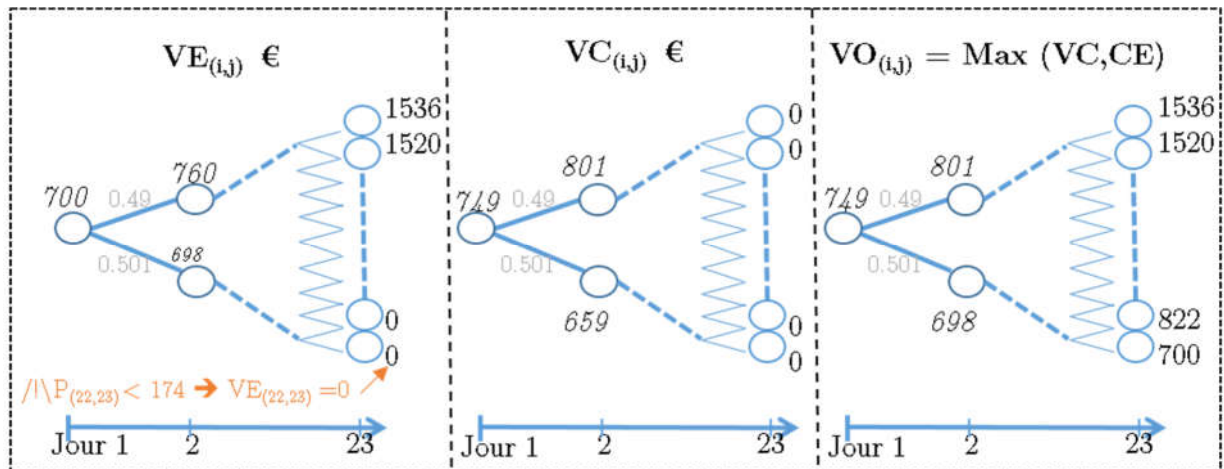


Figure 2-9 : Arbres binomiaux d'évaluation l'option : VE, VC et VO

### 2.6.6 Analyse des résultats

Selon les hypothèses retenues et la règle de décision définie, le service offert par l'agrégateur vaut 749€ maximum pour une seule activation d'effacement au cours des 23 jours du contrat. Cela signifie que l'agrégateur ne devrait pas demander plus de 749€. Pour mieux comprendre l'origine de cette valeur, nous poursuivons avec l'analyse suivante.

Dans cette analyse, nous explorons les trois dimensions de la valeur d'option. La valeur numérique, sa probabilité d'occurrence et son temps d'apparition. Ces trois dimensions impactent la valeur finale du contrat issue de la modélisation que nous avons adoptée. La puissance effaçable sur ce réseau représente 4% ( $\alpha \cdot \beta$ ) de la consommation totale. Cela signifie que cette puissance est plus importante pour une consommation plus élevée. Le  $P_{(i,j)}$  est la variable qui suit une variation aléatoire, d'un pas par jour, avec une probabilité proche de 0.5. En effet, une courbe de distribution de probabilité peut être construite à partir de l'arbre  $P_{(i,j)}$  et de la probabilité de chaque branche. Les différentes branches sont listées en scénario pour calculer la probabilité d'occurrence par puissance de consommation. La courbe résultante est corrélée avec l'équation (13) pour former la Figure 2-10. Sur cette Figure, la courbe de distribution de probabilité du pic de la consommation est présentée en bleu (forme de montagne). De plus, les quatre zones de l'équation (13), leurs probabilités d'occurrence et les courbes d'évaluation de chaque zone sont illustrées. À partir de cette Figure, la valeur moyenne de l'option par zone peut être estimée.

Zone 1 : les valeurs de cette zone sont plus petites que  $P_s \ll 174 \text{ MW} \gg$ . En effet, l'effacement ne sera pas activé sur cette zone et sa valeur vaut zéro.

Zone 2 : les valeurs de cette zone sont entre 175MW et 174MW. Si l'effacement est activé, la puissance effacée aurait été produite par l'unité de production la moins chère.

Zone 3 : Les valeurs de cette zone suivent l'exemple présenté par la Figure 2-8.

Zone 4 : Les valeurs de cette zone sont des valeurs relativement importantes, et la puissance effacée aurait été totalement produite par l'unité coûteuse.

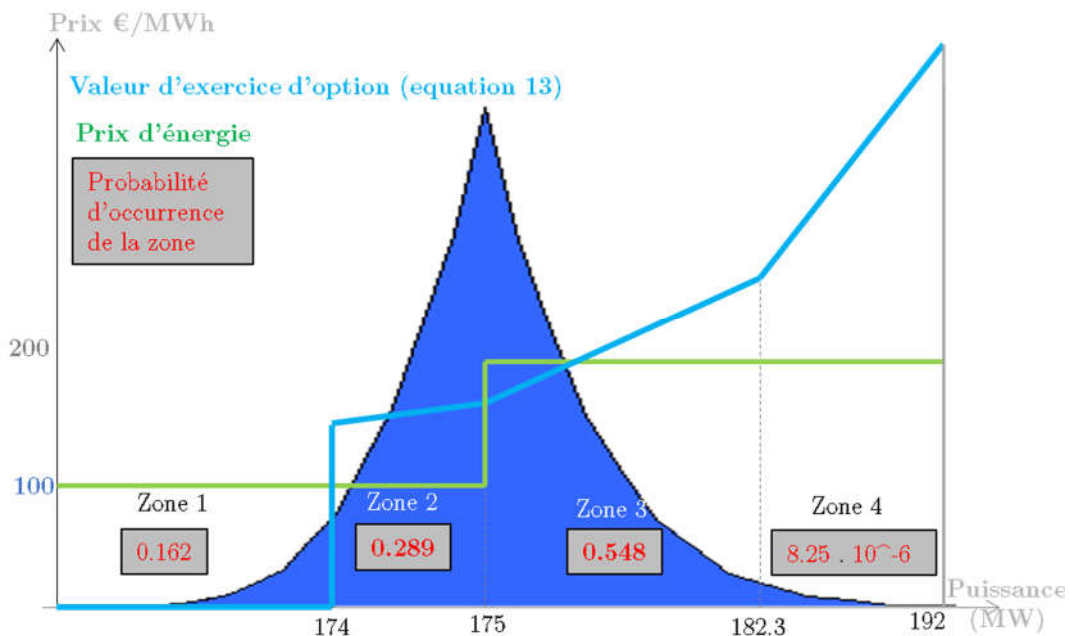


Figure 2-10 : Analyse graphique du résultat

Avec moins de précision le résultat final peut être calculé par l'équation (16), en sommant les valeurs moyennes des zones pondérées par leurs probabilités d'occurrence.

$$VO_{finale} \approx \sum VE_{zone i} \times Probabilité_{zone i} = 760\text{€} \quad (16)$$

Cette évaluation est moins précise pour deux raisons. Premièrement, l'information sur le temps d'occurrence des différentes puissances n'est pas incluse. Deuxièmement, les probabilités par zone sont des valeurs moyennes. Celles-ci représentent une perte d'information et donc de la précision.

## 2.7 Conclusion

Ce chapitre a permis de mettre en exergue la théorie d'options réelles, son approche, ses applications et sa valeur ajoutée par rapport aux méthodes classiques. Premièrement, nous avons étudié les outils économiques potentiels pour atteindre notre objectif. Deuxièmement, nous avons exploré la théorie d'options réelles en montrant son champ d'application ainsi que les éléments clés qui la caractérisent.

Ensuite, les trois catégories de modélisations ont été présentées. Cela nous a servi lors de la première phase de développement de cette thèse et nous a permis d'identifier les différentes hypothèses à prendre en compte ainsi que les types des données à récolter. En effet, nous avons éliminé la possibilité d'utiliser la modélisation de Black-Scholes. Ce choix est fait pour deux raisons. D'une part, les données que nous avons utilisées sont formulées dans un cadre discret et non continu comme l'exigent les équations de Black-Scholes. D'autre part, l'allocation des paramètres de ces

équations et la correspondance entre ses hypothèses, qui sont valables dans la finance, ne le sont pas forcément dans notre projet.

Enfin, un exemple concret ciblé smart grid a été développé et exhaustivement expliqué. Celui-ci montre une modélisation classique d'un contrat couvrant l'augmentation de la consommation électrique en utilisant l'arbre binomial avec une optimisation Tao Wang. L'évaluation du contrat de couverture est faite étape par étape.

À ce stade, nous avons expliqué nos objectifs, le contexte dans lequel se situent les travaux de cette thèse ainsi que les éléments théoriques (techniques et économiques) nécessaires à son développement. Dans la suite, nous développerons nos travaux ainsi que les différents modèles et nous présenterons et analyserons les résultats obtenus.

Il est à noter cependant que les variables définies et utilisées jusqu'ici ne seront pas forcément les mêmes que celles utilisées dans les chapitres suivants. Pour cela, nous définirons les variables et paramètres mathématiques lors de leurs utilisations dans les prochains chapitres.

## Chapitre III

### Démarche et Méthodologie

---

---

Ce chapitre a pour but de présenter le cadre technique de la thèse. Il s'agit en particulier de définir le cadre d'étude et de préparer les données d'entrées utilisées dans le développement des différents modèles d'options réelles. Dans la première section, nous détaillons la démarche utilisée sur un schéma-bloc. Dans la deuxième et la troisième section, nous développons la première phase de cette démarche (phase préparatoire), alors que dans la quatrième et la cinquième section nous traitons la deuxième phase (analyse des investissements additionnels). Finalement, la conclusion de ce chapitre est présentée dans la dernière section.



---

## 3.1 Introduction

---

Rappelons-nous que dans l'introduction générale, nous avons présenté les trois tâches principales pour atteindre nos objectifs. La présente section se base sur un schéma-bloc (Figure 3-1) qui détaille les trois tâches principales (phases 2,3 et 4) ainsi qu'une tâche préparatoire de collection des données (phase 1).

La démarche retenue se compose donc de quatre phases séquentielles. Celles-ci sont illustrées sur la Figure 3-1. Sur cette même figure, les blocs colorés sont expliqués dans les deux prochaines sections de ce chapitre (3.2 et 3.3). Les blocs présentés en vert sont issus des travaux développés en dehors de cette thèse que nous avons adaptés et utilisés.

### 3.1.1 Préparation des données d'entrées (Phase 1)

Cette étape consiste à construire l'ensemble des éléments contextuels ainsi que le cadre technique dans lequel s'insèrent les travaux de cette thèse. Cette première phase comporte également une sélection de fonctions avancées prédéfinies dans la Section 1.5. Les experts de consortium impliqués se sont accordés pour retenir une seule grappe de fonction avancée qui est choisie selon les critères de sélection présentés dans la Sous-Section 3.2.3.

En outre, cette phase montre l'adaptation et l'utilisation des travaux développés dans le cadre de GreenLys. Il s'agit de répertorier les bénéfices issus de la grappe retenue qui sont calculés dans la suite en utilisant les modèles des bénéfices présentés dans la section 3.3.

### 3.1.2 Investissements additionnels (Phase 2)

Cette étape consiste à déterminer les investissements additionnels pour déployer la grappe de l'étude. Les investissements additionnels considérés correspondent aux équipements qui sont nécessairement mis en place sur le réseau électrique pour le faire évoluer vers le smart grid. Pour cela un premier déploiement de la grappe choisie dans la première phase jusqu'à 2050 (déploiement de référence) est établi en concertation avec les experts du consortium. Ce déploiement se traduit par l'installation des équipements impliqués dans les fonctions avancées de la grappe. En effet, celui-ci nous permet d'évaluer les coûts additionnels associés.

Afin de préparer l'utilisation de la théorie d'options réelles dans la prochaine phase, nous avons réalisé un recensement des paramètres de cette théorie. Il s'agit d'identifier les éléments d'incertitude, de flexibilité et les choix irréversibles impactant le déploiement de la grappe étudiée. Cette étape est entièrement explicitée dans les sections 3.4 et 3.5 de ce chapitre.

### 3.1.3 Modèles d'options réelles (Phase 3)

Dans cette étape, les modèles d'options réelles sont développés en utilisant les blocs d'évaluation des bénéfices, des coûts et les éléments propres à la théorie d'options réelles. Les simulations réalisées sur la grappe visent à explorer plusieurs possibilités et diverses options réelles en vue de retenir les plus pertinentes économiquement.

Trois modèles sont développés et expliqués dans les Chapitre 4, Chapitre 5 et Chapitre 6). Chaque modèle est présenté en détails dans son propre chapitre. Les résultats de ces modèles se complètent pour préparer la dernière phase.

#### 3.1.4 Résultats et recommandations (Phase 4)

Les résultats de simulations de la phase précédente sont utilisés pour sélectionner un déploiement smart grid pertinent. Enfin, cette phase vise à détailler les paliers techniques et réglementaires identifiés pour proposer des scénarios de transitions dans les limites de l'approche et ses hypothèses du réseau électrique lyonnais à l'horizon 2050.

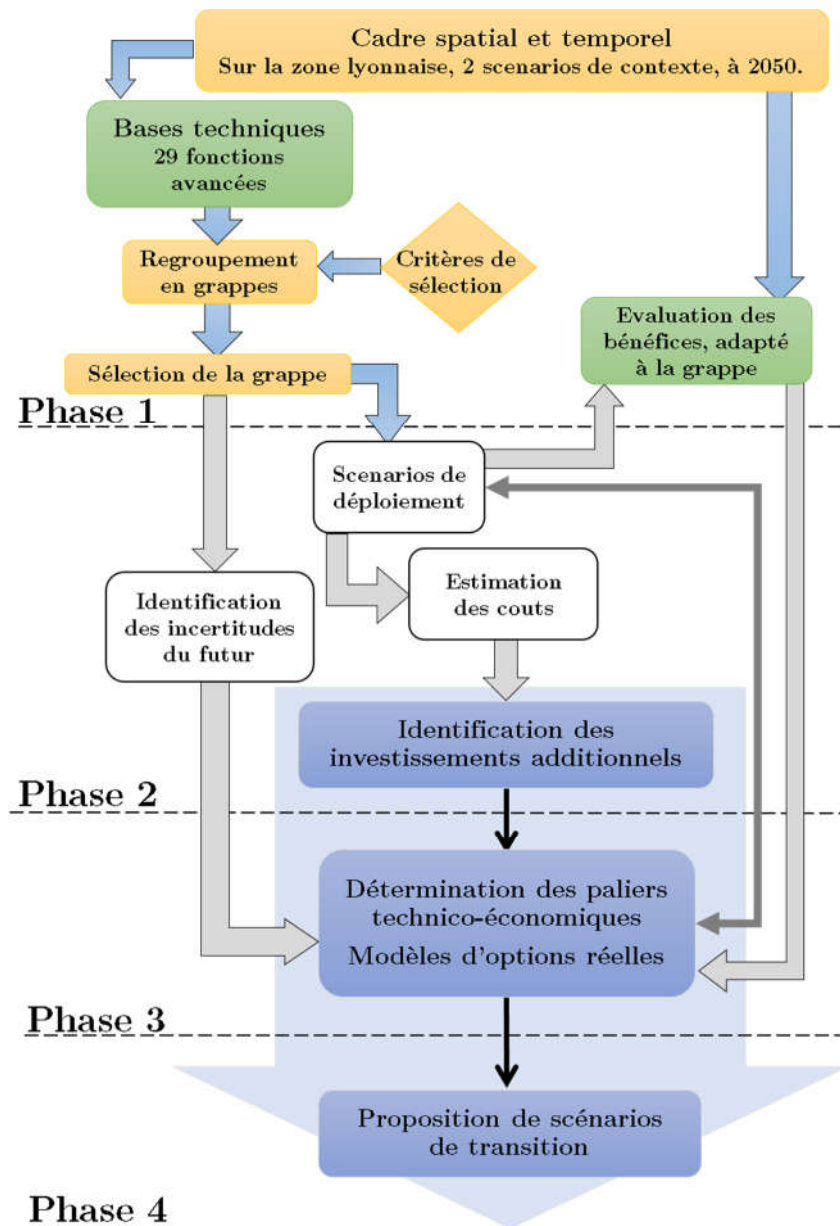


Figure 3-1 : Méthodologie générale

---

## 3.2 Cadre technique

---

### 3.2.1 Cadre spatial et temporel de l'étude

Comme évoqué dans 1.4, GreenLys s'appuie sur deux plateformes de démonstration, sur Lyon et Grenoble. Toutefois, notre étude porte exclusivement sur la plateforme lyonnaise. En effet, ce choix est expliqué par l'absence des données grenobloises au moment du lancement de cette thèse et également par la contrainte du temps nécessaire à la collecte des données. La réduction du volume des données traitées offre une meilleure capacité d'analyse et un gain du temps considérable.

Une vision prospective des réseaux futurs aux échelons temporels prédéfinis (2015, 2020, 2030, 2040 et 2050) est envisagée. Les données portent sur 6 postes sources, pour lesquels nous disposons, entre autres, d'une prévision annuelle de la consommation agrégée au niveau de chaque poste source sur des pas de 30 minutes (soit 17520 valeurs par poste et par ans). Ces données sont évaluées pour les deux scénarios retenus (cf. Tableau 1-2) jusqu'à la fin de l'étude (2050).

### 3.2.2 Adaptation de la base technique : une approche par grappes

Des fonctions avancées détaillées et classées sont à disposition pour servir de base technique à notre travail. Elles sont au nombre de 29 (cf. Figure 1-9). Il nous est apparu cohérent de les regrouper plutôt que de les étudier une par une. Ainsi, l'étude économique porte sur des séquences logiques de fonctions avancées. Ceci permet de rejoindre l'objectif principal de la thèse qui est de proposer des scénarios de transition vers le smart grid, et donc d'étudier des ensembles de fonctionnalités.

Le regroupement des fonctions avancées repose sur les liens présentés dans la Figure 1-9. Il permet de visualiser l'ordre dans lequel les fonctions doivent être mises en place, afin de respecter les exigences de succession.

Ce diagramme fait apparaître 48 chaînes fonctionnelles, appelées par la suite (grappes). Une grappe est un ensemble de fonctions avancées reliées entre elles (les sorties d'une fonction sont utilisées par une ou plusieurs autres FAs de la grappe). Le nom de la grappe est associé à celui de la fonction avancée la plus dépendante<sup>27</sup>.

En effet, chaque fonction avancée est le résultat d'un enchaînement fonctionnel, ce qui donne 29 grappes. De plus, certaines fonctions faisant appel à plusieurs autres pour exister n'ont pas besoin qu'elles soient toutes présentes en même temps. Il suffit de déployer une de ces fonctions indispensables pour que la fonction puisse s'activer C'est le cas de la fonction de la régulation de la tension RegTension (cf. Tableau 1-3) : les fonctions de pilotage du stockage SDE et de production PDE lui sont indispensables, mais il suffit qu'une seule des deux soit présente pour qu'elle existe. Cela implique donc la création de trois grappes différentes suivant le cas considéré : si elles sont

---

<sup>27</sup> La dépendance d'une fonction avancée d'autres fonctions augmente avec son niveau de dépendance.

toutes les deux en place ou alors soit l'une soit l'autre. Comme RegTension est elle-même indispensable à d'autres fonctions avancées, cela augmente le nombre de grappes de 29 à 48.

### 3.2.3 Sélection de la grappe de l'étude

L'étude économique des investissements additionnels nécessite tout d'abord de réaliser un tri au sein des grappes de fonctions avancées pour pouvoir réaliser une étude approfondie. Ainsi, l'équipe de partenaires a décidé de sélectionner une grappe en fonction des critères suivants :

- L'appréciation des partenaires vis-à-vis des enjeux liés aux grappes de fonctions avancées : une note d'appréciation, basée sur l'expérience des partenaires, est attribuée à chaque grappe par consensus.
- Les besoins du système électrique : Les quatre macro-besoins détaillés dans la sous-section suivante doivent apparaître dans le champ de déploiement de la grappe sélectionnée. Les grappes qui ne respectent pas cette règle sont éliminées directement.
- La présence d'un nombre important d'acteurs responsables<sup>28</sup> de FA: Les fonctions avancées ont fait l'objet d'une description détaillée à part. Pour chacune de ces fonctions, un ou plusieurs acteurs responsables ont été identifiés. Il s'agit des acteurs qui gèreront la mise en œuvre de la fonction : c'est notamment eux qui en porteront les investissements. Les grappes devront être choisies de manière à intégrer un large panel d'acteurs responsables afin de refléter la diversité observée dans le système électrique.
- Les données existantes réutilisables dans le cadre de cette thèse : Dans le cadre du GreenLys, un modèle d'estimation des bénéfices est développé (Battegay, 2015). Il est donc important de pouvoir se servir de ce modèle en fonction des besoins. Les grappes dont leurs bénéfices ne sont pas calculés seront éliminées. La section 1.5 donne plus de détails sur le modèle de calcul des bénéfices.

### 3.2.4 La grappe de l'étude

Après avoir appliqué les critères de sélection de 3.2.3 la grappe OptimCAPEXFlex a été retenue. Celle-ci peut être vue comme un enchaînement de fonctions avancées smart grid visant à optimiser les investissements CAPEX du réseau public de distribution par l'utilisation de moyens de flexibilité de consommation. La flexibilité de la consommation désigne souvent deux techniques utilisées pour piloter la demande :

- Gestion de la demande par incitation tarifaire : Une tarification dynamique fournie par le fournisseur qui incite les consommateurs à ajuster leurs consommations pour répondre à des problématiques du marché. Cette technique vise indirectement à piloter la consommation et permettre aux consommateurs de mieux maîtriser leur facture énergétique (via le changement de comportements). Celle-ci sort du scope de l'OptimCAPEXFlex et par conséquent ne sera pas traitée par la suite.

---

<sup>28</sup> L'acteur responsable est celui qui a la charge de la réalisation de la fonction

- Gestion de la demande par pilotage des charges : Il s'agit de piloter à distance certaines charges selon un contrat entre l'agrégateur et les clients du pilotage des charges. Cette technique vise directement à piloter la consommation par effacement ou déplacement des charges. La gestion de la demande par pilotage des charges représente le cœur technique de la grappe de l'étude. Elle est détaillée dans la section qui suit.

La grappe OptimCAPEXFlex (cf. Tableau 3-1) repose sur une fonctionnalité collaborative qui implique la plupart des acteurs : producteur, agrégateur et GRD. Aussi, elle est liée à des bénéfices éventuels très importants qui peuvent être partiellement estimés grâce au modèle d'estimation des bénéfices de GreenLys.

Tableau 3-1 : L'OptimCAPEXFlex

Description de la grappe	Un diagnostic du réseau permet d'anticiper les contraintes potentielles sur une maille locale. Le Maitrise d'ouvrage de décision-planificateur (MOAD) du RPD décide de conserver les infrastructures existantes en ayant recours à un programme de flexibilité de consommation local. L'outil de planification permet au MOAD de choisir la nature et le dimensionnement des flexibilités à mettre en place. Le gestionnaire du réseau public de distribution contractualise avec les opérateurs de flexibilité pour une durée déterminée sur une zone restreinte.
Entrées	État des infrastructures électriques, les prévisions moyen et long terme de la consommation et de la production et les offres de flexibilité de consommation disponibles
Sorties	Contrats spécifiques d'utilisation de la flexibilité de consommation, les investissements différés et la capacité d'accueil locale du réseau
Gisements de valeurs principalement impactés	Maitrise des coûts d'investissement, de renouvellement, de renforcement et de raccordement et maîtrise des coûts de services système.

La section suivante explique le modèle d'estimation des bénéfices afin de compléter la première phase de notre démarche.

### 3.3 Modèle économique d'estimation des Bénéfices

Dans le cadre des travaux de GreenLys, la flexibilité de consommation (pilotage des charges) a été étudiée et prise en compte dans l'analyse des gisements de valeurs de smart grid. Cette dernière a fait l'objet d'une thèse également réalisée au sein du G2Elab par Archie Battegay (2015). Dans cette partie, nous expliquons le fonctionnement de ce modèle, ses entrées, ses sorties, ainsi que son utilité dans nos travaux.

#### 3.3.1 Pilotage des charges dans GreenLys

La plateforme de pilotage de charge de GreenLys cible 1000 sites de consommation résidentielle et 40 sites tertiaires sur lesquelles les expérimentations de pilotage des charges sont

menées. Celles-ci suivent l'architecture de la Figure 3-2. L'objectif de ces expérimentations est d'étudier les comportements sociaux des testeurs et leurs niveaux d'implications. Aussi, elles sont réalisées pour modifier les courbes des consommations en fonction des besoins. Les consommateurs testeurs sont équipés par des équipements « smart » permettant de réaliser le pilotage des charges. Ces équipements sont appelés 'Energy-Box'. La procédure de pilotage des charges est décrite ci-dessous :

Pour un site tertiaire, le pilotage des charges impacte ses appareils de chauffage électrique ainsi que ses climatiseurs exclusivement. L'Energy-box de ce type de sites communique avec le système informatique interne de gestion technique via le réseau interne du bâtiment d'un côté et avec le système informatique de l'effacement de GreenLys via 3G+ de l'autre côté.

Pour un site résidentiel, l'effacement impacte son/ses chauffage/s électrique/s ainsi que le/s ballon/s d'eau chaude sanitaire exclusivement. L'Energy-box de ce type de sites gère les mesures et contrôle les équipements effaçables d'un côté et communique avec le système informatique de l'effacement de GreenLys via l'ADSL de l'autre côté.

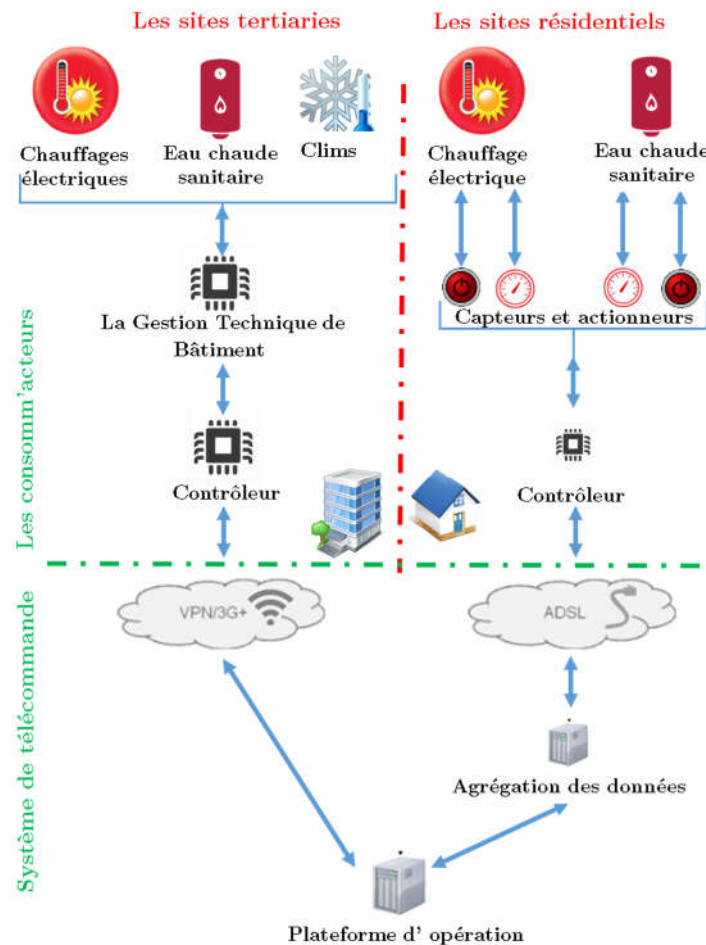


Figure 3-2 : Architecture de pilotage des charges GreenLys

Le pilotage des charges est limité par diverses contraintes techniques et contractuelles. D'un point de vue technique, la puissance effaçable sur une zone est limitée par le nombre de clients équipés par des Energie-box, la puissance des équipements effaçables et la flexibilité des consommateurs d'accepter un appel à effacement (L'effacement d'un chauffage électrique chez un utilisateur ayant 15 degrés C° n'est pas envisageable). De plus, les utilisateurs peuvent interrompre les effacements à tout moment s'ils le souhaitent. D'un point de vue contractuel, le pilotage de charge est établi selon un compromis entre les besoins de l'agrégateur et le confort des consommateurs. Pour ces raisons, les effacements sont limités en durée et en fréquence<sup>29</sup>.

### 3.3.2 Identification des bénéfices de la grappe d'étude.

La liste des bénéfices en relation avec la grappe étudiée est donnée dans le Tableau 3-2 ci-dessous. Les modèles de calcul de ces bénéfices et les résultats correspondant aux scénarios de déploiement de référence<sup>30</sup> sur la zone lyonnaise de GreenLys jusqu'en 2030 sont élaborés en avance. Nous reprenons ces mêmes calculs pour l'évaluation de ces bénéfices avec un horizon de temps élargi à 2050. En effet, les résultats d'étude dans GreenLys ont montré que sur le périmètre du démonstrateur les bénéfices présentés en gras dans le Tableau 3-2 sont dominants par rapport aux autres bénéfices identifiés. D'où l'intérêt de concentrer l'effort sur ces trois bénéfices mis en avant.

Tableau 3-2 : Gisements de valeurs identifiés, les trois dominants sont présentés en gras

Gisements de valeur
Maîtrise des coûts d'investissement, de renouvellement et de renforcement RPD
Réduction des coûts globaux de production
Maîtrise des coûts d'intégration des PDE
Maîtrise des pertes techniques
Report des investissements de production
Réduction de l'empreinte carbone du mix électrique et des coûts liés à la taxe carbone
Réduction des émissions de polluants (SOx, NOx et particules fines)
Impact des infrastructures smart sur la production des déchets
Création/destruction d'emplois

Premièrement nous citons, la maîtrise des coûts d'investissement, de renouvellement et de renforcement RPD. L'évolution de la courbe de charge vue du réseau de transport peut amener à reporter et/ou modifier des investissements réseau envisagés sans les évolutions smart grid. Pour le réseau de distribution, la maîtrise des coûts s'opère par une meilleure identification des éléments à renouveler et la prolongation de la durée de vie des équipements.

Le gestionnaire du réseau de distribution utilise le pilotage des charges offert par l'agrégateur pour éviter des renforcements ou renouvellements éventuels et pour reporter certains investissements (CAPEX GRD).

<sup>29</sup> Nombre d'effacement par jour/saison/année.

<sup>30</sup> Un premier déploiement de cette grappe envisagé par le GRD Lyonnais.

Deuxièmement, la réduction des coûts globaux de production a pour origine l'optimisation des moyens de production et la réduction des coûts de démarrage des unités de production décentralisée. Elles sont liées à une meilleure connaissance de la courbe de charge des consommateurs et de la production décentralisée.

Le producteur/fournisseur utilise le pilotage des charges offert par l'agrégateur pour réduire ses coûts fixes et variables de production (OPEX producteur/fournisseur).

Enfin, le report des investissements de production est permis par l'activation possible des ressources d'énergie décentralisée lors des pointes de consommation, en complément des capacités de production centralisée mobilisées.

Le producteur/fournisseur utilise le pilotage des charges offert par l'agrégateur pour reporter certains investissements (CAPEX producteur/fournisseur).

### 3.3.3 Calcul des bénéfices *OptimCAPEXFlex*

En se basant sur les modèles des bénéfices développés dans (Battegay, 2015) et en extrapolant ses données d'entrées, nous avons calculé les bénéfices des trois gisements retenus dans notre étude. Le schéma bloc de la Figure 3-3 explique le modèle de calcul des gisements de valeurs, ainsi que ses entrées et ses sorties.

Le modèle de bénéfices est conçu pour calculer les gisements de valeurs du Tableau 3-2. Pour cela, il utilise une liste des données qui sont mesurées, calculées ou estimées dans GreenLys. Le modèle est divisé en cinq étapes principales.

- Étape 1 : les courbes de charges, les courbes de charges effaçables, ainsi que les données réseau et les données de production sont chargées et mises en forme pour traitement.
- Étape 2 : une optimisation d'utilisation d'effacement est effectuée. Cette optimisation est un compromis entre deux autres optimisations, la première est visée par le gestionnaire du réseau qui cherche une utilisation optimale des charges effaçables pour les besoins de son réseau ; alors que la deuxième est visée par le producteur/fournisseur qui cherche une utilisation optimale afin de maximiser le bénéfice de son portefeuille.
- Étape 3 : un vecteur optimal d'utilisation des charges effaçables sur toute l'année est défini.
- Étape 4 : l'effacement est réalisé en modifiant les courbes des charges principales, ce qui donne de nouvelles courbes de charge réduites par rapport aux courbes des charges initiales.
- Étape 5 : les équations d'évaluation des gains pour les trois gisements de valeurs identifiés (OPEX et CAPEX producteur/fournisseur, et CAPEX GRD) sont appliquées.

Les données d'entrées présentées sur la Figure 3-3 du modèle ont été évaluées jusqu'en 2030, puis extrapolées à 2050 pour les 2 scénarios de contexte de l'étude (100% EnR et Grenelle).

Enfin, il est important de noter que les courbes de charge (CdC) sont propres aux 2 contextes étudiés, contrairement aux courbes de charge effaçables (CdE) qui sont issues d'un déploiement bien défini de la grappe de l'étude. Un changement dans le déploiement de la grappe modifie ces courbes. Cela implique évidemment, une modification dans le calcul des coûts et des bénéfices associés.



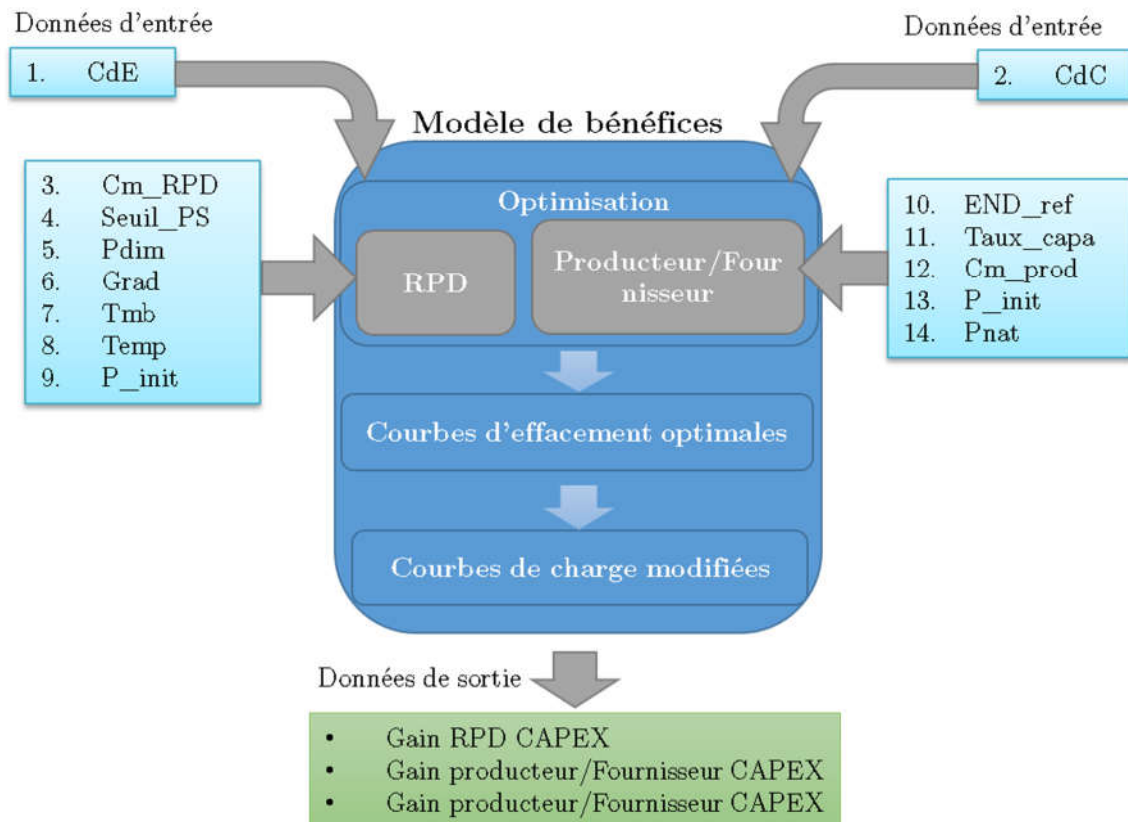


Figure 3-3 : Schémas bloc du modèle d'estimation des bénéfices

1. CdC : Courbes de charge agrégées au niveau de 6 postes sources lyonnais, sur des pas de 30min et sur toute l'année.
2. CdE : Courbes de charge effaçables qui représentent les puissances effaçables sur un pas de 30min sur toute l'année.
3. Cm\_RPD : Coût marginal de renforcement du RPD, basé sur des données ENEDIS comprenant un poste source, des lignes HTA et BT
4. Seuil\_PS : Seuil de puissance à partir duquel un poste source doit être renforcé.
5. Pdim : Puissance de dimensionnement du réseau (puissance de pointe)
6. Grad : Coefficient de variation de consommation par rapport à la température
7. Tmb : Température minimale basse
8. Temp : Courbes des températures annuelles.
9. P\_int : Production initiale
10. END\_ref : énergie non distribuée moyenne observée sur toute l'année
11. Taux\_capa : Taux de disponibilité de production
12. Cm\_production : Coût marginal de production
13. P\_int : Production initiale
14. Pnat : Puissance consommée au niveau national hors zone de démonstrateur

À ce stade, la première phase est désormais terminée. La Figure 3-4 ci-dessous récapitule les travaux effectués en montrant le point de départ de la prochaine section (point rouge sur la figure).

En effet, l'étude se déroule sur 2 scénarios contextuels (100% EnR et Grenelle) entre 2015 et 2050 à des échelons discrets (2015, 2020, 2030, 2040 et 2050) en se focalisant sur une seule grappe qui est l'OptimCAPEXFlex (cf. Figure 3-4). Les sections suivantes commencent avec les sorties de cette première phase.

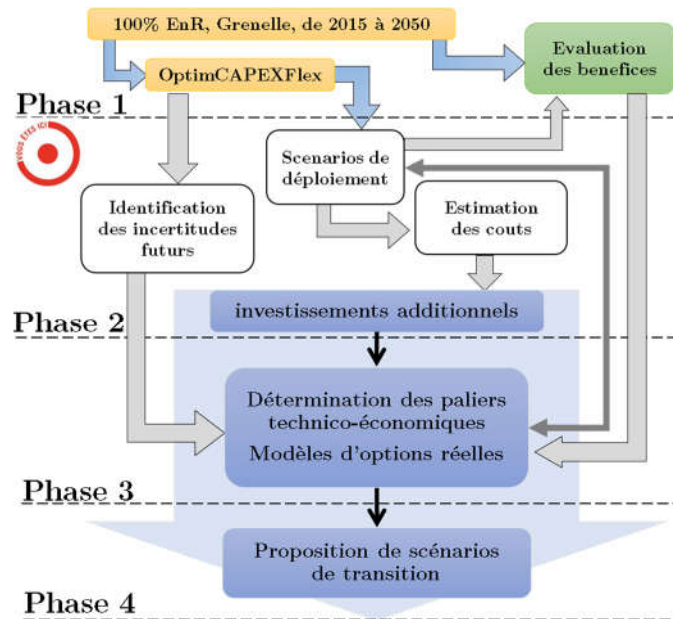


Figure 3-4 : Récapitulatif des travaux effectués et l'état d'avancement actuel

## 3.4 Estimation des coûts

Les investissements additionnels considérés correspondent au déploiement des fonctions avancées formant la grappe OptimCAPEXFlex. Afin d'évaluer ces investissements, il est nécessaire de formaliser le lien entre les FAs de la grappe et les équipements smart grid<sup>31</sup> permettant la réalisation de ces fonctions. Ensuite, une base d'hypothèses de déploiement des FAs sur les réseaux intelligents de la zone démonstrateur GreenLys ainsi qu'une projection sur les déploiements des équipements sont construites pour deux scénarios représentant une fourchette haute (contexte 100%EnR - déploiement ambitieux) et basse (contexte Grenelle - déploiement transition). L'ensemble de ces informations est exploité pour pouvoir estimer les investissements additionnels pour la grappe considérée au sein du périmètre du démonstrateur GreenLys.

### 3.4.1 Liens entre FAs, fonctionnalités et équipements

Comme indiqué dans la sous-section 3.2.4, la grappe OptimCAPEXFlex se compose d'une succession des fonctions avancées de différents niveaux (12 FA), liées entre elles selon la Figure 3-5. Sur cette figure, les fonctions du premier niveau sont réalisables directement alors que les fonctions de deuxième niveau ont besoin des fonctions du premier niveau. Nous prenons l'exemple de GPMT

<sup>31</sup> Un équipement 'smart' peut être un équipement physique ou bien un système d'informatique SI

dont la réalisation est conditionnée par la réalisation de l'Observabilité. Par analogie, la réalisation de l'OptimCAPEXFLEX nécessite la réalisation de toutes les fonctions avancées de cette figure.

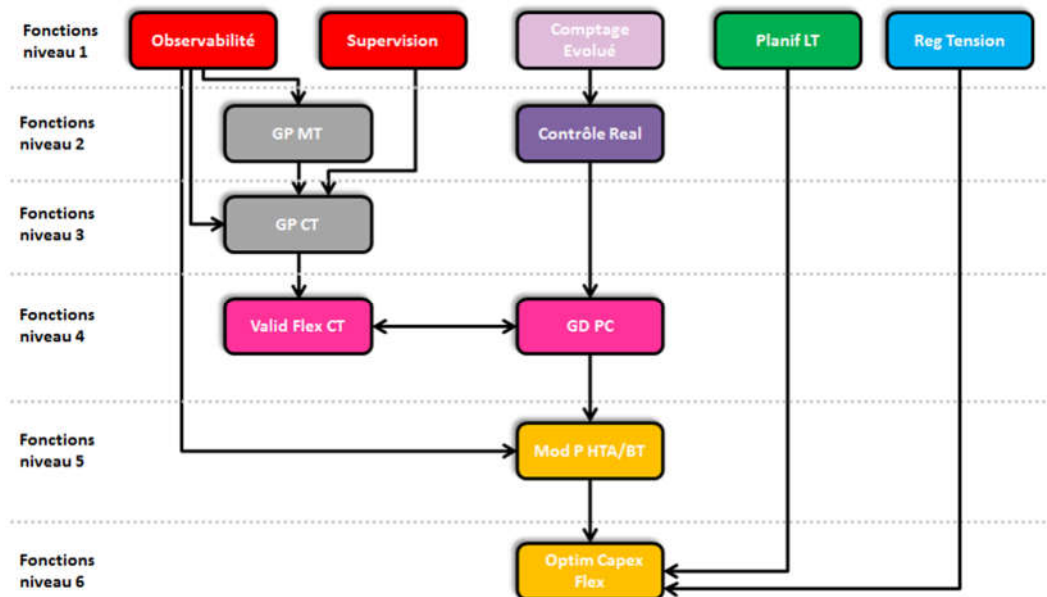


Figure 3-5 : Schéma de contingence de la grappe *OptimCAPEXFlex*

Pour chaque fonction avancée, des équipements spécifiques leur sont associés sur la base de l'expertise des partenaires industriels. Ainsi, une matrice FA/équipement est construite associant les équipements à installer sur le réseau aux fonctions avancées de la grappe.

La prochaine étape consiste à déterminer la présence de ces équipements sur le réseau. Par conséquent, ce critère est déterminant pour l'estimation des coûts unitaires puis pour le déploiement futur.

- Si l'équipement est existant : il est déjà présent sur le réseau et fait donc partie de la 'Base Line'. Le déploiement d'un tel équipement est indépendant du projet GreenLys et les coûts qui lui sont imputés ne sont pas pris en compte dans l'étude tel que le compteur intelligent Linky.
- Si l'équipement est existant, mais nécessite une évolution : seul le coût de l'amélioration est pris en compte. C'est le cas des transformateurs régleurs en charge des transformateurs (OLTC). Cet équipement est existant pour les postes sources, mais additionnel pour les postes de distribution.
- Si l'équipement est additionnel : il n'est pas présent actuellement sur le réseau. Son coût unitaire est donc estimé par le partenaire compétent. Son déploiement est à envisager jusqu'en 2050, comme l'Energy-Box.

### 3.4.2 Identification des coûts unitaires des équipements

Les nouveaux équipements identifiés ainsi que les équipements évolutifs sont répartis en deux catégories : les équipements plutôt « hardware » et ceux plutôt « software ».

Dans la première catégorie, il s'agit des équipements comme les 'OLTC' à installer sur les postes 'HTA/BT' pour la fonction RegTension. L'estimation du coût unitaire de ces équipements, déjà existant sur les postes sources, n'a nécessité que quelques réévaluations des éléments liés aux paliers de tension où ces équipements seront installés. Celui-ci est réalisé par le partenaire expert de cet équipement.

La deuxième catégorie contient les équipements restants, à savoir 'SCADA DMS', 'SI GRD', 'SI Prévision MT/LT (moyen et long terme) EnR et prévision conso thermique' (prévision de la consommation en fonction du changement de température) et 'SI agrégateur', qui correspondent à des Systèmes d'Informations. L'investigation de coûts unitaires est plus complexe en raison du grand nombre de fonctionnalités à mettre en œuvre dans chacun de ces SI et du large éventail de paramètres pouvant impacter l'estimation des coûts (la technologie choisie, le nombre de données d'entrée et de sortie, le temps de réponse, etc.).

Pour faire face à ces difficultés, une approche de découpage est proposée dans laquelle chacun des SI est considéré comme un ensemble de sous-équipements. Cet ensemble se compose d'un niveau de base qui peut réaliser une partie des FA, puis d'un ou plusieurs niveaux plus évolués qui permettent le développement de FA plus avancées. Cette répartition respecte le cheminement des FA défini par le schéma de contingence. Selon ce principe, la prospection des coûts d'un équipement participant à certains nombres de FA se réduit à l'évaluation du coût d'un dispositif de base et des évolutions de ce dispositif.

La Figure 3-6 ci-dessous illustre l'exemple du SCADA DMS. Ce SI est donc décomposé en 3 autres (niveau de Base noté 'V0', une évolution avancée niveau 1 'V1' et une dernière évolution niveau 2 'V2'). Chaque niveau est associé à une ou plusieurs fonctions avancées et possède un coût unitaire propre. Il est aussi à noter que les coûts unitaires des équipements sont définis par plusieurs éléments classés en deux catégories, CAPEX et OPEX.

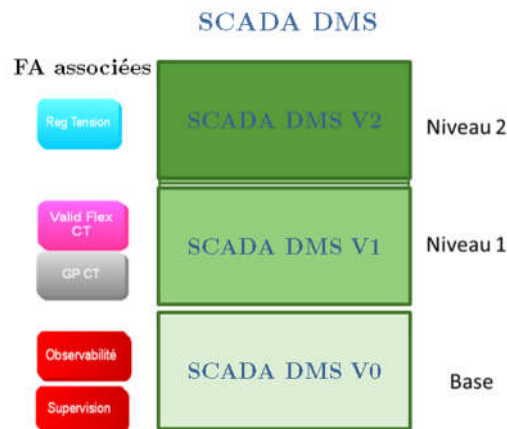


Figure 3-6 : Découpage en niveaux d'évolution de SCADA DMS

### 3.4.3 Déploiement de la grappe selon deux scénarios de référence

On rappelle que deux scénarios de contexte sont analysés, Grenelle et 100%EnR. Dans le but de conjuguer une fourchette d'investissement additionnel de la grappe OptimCAPEXFlex et de

limiter le nombre de cas étudiés pour pouvoir approfondir l'étude, nous évaluons ces investissements pour un scénario bas Grenelle-Transition et un scénario haut 100%EnR-Ambition. Ces deux scénarios sont des scénarios de référence formant un point de départ pour les modèles d'options réelles.

Étant donné qu'un réseau intelligent du futur est défini par la combinaison des FA, il est ainsi judicieux de prospecter les scénarios de déploiement d'un tel réseau en se basant sur la disposition des FA. Un deuxième argument justifiant cette démarche est l'horizon temporel de l'étude. En effet, une projection précise sur les dispositifs technologiques jusqu'en 2050 ne semble pas réaliste étant donné les évolutions technologiques et donc des changements conséquents probables pendant cette période. Néanmoins, nous estimons un déploiement d'équipements à partir du déploiement des fonctions avancées pour pouvoir calculer un coût additionnel du déploiement du smart grid jusqu'à cette échéance lointaine.

#### 3.4.4 Méthodologie de passage du déploiement des FA à celui des équipements

Il convient en premier lieu de rappeler que la méthode proposée est composée de trois étapes qui permettent de définir les scénarios de déploiement de la grappe OptimCAPEXFlex, décrites dans le schéma de la Figure 3-7 ci-dessous.

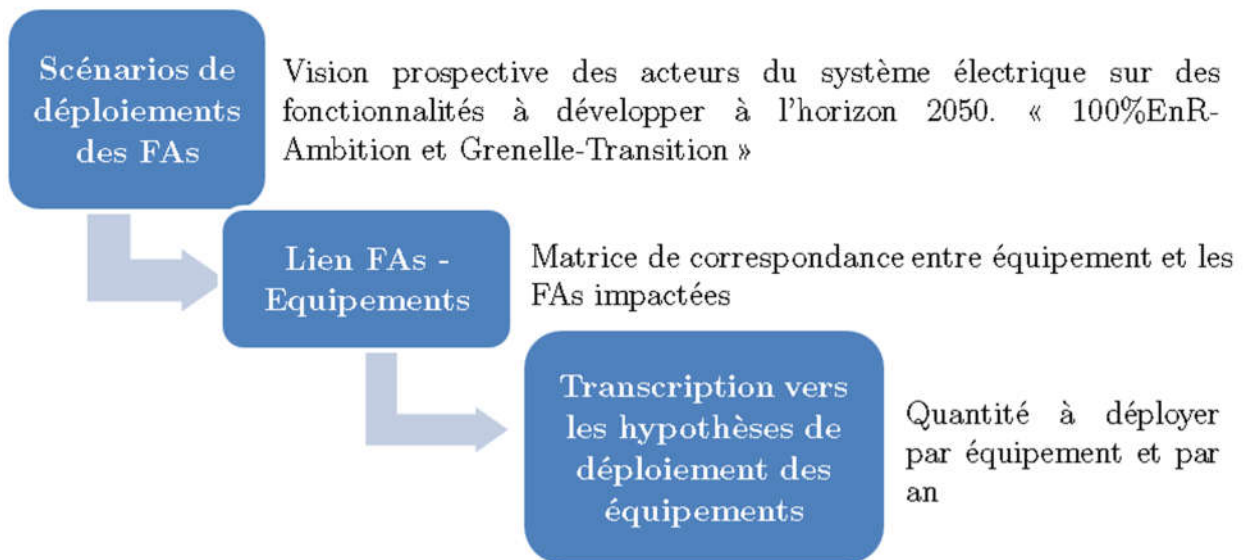


Figure 3-7 : Démarche pour la construction des hypothèses de déploiements

Sur cette figure, la première étape consiste à détailler la vision prospective des réseaux futurs aux échelons temporels prédéfinis (2015, 2020, 2030, 2040 et 2050) aux yeux des acteurs concernés. La deuxième étape permet d'établir la matrice faisant le lien entre les FA et les équipements permettant de les réaliser. Ainsi, une fois les déploiements des FA définis, cette matrice sert à faire une analogie qui permet l'obtention du déploiement des équipements dans la dernière étape. Deux cas sont alors considérés.

Premier cas : Les fonctions avancées déployées font appel à des équipements (Linky, Energy-Box, etc.). Le pourcentage de déploiement de chaque équipement correspond au pourcentage le plus élevé de déploiement des fonctions avancées dans lesquelles sont impliqués les équipements. Le raisonnement de déploiement se fera en pourcentage de postes de livraison (%PDL).

Second cas : Les fonctions avancées déployées font appel à des systèmes d'informations (SI Agrégateur, Outil de smart planning, etc.). Le pourcentage de déploiement de chaque SI est estimé en tout ou rien (100% ou 0%) : si une fonction avancée impliquant un certain SI est déployée même à 1%, le SI est considéré comme déployé à 100%. Cette hypothèse forte vient du fait que si l'on veut pouvoir déployer une FA utilisant un certain SI, celui-ci doit être fonctionnel. Ce raisonnement peut être permis grâce au découpage présenté dans la sous-section 3.4.2 dans lequel le SI est vu à travers plusieurs évolutions pouvant réaliser de plus en plus de fonctions avancées.

Le schéma de la Figure 3-8 ci-dessous présente d'une façon synthétique les liens entre FA et équipements ainsi que le type de déploiement associé. Nous prenons l'exemple de la FA Planif LT. Cette FA fait appel aux deux SI (Smart Plan et SI prévision MT/LT). Son déploiement est donc binaire et est présenté en bleu sur le schéma.

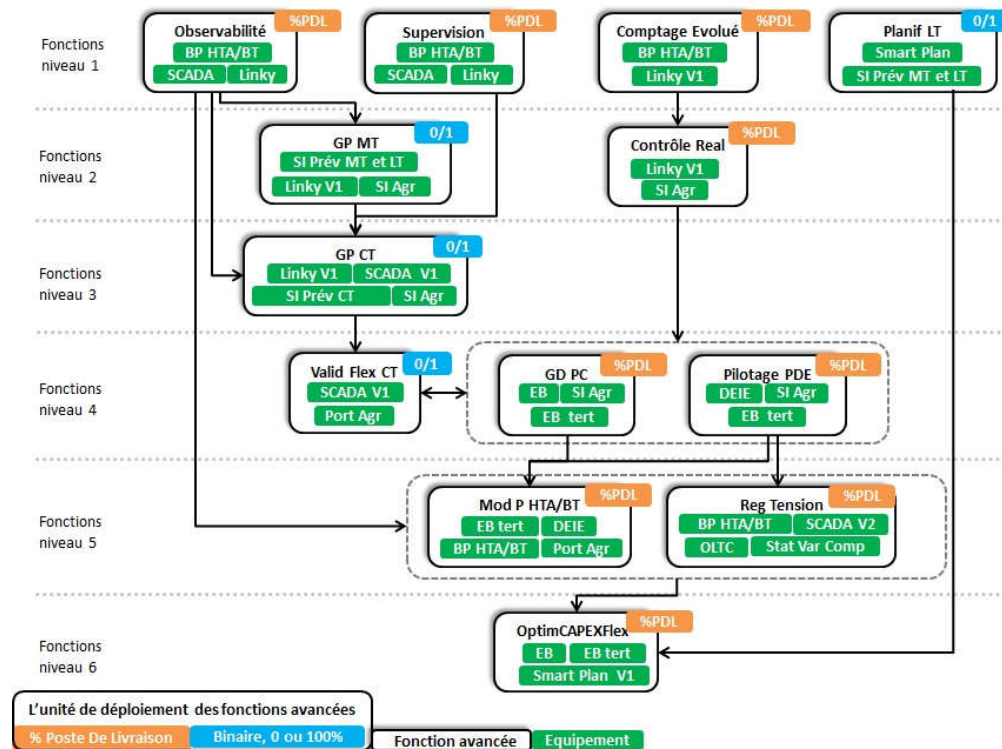


Figure 3-8 : Illustration du lien FA/équipements et du type de déploiement (%PDL ou binaire)

Ainsi, il convient de souligner que tous les chiffres de déploiement des fonctions avancées et de leurs équipements jusqu'à 2050 sont issus d'une vision prospective à long terme avec des données estimées à dire d'expert en raison des changements technologiques probables à cet horizon de temps.

### 3.4.5 Un exemple de calcul du coût net

Pour chaque équipement, son coût unitaire (CAPEX et OPEX) est décomposé afin de remonter aux quantités de matières et de main-d'œuvre utilisées. Ensuite, les coûts totaux sont calculés en fonction d'un vecteur de déploiement annuel entre 2015 et 2050. Trois paramètres clefs sont utilisés dans ce calcul. Un taux d'inflation, un taux d'actualisation et la durée de vie de l'équipement. Les deux premiers paramètres sont fixés jusqu'au 2050 et communs à tous les équipements, alors que la durée de vie est propre à chaque équipement.

Le calcul de coût total est fait en trois étapes. Le point de départ est un vecteur de déploiement annuel calculé à partir d'un vecteur de déploiement cumulé par échéance « 2015, 2020, 2030, 2040 et 2050 ».

Premièrement, le vecteur de renouvellement est calculé. Il représente les renouvellements qui doivent avoir lieu après la fin de la durée de vie technique de l'équipement. Celui-ci s'ajoute au vecteur de déploiement annuel pour former le vecteur intégral de déploiement annuel.

Deuxièmement, la valeur terminale des équipements déployés sur le terrain et ayant toujours une valeur économique est évaluée. Cette valeur revient à estimer la valeur économique des équipements dont la durée de vie est positive à la fin de 2050.

Troisièmement, le coût total net est évalué. Ce dernier représente les OPEX, les CAPEX, les renouvellements et les valeurs terminales inflatés et actualisés vus de 2015.

Nous prenons l'exemple d'un équipement fictif pour illustrer les étapes de calcul de son coût net. Cet équipement possède une durée de vie de 20 ans, un coût CAPEX unitaire de 5k€ et un coût OPEX unitaire annuel de 150€. Le point de départ est un vecteur de déploiement cumulé par échéance comme présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3-3 : Déploiement cumulé par échéance

Échéance	2015	2020	2030	2040	2050
Quantité cumulée sur le terrain	0	173	521	625	729

Tout abord, nous calculons la quantité annuelle à déployer. Pour atteindre 173 en 2020 sachant qu'aucun équipement n'existe sur le terrain à la fin de 2015, il faut déployer 34.5 par an, entre le début 2016 et la fin de 2020. Le Tableau 3-4 complète ce calcul jusqu'à 2050.

Tableau 3-4 : Déploiement annuel

Années	2015	2016-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Quantité annuelle à déployer	0	34.5	34.8	10.4	10.4

Ensuite, nous calculons le vecteur de renouvellement en utilisant la durée de vie de l'équipement et celle de l'évaluation économique. Entre 2015 et 2035, aucun renouvellement n'est prévu, car la durée de vie ici est de 20 ans. En 2036, nous renouvelons le déploiement de 2016, en 2037 celui de 2017 et ainsi de suite cf. Tableau 3-5.

Tableau 3-5 : Renouvellement annuel

Années	2015-2035	2036-2040	2041-2050
Quantité annuelle à renouveler	0	34.5	34.8

Pour terminer cette étape, nous ajoutons le vecteur de renouvellement annuel à celui de déploiement annuel. Le résultat est présenté dans le Tableau 3-6 ci-dessous.

Tableau 3-6 : Déploiement intégral annuel

Années	2015	2016-20	2021-30	2031-35	2036-40	2041-50
Quantité intégrale annuelle	0	34.5	34.8	10.4	45	45.2

La deuxième étape consiste à calculer la valeur terminale à horizon 2051. Celle-ci est calculée en sommant toutes les valeurs terminales des différentes années de point de vue 2051. La formule mathématique (17) suit la fonction de dégradation de valeur suivante :

$$VT_{2051}(\text{année } k) = Q_{\text{année } k} \times \frac{(1 + \tau)^d - (1 + \tau)^{2050-k}}{(1 + \tau)^d - 1} \quad \text{pour } k > 2050-d \quad (17)$$

$$VT_{2051}(\text{année } k) = 0 \quad \text{pour } k \leq 2050-d$$

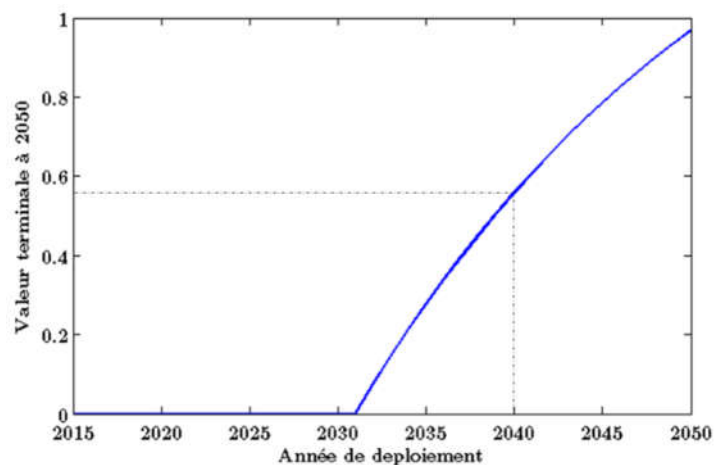
**$VT_{2051}(\text{année } k)$**  : la valeur terminale fin d'année 2050 (ou début d'année 2051) d'un investissement réalisé en année  $k$ .

**$Q_{\text{année } k}$**  : la quantité intégrale annuelle.

$\tau$  : le taux d'actualisation, nous utilisons 4.5% d'actualisation dans ce travail.

**$d$**  : la durée de vie de l'équipement

La courbe à droite est une illustration de l'équation (17). Elle montre la dégradation de valeur pour une durée de vie de 20 ans. Si l'équipement est installé en 2040, par exemple (cf. la courbe à droite), il possède environ 58% en 2051 de sa valeur initiale.



Enfin, la valeur terminale globale, dans cet exemple, vue de 2050 est « -401 ». Cela veut dire qu'en 2050, un équivalent de « 401 » équipements installés sur le terrain possèdent leurs valeurs totales. Le vecteur final de déploiement est donné ci-dessous.



Tableau 3-7 : Déploiement final à évaluer avec renouvellement et valeur terminale

Années	2015	2016-20	2021-30	2031-35	2036-40	2041-49	2050
Quantité finale	0	34.5	34.8	10.4	45	45.2	-356

La dernière étape revient à calculer le coût net de l'équipement déployé vu de 2015. Les formules mathématiques issues de cette étape sont les suivantes :

$$CoutN_{2015} = OpexN_{2015} + CapexN_{2015} \quad (18)$$

$$CapexN_{2015} = \sum_{k=2015}^{2050} \frac{Capex_{unitaire} \times Quantité_{finale}(année k)}{((1+i) \times (1+\tau))^{k-2015}} \quad (19)$$

$$OpexN_{2015} = \sum_{k=2015}^{2050} \frac{Opex_{unitaire} \times Quantité_{cumulée}(année k)}{((1+i) \times (1+\tau))^{k-2015}} \quad (20)$$

**$CoutN_{2015}$**  : le coût net actualisé et inflaté du déploiement vu de 2015.

**$OpexN_{2015}$**  : le coût OPEX net actualisé et inflaté vu de 2015.

**$CapexN_{2015}$**  : le coût CAPEX net actualisé et inflaté vu de 2015.

$i$  : taux d'inflation, nous le fixons à 2%.

Nous rappelons que l'exemple illustre un cas d'évaluation simplifiée d'un seul équipement. Cette méthode est appliquée à une liste d'équipements impactés par le déploiement de la grappe de l'étude pour 2 scénarios (100%EnR et Grenelle). La prochaine section explique le dernier bloc de la deuxième phase de la démarche suivie.

### 3.5 Identification des incertitudes

Dans un premier temps, une liste d'incertitudes par rapport au déploiement de l'OptimCAPEXFlex est réalisée avec l'ensemble des partenaires du Greenlys. 15 incertitudes ont été ainsi identifiées à travers un travail collaboratif avec les partenaires du projet. Ces incertitudes sont listées dans le Tableau 3-8 et sont classées selon trois catégories. Une première catégorie d'incertitudes est liée aux coûts de déploiement de la grappe d'étude, une autre concerne les bénéfices et une dernière qui englobe les autres incertitudes qui impactent l'environnement du réseau électrique.

Dans un second temps, nous avons sollicité les partenaires industriels pour sélectionner les incertitudes les plus pertinentes de chaque catégorie. Les résultats agrégés des réponses sont présentés en gras sur le même tableau. En effet, nous considérons une incertitude pour chacune des 3 catégories présentées.

Plusieurs SI sont considérés dans les scénarios de déploiement dont les coûts sont incertains. En effet, dans la catégorie des coûts, l'incertitude retenue est celle sur le coût des SI qui pèse sur l'évaluation du coût de déploiement des différents SI dans le futur.

La puissance effaçable qu'on peut obtenir d'un déploiement donné dépend de paramètres incertains. L'incertitude retenue dans la catégorie des bénéfiques est celle sur l'évolution du gisement de flexibilité qui impacte la puissance effaçable disponible pour un déploiement et un coût donné.

Enfin, dans la catégorie « autres », l'incertitude retenue est celle du contexte réglementaire qui s'applique au GRD et qui pèse sur le déploiement des fonctionnalités smart grid règlementées du RPD.

Tableau 3-8 : Liste des incertitudes identifiées

Classe	Incertaines
Coûts	Coût des équipements (hors SI) lors du déploiement
	Coût de production d'électricité au sein de l'un des contextes énergétiques étudiés
	Coût d'électricité (prix utilisateur)
	Coût des pertes techniques (prévision des pertes)
	Coût de maîtrise des effets de bords SI (coût du SI et du système d'échange AgregFlex)
	Coût des matières premières (influence sur le ratio investissement équipements/renforcement réseau)
Bénéfiques	Évolution des gisements de flexibilités existants (Chauffage, ECS, HVAC)
	Comportement des sources de flexibilité (fiabilité, disponibilité, prévisibilité)
	Consommation électrique (évolution des courbes de charge)
Autres	Robustesse des infrastructures pour accueillir la flexibilité (Capacité d'accueil du réseau)
	Évolution de la prévision ENR
	Contexte réglementaire s'appliquant aux GRDs
	Acceptabilité sociale des moyens de flexibilité (effacement, ENR BT, et stockage BT)
	Mise en place d'un marché local de services systèmes
	Statut juridique et réglementaire du stockage (coûts de raccordement, TURPE, exploitant, etc.)

Les modèles d'options réelles appliqués à ces trois incertitudes sont complémentaires, car ils traitent l'ensemble des composants principaux du déploiement de la grappe OptimCAPEXFlex, en amont compteur par la régulation du RPD qui s'applique au GRD et ses investissements régulés, en aval compteur via la variation des gisements de flexibilités de consommation et les SI qui peuvent être des systèmes partagés par plusieurs acteurs. Si ce choix est représentatif en termes de diversité, Il ne faut cependant pas négliger le fait que seules 3 incertitudes parmi 15 sont ici considérées.

---

## 3.6 Conclusion

---

Dans ce chapitre, nous avons d'abord introduit la démarche suivie dans le développement de cette thèse. Ensuite, nous avons développé les deux premières phases de cette démarche.

Dans la première phase, nous avons présenté le cadre spatial et temporel de notre étude en décidant de concentrer l'effort sur une seule grappe smart grid qui est sélectionnée en accord avec le consortium de GreenLys. Puis, nous avons identifié les bénéfices potentiels de cette grappe une fois déployée. Enfin, nous avons exposé les modèles d'évaluation des bénéfices pertinents de la grappe et les ajustements réalisés afin de les rendre utilisables.

Dans la deuxième phase, nous avons développé une méthode d'estimation des coûts smart grid en se basant sur le lien entre les fonctions avancées et les équipements à installer. Enfin, nous avons identifié une liste des incertitudes pour lesquelles le déploiement de la grappe et son évaluation économique sont confrontés.

Les deux premières phases sont désormais terminées, le prochain chapitre sera consacré à la troisième phase en développant les modèles d'options réelles pour optimiser les choix décisionnels aux différentes échéances

## Chapitre IV

# Modèle OR d'Incertitudes Liées au Contexte de Régulation RPD

---

Ce chapitre a pour but de présenter le premier modèle d'option réelle de la troisième phase de la thèse. Il s'agit d'un modèle d'options réelles basé sur une approche d'arbre polynomial traitant l'incertitude sur la régulation future qui s'applique au GRD. Dans la première section introductive, nous expliquons le contexte du modèle, l'incertitude traitée ainsi que ses hypothèses. La deuxième section sera consacrée à la construction du modèle en trois étapes. Ces étapes sont elles-mêmes détaillées dans les sous-sections suivantes. Enfin, les résultats obtenus sont présentés et analysés avant de conclure dans la dernière section.

---

## 4.1 Introduction

---

La première incertitude traitée dans cette thèse est celle liée aux variations de la régulation qui s'appliquent au GRD. Un travail collaboratif a été mené pour modéliser l'incertitude de régulation et évaluer économiquement le déploiement de l'OptimCAPEXFlex en utilisant l'analyse coûts-bénéfices des déploiements de références pour les deux scénarios de contexte présentés précédemment.

De manière générale, la régulation des réseaux électriques, au sens économique du terme, doit permettre d'accompagner le déploiement et le financement des investissements pour répondre efficacement aux besoins du secteur électrique et des utilisateurs de réseaux. Ainsi, elle a pour objectifs d'inciter les acteurs à réaliser de nouveaux investissements et à l'innovation, tout en améliorant la qualité d'alimentation et de service. Le bien « réseau » est alors alloué au meilleur prix.

Les investissements smart grid sur le RPD peuvent être caractérisés par un niveau de risque exceptionnel, faisant ainsi appel à un cadre de régulation spécifique. En effet, les investissements sont importants et immédiats alors que les revenus sont incertains et dilués dans le futur. Le choix du mode de tarification de ces investissements qui permettent de recouvrer pour chaque période ces coûts, conditionnera la décision de déploiement de l'opérateur. Ainsi, une forte incertitude sur la régulation peut venir accroître le risque porté par l'opérateur. Ce dernier aura donc tendance à revoir ses investissements pour être en accord avec le risque qu'il peut économiquement supporter. Cette phase pourrait par exemple se traduire par le calcul d'une espérance de VAN (valeur actuelle nette), espérance qui se voudrait positive de manière à effectuer le déploiement optimal. Il est donc important d'étudier l'incertitude liée à la régulation des réseaux, car cette incertitude impacte les calculs actualisés des opérateurs et donc les déploiements envisagés et souhaités.

Le modèle d'optimisation sous incertitude, présenté dans ce chapitre, a pour objectif de permettre une meilleure prise en compte de cette incertitude, afin de mieux comprendre ses impacts sur le processus décisionnel qui se traduit par le déploiement lié aux investissements régulés du RPD.

La théorie d'options réelles a été choisie, car elle est appropriée pour répondre à des questions stratégiques et pour y intégrer des aspects plus opérationnels. Cette approche est prometteuse pour l'atteinte de ces objectifs. Plus particulièrement, le rapprochement entre les performances opérationnelles des smart grids et les décisions stratégiques impose, au vu des diverses incertitudes, la construction d'un modèle décisionnel flexible, dynamique et réactif en fonction du niveau d'information courante disponible.

### 4.1.1 Les investissements classiques

Le travail de recherche de cette thèse est réalisée sur le périmètre du projet GreenLys, c-à-d sur le RPD de « Lyon GreenLys ». Sur ce périmètre, nous nous intéressons aux investissements dans des technologies smart grid effectués par le GRD. L'étude ici réalisée se focalise sur les investissements régulés.

Les gains perçus par le système de ce modèle sont ceux relatifs uniquement aux déploiements des équipements smart grid. Par conséquent, comme les investissements classiques sont définis par ailleurs comme éléments de contexte (Grenelle et 100%EnR), leurs coûts ne sont pas intégrés à cette étude. Autrement dit, notre analyse permet de mesurer l'écart qu'implique le déploiement d'équipements smart grid par rapport à ces éléments de contexte. La régulation ne s'appliquera qu'à ces écarts d'investissement.

#### 4.1.2 Présentation du modèle

La construction d'un modèle d'optimisation par les options réelles nécessite de considérer une variable d'incertitude qui induit des variations par rapport à une référence. Dans le cas présent, et comme indiqué sur la Figure 4-1, l'incertitude porte sur la régulation appliquée au RPD (présentée en vert sur la figure) et induit une variation sur les VAN évaluées pour le déploiement smart grid. Afin d'optimiser les VAN en tenant compte de cette incertitude, la flexibilité managériale est requise. Il s'agit d'une variable d'ajustement qui permet de réaliser l'optimisation de la VAN en tenant compte des effets constatés de l'incertitude. Dans le ce modèle, la flexibilité managériale est le déploiement des équipements régulés amont-compteur (présentée en bleu sur la figure). Enfin, les choix faits à chaque échéance temporelle sont irréversibles, ce qui renforce la nécessité de réaliser des choix optimisés (présentés en orange sur la figure). Ces trois éléments forment l'identité de ce modèle.



Figure 4-1 : Paramètres du modèle d'options réelles sur la régulation

La combinaison des différentes régulations (incertitude) avec un niveau de détail élevé et des différentes possibilités de déploiements Greenlys (flexibilité managériale) avec un niveau de détail également élevé induit un fort niveau de complexité dans le modèle OR. Une modélisation OR avec de tels niveaux de détails nécessite en effet la création d'un arbre polynomial très complexe et contraignant (temps de simulation important). Pour ces raisons, une approche combinée a été envisagée. Elle permet de s'affranchir de cette limite.

Deux outils d'optimisation de déploiement sont considérés avec des approches différentes ayant chacune leurs spécificités et qui fonctionnent en parallèle dans un premier temps tout en permettant une analyse combinée des résultats dans un deuxième temps. Les deux approches sont schématisées ci-dessous par la Figure 4-2 et appelées respectivement 'approche qualitative' et 'approche quantitative'.

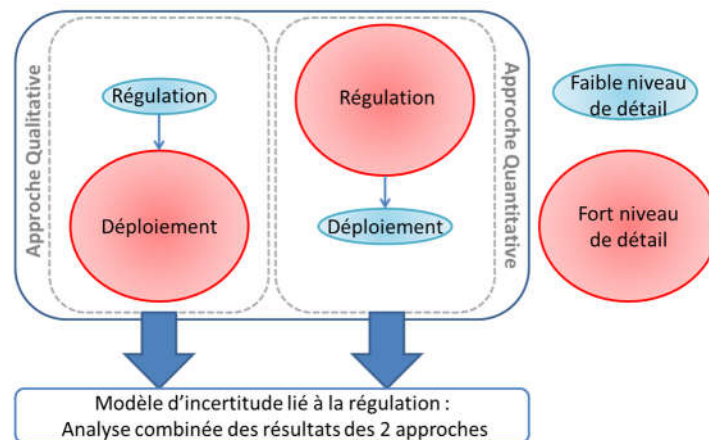


Figure 4-2 : Schéma de combinaison des approches du modèle d'incertitude liée à la régulation

Concernant notre approche 'l'approche qualitative' (cf. la partie gauche de la Figure 4-2), l'incertitude de régulation est construite avec un faible niveau de détail. La régulation est donnée sous forme de tendance générale appartenant à des familles de régulations. L'approche peut donc être considérée comme qualitative. Si la régulation n'est pas analysée finement, la flexibilité managériale (le déploiement RPD amont-compteur) de cet outil est quant à lui particulièrement détaillée. Pour chaque échéance temporelle considérée entre 2015 et 2050 et pour chaque famille de régulation, plusieurs déploiements sont envisagés. Les résultats d'une telle analyse permettront d'optimiser le déploiement en fonction des familles de régulation considérées.

Le deuxième outil d'optimisation, approche quantitative (cf. la partie droite de la Figure 4-2), permet d'étudier plus finement les régulations qui est plus détaillée dans cet outil. Les choix de déploiement smart grid de ce deuxième outil sont cependant moins détaillés. Trois tendances de déploiement sur la période 2015 – 2050 sont considérées pour chaque régulation. Les résultats d'une telle analyse permettront de déterminer la tendance de déploiement optimal pour chaque régulation considérée.

Nous avons développé l'approche qualitative et fourni les données d'entrées de l'approche quantitative. En effet, nous détaillons ici l'approche que nous avons développée (approche qualitative) uniquement et nous nous limitons à ce niveau de détail pour la seconde approche (approche quantitative).

#### 4.1.3 Hypothèses du modèle

Le modèle utilise un ensemble d'hypothèses présentées ci-dessous pour réaliser l'optimisation de déploiement amont-compteur. Pour cela, il faut identifier, en prenant en compte l'incertitude de régulation, le taux de déploiement qui présente la VAN système maximale. En effet, on considère le point de vue du GRD, qui, ayant une mission de service public, cherche à maximiser la création de valeur pour l'ensemble du système. Les hypothèses sont les suivantes :

- L'impact de la régulation sur l'OptimCAPEXFlex est limité à la fonction d'observabilité du RPD : le déploiement de référence des fonctions avancées est considéré comme suffisant pour

répondre aux variations de déploiements d'OptimCAPEXFlex, à l'exception de l'observabilité. En effet, pour éviter certaines contraintes réseau (modification de la courbe de charge, effet rebond, différence d'occurrence entre les pointes globales et locales) générées par la croissance du gisement de flexibilité, un niveau minimum d'observabilité est nécessaire. Par conséquent, l'équipement réseau directement impacté par l'incertitude sur la régulation est le 'HTA/BT box observabilité'<sup>32</sup>. Pour réaliser cette analyse, ENEDIS a lancé un échantillon de simulation sur le poste de 'Vaise' permettant de créer un lien entre le déploiement HTA/BT box observabilité et la flexibilité maximum pouvant être gérée. Ces données ont été généralisées plus tard sur les 6 postes démonstrateurs de Lyon avant d'être utilisées dans le cadre de cette thèse.

- Le modèle de régulation est appliqué à la période 2015-2050 : Les échéances de déploiement sont fixées à 2015, 2020, 2030, 2040 et 2050. À noter cependant que pour la période 2015-2020, un déploiement de référence des équipements smart grid a été considéré et donc il en a été de même pour le mécanisme de régulation qui sera invariable pour toutes les trajectoires sur 2015-2020 pour les deux scénarios.
- Les indicateurs de qualité de réseau (SAIFI, SAIDI...) ne sont pas pris en compte.

## 4.2 La construction du modèle

La construction du modèle d'incertitude lié à la régulation est réalisée en 3 étapes principales en suivant le schéma bloc de la Figure 4-3. Sur ce schéma les trois étapes sont illustrées en blocs colorés (vert, bleu et gris) à gauche et détaillées à droite.

Le premier bloc (vert) consiste à identifier les futurs envisagés à chaque échéance (2015, 2020, 2030, 2040 et 2050) ainsi que la probabilité d'occurrence de chaque futur.

Le deuxième bloc (bleu) s'agit des choix optimum de déploiement effectués pour chaque futur possible.

Finalement, le troisième bloc (gris) est une évaluation économique des choix de déploiement du deuxième bloc. Comme présenté sur le schéma le lien entre les deux premiers blocs est réalisé en passant par les macro-besoins RPD.

Le développement de chaque étape est détaillé par la suite dans une sous-section à part (4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3). Par ailleurs, la section 4.3 détaille l'impact de la régulation (l'incertitude du modèle) sur le choix du déploiement (flexibilité managériale) et la création du lien entre les deux premiers blocs.

---

<sup>32</sup> C'est un équipement positionné au niveau de postes HTA/BT. Il offre des solutions de mesures (tensions et courants) et de monitoring (surveillance et alarmes). Ces informations apportent de la valeur lorsqu'elles sont rapatriées, mises en forme et exploitées proprement.



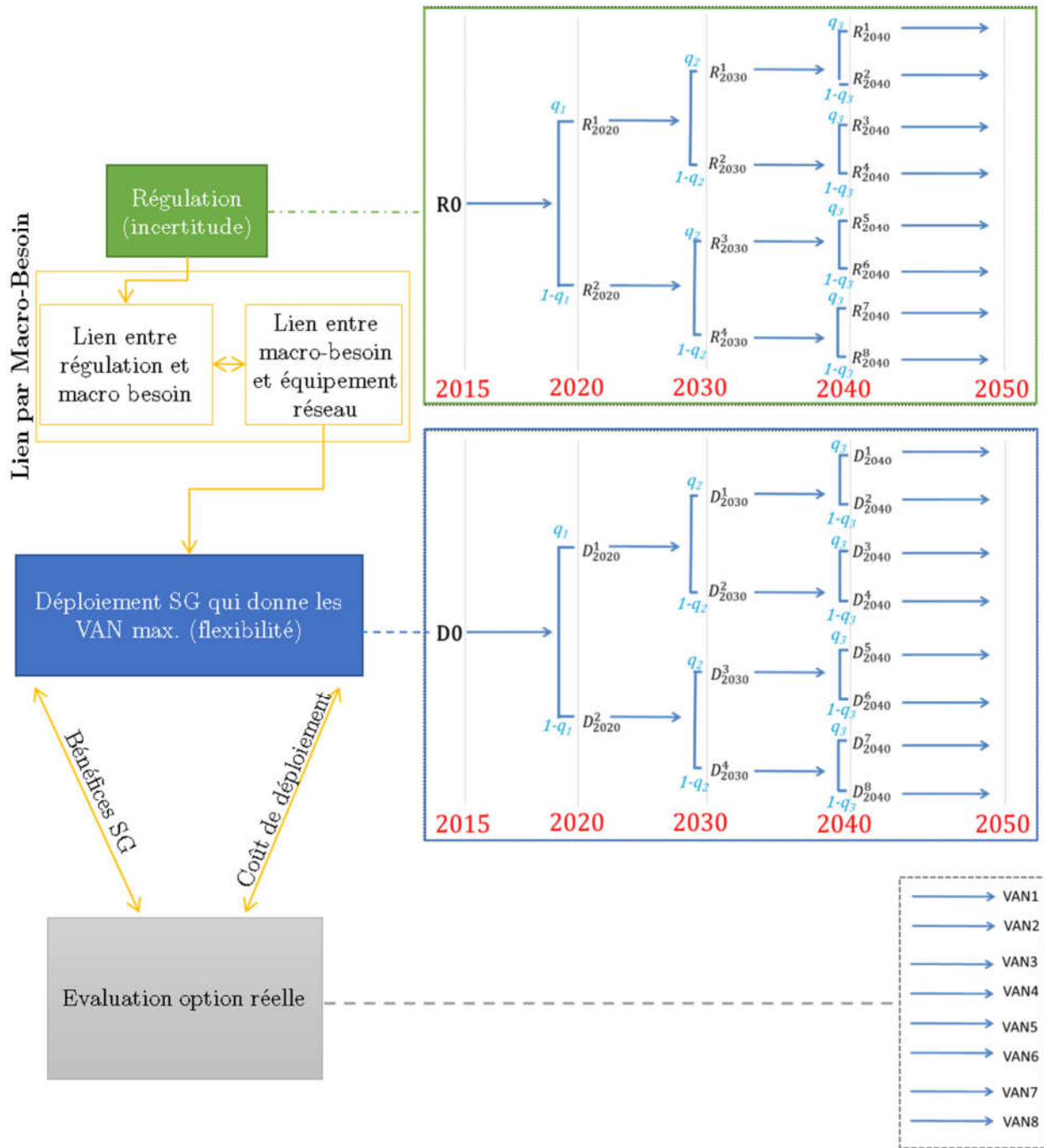


Figure 4-3 : Schéma bloc du modèle régulation

$R_{20xx}^j$  : Régulation au nœud j de l'année 20xx de l'arbre d'incertitude  
 $D_{20xx}^j$  : Déploiement optimal au nœud j de l'année 20xx de l'arbre de décisions  
 $VAN_i$  : Valeur actuelle nette de la ligne du temps i  
 $q$  : Probabilité d'occurrence

#### 4.2.1 Étape 1, construction de l'arbre d'incertitude

L'évaluation de l'incertitude et l'estimation des probabilités d'occurrence de tous les futurs envisagés sont réalisées dans cette étape pour construire l'arbre d'incertitude. Cette étape consiste à déterminer une liste des familles de régulation appelées aussi trajectoires de régulation jusqu'en 2050 avec leurs probabilités d'occurrence associées.

À la lumière de l'analyse théorique et des pratiques de différents pays en matière de régulation des réseaux de distribution électriques, trois trajectoires de régulation ont été définies. Ces trajectoires de régulation correspondent à un enchaînement spécifique de régulations entre 2015 et 2050. Elles sont récapitulées dans le Tableau 4-1 et définies par l'EDDEN comme suit :

- Baseline : le mécanisme de régulation cost-plus TOTEX a été retenu comme trajectoire de « référence » pour servir de point de comparaison « pure », sans aucun instrument d'incitation. De plus, il est relativement proche du modèle dominant en France, même si actuellement certains coûts d'exploitation sont soumis à des objectifs de productivités<sup>33</sup> (CRE, 2014). La seule différence par rapport à la trajectoire conservatrice est l'absence ici du rendement bonifié sur la période 2021-2030.
- Conservatrice : cette trajectoire est basée uniquement sur une régulation « cost-plus », régulation qui a été appliquée historiquement aux monopoles « années 1930 aux États-Unis et après la guerre en Europe » et qui est restée dominante au XX<sup>ème</sup> siècle<sup>34</sup> (Bergaentzle, 2015).
- Modérée : cette trajectoire permet de capter les évolutions connues des mécanismes de régulation et les transformer en instruments incitatifs, notamment suite aux chocs pétroliers des années 1970, qui marquent le passage d'une logique de couverture de l'ensemble des charges vers une approche de rationalisation des investissements pour les réseaux (qui restent considérés comme des monopoles naturels<sup>35</sup>) (Bergaentzle, 2015).
- Ambitieuse : des mécanismes incitatifs sont introduits dès la première période de régulation et on aboutit à la forme de régulation créée le plus récemment et également la plus complexe à mettre en œuvre. Il s'agit de la régulation par menu de contrats qui permet théoriquement de dépasser les principales limites des autres types de régulation (Bergaentzle, 2015). Il n'existe qu'un seul cas d'application concrète de cet instrument dans le secteur de la distribution d'électricité : en Grande-Bretagne où le régulateur « OFGEM, reconnu comme étant l'un des plus impliqués dans le financement des projets smart grids, l'a mis en œuvre depuis 2005 à travers le modèle de régulation IQI « Innovation Quality Incentive » (Cossent et Gómez, 2013). Pour

---

<sup>33</sup> Pour le TURPE 4 HTA/BT, ces charges dites « à périmètre d'activité constant » représentent 65 % des charges nettes d'exploitation pour la période 2014-2017

<sup>34</sup> Ce mécanisme a notamment « accompagné les mouvements de nationalisation des firmes, d'intégration verticale des activités et d'intégration horizontale pour le développement homogène des systèmes électriques à l'échelle des pays » (Dixit et Pindyck, 1994)

<sup>35</sup> Par analogie, c'est par l'ouverture à la concurrence que l'on cherche à apporter des gains d'efficacité au sein des activités de production et de fourniture. (Dixit et Pindyck, 1994)

plus d'informations sur les mécanismes de régulation, nous invitons le lecteur à consulter (Bergaentzle, 2015).

Ces trajectoires de régulations sont utilisées dans notre modèle qui traite des incertitudes de régulation. Chaque trajectoire est accompagnée de probabilités d'occurrence. Étant donné l'absence d'éléments d'information sur l'évolution à moyen et long terme de la régulation pour les smart grids en France, ces trois trajectoires sont considérées comme équiprobables.

Tableau 4-1 : Les mécanismes associés à chaque trajectoire de régulation retenue

Trajectoire	2015-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Baseline	Baseline	Baseline	Baseline	Baseline
Conservatrice	Baseline	Cost-plus TOTEX avec rendement bonifié	Baseline	Baseline
Modérée	Baseline	Baseline	Cost-plus CAPEX Revenue-cap OPEX	Revenue-cap TOTEX
Ambitieuse	Baseline	Cost-plus CAPEX Revenue-cap OPEX	Revenue-cap TOTEX	Menu de contrats TOTEX
<p>Baseline : Cost-plus TOTEX            Cost-plus : les coûts du GRD sont entièrement couverts par le tarif            Rendement bonifié : Une prime sur certains investissements est octroyée au GRD en fonction de leurs critères de risque.            Revenue-cap : Le régulateur fixe ex ante un revenu plafond. Ce revenu évolue annuellement en fonction d'un facteur d'efficacité            Menu de contrats : Le régulateur propose plusieurs contrats avec différents niveaux d'incitation aux opérateurs qui choisissent celui qui leur convient le mieux. Les contrats sont une combinaison de dépenses autorisées et de bonus associés.</p>				

#### 4.2.2 Étape 2, trajectoire de déploiement et règle d'optimisation de la VAN

Une fois l'arbre de l'incertitude évalué, une méthode d'évaluation des choix de déploiement ainsi qu'une règle décisionnelle doivent être mises en place pour optimiser ces choix. Dans ce modèle, nous cherchons le déploiement smart grid maximisant la VAN système. Pour cela, plusieurs déploiements sont considérés et évalués pour chaque nœud de l'arbre d'incertitude.

Le déploiement des équipements smart grid représente un état du système électrique considéré. Cet état est caractérisé par : une courbe de gisement de flexibilité résidentielle et une autre tertiaire, ainsi qu'un déploiement d'équipements smart grid (Energy-Box, HTA/BT box

observabilité, SI, etc.) correspondant. Les gisements de flexibilité et les déploiements correspondants sont dépendants du scénario de contexte considéré<sup>36</sup>.

La Figure 4-4 présente les différents points d'états du système électrique, noté P<sub>n</sub> où n varie de 1 à 8, jusqu'à l'échéance temporelle de 2050. Chaque point correspond à un déploiement d'équipements permettant de réaliser un gisement de flexibilité bien précis. Sur l'ensemble de la période, les courbes de gisement de flexibilité de chaque P<sub>n</sub> restent constantes, mais leur valeur diffère en fonction du scénario considéré (Grenelle et 100%EnR). Autrement dit, pour un scénario de contexte donné, toutes les valeurs P1 sont identiques dans le temps, tous les P2 sont identiques, etc.

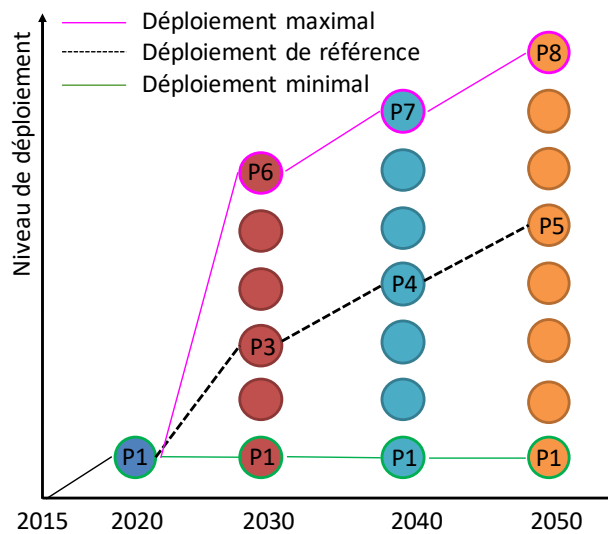


Figure 4-4 : Représentation des déploiements possibles à chaque échéance sous forme de point d'état et exemple de trajectoire de déploiement (maximal P6P7P8, minimal P1P1P1 et de référence P3P4P5).

Par exemple, le gisement de flexibilité en 2020 est issu de l'évolution sur la période 2015 – 2020 correspond nécessairement à P1. Pour cette raison, l'état initial du système est désormais considéré à 2020. Le gisement de flexibilité en 2030 est issu de l'évolution du déploiement sur la période 2021 – 2030 et peut correspondre à six valeurs en fonction des incertitudes et flexibilités managériales activées.

Les coûts et les bénéfices pour la grappe OptimCAPEXFlex en fonction du scénario de contexte considéré sont évalués pour chaque point d'état du système et à chaque échéance. Dans chaque cas, la différence est faite entre les Energy-Box (EB) déployées pour les besoins de flexibilité et les EB déployées par les consommateurs pour l'efficacité énergétique active (EEA). Les premières ont un coût de déploiement 'CAPEX'. Cela n'est pas le cas des secondes, car elles sont installées et

<sup>36</sup> Pour un même déploiement, les courbes de gisements de flexibilité, GdF, (puissance effaçable) sont différentes pour les 2 scénarios de contexte. Dans ce cadre, les bénéfices associés sont également différents. En général, le GdF est moins important pour le scénario Grenelle que pour le scénario 100%EnR

payées volontairement par les consommateurs. Une gestion des EB est nécessaire dans les deux cas, tous les coûts OPEX sont donc évalués.

L'exemple du point de référence P3 en 2030 pour les deux scénarios est représenté dans le Tableau 4-2. Il montre les coûts et les bénéfices associés à ce point en mettant la lumière sur les coûts EB. De plus, les pourcentages d'EB déployées volontairement (pour de besoin d'EEA) sont aussi présentés.

Les bénéfices du scénario 100%EnR sont bien plus importants que ceux du scénario Grenelle car le gisement de flexibilité est plus élevé. Les coûts, en revanche, sont légèrement plus faibles dans le cas Grenelle. Cette différence est liée à la répartition EEA/Flexibilité du déploiement d'EB. Dans le cas tertiaire du Grenelle, 0% du déploiement d'EB est supporté par les besoins d'EEA et a donc un coût très élevé. Ainsi, les VAN pour les 2 scénarios de contexte peuvent être très différentes pour un même point du système Pn. Cette analyse est valable pour tous les points Pn et permet d'expliquer les différences de résultats de tous les modèles dans les cas 100%EnR et Grenelle.

Tableau 4-2 : coûts, bénéfices et déploiements d'EB pour l'état du système P3 en 2030

	100%EnR	Grenelle
Bénéfices totaux	127 M€	73 M€
Coûts EB	17 M€	21 M€
Coûts totaux	70M€	68M€
EB Résidentielle EEA/Flexibilité	53% / 47%	71% / 29%
EB Tertiaire EEA / Flexibilité	83% / 17%	0% / 100%

L'état initial du système est considéré en 2020, car l'évolution entre 2015 et 2020 est identique pour chaque trajectoire correspondant à P1. Les diverses possibilités des déploiements d'équipements ou états du système électrique, sur l'échelle temporelle, ont été déterminées comme suit.

D'abord, six états de déploiement sont envisageables en 2030. Le choix de construire six éventualités de déploiement est issu d'un compromis entre l'étude des cas de références, la variabilité des solutions possibles et un temps de calcul pour les simulations, afin de construire un modèle contenant des solutions diversifiées et pouvant être simulées dans un temps raisonnable. La valeur P1 correspond au déploiement de référence en 2020, valeur minimale des déploiements possibles sur l'ensemble de l'étude. L'état inchangé du système en 2030, correspondant également à un déploiement P1, constitue une option d'attente dans les modèles d'optimisation par les options réelles. L'état de déploiement le plus avancé correspond à un déploiement saturant d'EB pour tous les PdL (Point de livraison) équipés en chauffage électrique dans le scénario 100%EnR et 65% du déploiement maximal dans le scénario Grenelle : il s'agit du déploiement P6 en 2030 (ce pourcentage est choisi en accord avec les partenaires). Les déploiements des scénarios de référence correspondent aux points

P3, P4 et P5 respectivement en 2030, 2040, et 2050. Les états intermédiaires représentent une évolution du déploiement linéaire entre les états minimum et maximum.

Ensuite, une hypothèse établie avec le consortium est de considérer l'évolution croissante du nombre de PdL de 10% tous les 10 ans. Ainsi, le nombre de PdL pouvant être équipé en 2040 est supérieur de 10% à celui de 2030. Un septième état du système apparaît naturellement en 2040 afin de tenir compte de cette augmentation, il est représenté par le déploiement P7. De la même manière, en 2050 un huitième déploiement est construit pour refléter l'augmentation de 10% du nombre de PdL, il s'agit du déploiement P8, valeur maximale des déploiements dans les scénarios Grenelle et 100%EnR.

Une trajectoire de déploiement jusqu'à 2050 est construite en suivant deux règles principales. La première considère qu'une trajectoire de déploiement passe par un état du système connu à chaque échéance entre 2020 et 2050. La deuxième considère qu'il n'est pas possible de réduire le déploiement des équipements smart grid entre deux échéances. Autrement dit, il n'est pas possible de désinstaller un équipement déployé.

Une fois les états du système à chaque échéance et les règles de déploiement mis en place, il est possible de construire l'arbre de déploiement des modèles d'optimisation. Pour chaque scénario de contexte, 110 déploiements sont ainsi considérés (allant de la combinaison P1-P1-P1 à P6-P7-P8). Les coûts et bénéfices étant évalués à chaque échéance, il est possible d'évaluer les coûts et les bénéfices pour toutes les trajectoires de déploiement de la forme  $P_x-P_y-P_z$ , où  $x$ ,  $y$  et  $z$  représentent la puissance et le niveau de déploiement des équipements aux échéances temporelles 2030, 2040 et 2050 respectivement.

La trajectoire de référence est représentée en pointillés Figure 4-4. Cette trajectoire passe donc en 2020 par le seul état considéré ainsi que par le troisième point de 2030 « P3 ». En 2040, elle passe par le quatrième état du système « P4 » et en 2050 par le cinquième état « P5 ». En effet, elle est nommée 'P3P4P5' et s'agit du déploiement Transition pour Grenelle et Ambition pour 100%EnR (Tableau 1-2).

#### 4.2.3 Étape 3, La valorisation des choix effectués en comparant les choix optimisés au scénario de référence

Les bénéfices smart grid et les coûts de déploiement sont calculés pour chacune des 110 trajectoires de déploiement et pour les 2 scénarios (Grenelle et 100%ENR). À partir des coûts et des bénéfices, il est possible de calculer les VAN et de les comparer avec celle de référence P3P4P5 (initialement prévue). Enfin, ceci nous permet d'évaluer les options réelles activées et de fournir des recommandations de déploiement et de régulation dans les limites de l'approche. Les trajectoires optimales sont celles qui possèdent les VAN les plus élevées.

## 4.3 Modélisation du lien entre la régulation et le déploiement

---

Comme indiqué par le schéma bloc de la Figure 4-3, le passage de la première étape (arbre d'incertitude de régulation) vers la deuxième étape (trajectoires de déploiement) est représenté à travers les liens entre les macro-besoins. Cette section détaille ce passage qui est réalisé avec un algorithme logique flou. L'algorithme traduit l'impact de la régulation (incertitude) sur le déploiement (la flexibilité managériale). Nous présentons brièvement tout d'abord le principe de la logique flou.

### 4.3.1 Logique floue

Les bases théoriques de la logique floue « fuzzy logic » ont été établies au milieu des années 60 par le professeur Zadeh de l'université de Californie de Berkeley. Cette technique associe les notions de « sous-ensemble flou » et de « théorie des possibilités ». Il s'agit d'une approche calquée sur le raisonnement humain plutôt que sur des calculs rigides pour des problèmes mal définis, l'être humain est irremplaçable. En effet, le mode de raisonnement en logique floue est plus intuitif que la logique classique. Il permet aux concepteurs de mieux appréhender les phénomènes naturels, imprécis et difficilement modélisables en s'appuyant sur la définition de règles et de fonctions d'appartenance des ensembles dits « ensembles flous ». Un domaine d'application de la logique floue qui devient fréquent est celui du réglage et de la commande des régulations industrielles. Cette méthode permet d'obtenir une loi de commande souvent efficace et rapide sans devoir faire appel à des développements théoriques importants. Elle présente l'intérêt de prendre en compte les expériences acquises par les utilisateurs et opérateurs du processus à commander.

#### 4.3.1.1 *Sous-ensembles flous*

La logique floue repose sur la théorie des ensembles flous qui est une généralisation de la théorie des ensembles classiques. Par abus de langage, suivant les us de la littérature, nous utiliserons indifféremment les termes sous-ensembles flous et ensembles flous. Les ensembles classiques sont également appelés ensembles nets par opposition à flou. De même, la logique classique est également appelée logique booléenne ou binaire.

#### 4.3.1.2 *Variables linguistiques*

La description d'une certaine situation, d'un phénomène ou d'un procédé contient en général des qualificatifs flous tels que:

- Peu, beaucoup, énormément
- Rarement, fréquemment, souvent
- Froid, tiède, chaud
- Petit, moyen, grand
- etc.

### 4.3.1.3 Fonctions d'appartenance

Au lieu d'appartenir à l'ensemble « vrai » ou à l'ensemble « faux » de la logique binaire traditionnelle, la logique floue admet des degrés d'appartenance à un ensemble donné. Le degré d'appartenance à un ensemble flou est matérialisé par un nombre compris entre 0 et 1. Une valeur précise de la fonction d'appartenance liée à une valeur de la variable est notée  $\mu$  et appelée « facteur d'appartenance ».

Les fonctions d'appartenance (notées  $\mu$ ) peuvent théoriquement prendre n'importe quelle forme. Toutefois, elles sont souvent définies par des segments de droites et dites « linéaires par morceaux ». Elles sont très utilisées car elles sont simples et comportent des zones où la notion (préposition) est vraie et des zones où la notion est fausse, ce qui simplifie le recueil d'expertise.

### 4.3.1.4 Opérateurs flous

Afin de pouvoir manipuler aisément les ensembles flous, nous redéfinissons les opérateurs de la théorie des ensembles classiques afin de les adapter aux fonctions d'appartenance propres à la logique floue pouvant prendre des valeurs comprises strictement entre 0 et 1.

Contrairement aux définitions des propriétés des ensembles flous qui sont toujours les mêmes, la définition des opérateurs sur les ensembles flous est choisie à l'instar des fonctions d'appartenance. Le Tableau 4-3 montre les opérateurs flous suivants : le complément « NON », l'intersection « ET » et l'union « OU ».

Tableau 4-3 : Opérateurs flous

Denomination	Intersection ET $\mu A \cap B(x)$	Réunion Ou $\mu A \cup B(x)$	Complément NON
Opérateur de Zadeh	$\text{Min}(\mu A(x), \mu B(x))$	$\text{Max}(\mu A(x), \mu B(x))$	$1 - \mu A(x)$
Probabiliste	$\mu A(x) \cdot \mu B(x)$	$\mu A(x) + \mu B(x) - 2 \cdot \mu A(x) \cdot \mu B(x)$	$1 - \mu A(x)$

### 4.3.1.5 Fonctionnement d'un contrôleur flou

Le contrôle par logique floue doit toujours passer par trois phases comme illustrées par la Figure 4-5.

- 1- Fuzzification : L'opération de fuzzification permet de passer du domaine réel au domaine flou
- 2- Inférence : Cette phase est encore connue sous le nom de bases de connaissances. Elle comprend la base de données et la base des règles floues. Le moteur d'inférence prend les décisions suivant les règles mises en oeuvre dans la base de règles floues.

Les règles peuvent alors être exprimées sous la forme générale :

Si condition 1 alors action 1 ou

Si condition 2 alors action 2 ou

Si...

Si condition n alors action n



3- Défuzzification : Les méthodes d'inférence fournissent une fonction d'appartenance résultante de la variable de sortie du contrôleur flou. Il s'agit donc d'une information floue. Il faut transformer cette information floue en une valeur déterminée qui sera appliquée à l'interface de commande du processus. C'est cette transformation qui est appelée défuzzification. La méthode de défuzzification la plus utilisée est celle de la détermination du centre de gravité ou la valeur moyenne maximale.

Les sorties des différentes règles de la base de connaissance forment une courbe agrégée. C'est l'abscisse du centre de gravité de la surface sous la courbe est retenue dans la première méthode et l'abscisse de moyenne des valeurs maximales est à retenir dans la seconde méthode.

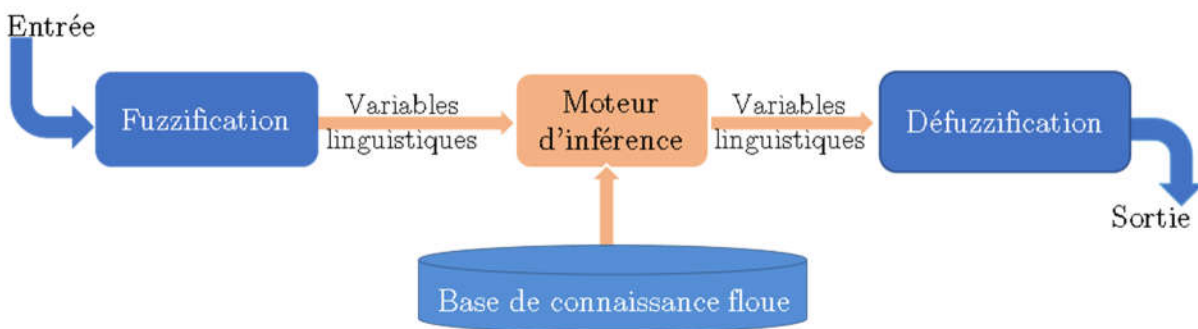


Figure 4-5 : Principe de fonctionnement

#### 4.3.2 Lien entre les trajectoires de régulation et celles de déploiement SG

Pour rappel, les fonctions avancées sont déployées pour répondre aux besoins du RPD. Nous avons classé ces derniers en 4 macro-besoins. Les 4 macro-besoins du RPD sont listés dans la Figure 1-10 du Chapitre 1 et ont servi pour le choix de la grappe des fonctions avancées à étudier. Nous les avons utilisés une deuxième fois ici pour créer un pont entre la régulation qui caractérise l'incertitude du modèle d'OR et le déploiement smart grid dont les coûts et les bénéfices sont évalués indépendamment de la régulation.

Le lien entre les trajectoires de régulation et les trajectoires de déploiement est réalisé en deux étapes pour le modèle de la régulation en s'appuyant sur les macro-besoins du RPD. Le schéma de principe, illustré dans la Figure 4-3, montre bien que les macro-besoins se situent entre la régulation (l'incertitude du modèle) et le déploiement smart grid (la flexibilité managériale du modèle).

Première étape : un lien entre les régulations et les macro-besoins est donné sous forme d'une matrice de correspondance (cf. Tableau 4-4.). Celle-ci vise à associer une tendance à l'incitation aux mécanismes de régulation (Cost-plus TOTEX, Revenu Cap, Menu de contrats etc.) pour répondre aux macro-besoins RPD étudiés. Les effets des mécanismes de régulations sur les macro-besoins est d'ordre qualitatif. Ces effets qu'ils soient positifs, négatifs, ou neutres ne peuvent pas être quantifiés. Le détail des effets des régulations sur les différents macro-besoins est exposé dans le Tableau 4-4.

La construction de cette matrice de correspondance constitue une hypothèse de travail forte du modèle construit avec la contribution des partenaires experts. Cette hypothèse constitue néanmoins une limite d'interprétation, car les régulations ne sont pas construites selon ce processus simplifié et ne pourraient répondre directement et qualitativement aux besoins du RPD (les paramètres de construction de la régulation ne sont pas en relation direct avec le macro-besoin RPD). La possibilité d'avoir des axes de priorisation entre différents types d'investissement n'est par exemple pas prise en compte.

Tableau 4-4 : Influence qualitative de la régulation (-, 0, +) sur les macro-besoins

Mécanisme de régulation	M1 : Garantie des Conditions d'Exploitation (GCE)	M2 : Maîtrise des coûts du système
R1 : Cost+ TOTEX avec rendement bonifié	+ La prime incite à investir dans les smart grids	- Absence d'incitation à l'efficacité
R2 : Cost+ TOTEX	0 Absence d'incitation particulière à l'investissement	- Absence d'incitation à l'efficacité
R3 : Cost+ CAPEX et Revenue-cap OPEX	0 Absence d'incitation particulière à l'investissement	+ Incitation à l'efficacité
R4 : Revenue-cap TOTEX	+ Incitation à l'efficacité, donc à la GCE	+ Incitation à l'efficacité
R5 : Menu de contrats TOTEX	+ Le bonus du GRD est d'autant plus important que ses dépenses sont inférieures à l'estimation ex ante du régulateur	+ Incitation à l'efficacité
<p>Le régulateur est expérimenté et que ces estimations ex ante sont pertinentes.            Un « +/- » signifie que cette classe de régulation incite/freine le développement d'un macro-besoin.            Un « 0 » signifie que cette classe de régulation n'affecte pas le développement de ce macro-besoin.  <b>NB</b> : selon les spécialistes d'EDDEN, seuls les 2 macro-besoins « Maîtrise des coûts d'investissement » et « Maîtrise des coûts d'exploitation » sont impactés par la régulation. Nous ne considérons donc dans cette étude que ces 2 macro-besoins où l'impact de la régulation est défini qualitativement.</p>		

Deuxième étape : un lien entre les macros-besoins et le déploiement de l'OptimCAPEXFlex est donné sous forme de pourcentages. Ces pourcentages représentent le poids de chaque macro-besoin correspondant au déploiement de l'observabilité (cf. 4.1.3). Nous nous intéressons aux deux premiers

M1 et M2 parce que les 2 autres macro-besoins ne sont pas impactés par la régulation. En effet, d'après les GRD, le poids de M1 est 3 fois le poids de M2 dans le déploiement de l'Observabilité. Ainsi, en négligeant les deux derniers marco-besoins les pourcentages de M1 et M2 sont 75% et 25% respectivement.

Pour réaliser le lien entre la régulation et le déploiement à partir du Tableau 4-4 et des poids RPD, un algorithme de logique floue a été mis en place. La logique floue est particulièrement adaptée au fait que le lien régulation/macro-besoins soit qualitatif. En effet, elle permet de déterminer un ensemble de déploiements compatibles avec une influence positive, négative ou neutre sur les macro-besoins.

Le processus utilisé pour modéliser l'impact des régulations sur le déploiement des fonctions avancées (FA) de l'OpimCAPEXFlex est présenté dans la Figure 4-6. Sur cette figure, les trois blocs de l'algorithme en logique floue (Fuzzification, moteur d'inférence et défuzzification) sont présentés dans sa partie supérieure et détaillés dans sa partie inférieure.

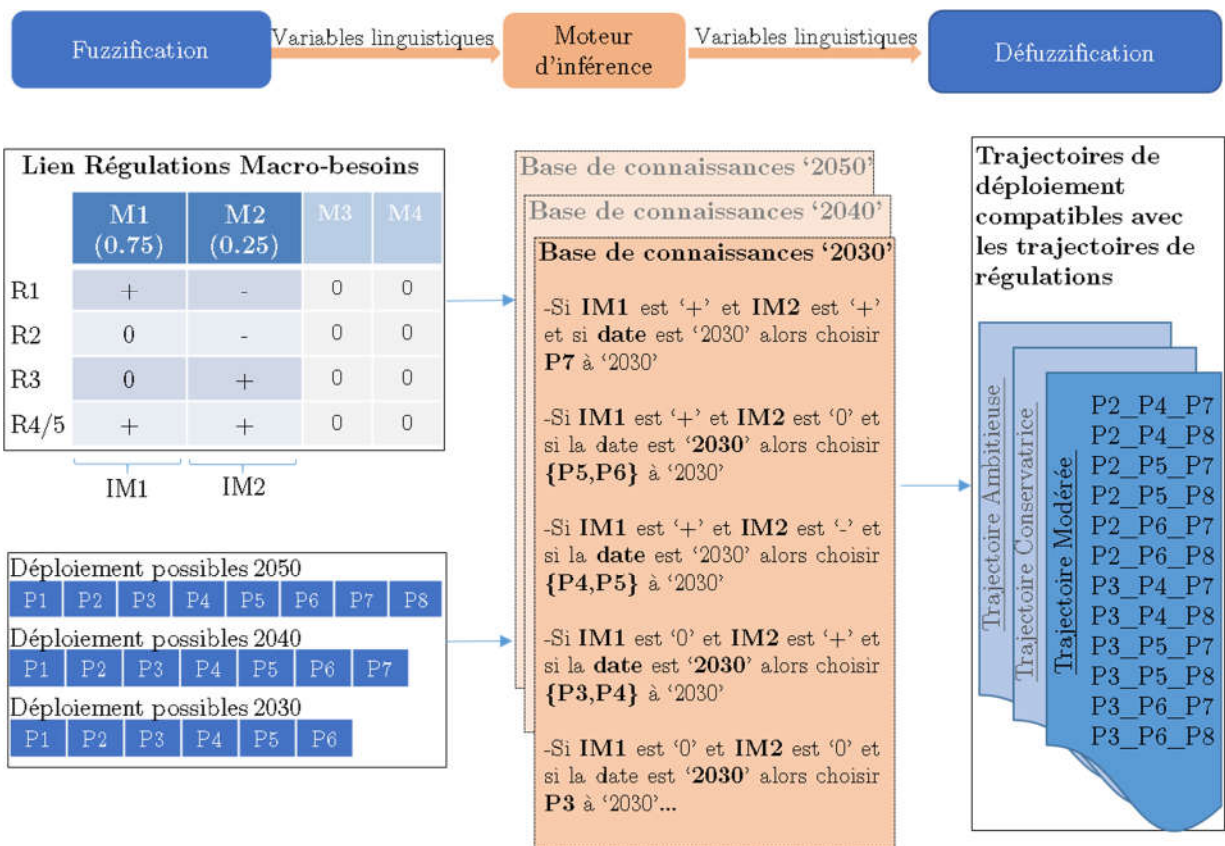


Figure 4-6 : Processus de logique floue

Dans le premier bloc 'Fuzzification', les variables floues sont listées et leurs ensembles flous sont aussi déterminés. Une trajectoire de régulation est une combinaison de 3 régulations mises en place respectivement à 2030, 2040 et 2050. Les mécanismes de régulation sont caractérisés par leur impact

(positif, négatif ou neutre) sur les macro-besoins M1 et M2 qui ont des poids différents. En effet, les variables d'entrées floues sont : la date de la mise en place d'une régulation, son impact sur M1 noté 'IM1' et son impact sur M2 noté 'IM2'.

L'objectif de l'algorithme est de déterminer pour chaque trajectoire de régulation une trajectoire de déploiement. Par conséquent, les variables de sorties floues sont les trois points de déploiement 2030, 2040 et 2050 (cf. Figure 4-6). Un résumé des variables d'entrées et de sorties ainsi que leur ensemble de définitions est donnée dans le Tableau 4-5.

Tableau 4-5 : Variables d'entrées et de sorties de l'algorithme en logique floue

Variable	ensemble de définition	Type
Date	{2030, 2040, 2050}	Entrée
IM1	{+, -, 0}	Entrée
IM2	{+, -, 0}	Entrée
Déploiement compatible 2030	{P1, P2, P3, P4, P5, P6}	Sorite
Déploiement compatible 2040	{P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7}	Sorite
Déploiement compatible 2050	{P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8}	Sorite

Le deuxième bloc 'Moteur d'interférence' contient la base de connaissance représentant les règles floues de toutes les combinaisons de données d'entrées (27 combinaisons possibles). Nous prenons l'exemple de la régulation R1 à 2030 (dont le IM1 est '+' et le IM2 est '-'). Ceci correspond à la troisième règle de la base de connaissance de 2030 présentée sur la Figure 4-6. Cette règle est donc activée. Selon cette règle, les points de déploiement compatible avec R1 sont P3 et P4.

Dans le dernier bloc 'Défuzzification', l'algorithme agrège les points résultants des règles activées pour fournir en sortie une liste des trajectoires de déploiement compatibles avec chaque trajectoire de régulation dans un premier temps dans le but de choisir la trajectoire de déploiement optimale dans un deuxième temps. Nous précisons que la trajectoire optimale est celle qui possède la VAN maximale. Sur la Figure 4-6, le cas d'une trajectoire de régulation modérée est illustré, les déploiements compatibles avec la régulation en 2030 (R2) sont P2 et P3. En 2040, les déploiements P4, P5 et P6 sont compatibles avec la régulation (R3). Enfin, les déploiements P7 et P8 sont compatibles avec la régulation de 2050 (R4). Compte tenu des règles de création des trajectoires de déploiement détaillées précédemment ainsi que des déploiements compatibles à chaque échéance, 12 trajectoires de déploiement sont évaluées comme étant compatibles avec la trajectoire de régulation modérée (cf. Figure 4-6). Ainsi, l'approche logique floue permet d'associer une liste des trajectoires de déploiement à chaque trajectoire de régulation. Les listes de trajectoires de déploiement fournies par la logique floue sont communes aux deux scénarios de contexte (Grenelle et 100%EnR), mais la VAN de chaque trajectoire de déploiement varie avec le scénario du contexte.

La dernière étape d'une telle approche est de sélectionner une seule trajectoire de déploiement parmi celles possibles, celle maximisant la VAN système. Cette phase permet de sortir de la logique floue (défuzzification) la trajectoire de déploiement optimale et est équivalente à la phase

d'optimisation par les options réelles (la flexibilité managériale maximisant la VAN est le choix optimum).

---

## 4.4 Résultats

---

L'incertitude du modèle est la régulation RPD. Trois trajectoires de régulation sont considérées probables (cf. Tableau 4-1). La mise en place du modèle avec la logique floue a permis de déterminer les ensembles de trajectoires de déploiement compatibles pour les trois trajectoires de régulations :

- Dans le cas d'une trajectoire de régulation conservatrice, 3 trajectoires de déploiement sont compatibles.
- Dans le cas d'une trajectoire de régulation modérée, 12 trajectoires de déploiement sont compatibles.
- Dans le cas d'un scénario futur avec une trajectoire de régulation ambitieuse, 8 trajectoires de déploiement sont compatibles.

Ces trajectoires de déploiement compatibles, qui sont les flexibilités managériales du modèle, ne représentent qu'une proportion de l'ensemble des trajectoires de déploiement évaluées dans la section 4.2.2 (23 sur les 110 trajectoires de déploiement).

### 4.4.1 Détermination de la VAN 2050 par trajectoire de régulation et par scénario

Pour chaque scénario futur possible, donc chaque trajectoire de régulation, les coûts et les bénéfices de toutes les trajectoires de déploiement compatibles et à toutes les échéances ont été évalués. Les bénéfices et les coûts associés sont obtenus comme expliqué dans les sections 3.3 et 3.4.

La Figure 4-7 montre les VAN cumulées à 2050 pour l'ensemble des trajectoires de déploiement et pour les 2 scénarios de contexte (Grenelle à gauche et 100%EnR à droite). Sur l'axe d'abscisse, les trois trajectoires de régulation (conservatrice, modérée et ambitieuse) sont présentées. De plus, la trajectoire de référence initialement évaluée (P3P4P5) n'est pas compatible avec les 3 futurs envisagés. Cependant, nous la présentons à titre illustratif.

La répartition des VAN dans le scénario 100%EnR (à droite) est relativement homogène entre les valeurs minimum (46M€) et maximum (62M€). Seul un léger palier existe dans le cas de la trajectoire modérée. Pour toutes les trajectoires de régulation, l'ensemble des VAN sont incluses dans une fourchette relativement restreinte pour la grappe OptimCAPEXFlex (46 à 62 M€).

La répartition des VAN dans le scénario Grenelle (à gauche) est plus hétérogène. Seules deux VAN sont positives à 2050. Pour les trajectoires modérée et ambitieuse, les VAN de toutes les trajectoires compatibles sont négatives. Il est donc possible de considérer la seule option ayant la meilleure VAN. Dans le cas où la trajectoire de régulation est conservatrice, 2 choix de déploiement sur 3 ont une valeur positive. Ces 2 options sont donc les 2 seules envisageables économiquement dans le cadre de la grappe OptimCAPEXFlex.

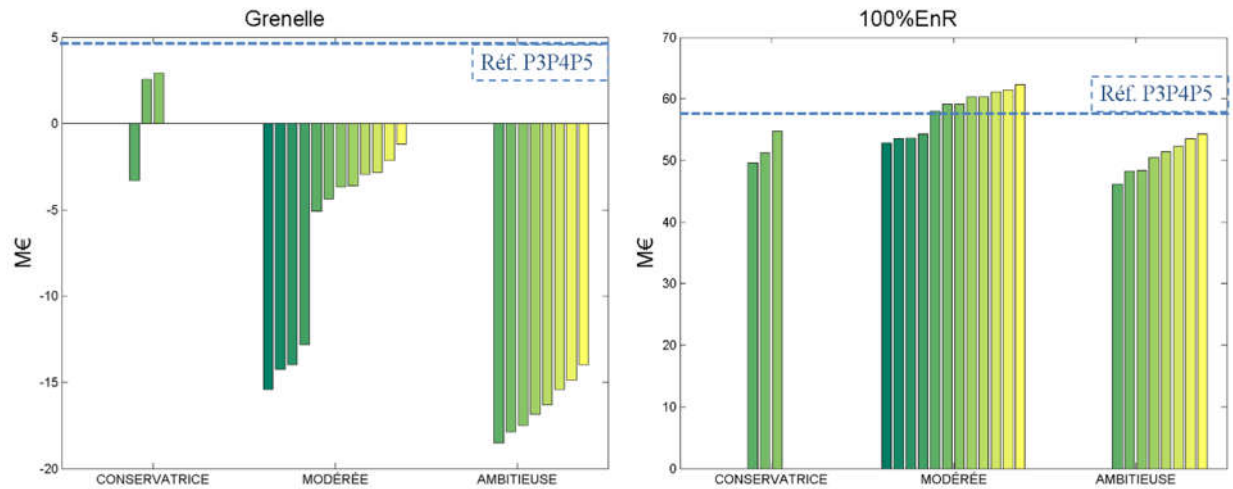


Figure 4-7 : Ensemble des VAN cumulées possibles à 2050 pour les 3 trajectoires de régulation

Le Tableau 4-6 ci-dessous résume les VAN minimum, maximum et moyennes pour les trois trajectoires de régulation et pour les deux scenarios contexte. Il est à noter que les chiffres de ce tableau et ceux de la figure précédente ne concernent que la grappe de l'étude, les scénarios GreenLys, son périmètre lyonnais et les données d'entrées GreenLys. En effet, une extrapolation immédiate de ces chiffres n'est pas envisageable.

Tableau 4-6 : Les VAN minimum, maximum et moyennes cumulées à 2050

	Grenelle			100%EnR		
	Min (M€)	Max (M€)	Moy (M€)	Min (M€)	Max (M€)	Moy (M€)
Conservatrice	-3.3	3	0.73	49	55	52
Modérée	-15.4	-1.2	-6.8	52	62	58
Ambitieux	-18.5	-14	-16.4	46	54	51

#### 4.4.2 Valeur d'option

Pour chaque trajectoire de régulation, plusieurs trajectoires de déploiement sont compatibles. Chaque trajectoire de déploiement est une option réelle qui possède une valeur calculée selon l'équation (21).

$$VO_{(i,j)} = VAN_{(i,j)} - MoyVAN_{(i)} \quad (21)$$

$i$  : indice de la trajectoire de régulation  $\in [1,3]$

$j$  : indice de la trajectoire de déploiement, pour  $i=1$ ,  $j \in [1,3]$  ; pour  $i=2$   $j \in [1,12]$  ; pour  $i=3$   $j \in [1,8]$

$VO_{(i,j)}$  : Valeur d'option de la trajectoire de déploiement  $j$  du futur  $i$

$VAN_{(i,j)}$  : Valeur actuelle nette de la trajectoire de déploiement  $j$  du futur  $i$

$MoyVAN_{(i)}$  : Valeur actuelle nette moyenne des trajectoires de déploiement du futur  $i$

La spécificité de ce modèle fait que les options sont propres à leur trajectoire de régulation. En effet, la valeur globale de l'option en tenant compte de tous les futurs possibles n'est pas calculable, car l'existence de l'option dépend du futur concerné seulement. La Figure 4-8 récapitule les valeurs d'options retenues de ce modèle. Elle illustre, pour chaque trajectoire de régulation entre 2015 à 2050, sa probabilité d'occurrence (1/3), les nombres des trajectoires compatibles et les valeurs d'options retenues (l'option qui donne une VAN max) par contexte (100%EnR et Grenelle).

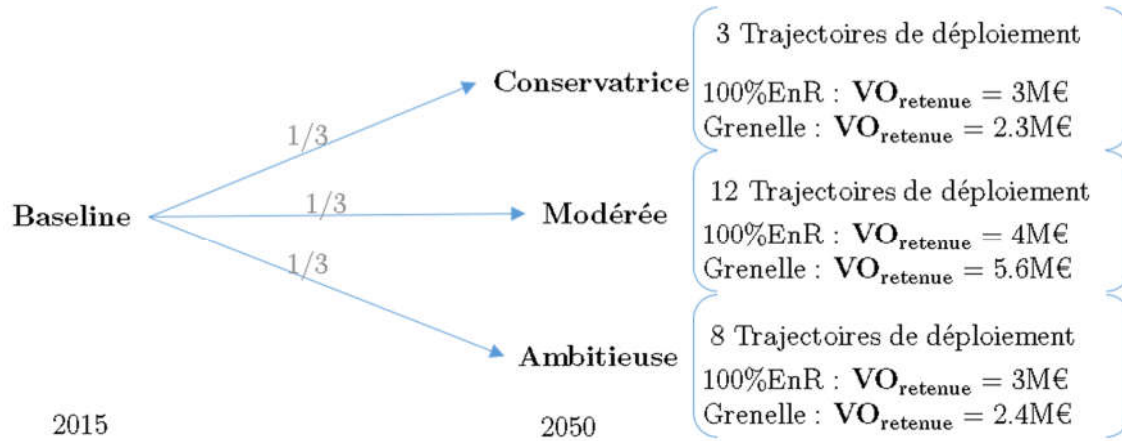


Figure 4-8 : Récapitulatif du modèle régulation et des valeurs d'options (VO) retenues

#### 4.4.3 Analyse des résultats

Pour analyser globalement le modèle d'OR de régulation, nous utilisons l'espérance globale et l'espérance optimisée des VAN cumulées. Premièrement, nous utilisons l'espérance globale pour avoir une vision globale sur l'ensemble des scénarios possibles (trois trajectoires de régulation). Cela nous donne la valeur actuelle nette moyenne globale. Deuxièmement, l'Espérance optimisée est utilisée pour estimer la valeur actuelle nette de l'optimisation des choix de déploiement. Les définitions de ces espérances ainsi que leur formule mathématique sont présentées par l'équation 22 ci-dessous.

$$Esperance\_globale = \sum_i q_i \times MoyVAN_{(i)} \quad (22)$$

$$Esperance\_optimisée = \sum_i q_i \times MaxVAN_{(i)}$$

$i$  : indice de la trajectoire de régulation  $\in [1,3]$

$q$  : probabilité d'occurrence de la trajectoire de régulation d'indice  $i$ . Sa valeur est 1/3 pour tous les futurs

$MoyVAN(i)$  : Valeur actuelle nette moyenne des trajectoires de déploiement du futur d'indice  $i$

$MaxVAN(i)$  : Valeur actuelle nette maximale des trajectoires de déploiement du futur d'indice  $i$

Espérance globale : l'espérance des valeurs actuelles nettes qu'on peut obtenir en tenant compte de tous les futurs et leurs options possibles. Autrement dit, la valeur moyenne de  $MoyVAN(i)$ .

Espérance optimisée : l'espérance des valeurs actuelles nettes des trois trajectoires de déploiement. Autrement dit, la valeur moyenne de  $\text{MaxVAN}(i)$ .

Les résultats de l'analyse pour les 2 contextes (Grenelle et 100%EnR) sont représentés sous forme de VANs cumulées jusqu'en 2050 (cf. Figure 4-9). Cette figure illustre l'espérance globale, l'espérance optimisée et la VAN cumulée de la trajectoire de déploiement de référence pour les deux contextes.

Les dynamiques des espérances de VANs globale et optimisée sont relativement similaires pour chaque contexte. Ceci est lié au fait que seules 23 trajectoires (3 pour la conservatrice, 12 pour la modérée et 8 pour l'ambitieuse) de déploiements sur 110 sont considérées comme compatibles avec les trajectoires de déploiement et que la dispersion des valeurs est relativement faible Figure 4-7.

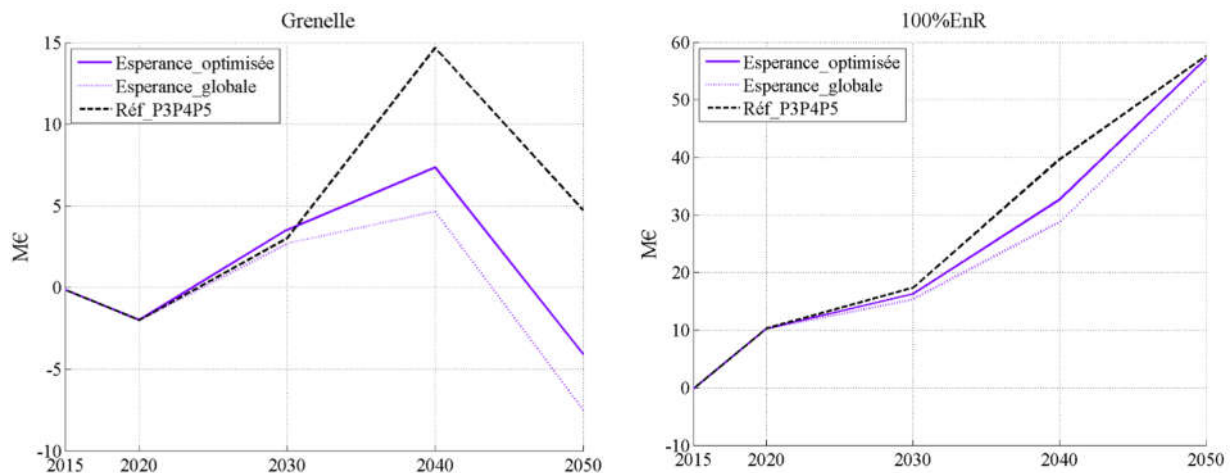


Figure 4-9 : Les VAN cumulées du modèle OR Régulation à 2050

Dans un contexte 100%EnR, l'espérance de VAN optimisée est de 58 M€. L'espérance de VAN globale (53M€) reste ici du même ordre de grandeur que l'espérance de VAN optimisée et de la VAN de référence. Le choix d'une trajectoire optimale à chaque futur permet donc de gagner 6M€ par rapport à l'espérance globale qui correspond à 11%.

Dans un contexte Grenelle, l'espérance de VAN optimisée est de -4 M€ et l'espérance de VAN globale est de -7M€. Le choix d'une trajectoire optimale à chaque futur permet ici d'augmenter la VAN de 3 M€ par rapport à la l'espérance de VAN globale. Cependant, l'espérance de VAN optimisée reste négative. Considérant les trajectoires de déploiements compatibles avec les trajectoires de régulation, le choix d'une trajectoire optimale à chaque futur permet ici de gagner 43% par rapport à l'espérance de VAN globale.

Il est à rappeler que la trajectoire de référence a été construite avant la thèse par les partenaires et sans prendre en compte la régulation. Cette trajectoire n'a pas été évaluée comme compatible avec les trajectoires de régulations théoriques par l'algorithme de logique floue.



#### 4.4.4 Trajectoire optimale

Connaissant la trajectoire de déploiement maximisant la VAN système, il est théoriquement possible d'identifier la ou les trajectoires de régulations compatibles. Dans ce modèle, nous choisissons la trajectoire qui possède la VAN maximum parmi celles qui sont compatibles avec les trajectoires de régulation.

Pour chaque contexte une seule trajectoire de déploiement est optimale. Celle-ci génère une VAN maximale et correspond à un futur précis (trajectoire de régulation précise). Les trajectoires de déploiement optimales et leur futur ainsi que la trajectoire de déploiement de référence pour les 2 contextes sont représentées sur la Figure 4-10.

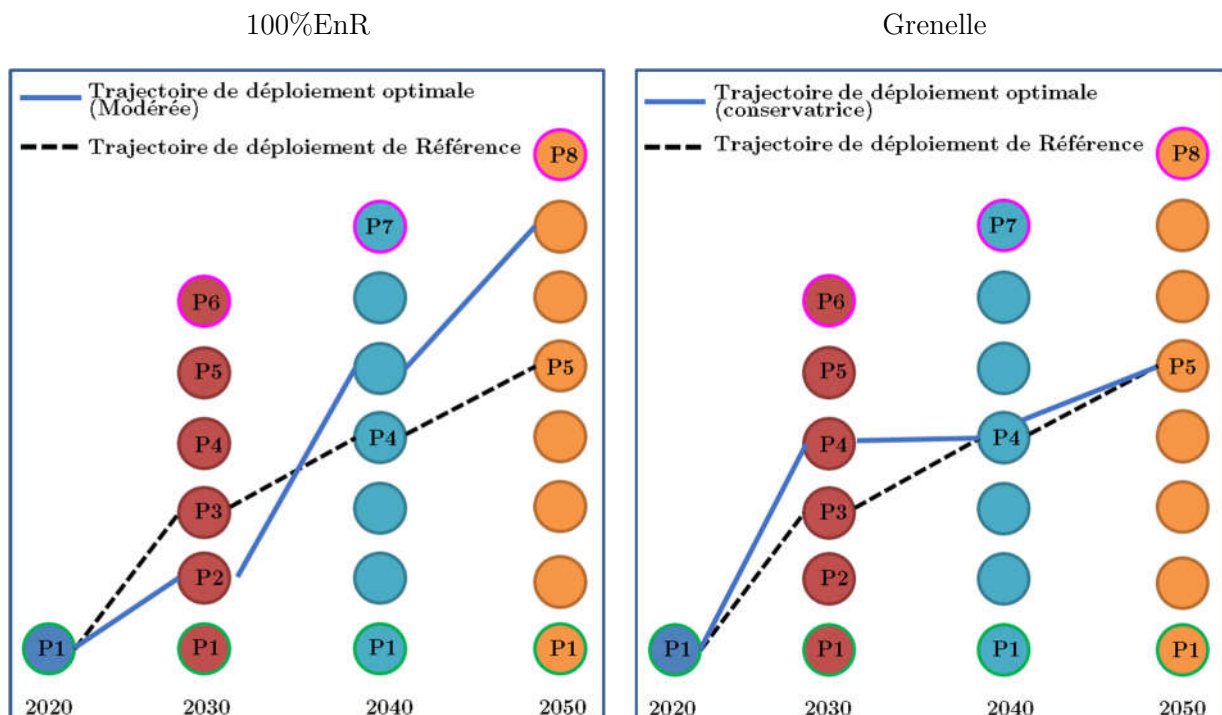


Figure 4-10 : Trajectoires de déploiement optimales pour les 2 contextes

Pour le contexte 100%EnR (figure de gauche), la trajectoire de régulation qui permet de générer la VAN la plus élevée est la 'modérée'. Cette VAN correspond à la trajectoire de déploiement 'P2P5P7'.

Pour le contexte Grenelle (figure de droite), la trajectoire de régulation qui permet de générer la VAN la plus élevée est la 'conservatrice'. Cette VAN correspond à la trajectoire de déploiement 'P4P4P5'.

#### 4.4.5 Synthèse

- La trajectoire de référence, créée sans régulation présente une dynamique équilibrée compatible avec les dynamiques des 2 contextes et pour toutes les trajectoires de régulation.

- Le mécanisme de régulation permet d'accompagner le déploiement de la grappe OptimCAPEXFlex de telle sorte que la VAN système soit positive et le GRD couvre ses coûts.
- Dans le cas d'une trajectoire de régulation incertaine, les déploiements extrêmes (forts ou faibles) ne sont pas recommandés.
- Le fait de pouvoir choisir la trajectoire de déploiement qui maximise la VAN système à chaque futur permet de gagner 11% de la VAN de déploiement dans le contexte Grenelle et 43% dans le contexte 100%EnR.
- Dans un contexte ambitieux (100%EnR) la trajectoire de régulation recommandée est la modérée.
- Dans un contexte conservateur (Grenelle) la trajectoire de régulation recommandée est la conservatrice.

## 4.5 Conclusion

---

L'incertitude sur le contexte de régulation a été traitée dans le cadre de GreenLys selon deux approches différentes, créant ainsi deux modèles distincts. Les deux approches, quantitative et qualitative sont complémentaires et offrent un ensemble de scénarios d'optimisation du déploiement de la grappe 'OptimCAPEXFlex'. La première a été développée par l'EDDEN. Nous avons développé la seconde et l'avons présentée dans ce chapitre.

Cette approche originale est une approche d'options réelles basée sur la méthode d'arbre polynomial. L'originalité du modèle présenté est dans l'utilisation de la logique floue dans son concept. Ceci nous a permis d'évaluer quantitativement une incertitude qualitative qui est la régulation future s'appliquant au GRD.

Les résultats du modèle montrent que la méthode employée permet d'évaluer l'effet de l'incertitude de la trajectoire de régulation sur la VAN système. L'effet observé sur la VAN système est différent selon le scénario et le contexte. Par ailleurs, l'évaluation de la VAN globale et de la VAN optimisée pour les deux contextes a été réalisée sur la grappe OptimCAPEXFlex en tenant compte de l'incertitude sur la régulation.

Les trajectoires compatibles analysées ne sont pas nécessairement celles offrant les VANs les plus élevées, comme la trajectoire de référence. Ceci représente une limite de l'approche qui pourrait être compensée en effectuant une démarche inverse en perspective.

Enfin, les résultats présentés dans ce chapitre ne peuvent pas être extrapolés au-delà de la grappe OptimCAPEXFlex. Cependant, la méthode est fonctionnelle et peut être considérée pour évaluer l'intérêt du déploiement d'une fonction ou d'une technologie smart grid dans un contexte d'incertitude aux effets purement qualitatifs.

Le prochain chapitre présente le développement de la troisième phase de la démarche du travail en traitant la deuxième incertitude choisie (l'évolution de gisement de flexibilité).

## Chapitre V

# Modèle OR d'Incertitude sur l'Évolution de Gisement de Flexibilité

---

---

Ce chapitre est consacré au développement du deuxième modèle d'options réelles qui traite l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité (EGF). Il suit la même structuration que le chapitre précédent. Tout d'abord, le modèle d'EGF est introduit en présentant ses éléments principaux et les hypothèses prises lors de son élaboration. Ensuite, sa construction est détaillée en trois étapes en suivant un schéma bloc ainsi présenté. La première étape consiste à modéliser les différents paramètres d'incertitudes considérées. La deuxième évalue l'ensemble des choix possibles du modèle avant de se focaliser sur les choix de déploiement (options réelles) à retenir dans la troisième étape. Enfin, les résultats du modèle sont présentés, discutés et analysés dans la dernière section suivie d'une conclusion sur ce chapitre.

## 5.1 Introduction

Dans le déploiement de référence de l'OptimCAPEXFlex, nous identifions trois catégories des équipements. Les équipements réseau (amont-compteur), les Energy-Box (aval-compteur) et les SI (Systèmes d'Information).

Dans le cadre du projet Greenlys, les Energy-Box (EB) installées aux points de livraison sont utilisées pour la gestion de la demande (effacement). Des équipements tels que Box 'HTA/BT d'observabilité' installés sur le réseau ont pour objectifs de maîtriser les contraintes liées aux gisements de flexibilité.

Le modèle étudié dans ce chapitre traite de l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité (EGF). Comme les bénéfices viennent principalement du gisement de flexibilité, plus le gisement de flexibilité est important, plus les bénéfices sont importants. Cependant ces bénéfices sont associés à un coût supplémentaire lié aux déploiements d'autres équipements pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Pour une puissance effaçable donnée, donc un bénéfice donné, un taux de déploiement des EB doit être évalué. Le lien entre puissance effaçable et taux de déploiement d'EB est donc primordial pour évaluer l'évolution du gisement de flexibilité, donc la valorisation de cette flexibilité.

### 5.1.1 Présentation du modèle d'évolution du gisement de flexibilité

Comme pour le modèle sur la régulation dans le chapitre précédent, nous synthétisons les paramètres du modèle sur la Figure 5-1. L'incertitude caractérisant ce modèle concerne l'évolution de gisement de flexibilité disponible après le déploiement de chaque EB (en vert sur le schéma). Cela représente donc la puissance maximale effaçable obtenue pour un déploiement d'EB donné. En effet, les EB sont le seul équipement dont le déploiement est impacté par l'incertitude du gisement de flexibilité (en bleu sur le schéma de la figure 5.1). Dans ce modèle, la flexibilité managériale permet d'obtenir un déploiement minimum pour un maximum de bénéfice. Enfin, l'irréversibilité représente les choix entre deux échéances (en orange).



Figure 5-1 : Paramètres du modèle d'options réelles sur l'EGF

### 5.1.2 Hypothèses

La méthode utilisée dans ce modèle permet de réaliser une étude technico-économique à l'horizon 2050 d'un nombre limité de fonctionnalités smart grid (OptimCAPEXFlex). Les résultats

obtenus ne peuvent donc pas être généralisés au déploiement de l'ensemble des technologies smart grid, ni à l'ensemble des innovations expérimentées dans le projet GreenLys.

Le Tableau 5-1 ci-dessus formule les principales hypothèses et la limite d'interprétation des résultats obtenus. Cet ensemble des principales limitations est à considérer lors de l'analyse des résultats du modèle ainsi que lors de l'élaboration des recommandations.

Tableau 5-1 : Hypothèses du modèle EGF

Hypothèse	Conséquences et limites
Contexte Grenelle et 100%EnR	Les résultats se placent uniquement dans ces contextes définis
Chaque équipement installé reste tout au long de sa durée de vie et est renouvelé uniquement en fin de vie.	L'évolution du gisement de flexibilité est nécessairement croissante. Or, considérant les objectifs de rénovation inclus dans la loi de transition énergétique, il est fort possible que le gisement d'effacement présent au moment du déploiement diminue ou s'annule du fait d'une opération de rénovation.
Limitation à la grappe OptimCAPEXFlex de GreenLys.	L'optimisation est réalisée sur une grappe de fonctions avancées particulières et ne peut pas être étendue à toutes les fonctions smart grid.
Limitation à l'évaluation des bénéfices d'OptimCAPEXFlex. (cf, la section 3.3.2)	L'ensemble des bénéfices liés à OptimCAPEXFlex ne sont pas considérés.
En 2020, l'état du réseau est considéré connu avec certitude et présente une référence non variable (entre 2015 et 2020 aucune variation est considérée)	La variation commence à partir de 2020. Entre 2015 et 2020, la seule évolution considérée est celle de référence.

Le gisement de flexibilité est calculé grâce au nombre de points de livraison équipés en chauffage électrique et ECS (Eau Chaude Sanitaire - domaine résidentiel), et HVAC (Chauffage, Ventilation et Climatisation - domaine tertiaire) cf. 3.3.1. Nous définissons donc : la part de consommation résidentielle effaçable lors du gisement maximum  $R_r$  et celle de consommation tertiaire lors du gisement maximum  $R_t$  comme suit :

$$R_r = \frac{\max(GdF_{r(t)})}{cdc(t)} \quad \text{et} \quad R_t = \frac{\max(GdF_{t(t)})}{cdc(t)} \quad (23)$$

$R_r$  et  $R_t$  : Part de consommation résidentielle et tertiaire respectivement effaçable lors du gisement maximum.

$t$  : représente l'instant d'occurrence du maximum de puissance effaçable. À noter que cet instant ne correspond pas nécessairement à l'instant où la puissance consommée est maximale.

**$\max(GdF_r(t))$ ,  $\max(GdF_t(t))$**  : Puissance maximum résidentielle et tertiaire respectivement effaçable sur l'année.

**$CdC(t)$**  : Puissance consommée à l'instant  $t$  sur la zone de démonstration lyonnaise.

Ces définitions permettent de refléter le fait que le gisement maximum de flexibilité (résidentiel ou tertiaire) est une partie de la puissance consommée sur le réseau au même instant. En effet, si le rapport des puissances effaçables sur la puissance consommée est variable dans le temps, il existe un seul instant pour lequel le maximum de puissance effaçable est constaté.

## 5.2 La construction du modèle EGF

L'incertitude de ce modèle est l'évolution de gisement de flexibilité. Cette incertitude fait qu'à chaque échéance temporelle plusieurs scénarios futurs sont possibles. Un scénario futur possible est caractérisé par sa fonction de transfert  $F$  qui est une relation entre le pourcentage des points de livraisons (PdL) équipés en EB et la part de puissance effaçable associée ( $R_r$  et  $R_t$ ).

Comme indiqué dans la présentation du modèle 5.1.1, le déploiement d'EB est considéré comme la flexibilité managériale de ce modèle. La fonction de transfert caractérisant un scénario futur donné impacte les bénéfices qu'on peut obtenir pour un déploiement donné. En effet, le déploiement de référence initialement prévu (P3P4P5) ne représente pas nécessairement un déploiement optimisé. En conséquence, nous cherchons le déploiement donnant une VAN système maximale.

La Figure 5-2 montre un exemple à titre indicatif de la fonction de transfert à 2030. Sur cette figure les fonctions de transfert de deux scénarios futurs envisagés sont illustrées. Le point de départ des fonctions de transfert à 2030 est le point retenu à l'échéance précédente 2020 (P1 : le seul point considéré à 2020). Chaque point du système électrique correspond à un niveau de déploiement d'EB bien précis (pourcentage PdL équipés en EB). Cependant, la puissance effaçable associée à chaque point du système électrique peut changer selon le scénario futur envisagé (fonction de transfert). En effet, les bénéfices changent aussi ce qui donne une VAN différente pour les mêmes points venants des fonctions de transfert différentes.

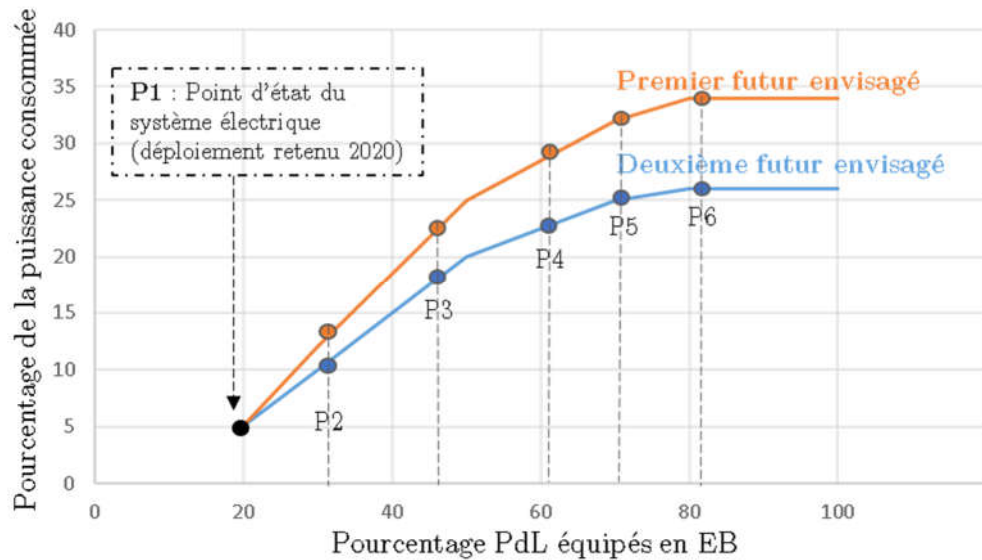


Figure 5-2 : Exemple illustratif de la fonction de transfert envisageable à 2030

Pour rappel, plusieurs points d'état ont été définis et évalués dans la section 4.2.2. Or dans le modèle de la régulation du chapitre précédent, 23 trajectoires sur un total de 110 sont considérées compatibles et donc utilisées. Nous reprenons les mêmes points d'état du système (6 états du système à 2030, 7 à 2040 et 8 à 2050), mais cette fois les 110 trajectoires de déploiement sont considérées. Afin de réaliser ce modèle d'options réelles, nous utilisons la méthode d'arbre binomiale. L'originalité de ce modèle repose sur deux points principaux. Le premier est dans la création de l'arbre binomial en agrégeant 6 paramètres d'incertitudes alors que le deuxième est dans une analyse originale des résultats obtenus.

Tout comme le modèle de la régulation du chapitre précédent, le schéma bloc de ce modèle (voir Figure 5-3), présente les trois étapes principales à gauche (les blocs vert, bleu et gris) et leur explicitation à droite en respectant le code de couleur.

Premièrement, le bloc vert (Figure 5-3) représente la modélisation de l'incertitude qui est l'étape de construction de l'arbre d'incertitude, donc les fonctions de transfert  $F$  pour les différentes échéances temporelles. Chaque fonction de transfert exprime un scénario futur envisageable. L'enchaînement de fonctions transfert entre 2015 et 2050 représente une trajectoire d'EGF. Nous utilisons la notion trajectoire d'EGF pour exprimer un scénario complet de 2015 jusqu'à 2050.

Deuxièmement, le bloc bleu illustre l'évaluation de l'ensemble de choix de déploiement possible à chaque échéance. Ceci trace l'étape d'identification de la flexibilité managériale pour choisir les choix optimum qui maximisent les VAN. Les 110 trajectoires de déploiement sont considérées et évaluées pour chaque trajectoire d'EGF.

Finalement, le bloc gris représente la dernière étape qui incarne l'évaluation des options réelles associées aux trajectoires de déploiement optimum.

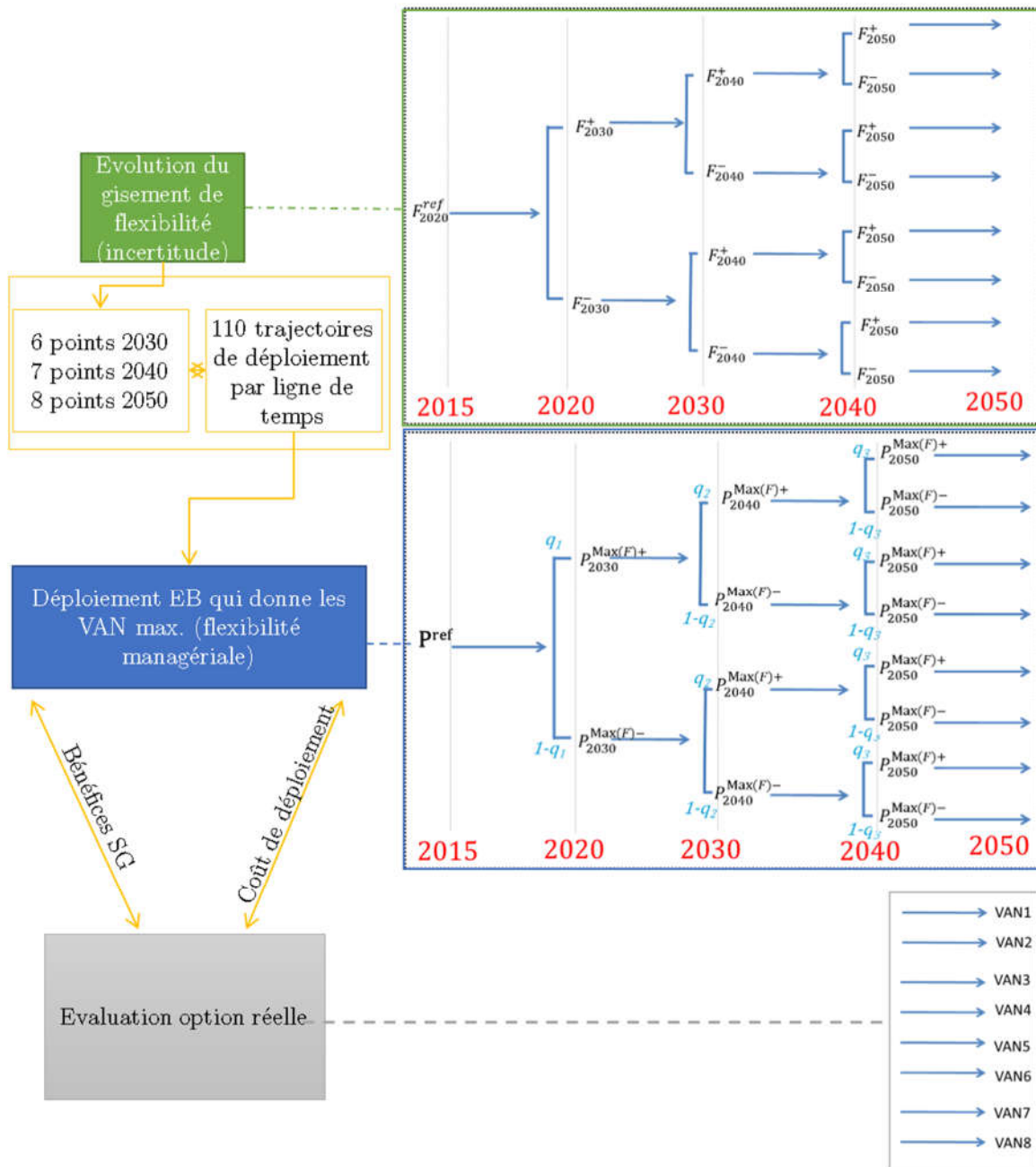


Figure 5-3 : Schéma bloc du modèle d'évolution du gisement de flexibilité

$F_{20xx}^{+/-}$  : Fonction de transfert qui fait le lien entre la part de consommation effaçable lors du gisement maximal et le pourcentage des PdL équipés en EB à l'échéance précise de l'année 20xx

$P_{20xx}^{Max}$  : Point d'état du système électrique, maximisant la VAN système à l'échéance précise de l'année 20xx. (cf. 4.2.2)

$VAN_i$  : Valeur actuelle nette de la ligne du temps  $i$

$q$  : Probabilité d'occurrence.



---

## 5.3 Etape 1, modélisation de l'incertitude sur l'EGF

---

La construction de l'arbre d'incertitude représentant la modélisation de l'incertitude sur l'EGF est le fruit d'une agrégation des paramètres d'incertitudes détaillés par la suite. Cette sous-section sera consacrée à l'évaluation des valeurs des paramètres d'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité.

Un ensemble représentatif de paramètres d'incertitudes qui peuvent impacter le gisement de flexibilité, donc les fonctions de transfert sont définies à travers les paramètres qui sont ici détaillés.

### 5.3.1 Rénovation thermique

Le rythme de la rénovation thermique des bâtiments aura une forte influence à la baisse sur les besoins en chauffage électrique. Un fort taux de rénovation influence donc à la baisse le gisement de flexibilité. En effet, nous avons fait l'hypothèse que le gisement de flexibilité était directement lié au nombre de PdL équipés en chauffage électrique. Les experts du consortium estiment que l'influence de la rénovation se fera sentir à partir de 2030. Compte tenu du temps requis pour analyser la vitesse de rénovation des bâtiments et de la difficulté pour estimer l'incertitude sur cette vitesse de rénovation, les experts du consortium ont fait le choix de ne pas quantifier l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité lié à cette rénovation.

Concernant le domaine tertiaire, la réglementation thermique actuelle et la politique de rénovation thermique ne sont pas suffisamment explicites et ne permettent donc pas de revoir à la hausse ou à la baisse le gisement de flexibilité. Cependant, ce paramètre est lié au taux de rénovation dont les données ne sont pas disponibles. Si les données étaient disponibles, l'application des effets de la rénovation thermique devrait être prise en compte à partir de 2030.

### 5.3.2 Le type de climat

Trois types de climats sont considérés dans le projet GreenLys, climat doux, central et rigoureux. En effet, le niveau de consommation de chauffage électrique est directement lié au climat considéré. L'influence sur les courbes de charge est connue et peut donc être intégrée au calcul d'incertitude avec une application immédiate. L'incertitude liée au type de climat peut avoir un effet à la hausse comme à la baisse sur le gisement de flexibilité.

Le gisement de flexibilité en termes de puissance (courbe de charges effaçables) pour ces 3 climats a été évalué par ENGIE. Une différence de plus de 30MW en termes de puissance effaçable est constatée entre les climats doux et rigoureux lorsque tous les foyers lyonnais équipés de chauffage électrique sont équipés d'EB. Les bénéfices liés à l'effacement sont calculés à partir de ces courbes (cf. 3.3.3). Cependant, les valeurs utilisées pour le modèle d'optimisation par les options réelles sont le pourcentage de puissance effaçable et non sur la puissance effaçable elle-même.

Le Tableau 5-2 ci-dessous présente les puissances effaçables résidentielles attendues en équipant 20% des PdL résidentiels pour les trois climats cités dans le cadre du contexte 100%EnR en 2030. Les valeurs en MW (2 premières lignes) sont référencées à la puissance consommée au

moment de la puissance effaçable maximale du climat doux. Ceci explique la valeur 1MW pour le climat doux. La puissance effaçable maximale de ce climat est 26% de cette valeur ( $R_r = 26\%$ , équation (23)). En revanche, dans un climat rigoureux, la puissance effaçable maximale représente 27.4% de la consommation qui est 1.26MW par rapport à la valeur normalisée doux.

Tableau 5-2 : L'impact de climat sur  $R_r$  « contexte 100%EnR en 2030 » en équipant 20% des Pdl en EB. Les valeurs sont normalisées par rapport à la consommation du climat doux

Climat	Doux	Central	Rigoureux
La puissance effaçable max (MW)	0.26	0.303	0.35
Puissance consommée au même moment (MW)	1	1.125	1.26
$R_r$ (%). (cf. équation 23)	26	27	27.4

La consommation totale ainsi que la puissance effaçable ne sont pas les mêmes selon les différents climats. Par construction, le rapport  $R_r$  entre la puissance effaçable par climat et la puissance consommée par climat ne présente qu'une faible variation comme représentée sur le Tableau 5-2. L'effet du climat sur le pourcentage de puissance effaçable est ainsi de l'ordre de 0,7%.

### 5.3.3 La contractualisation

La contractualisation concerne tout ce qui lie de manière contractuelle un agrégateur de flexibilité à ses sources de flexibilité, donc aux consommateurs. Différents paramètres sont donc à prendre en compte dans la contractualisation. Les éléments les plus pertinents selon les experts du consortium sont le taux de contractualisation, la diversité du panel, le renouvellement des clients, les contraintes techniques locales et le taux de dérogation. L'impact de chacun de ces paramètres inclus dans la contractualisation peut être aussi important que les autres paramètres d'incertitude. Aussi, ceux-ci sont tous ici évalués.

#### 5.3.3.1 Le taux de contractualisation

Le taux de contractualisation correspond au pourcentage de PdL équipé en EB par rapport à l'ensemble des PdL. Il est dépendant de facteurs économiques, politiques et sociaux : prix de l'électricité, politique plus ou moins volontariste, niveau de prise de conscience des consommateurs, etc. Aussi, l'incertitude sur l'évolution de la contractualisation n'est pas quantifiable à ce stade et n'a pas été intégrée à l'étude, mais peut être considérée à la hausse comme à la baisse. Les fonctions de transfert considérées dans le modèle OR sont des fonctions du pourcentage de PdL équipés en Energy Box. Aussi, s'il n'est pas possible de chiffrer l'incertitude, il est possible de déterminer l'effet d'une hausse ou d'une baisse du taux de contractualisation sur le gisement de flexibilité et le pourcentage de puissance effaçable. Cet effet est détaillé ci-dessous pour l'incertitude sur le taux de renouvellement.

#### 5.3.3.2 Le taux de renouvellement

Chaque mois, des consommateurs s'engagent, se réengagent, ou se désengagent. Le taux de renouvellement des contrats, à effort de contractualisation constant, correspond à la variation du nombre de clients par rapport à une valeur de référence. Ce taux dépend principalement des

déménagements et des emménagements. À moindre échelle, le niveau d'engagement des consommateurs influence le taux de renouvellement. Ce niveau d'engagement est directement lié aux efforts pédagogiques concernant la solution proposée ainsi que les politiques énergétiques locales et nationales. Ce paramètre peut influencer à la hausse ou à la baisse le gisement de flexibilité. En effet, il est inévitable de voir un certain nombre de clients quitter le programme de flexibilité dans le temps et ce pendant le recrutement de nouveaux consommateurs. Une bonne évaluation de l'effort de recrutement est donc nécessaire afin de garder à minima un gisement de flexibilité stable dans le temps. Il a été donc décidé d'évaluer l'incertitude sur le taux de renouvellement à effort de recrutement constant. Les effets de ce paramètre sont déjà mesurables sur les expérimentations GreenLys. Aussi, le taux de renouvellement est pris en compte avec une application immédiate dans le modèle d'incertitude et a un effet à la hausse comme à la baisse du gisement de flexibilité.

Il est possible de noter ici qu'une étude plus poussée intégrant différents profils sociologiques permettrait d'améliorer la précision de l'incertitude. Cependant, cette analyse sort du périmètre du projet et n'est donc pas réalisable. D'après les d'expérimentations :

- Une moyenne de 7.83 nouvelles installations par mois est constatée (+2.175%)
- Une moyenne de 8.17 désinstallations par mois est constatée (-2.27%).
- Le nombre moyenne de nouvelles installations des 6 mois de plus forte : 13.5 installations par mois (+3.75%)
- Le nombre moyenne de désinstallations des 6 mois de plus forte : 10.7 désinstallations par mois (-2.97%)
- Le nombre moyen de consommateurs : 360
- Incertitude à la hausse =  $+3.75 - 2.27 = +1.5\%$
- Incertitude à la baisse =  $+2.175 - 2.97 = -0.8\%$

L'incertitude sur le taux de renouvellement impacte directement le nombre de PdL équipés en EB. En effet, une hausse/baisse du renouvellement se traduit par une hausse/baisse du nombre de PdL équipés en EB.

Un point d'état du système électrique est caractérisé par son pourcentage de PdL équipés en EB et par le pourcentage de puissance effaçable associé à son niveau de déploiement. Une incertitude sur le taux de renouvellement impacte le pourcentage de PdL équipés et la puissance effaçable associée. Les effets de ce paramètre d'incertitude n'impactent pas la forme de la fonction de transfert. Aussi, l'effet de ce paramètre d'incertitude est représenté sur la Figure 5-4 par un ensemble de points (en rouge) sur la fonction de transfert (courbe bleue). La plage d'incertitude sur le pourcentage de PdL équipés est incluse dans l'intervalle  $[-0,8\%, +1,5\%]$ . La plage d'incertitude sur le pourcentage de puissance associée est également représentée sur la Figure 5-4. Le taux de renouvellement des consommateurs a donc pour effet de faire glisser le point d'état du système électrique calculé par la fonction de transfert. Tous ces points d'état sont inclus dans la plage d'incertitude sur le pourcentage de PdL équipés.

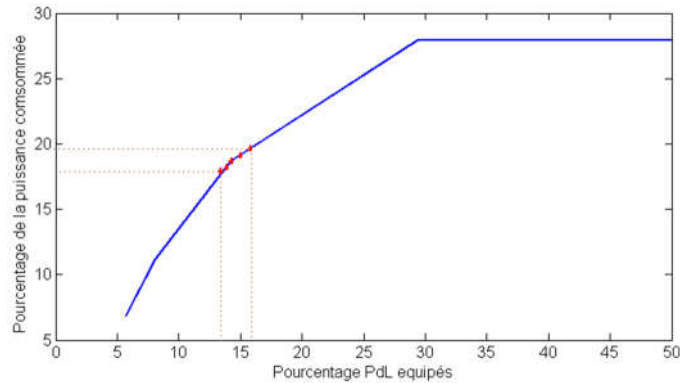


Figure 5-4 : L'effet du taux de renouvellement des clients sur la fonction de transfert

### 5.3.3.3 Le taux de dérogation

Tout comme le taux de renouvellement, le taux de dérogation permet d'évaluer le niveau d'engagement des consommateurs et peut influencer à la hausse comme à la baisse le gisement de flexibilité. De plus, ces effets sont déjà mesurables sur le périmètre du projet GreenLys, une application immédiate de ce paramètre est donc considérée.

- Taux de dérogation moyen constaté : 3% "pris en compte lors de l'appel d'effacement"
- Taux de dérogation effacement court : 2,1%
- Taux de dérogation effacement long : 4,2%

L'incertitude sur le taux de dérogation porte directement sur la puissance effaçable. Pour tout point de la fonction de transfert, nous pouvons donc considérer une incertitude de 1.2% (4,2%-3%) à la hausse et 0.9% (4.2%-3%) à la baisse qui doivent être appliquée par rapport à la valeur moyenne d'effacement. La Figure 5-5 est une représentation graphique de l'effet de ce paramètre d'incertitude sur la fonction de transfert (courbe bleue). Les points rouges sur la courbe représentent les différents points d'état du système électrique que peut prendre le point de référence en lui appliquant l'incertitude calculée.

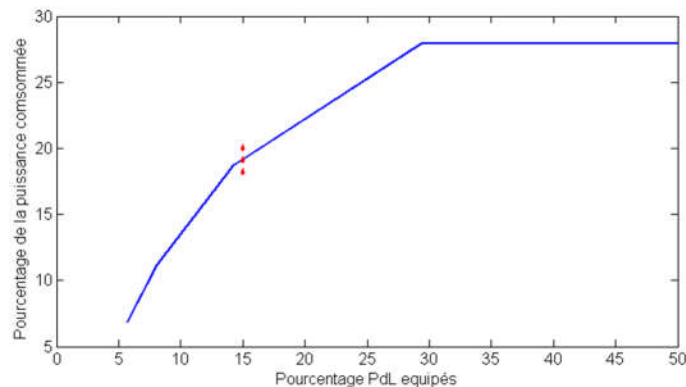


Figure 5-5 : L'effet du taux de dérogation sur la fonction de transfert

### 5.3.4 La segmentation du panel

La segmentation, ou diversité, du panel contractualisé peut varier d'un déploiement optimal à un déploiement aléatoire des Energy Box. Nous avons pris l'hypothèse que pour un déploiement

aléatoire, la répartition d'EB déployées sur l'ensemble des PdL est similaire à la répartition des puissances souscrites. La diversité du panel est calculable et peut être intégrée au calcul d'incertitude avec une application immédiate. Le déploiement de référence de Greenlys étant déjà optimisé. Autrement dit, le déploiement de référence (P3P4P5, Grenelle-Transition ou 100%EnR-Ambition) utilise une segmentation du panel optimale. En effet, cette incertitude a un effet à la baisse sur le gisement de flexibilité. Les données fournies par 'Schneider Electric' nous permettent d'estimer le gisement moyen par type de puissance souscrite. Ces données sont résumées par le Tableau 5-3 et le Tableau 5-4.

Selon le Tableau 5-3, les puissances souscrites par les clients résidentiels sont de 6kVA, 9kVA et 12 kVA. Les gisements de flexibilité maximum sont respectivement 1, 2 et 3 kW. Sur le même tableau, les puissances souscrites par les clients tertiaires sont de 36kVA, 80kVA, 250 kVA et 800kVA. Celles-ci correspondent respectivement à des gisements de flexibilité maximum de 5, 30, 94 et 150kW.

Tableau 5-3 : Le gisement de flexibilité maximal par panel équipée en chauffage électrique

	PdL résidentiel			PdL Tertiaire			
Puissance souscrite	6kVA	9kVA	12kVA	36 kVA	80 kVA	250 kVA	800 kVA
Gisement de flexibilité maximal	1kW	2kW	3kW	5kW	30kW	94kW	150kW

La segmentation du panel correspond à la façon dont sont recrutés les clients. Ainsi, en connaissant le nombre de PdL équipés d'Energy Box et la segmentation du panel, il est possible d'estimer directement le gisement de flexibilité.

La segmentation optimisée est faite selon un ordre de mérite en termes de gisement de flexibilité potentiel : dans le cas résidentiel, les clients 12kVA sont recrutés en premier, puis les clients 9kVA et enfin les clients 6kVA.

La segmentation non optimisée (aussi appelée aléatoire) est construite en partant du principe que les clients possédant un chauffage électrique sont recrutés de manière aléatoire. Compte tenu des puissances requises pour la flexibilité, un grand nombre de clients contractualisés est requis. Ainsi, la segmentation est statistiquement similaire à celle des puissances souscrites. Le Tableau 5-4 représente le taux d'équipement par chauffage électrique pour les clients résidentiels et tertiaires. Par exemple 60% des clients résidentiels 9kVA sont équipés en chauffage électrique.

Tableau 5-4 : Taux d'équipement par chauffage électrique par panel

	PdL résidentiel			PdL Tertiaire			
Puissance souscrite	6kVA	9kVA	12kVA	36 kVA	80 kVA	250 kVA	800 kVA
Taux de PdL équipés en chauffage électrique	20 %	60 %	90 %	60 %	25 %	15 %	10 %

La Figure 5-6 montre l'impact de la segmentation du panel sur la fonction de transfert. Les courbes illustrées sur la figure représentent les fonctions de transfert résidentielles résultantes de deux types de segmentations (segmentation optimisée et aléatoire) pour le contexte 100%EnR à 2030. Seuls 29% des foyers étant équipés de chauffage électrique, il est logique de voir saturer les 2 courbes à partir de 29% de PdL équipés. De façon logique, il est nécessaire de déployer plus d'Energy Box pour une même puissance appelée lorsque la segmentation n'est pas optimisée. L'écart constaté entre les 2 déploiements peut atteindre 3% de PdL équipés en Energy Box pour un même pourcentage de la puissance consommée.

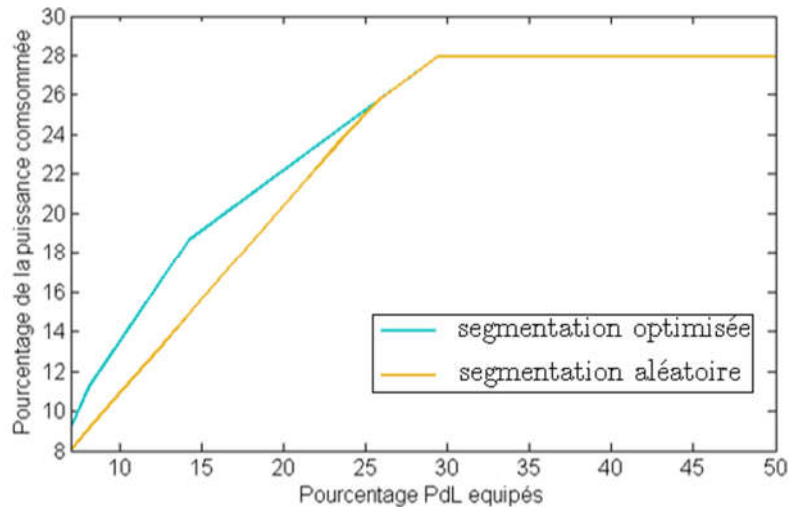


Figure 5-6 : L'effet de la segmentation sur la fonction de transfert « contacte 100%EnR en 2030)

### 5.3.5 Synthèse des incertitudes considérées

Les paramètres d'incertitude peuvent avoir différents impacts sur la fonction de transfert. Nous résumons les différentes incertitudes retenues (5.3.2, 5.3.3 et 5.3.4) et leurs effets sur le gisement de flexibilité (la fonction de transfert) comme suite :

La segmentation du panel entraîne une variation de la puissance à l'origine et de la pente de la fonction de transfert. Cependant, la saturation de la courbe ne change pas et est atteinte lorsque tous les PdL sont équipés en EB (création d'une nouvelle courbe correspondant à la segmentation aléatoire cf. Figure 5-6).

Le type de climat entraîne une variation de la puissance effaçable pour un déploiement d'EB donné (0.7% à la hausse et à la baisse cf. Tableau 5-2). La partie de saturation de la courbe subit les mêmes variations.

Taux de renouvellement entraîne une variation du déploiement d'EB, donc de la puissance effaçable associée. La fonction de transfert n'est pas impactée (cf. 5.3.3.2).

Taux de dérogation entraîne une variation de la puissance effaçable pour un déploiement d'EB donné (1.2% à la hausse et 0.9% à la baisse cf. 5.3.3.3)

Ces paramètres d'incertitudes sont pris en compte pour la création de deux courbes de fonction de transfert Figure 5-7.

Les effets du type de climat et de taux de dérogation sont cumulés sur les deux fonctions de transfert résultantes de la segmentation du panel (segmentation optimisée et aléatoire) pour créer les deux courbes ( $F^+$  et  $F^-$ ) de la Figure 5-7.

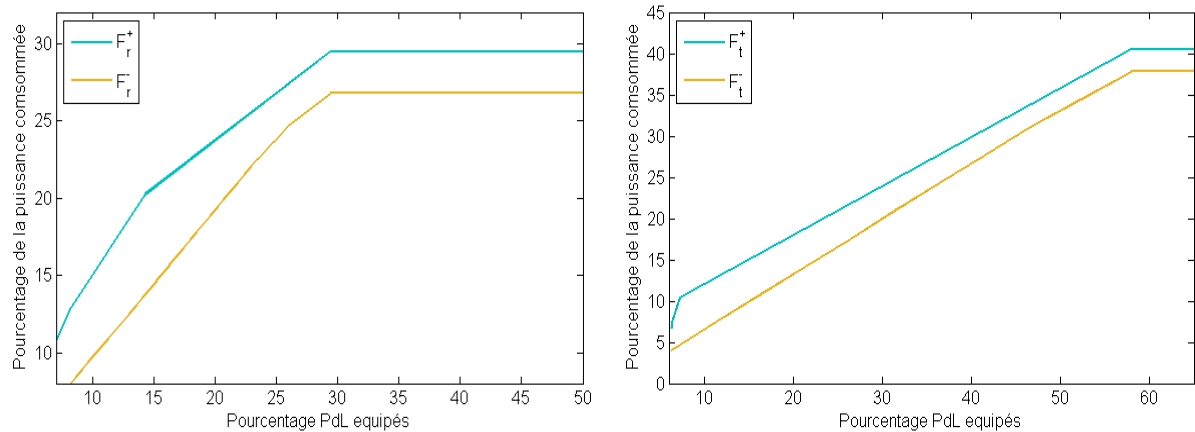


Figure 5-7 : Effets cumulés de l'ensemble des paramètres d'incertitude sur les fonctions de transfert résidentielle à gauche et tertiaire à droite « contexte 100% EnR en 2030 »

Les fonctions de transfert  $F^+$  et  $F^-$  de l'arbre binomial d'incertitude, sont construites en considérant l'ensemble des paramètres d'incertitudes de façon cumulée. La fonction de transfert  $F^+$  utilisée correspond à la fonction de transfert pour laquelle tous les maximums d'incertitude positive ont été appliqués. De même, la fonction  $F^-$  est la fonction de transfert pour laquelle tous les maximums d'incertitude négative ont été appliqués.

### 5.3.6 Arbre d'incertitude

Les fonctions de transfert de l'évolution du gisement de flexibilité qui tiennent compte de l'effet cumulé des paramètres d'incertitude pour tous les horizons de temps et pour les secteurs résidentiels ainsi que tertiaires ont été évaluées. Ainsi, deux solutions d'évolution du gisement de flexibilité sont possibles entre 2 échéances : une fonction de transfert  $F^+$  et une fonction de transfert  $F^-$ . L'arbre binomial d'incertitude obtenu à partir de ces possibilités à chaque échéance est représenté sur la partie gauche de la Figure 5-8.

L'enchaînement entre 2020 et 2050 de trois échéances fait qu'il existe 8 trajectoires d'EGF possibles. Ces trajectoires sont représentées en pointillé sur la partie droite de la Figure 5-8 et correspondent aux enchaînements de l'arbre d'incertitude. La trajectoire la plus optimiste consiste à avoir une  $F^+$  à toutes les échéances entre 2020 et 2050. Nous ferons référence à cette trajectoire dans ce chapitre sous le nom « trajectoire EGF optimiste ». De même, le scénario le moins optimiste consiste à avoir un déploiement aléatoire à toutes les échéances avec tous les paramètres d'incertitude à la baisse. Nous ferons référence à cette trajectoire sous le nom « trajectoire EGF pessimiste ». Il est à noter qu'aucune incertitude n'est prise en compte entre 2015 et 2020. Ce qui explique l'utilisation de la fonction de transfert de référence à 2020 (présenté 'Ref' sur la figure).

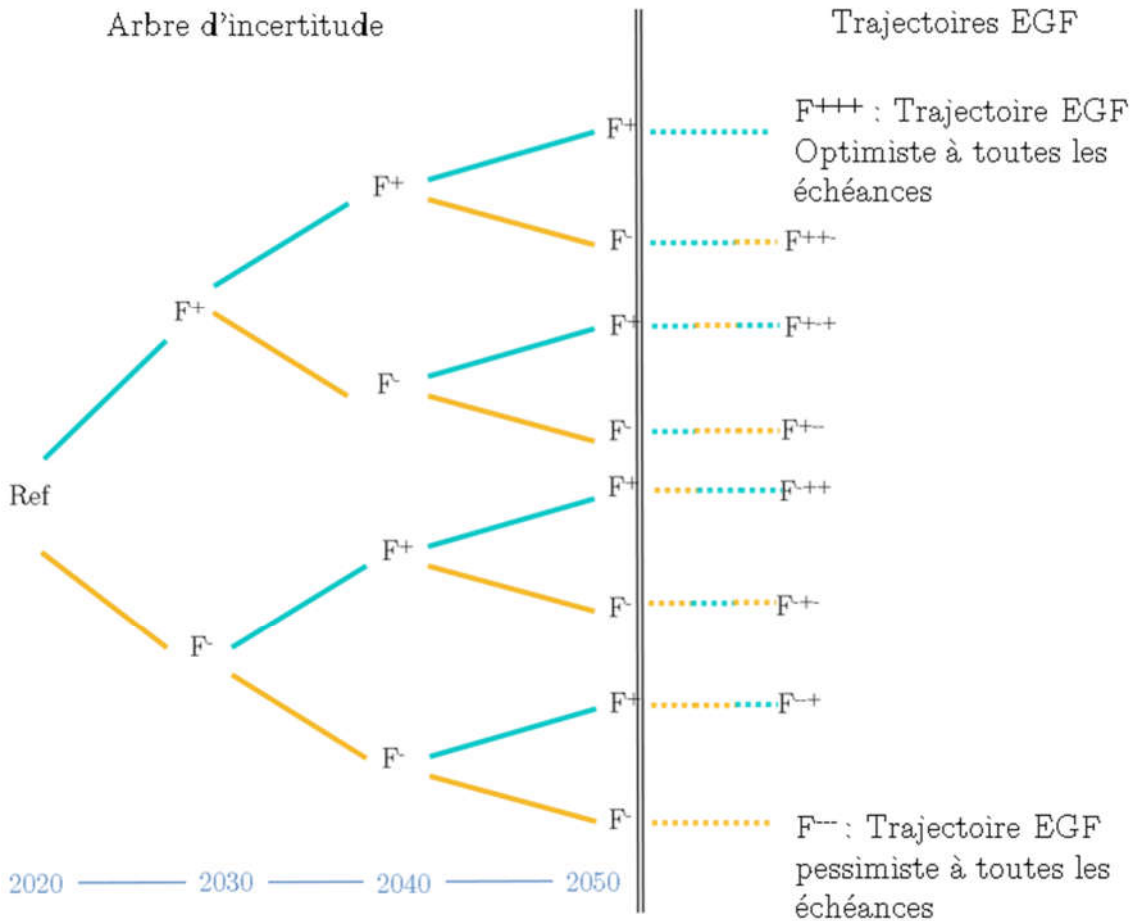


Figure 5-8 : Arbres d'incertitude, trajectoires EGF

## 5.4 Étape 2, évaluation des trajectoires de déploiement

Pour chaque branche de l'arbre binomial de la Figure 5-8, les VAN de 110 trajectoires de déploiement de la Figure 4-4 ont été évaluées. Pour chacune des 110 trajectoires de déploiement considérées, la VAN maximum en 2050 est systématiquement obtenue dans le cas de la trajectoire EGF optimiste à toutes les échéances. De même, la VAN minimum en 2050 est toujours obtenue dans le cas de la trajectoire EGF pessimiste à toutes les échéances. Nous nous focaliserons dans la suite sur ces 2 trajectoires, car celles-ci encadrent tous les résultats de VAN pour chaque trajectoire de déploiement.

La Figure 5-9 représente, pour les deux scénarios (Grenelle et 100%EnR), la distribution des valeurs des 110 VAN liées aux 110 trajectoires de déploiements à 2050 dans le cas d'une trajectoire EGF optimisée (Toptim en bleu) et d'une trajectoire EGF aléatoire (Tpessim en orange). En respectant ce code couleur, les traits en pointillés représentent la valeur des VAN de la trajectoire de déploiement de référence (P3P4P5 pour les 2 trajectoires EGF).



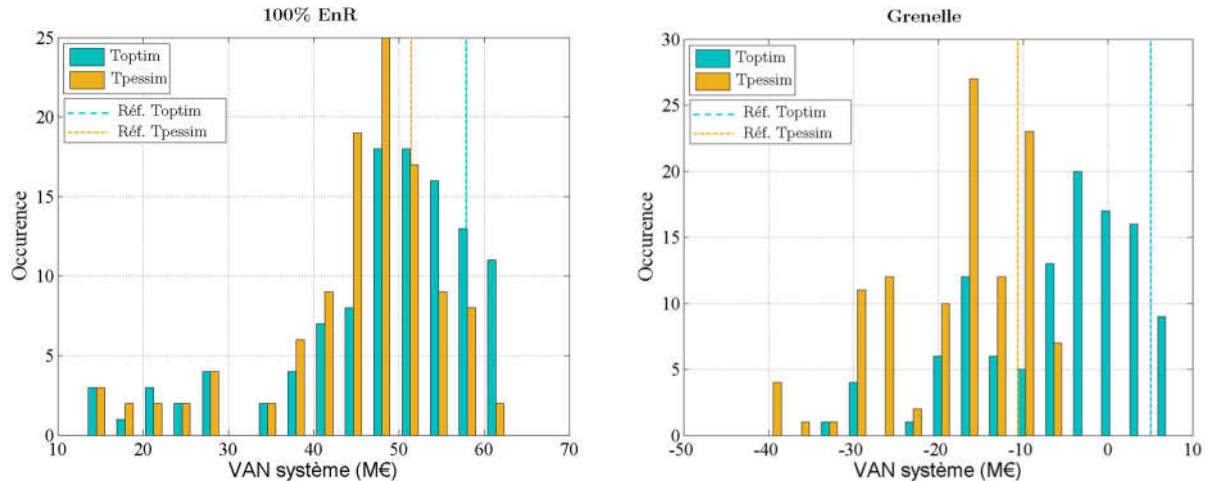


Figure 5-9 : Histogramme de l'ensemble des VAN à 2050 pour les 110 trajectoires de déploiement et pour les 2 scénarios

Dans le cas du scénario 100%EnR, à gauche, la trajectoire de déploiement de référence fait clairement partie des meilleures solutions possibles pour maximiser la VAN dans le cas de la trajectoire EGF optimisée (P3P4P5 : Réf. Toptim, pointillée en bleu). Cette remarque est un peu moins vraie dans le cas de la trajectoire EGF aléatoire (P3P4P5 : Réf. Tpessim, pointillée en orange). Pour les 2 trajectoires d'EGF concernées, il existe un nombre faible de VAN dont la valeur est inférieure à 30 M€. La majorité des trajectoires de déploiement offre, pour les 2 trajectoires d'EGF, des VAN incluses dans une cloche répartie entre 35 et 63 M€.

- Dans le cas de la trajectoire EGF pessimiste, la cloche est légèrement décalée vers des valeurs plus faibles.
- Dans le cas de la trajectoire EGF optimiste, les valeurs sont décalées vers les valeurs les plus élevées.

Ce résultat permet de relativiser les résultats des VAN minimum et maximum. En effet, si les VAN minimum sont très faibles, il est bien visible ici que la plupart des trajectoires de déploiement offre une VAN supérieure à 35 M€.

Dans le cas du scénario Grenelle, la trajectoire de déploiement de référence fait toujours clairement partie des meilleures solutions possibles pour maximiser la VAN dans le cas de la trajectoire EGF optimisée (P3P4P5 : Réf. Toptim, pointillée en bleu). Cette remarque est également vraie dans le cas de la trajectoire EGF pessimiste (P3P4P5 : Réf. Toptim, pointillée en orange). Le décalage vers les valeurs faibles des VAN de la trajectoire EGF pessimiste et le décalage vers les valeurs élevées de la trajectoire EGF optimiste sont toujours valables. Cependant, la répartition des VAN est plus hétérogène. Le constat reste le même que précédemment.

- Dans le cas de la trajectoire EGF pessimiste, toutes les VAN sont négatives et majoritairement réparties entre -10 et -20 M€.

- Dans le cas de la trajectoire EGF optimiste, environ 40% des trajectoires de déploiement offrent une VAN positive. Dans le meilleur des cas ces VAN n'atteignent pas 10 M€.

## 5.5 Étape 3, la valorisation des choix effectués

L'Analyse Coûts-Bénéfices (ACB) classique permet d'évaluer la VAN système, donc la viabilité d'un projet d'investissement. Cependant, le cadre de l'ACB est limité à un seul scénario (une seule trajectoire d'EGF) dont toutes les variables sont considérées comme connues et certaines. Il n'y a pas d'incertitude ou de flexibilités managériales considérées. La trajectoire déploiement de référence de ce modèle, issue de l'ACB, initialement prévu dans GreenLys correspond à un déploiement du type P3P4P5 de la trajectoire optimiste de l'évolution du gisement de flexibilité (Toptim). Pour 100%EnR ce déploiement est nommé 'Ambition' (100%EnR-Ambition). Pour Grenelle il est nommé 'Transition' (Grenelle-Ambition)

Les options réelles permettent d'évaluer plusieurs trajectoires d'EGF grâce à la prise en compte d'incertitudes. De plus, elles permettent d'optimiser la VAN en utilisant la flexibilité managériale (levier d'aide à la décision en lien avec l'incertitude considérée). Le Tableau 5-5 ci-dessous récapitule les VAN des trajectoires de déploiement importantes, ainsi que les noms de ces déploiements pour les deux futurs extrêmes de chaque scénario de contexte. La VAN moyenne pour la trajectoire d'EGF ainsi présentée est la moyenne de 110 VAN de trajectoires de déploiement évaluées.

Tableau 5-5 : Récapitulatif des VAN maximale, minimale, moyenne et référence pour les deux trajectoires d'EGF (Toptim. Et Tpessim.) et pour les 2 scénarios de contexte

	100% EnR				Grenelle			
	Toptimiste		Tpessimiste		Toptimiste		Tpessimiste	
	Valeur	Nom	Valeur	Nom	Valeur	Nom	Valeur	Nom
VAN minimale	14M€	P6P6P6	13M€	P6P6P6	8.4M€	P2P2P3	-5.5M€	P1P1P1
VAN maximale	63M€	P2P5P6	60M€	P2P5P6	-31M€	P5P6P7	-41M€	P5P6P7
VAN référence	57M€	P3P4P5	51M€	P3P4P5	4.7M€	P3P4P5	-11M€	P3P4P5
VAN moyenne	48M€	-----	45M€	-----	-5.6M€	-----	-18M€	-----

La valeur d'option de chaque trajectoire de déploiement peut être calculée par rapport au déploiement de référence pour estimer les gains effectués ou par rapport à l'espérance globale de l'arbre. De plus, la valeur de l'arbre globale peut être calculée facilement vu que les 8 trajectoires d'EGF étudiées sont considérées équiprobables. Cependant, dans le modèle de ce chapitre nous utilisons une analyse de résultats basée sur deux approches. Nous ne nous limitons plus dans la suite aux deux trajectoires extrêmes (Toptim. et Tpessim.). La totalité de 8 trajectoires sont concernées dans l'évaluation et dans l'analyse.

Premièrement, l'approche globale permet d'évaluer la VAN système, quel que soit le scénario futur envisagé. Dans le cas présent, l'évolution du gisement de flexibilité est incertaine (8 trajectoires d'EGF possibles) et le déploiement des équipements smart grid est flexible (110 trajectoires de déploiement possibles). L'analyse globale de la VAN système est donc basée sur l'analyse de 880 solutions et non plus sur l'unique solution de la méthode ACB classique.

En pratique, l'espérance globale du système est ici calculée en faisant la moyenne des 880 VAN possibles (cf. équation (24)). Cette approche permet de prendre conscience de l'effet des incertitudes et de la flexibilité managériale sur la VAN système. Elle est donc particulièrement adaptée aux analyses prospectives des investissements à long terme en considérant le fait qu'il existe plusieurs trajectoires d'EGF possibles et que la trajectoire de déploiement des équipements n'est pas encore choisie.

$$\text{Espérance\_globale} = \frac{1}{8} \sum_{TEGF1}^{TEGF8} \frac{1}{110} \sum_{P1P1P1}^{P6P7P8} VAN_{PxPyPz} \quad x \in [1; 6], y \in [x; 7] \text{ et } z \in [y; 8] \quad (24)$$

$PxPyPz$  : La trajectoire de déploiement passant par le point  $Px$  à 2030,  $Py$  à 2030 et  $Pz$  à 2050

$VAN_{PxPyPz}$  : La VAN de la trajectoire de déploiement  $PxPyPz$

TEGF 1 : La première trajectoire d'EGF (Toptim.)

TEGF 8 : La huitième trajectoire d'EGF (Tpressim.)

Deuxièmement, l'approche d'optimisation par les options réelles permet d'évaluer la VAN système pour toutes les trajectoires d'EGF envisageables et pour toutes les flexibilités managériales. Deux solutions d'optimisation sont ici considérées afin de maximiser les bénéfices ou de minimiser les risques. Les VAN optimisées obtenues peuvent être comparées à l'espérance globale (équation (24)) ou à la VAN de référence (P3P4P5). La méthode d'évaluation des différents éléments est détaillée ci-dessous.

- Pour chaque trajectoire d'EGF, il existe une trajectoire de déploiement qui maximise la VAN. La moyenne des 8 VAN maximum est l'espérance optimisée (cf. équation (25)). L'utilisation de cette espérance optimisée pour planifier le déploiement des équipements smart grid nécessite d'être en mesure de faire évoluer le déploiement en fonction de l'évolution de gisement de flexibilité à chaque échéance. Ici, les valeurs d'option permettent donc de maximiser la VAN de chaque scénario futur.

$$\text{Espérance\_optimisée} = \frac{1}{8} \sum_{TEGF1}^{TEGF8} \max_{x,y,z} (VAN_{PxPyPz}) \quad x \in [1; 6], y \in [x; 7] \text{ et } z \in [y; 8] \quad (25)$$

$\max_{x,y,z} (VAN_{PxPyPz})$  : La VAN maximale des trajectoires  $PxPyPz$  en variant les valeurs  $x$ ,  $y$  et  $z$ .

- Chaque trajectoire de déploiement est unique ( $PxPyPz$ ). La VAN de chaque trajectoire de déploiement est calculée pour les 8 trajectoires d'EGF. La valeur moyenne de ces 8 VAN donne

l'espérance de VAN pour une trajectoire quel que soit la trajectoire d'EGF. Dans ces conditions, il est possible d'estimer la trajectoire de déploiement dont l'espérance de VAN est maximum. En partant du principe que le déploiement doit être choisi aujourd'hui et ne pourra pas être adapté à chaque échéance, le choix d'une trajectoire de déploiement qui minimise les risques est nécessaire. L'espérance indice max est donc définie par l'équation (26).

$$\text{Espérance\_indice\_max} = \max_{x,y,z} \left( \frac{1}{8} \sum_{TEGF\ 1}^{TEGF\ 8} VAN_{P_x P_y P_z} \right) \quad x \in [1; 6], y \in [x; 7] \text{ et } z \in [y; 8] \quad (26)$$

Cette équation calcule l'espérance de VAN de chaque trajectoire de déploiement en variant les 8 trajectoires d'EGF possibles. Ensuite, la trajectoire possédante l'espérance maximale est retenue. La VAN de la trajectoire retenue est l'espérance indice max

- La VAN de la trajectoire de déploiement de référence P3P4P5 varie avec la trajectoire d'EGF. Nous considérons l'espérance de VAN de cette trajectoire (moyenne sur les 8 trajectoires d'EGF) comme l'espérance référence pour l'EGF (cf. équation (27)).

$$\text{Espérance\_Réf} = \frac{1}{8} \sum_{TEGF\ 1}^{TEGF\ 8} VAN_{P3P4P5} \quad (27)$$

## 5.6 Résultats EGF

Quatre définitions utiles sont retenues pour évaluer les résultats du modèle d'évolution du gisement de flexibilité : l'espérance globale, l'espérance référence, l'espérance optimisée et l'espérance indice max. La Figure 5-10 représente les VAN de ces espérances pour les 2 contextes sous forme cumulée à chaque échéance afin de présenter la dynamique des valeurs dans le temps.

Les VAN cumulées dans le contexte 100%EnR (à gauche) montrent d'abord que l'espérance optimisée est strictement identique à l'espérance indice max. Ceci s'explique par le fait que dans le modèle développé, la trajectoire de déploiement P2P5P6 offre la VAN maximum pour les 8 trajectoires EGF. L'espérance référence est légèrement inférieure à la VAN max, mais reste du même ordre de grandeur. Enfin, l'espérance globale est inférieure à l'espérance référence.

Les VAN dans le contexte Grenelle (à droite) possèdent une dynamique différente. Premièrement, l'espérance optimisée ne correspond pas à l'espérance indice max. Les résultats du modèle montrent que la trajectoire P2P2P2 (Figure 4-4) est la trajectoire de déploiement la moins risquée en moyenne. Il s'agit d'une trajectoire de déploiement conservatrice, mais tirant malgré tout parti du gisement de flexibilité pour créer de la valeur. Dans le contexte Grenelle, l'évolution du gisement de flexibilité a un impact fort sur les VAN car le gisement de valeur est plus faible. Ainsi, dans le cas d'une évolution du gisement de flexibilité optimiste, la trajectoire de déploiement optimisée est P2P2P3. Dans le cas d'une évolution du

gissement de flexibilité aléatoire et avec les paramètres à la baisse à toutes les échéances (Tpessim), toutes les VAN sont négatives (voir l'histogramme des VAN Figure 5-9). L'espérance référence reste inférieure à l'espérance optimisée et à l'espérance indice max, comme dans le contexte 100%EnR. L'espérance globale est à nouveau inférieure à toutes les autres VAN.

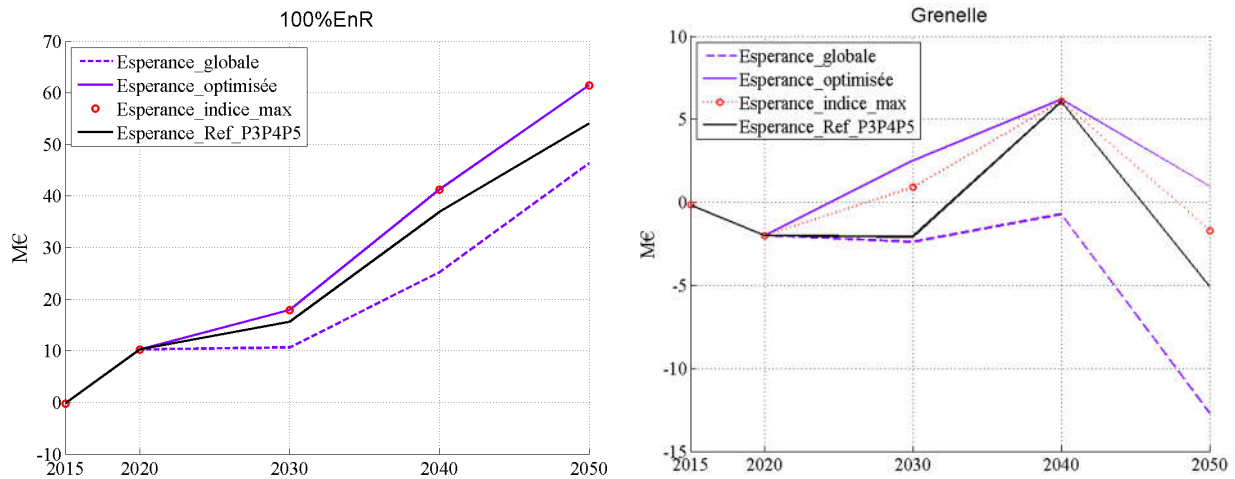


Figure 5-10 : Les VAN cumulées du modèle EGF à 2050

### 5.6.1 Synthèse

Le Tableau 5-6 récapitule l'analyse de cette section en présentant les VAN de quatre espérances pour les deux contextes (100%EnR et Grenelle).

- Dans un contexte Grenelle, les espérances de VAN permettent de gagner 3 M€ à 6 M€ par rapport à l'espérance référence (50% à 120%) et 10 à 13M€ (83% à 108%) par rapport à l'espérance globale (Tableau 5-6). Si ces optimisations sont différentes, elles permettent cependant de tendre vers des espérances de VAN proche de 0 ou légèrement positive, ce qui représente une meilleure optimisation que celle du cas de référence.
- La trajectoire qui maximise la VAN est : P2P2P3
- La trajectoire qui minimise les risques est : P2P2P2
- Dans le contexte 100%EnR, le modèle développé permet de gagner 7 M€ par rapport à l'espérance référence (11%), et 15 M€ par rapport à l'espérance globale (33%).
- La trajectoire P2P5P6 est la trajectoire optimale qui maximise la VAN et minimise les risques.

Tableau 5-6 : Récapitulatif de l'analyse pour les 2 scénarios de contexte

	100%EnR		Grenelle	
	VAN	Nom	VAN	Nom
Espérance globale	46M€	-----	-12M€	-----
Espérance optimisée	61M€	-----	1M€	-----
Espérance référence	54M€	P3P4P5	-5M€	P3P4P5
Espérance moins risquée	61M€	P2P2P2	-1.7M€	P2P5P6

---

## 5.7 Conclusion

---

Ces résultats du modèle d'optimisation par les options réelles de l'évolution du gisement de flexibilité (EGF) mettent en évidence une grande variété de VAN possibles ainsi que leurs répartitions par rapport à la VAN de référence (par trajectoire d'évolution de gisement de flexibilité envisageable et par contexte). L'évaluation qualitative des trajectoires d'EGF a été réalisée ce qui a permis de mettre en évidence les 2 points forts des options réelles : l'évaluation de la VAN globale (espérance globale) et l'optimisation des VAN (espérance optimisée) par trajectoire d'EGF. Un troisième élément a été développé pour compléter cette analyse, l'évaluation de la trajectoire de déploiement la moins risquée (espérance indice max).

De plus, il est possible pour toutes les trajectoires d'EGF, à toutes les échéances, de faire le choix d'un déploiement plutôt qu'un autre pour maximiser la VAN. Ainsi, il est possible, avec les VAN évaluées, de considérer l'impact des options réelles et de leurs valeurs associées, ce qui correspond au deuxième point fort de la méthodologie OR. L'analyse qualitative et l'optimisation par les options réelles ont été détaillées afin de déterminer les trajectoires de déploiement optimales compte tenu de l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité.

Si la méthode est innovante et permet de réaliser une analyse plus vaste que celle offerte par une ACB classique, les résultats présentés dans ce chapitre se limitent à la grappe OptimCAPEXFlex appliquée à la zone lyonnaise du démonstrateur et développée dans les scénarios de contexte du GreenLys. Il est ainsi possible de considérer l'utilisation de cette méthode pour d'autres projets et d'autres applications smart grid. Cependant, une extrapolation de ces résultats à plus grande échelle, ou à d'autres fonctions smart grid, n'est pas envisageable en l'état.

## Chapitre VI

# Modèle OR d'Incertitude sur les Coûts des Systèmes d'Informations SI

---

---

Ce chapitre représente le sixième et le dernier chapitre de cette thèse. D'abord, nous détaillons le troisième modèle d'options réelles que nous avons développé. Il représente une couche supplémentaire pour le modèle d'EGF présenté dans le chapitre précédent. Il s'agit de l'incertitude sur l'évolution des coûts des SI. Ensuite, nous présentons les résultats de ce modèle avant de les analyser en se basant sur les mêmes types d'analyse du Chapitre 5. Enfin, nous synthétisons les résultats de ce dernier modèle.

## 6.1 Introduction

Le troisième et le dernier modèle d'options réelles est présenté dans ce chapitre. Ce modèle traite des incertitudes liées aux coûts des systèmes d'informations (SI). Cela représente une couche supplémentaire pour le modèle d'EGF. Dans le cas de Greenlys, le déploiement des SI est nécessaire à la mise en place du pilotage de charges donc de l'OptimCAPEXFlex. Plus particulièrement, il faut considérer les SI nécessaires pour faire fonctionner les Energy Box installées chez les clients résidentiels et tertiaires ainsi que les SI utilisés par les agrégateurs pour valoriser la flexibilité. Il est de même pour l'ensemble des SI installés sur le réseau de distribution pour assurer son bon fonctionnement lors de l'utilisation du pilotage de charge.

Au regard de ces éléments, le déploiement des SI fait partie du cas d'étude (use case) de valorisation du gisement de flexibilité. Il est alors logique de considérer que les incertitudes sur le déploiement des SI et l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité sont étroitement liées. En effet nous considérons ici que l'incertitude sur le coût des SI est une surcouche applicable à l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité afin d'obtenir une incertitude plus globale sur la valorisation du gisement de flexibilité.

### 6.1.1 Présentation du modèle SI

Les paramètres du modèle SI sont synthétisés sur la Figure 6-1. L'incertitude caractérisant ce modèle (en vert) concerne les coûts de déploiement des SI et s'ajoute à l'incertitude du modèle d'EGF. En effet, ce modèle complète le modèle du chapitre précédent en prenant compte les incertitudes liées aux coûts des SI.

De la même manière que pour modèle d'EGF, la flexibilité managériale et l'irréversibilité sont respectivement le choix de déploiement des EB (en bleu) et les choix entre les échéances (en orange).

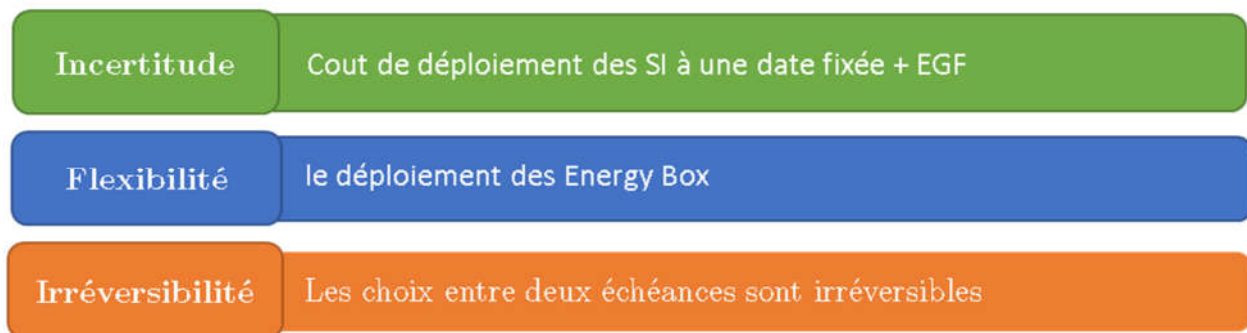


Figure 6-1 : Paramètres du modèle d'options réelles SI

### 6.1.2 Hypothèses

Les hypothèses considérées pour l'évolution du gisement de flexibilité 5.1.2 sont reprises ici dans leur intégralité afin de pouvoir traiter les 2 incertitudes de manière complémentaire. De plus, trois hypothèses spécifiques au SI sont à considérer. Premièrement, le déploiement d'un SI est un



choix binaire : Soit il est déployé à un pas de temps donné soit il ne l'est pas. En cas de non-déploiement, le processus du choix de déploiement est à nouveau réalisé au pas de temps suivant. Deuxièmement, quatre SI ont été retenus comme ayant un impact significatif : le 'SI SCADA<sup>37</sup>', le 'SI GRD', le 'SI EnR et conso thermique' et enfin le 'SI Agrégateur'. Finalement, le groupe d'experts de GreenLys a validé le fait que les incertitudes sur le coût des SI soient définies suivant une loi normale centrée sur le coût des SI de référence déjà utilisé dans l'évaluation du déploiement de référence ainsi que dans les deux premiers modèles. Ce choix permet d'étudier de manière statistique l'impact de l'incertitude en sachant que le taux de déploiement des SI n'est pas variable. En effet, le taux d'incertitude dans le cadre des lois normales est défini par l'écart type. Pour chaque SI, il est donc nécessaire d'évaluer l'écart type. La section suivante détaille la structuration des différents paramètres permettant la modélisation de l'incertitude sur les coûts des SI.

## 6.2 Paramètres d'incertitude

---

Une fois les paramètres du modèle d'OR choisis, l'évaluation des valeurs des paramètres d'incertitude sur le coût des SI permet d'identifier les éléments requis pour construire le modèle. Le groupe d'experts de GreenLys a défini un ensemble représentatif de paramètres d'incertitudes qui peuvent impacter le coût des SI. Ces paramètres d'incertitude influencent l'écart type de la loi normale associée aux coûts des SI.

### 6.2.1 L'évolution des coûts

Le taux de déploiement des équipements smart grid peut influencer les coûts de production et de mise en service des SI. Cette incertitude peut influencer à la hausse ou à la baisse le coût des SI.

### 6.2.2 L'évolution des besoins des clients

Les besoins des clients peuvent changer avant, pendant, et après le déploiement d'un SI. Pour répondre à ces nouveaux besoins, il faut prévoir le déploiement de nouvelles fonctionnalités ou de nouveaux éléments installés sur le réseau. Une hausse des coûts est à prévoir dans ce cas. En cas d'abandon d'une fonctionnalité, une influence à la baisse est possible.

### 6.2.3 L'évolution des technologies, Systèmes d'exploitation (OS) et autres Standards.

Les technologies de communications et les standards évoluent rapidement. Une mise à jour majeure d'un protocole de communication ou de l'OS d'un SI a un coût bien supérieur à celui d'une simple mise à jour. Cette évolution est volontaire et vise généralement à faire baisser les coûts de maintenance, de sécurité, etc. à long terme. La probabilité que cette évolution se produise augmente avec la date de déploiement de SI.

### 6.2.4 Produits de marché « sur étagère » ou produits privés « sur mesure »

Les produits de marché ont des coûts relativement stables dans le temps, concurrence oblige. Les coûts de développement sont répartis sur l'ensemble des clients ce qui permet d'amortir fortement

---

<sup>37</sup> SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition

tout surcout. Les produits privés sont développés en interne pour des besoins très spécifiques. L'ensemble des coûts engagés repose donc sur une seule entreprise. L'incertitude sur les coûts dans ce cas est bien plus grande que pour les produits de marché.

Le calcul de l'incertitude pour chaque SI doit donc tenir compte du type de SI.

#### 6.2.5 Clarté du cahier de charge

Le développement de nouvelles fonctionnalités se fait en amont du déploiement. Cependant, le cahier des charges n'est pas systématiquement idéal. Toute incertitude sur le cahier des charges entraîne logiquement une incertitude sur les coûts des SI associés.

#### 6.2.6 L'horizon de déploiement

L'horizon de déploiement a un fort impact sur l'incertitude : plus l'horizon est loin plus l'incertitude est forte. En effet, la probabilité d'une variation des coûts est à prendre en compte chaque année jusqu'au déploiement. Les déploiements prévus des quatre SI pour les 2 scénarios de contexte envisagés sont représentés dans le Tableau 6-1. Dans le contexte 100%EnR le déploiement de quatre SI est prévu en 2020. Dans le contexte Grenelle sauf le déploiement du SI « prévision EnR et consommation thermique » est prévu en 2030 (Tableau 6-1). En effet, le scénario Grenelle doit logiquement avoir une incertitude plus forte que 100%EnR.

Tableau 6-1 : Horizon de déploiement des SI

	Grenelle	100%EnR	
2020	● ● ●	● ● ● ●	● SI SCADA
2030		●	● SI Prévision EnR et consommation thermique
2040			● SI GRD
2050			● SI agrégateur

#### 6.2.7 Le maintien en condition opérationnel

Le maintien en condition opérationnelle « abrégé MCO » est l'ensemble des mesures prises pour garantir que la bascule vers un environnement dégradé n'entraîne pas une altération inacceptable des conditions de travail habituelles. Cela entraîne une mise à jour régulière de l'équipement afin de le maintenir aux normes « techniques, numériques, de sécurité, etc. », qui peuvent évoluer pendant la durée de vie du système.

L'incertitude sur le coût du maintien en conditions opérationnelles pour les SI est très importante. Les SI évoluent rapidement et le MCO doit être intégré tout au long de la durée de vie du système. De plus, le MCO est très dépendant de la sensibilité des équipements concernés. Aussi, nous avons fait le choix de séparer le paramètre d'incertitude lié au MCO de l'ensemble des autres paramètres d'incertitudes.

## 6.3 Évaluation des valeurs d'incertitude

Pour chaque SI, les pourcentages annuels d'incertitude globaux sur le CAPEX et sur le MCO ont été évalués par l'ensemble des partenaires du groupe des experts. Nous détaillons l'exemple de

SCADA en 2020 avant de donner directement les écarts types de l'ensemble des SI. Pour le SI SCADA en 2020 les experts estiment :

- 1,5% annuel d'incertitude sur le CAPEX. Comme le marché des SCADA est mature et les technologies installées sont matures également, le pourcentage d'incertitude est donc faible. Sur la période 2016-2020, l'incertitude totale est de 6%.
- 2% annuel d'incertitude sur le MCO. Le SCADA est un SI très sensible, ce qui tend à faire croître les coûts de MCO. Cependant, la maturité du marché permet de limiter les effets de cette sensibilité. Sur la période 2016-2020, l'incertitude totale est évaluée à 8%.

De la même manière, les écarts types (CAPEX et MCO) des différents SI sont évalués et présentés dans le Tableau 6-2.

Tableau 6-2 : Valeurs des écarts types évalués

	CAPEX	MCO
SCADA	6%	8%
SI GRD	12.5%	17%
SI Agrégateur	12.5%	17%
SI Prévision EnR et conso thermique 2020	12.5%	12.5%
SI Prévision EnR et conso thermique 2030	42%	51%

Il est logique de constater que les incertitudes pour 2020 sont assez faibles, car une évaluation des coûts à 4 ans est relativement précise. Par contre, un retard de déploiement de 10 ans induit une très forte hausse des incertitudes. L'estimation des coûts des SI est confidentielle ; il n'est donc pas possible de représenter directement les coûts et leurs incertitudes. Une représentation illustrative des incertitudes sur les coûts est cependant possible. La Figure 6-2 donne donc un aperçu des incertitudes sur les coûts de déploiement des SI. En réalité, plus l'écart type est important plus les valeurs éloignées de la valeur centrale auront une forte probabilité d'apparaître. Ce qui donne une dispersion plus visible. En effet, sur cette figure, le SI SCADA (courbe verte) possède une loi normale concentrée. Cela est dû au fait que son écart type est faible par rapport aux autres SI. En revanche, la courbe de SI prévision EnR et conso thermique (courbe violette) dont le déploiement est prévu à l'horizon 2030 (contexte Grenelle) est la plus dispersée (écart type le plus important). Enfin, les SI GRD et SI Agrégateur possèdent le même écart type et donc la même loi normale, car l'information sur les coûts de référence n'est pas prise en compte sur cette figure.

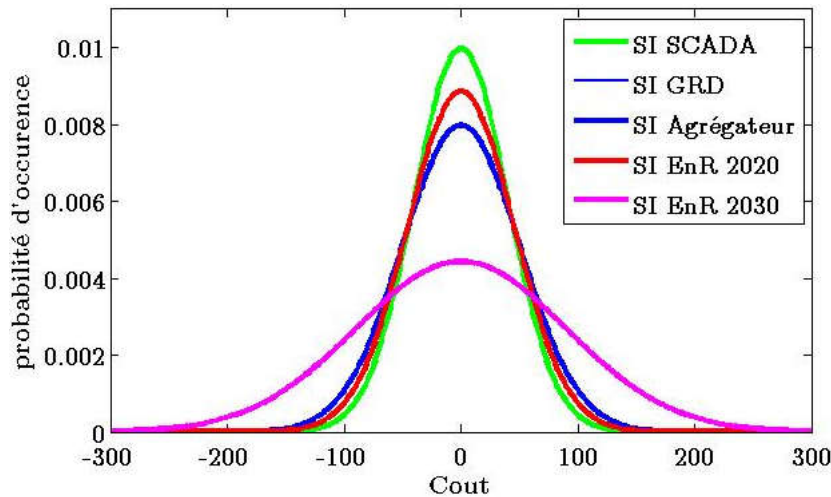


Figure 6-2 : Représentation des incertitudes sur les coûts SI

Une fois l'ensemble des valeurs des paramètres d'incertitudes est évalué, le modèle d'OR sur le coût des SI peut être développé.

## 6.4 Construction du modèle SI

Dans le modèle EGF détaillé précédemment (Chapitre 5), le coût de chaque SI est fixé et connu pour le calcul des VAN. Le modèle traitant de l'incertitude sur le coût des SI a été développé comme une surcouche de l'incertitude sur l'EGF. Dans les faits, ce modèle est donc équivalent à un modèle EGF dont le coût des SI serait incertain.

La variation des coûts des quatre types de SI retenus forme l'incertitude qui s'ajoute à l'EGF présenté dans le chapitre précédent. L'incertitude sur le coût de chaque SI est évaluée par une approche suivant la loi normale. Celle-ci est détaillée dans la section précédente. La réalisation du modèle SI utilise un processus « Monte-Carlo séquentiel ». La Figure 6-3 illustre l'algorithme développé pour la mise en œuvre du modèle. Notre algorithme est divisé en quatre étapes comme présentées par la Figure 6-3. Premièrement (Étape 1 sur la figure), 4 tirages sont lancés aléatoirement pour obtenir les coûts de 4 SI. Chaque tirage correspond à un coût SI et utilise sa propre loi normale. Deuxièmement (Étape 2), le modèle d'OR d'EGF est entièrement lancé. Les coûts des SI utilisés dans l'évaluation économique sont les coûts résultants de la première étape. Troisièmement (Étape 3), les résultats du modèle EGF sont enregistrés (les quatre espérances définies dans le chapitre précédent 5.5 et décrites par les équations (24), (26), (25) et (27)). Finalement (Étape 4), les trois premières étapes sont répétées 10000 fois afin d'obtenir un échantillon statistiquement représentatif avant d'analyser les résultats agrégés. Il est à noter que chaque scénario de contexte (Grenelle et 100%EnR) est traité à part.

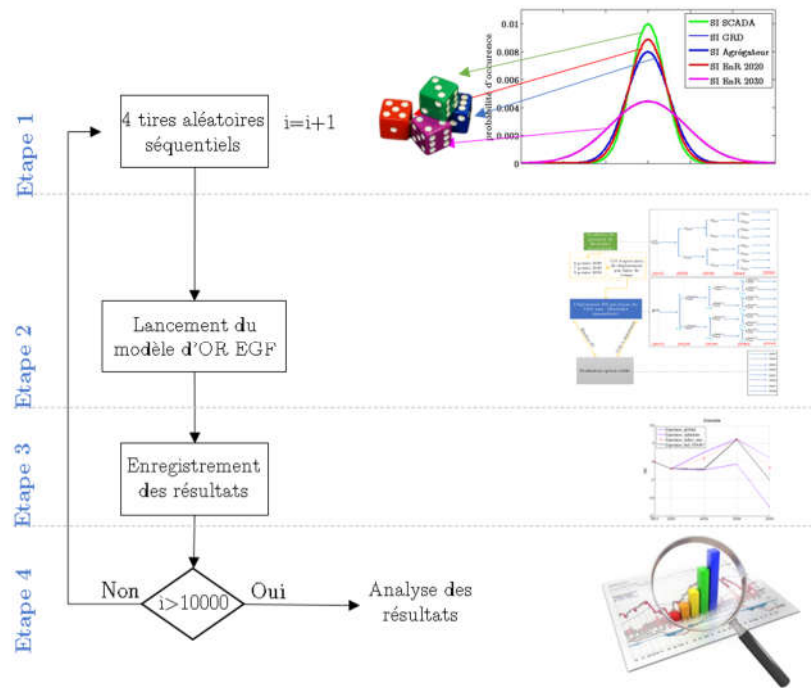


Figure 6-3 : Algorithme de mise en oeuvre de l'incertitude des coûts SI

## 6.5 Résultats du modèle SI

Avant de présenter les résultats du modèle SI, nous présentons les distributions des valeurs agrégées obtenues pour les 2 contextes (voir Figure 6-4). Les lois normales agrégées sont centrées sur 0 plutôt que sur le coût des SI afin de respecter la confidentialité de certains coûts. La valeur 0 représente ainsi le coût cumulé des quatre types de SI sans tenir compte de l'incertitude. Dans le contexte 100%EnR (figure de gauche), la quasi-intégralité des 10000 valeurs est comprise entre -2M€ et 2M€. Par ailleurs, 68% des valeurs sont comprises entre -561k€ et 561k€.

Dans le contexte Grenelle (figure de droite), la quasi-intégralité des 10000 valeurs sont comprises entre -1M€ et 1M€. De la même manière que précédemment, 68% des valeurs sont comprises entre -323k€ et 323k€.

La différence de valeur est liée au fait que le déploiement des SI n'est pas le même pour les deux contextes (Tableau 6-1 : Horizon de déploiement des SI).

Ce processus de Monte-Carlo a été intégré au sein du modèle EGF. Tous les calculs classiques d'EGF ont été réalisés avec 10000 variantes de coûts de SI pour le calcul des VAN. Ainsi, l'analyse de l'incertitude sur le coût des SI a été réalisée avec 8800000 trajectoires de VAN entre 2020 et 2050 par contexte.

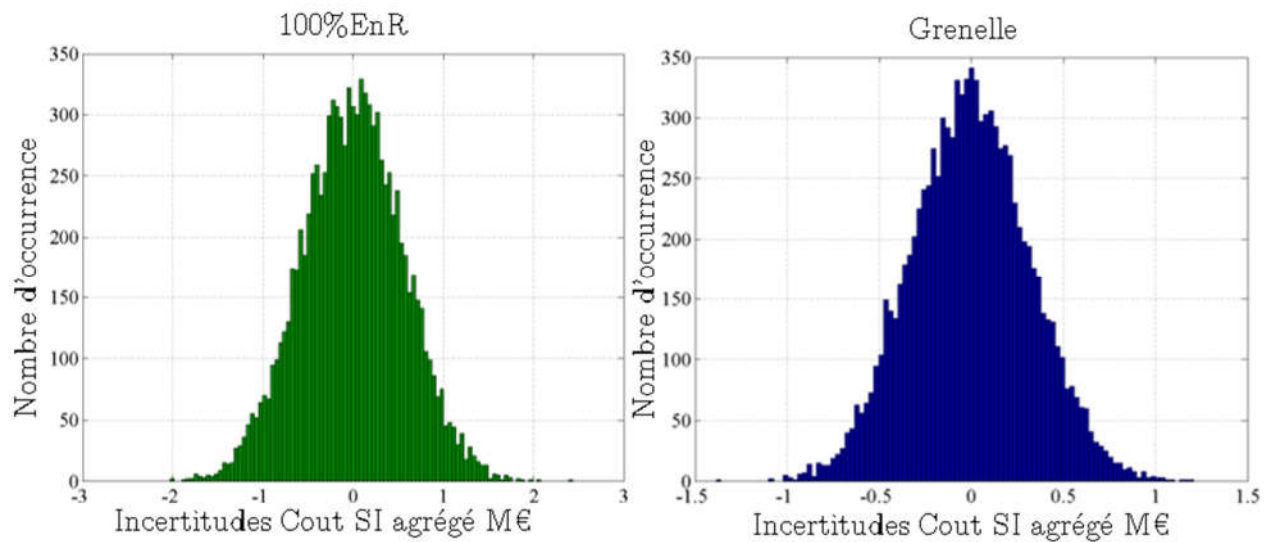


Figure 6-4 : Incertitude agrégée du coût des SI

L'espérance de VAN globale du système est calculée en faisant la moyenne des 880 VAN à 2050 en utilisant un coût des SI donné. La répartition des 10000 espérances de VAN par contexte calculées sont représentées dans la Figure 6-5.

- Les pointillés montrent bien que les résultats sont centrés sur les valeurs obtenues dans le modèle EGF.
- La relation entre la variation du coût des SI et la variation de la VAN est linéaire. Aussi, la variation des espérances de VAN suit logiquement les lois représentées par la Figure 6-3
- Les 10000 VAN calculées à 2050 pour chaque trajectoire et chaque scénario futur permettent d'avoir un échantillon statistique représentatif de la variation des VAN compte tenu de l'incertitude sur le coût des SI.

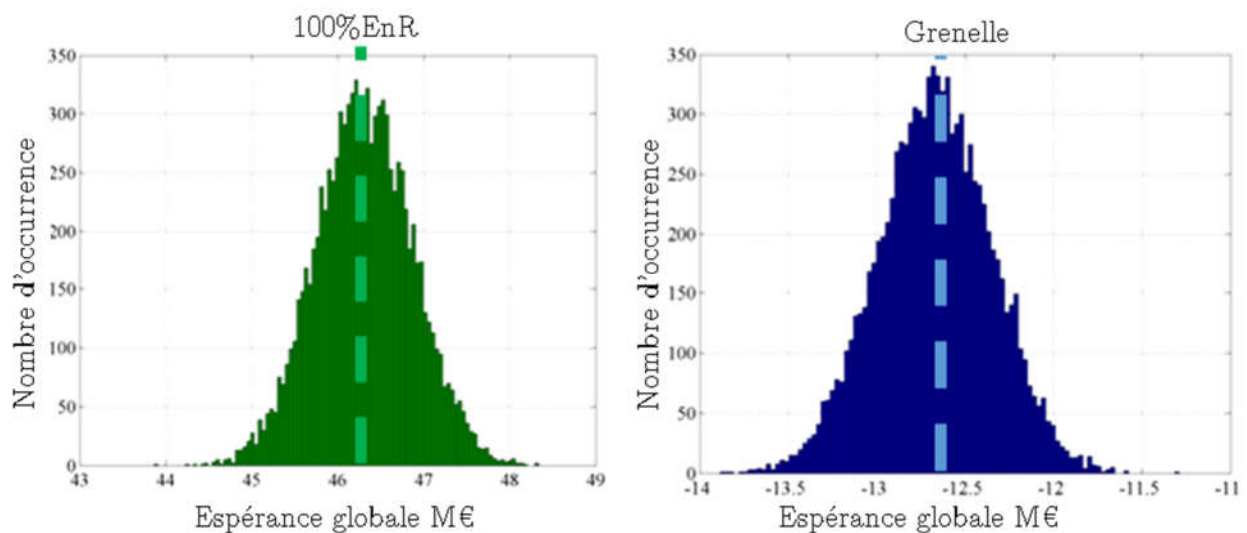


Figure 6-5 : Histogramme des espérances de VAN système globale

Cet effet du coût des SI est également observable pour les VAN de chaque trajectoire de déploiement et sur les VAN optimisées. Dans le cas des VAN optimisées, si la répartition des valeurs de VAN optimisées suit la même tendance, il n'est pas possible de sélectionner une trajectoire de déploiement parmi les 80000 maximum (8 trajectoires d'EGF, 10000 tirages statistiques).

À nouveau, c'est la linéarité de l'effet du coût des SI sur les VAN et le grand nombre de simulations qui induisent ces résultats. L'écart type initialement évalué (Tableau 6-2) a ici un rôle primordial sur les résultats. Plus celui-ci est élevé, plus l'étalement des VAN autour des valeurs issues du modèle EGF est important, et plus l'aide à la décision en termes de trajectoire de déploiement est difficile à mettre en place.

Le Tableau 6-3 ci-dessous représente les valeurs des VAN globales du modèle EGF ainsi que la variation en pourcentage de cette VAN dans le modèle SI. Si la variation en euros est plus faible dans le contexte Grenelle (Tableau 6-3), les VAN sont également plus faibles en valeur absolue. Aussi, la variation relative, en termes de pourcentage, est plus forte dans le contexte Grenelle. Ce résultat impacte directement l'optimisation de la trajectoire de déploiement.

Tableau 6-3 : Variation des VAN dans le modèle SI par rapport au modèle EGF

	100%EnR	Grenelle
Espérance globale d'EGF	46,5 M€	-12,5 M€
Variation	± 5%	± 8 %

## 6.6 Analyse des résultats

Comme décrit précédemment, les résultats utilisant l'indicateur espérance optimisée ne permettent pas de certifier qu'une trajectoire de déploiement était plus optimisée qu'une autre. Cependant, l'analyse des VAN par trajectoire de déploiement reste possible. Cette analyse correspond à l'espérance indice max du modèle d'EGF permettant de minimiser les risques lors de l'investissement. L'espérance de VAN de chaque trajectoire de déploiement et pour chaque trajectoire d'EGF permet de calculer l'espérance de VAN de la trajectoire. Compte tenu du caractère aléatoire du coût des SI, cette évaluation a été réalisée 10000 fois afin d'identifier les trajectoires de déploiement les moins risquées compte tenu de l'incertitude sur le coût des SI.

Les trajectoires de déploiement identifiées sont représentées Figure 6-6. Dans le contexte 100%EnR (figure de gauche), la trajectoire représentant le moins de risque est P2P5P6, ce qui correspond strictement au résultat obtenu dans le modèle d'EGF.

Dans le contexte Grenelle (figure de droite), trois trajectoires de déploiement ont été identifiées. La trajectoire P2P2P2 est la trajectoire de déploiement la moins risquée dans 59% des cas et correspond à la trajectoire la moins risquée du modèle EGF. La trajectoire de déploiement P2P2P3 est la moins risquée dans 33% des cas. Cette trajectoire est celle qui maximisait la VAN dans le modèle EGF. Enfin, la trajectoire P1P2P2 est identifiée comme la moins risquée dans 8%

des cas. Cette trajectoire n'avait pas été identifiée précédemment en considérant uniquement l'incertitude sur l'EGF.

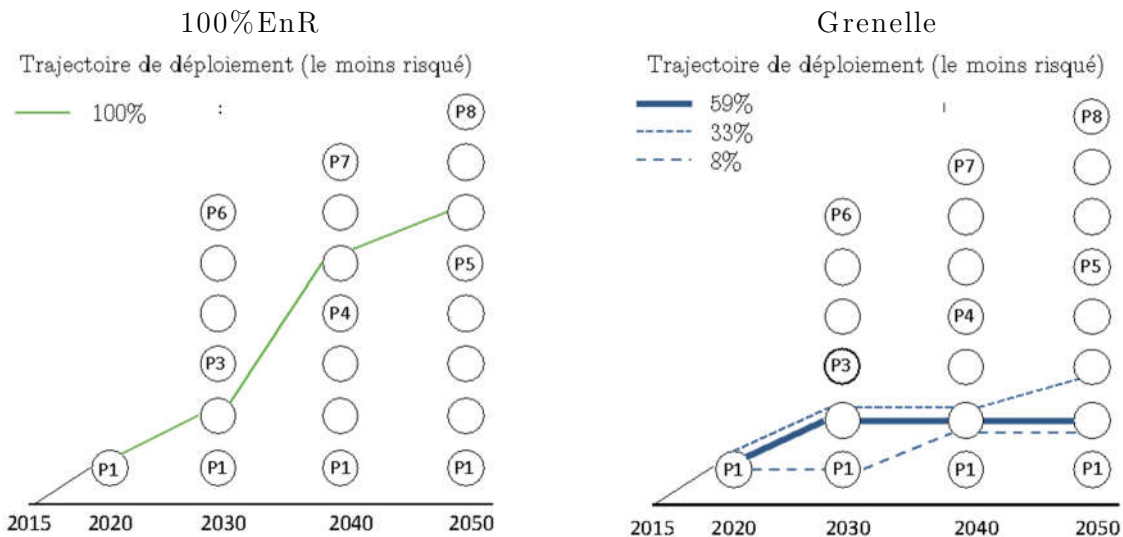


Figure 6-6 : Trajectoires optimales en tenant compte de l'incertitude sur le coût des SI pour les 2 contextes

L'apparition de plusieurs trajectoires pouvant minimiser les risques est liée à la variation de 8% de la VAN autour de la VAN EGF dans le contexte Grenelle. Il est important de noter ici que les dynamiques des trois trajectoires identifiées comme minimisant les risques sont conservatrices et relativement similaires. Ceci est lié au fait que l'exploitation du gisement de flexibilité est difficile dans le contexte Grenelle et que le choix de la trajectoire de déploiement impacte fortement les VAN système.

### 6.6.1 Synthèse du modèle SI

Comme nous l'avons précisé plus haut, le modèle traitant du coût des SI est une surcouche du modèle EGF. Les résultats observés ici suivent donc les résultats du modèle EGF. Deux résultats sont cependant notables.

Premièrement, la variabilité du coût de déploiement impacte fortement les VAN des trajectoires de déploiement. Cette variabilité du coût entraîne 5% à 8 % de variation sur la VAN de l'espérance globale selon le contexte.

Deuxièmement, l'apparition de deux nouvelles trajectoires optimales (espérance indice max) en considérant l'impact des coûts SI dans le contexte Grenelle. L'écart type a un fort impact sur les trajectoires de déploiement minimisant les risques. Plus l'écart type est élevé, plus la variation de la VAN autour des résultats du modèle EGF est forte, et plus il est difficile de minimiser les risques. En effet, plusieurs trajectoires deviennent potentiellement « les moins risquées ». Choisir une trajectoire parmi un nombre croissant de trajectoires « moins risquées » ne permet pas de certifier le choix de trajectoire qui serait effectivement le moins risqué.



---

## 6.7 Conclusion

---

Ce dernier chapitre représente le dernier modèle d'options réelles développé dans cette thèse. La construction d'un modèle traitant de l'incertitude sur les coûts des SI utilisés dans le déploiement de la grappe OptimCAPEXFlex à l'horizon 2050 est y présenté et expliqué. Ce modèle utilise une approche qui combine une méthode stochastique représentée par un algorithme Monte-Carlo avec l'arbre binomial utilisé dans les deux premiers modèles de cette thèse.

Le modèle de ce chapitre est développé comme une surcouche du modèle EGF du chapitre précédent. En effet, les résultats observés ici sont donc analysés de la même manière, mais cette fois-ci nous nous limitons à l'espérance globale et l'espérance indice max représentant respectivement la valeur moyenne de ce déploiement et celle du déploiement le moins risqué.

Avec ce chapitre les travaux techniques de cette thèse ainsi que ses résultats sont présentés. Nous synthétisons les résultats des différents modèles développés dans la suite (scénarios de transition) avant offrir les recommandations globales de nos travaux.

# Synthèse et recommandations

L'objectif final de la thèse est la mise en place de paliers de transition permettant de proposer des scénarios de transition (voir Figure 6-7). Pour atteindre cet objectif, 12 fonctions avancées, 2 contextes de déploiement (Figure 6-7 : Phase 1 et 2), 2 modèles fondamentaux d'aides à la décision et 3 incertitudes (Figure 6-7 : Phase 3) ont été nécessaires à l'évaluation de la grappe OptimCAPEXFlex. La Figure 6-7 synthétise les quatre phases de la démarche du développement que nous avons suivie dans cette thèse en précisant l'objectif final de la thèse et celui de cette section (Phase 4).

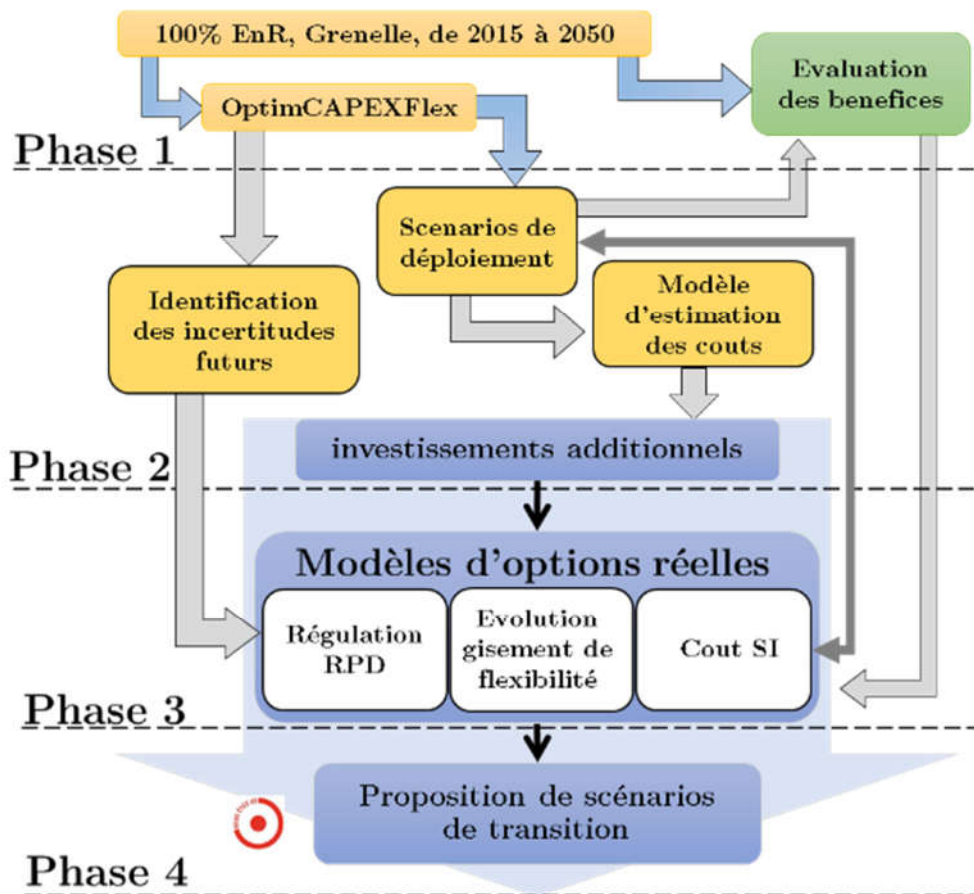


Figure 6-7 : Démarche de développement et objectif final

## Synthèse des modèles d'options réelles

Cette sous-section présente une synthèse des travaux menés dans cette thèse en détaillant le développement des différents modèles et les résultats des simulations pour l'optimisation du déploiement d'équipements smart grid.

Le modèle d'optimisation par les options réelles qui représente la régulation RPD a d'abord été développé. L'analyse des pratiques de différents pays en matière de régulation économique des réseaux de distribution électrique, réalisée par l'EDDEN, a permis de définir trois trajectoires de régulation. De façon générale, l'étude montre que les mécanismes de régulation permettent d'accompagner le déploiement de la grappe OptimCAPEXFlex de telle sorte que la VAN système soit positive et que le GRD couvre ses coûts.

Ensuite, le modèle qui représente l'évolution du gisement de flexibilité a été développé. Dans ce modèle, l'influence des variations du gisement de flexibilité sur les VAN système liées aux 110 déploiements a été évaluée. Ces VAN système calculées sont maximales lorsque le déploiement d'équipement smart grid est optimisé. Deux trajectoires optimales sont donc identifiées et évaluées. Une trajectoire qui maximise la VAN et une autre qui minimise les risques.

La modélisation des incertitudes liées aux coûts des systèmes d'informations (SI) a été combinée à celui portant sur l'évolution du gisement de flexibilité. La construction des modèles statistiques permettant de simuler l'effet des coûts SI sur la VAN système a permis une première quantification de son impact et des conséquences en termes de détermination de trajectoire optimale.

Les résultats de ces travaux ont permis de montrer que pour l'ensemble des incertitudes considérées dans le cadre de la thèse, les VAN système pour le contexte 100%EnR sont positives en toute circonstance. Ce résultat doit être cependant fortement relativisé car il est dû au fait que les coûts de transition vers ce contexte ne sont pas pris en compte dans l'évaluation économique de l'étude. Ils sont considérés des éléments de contexte (installation des renouvelables, l'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments, les équipements installés pour l'efficacité énergétique active, etc.).

Dans le contexte Grenelle, les VAN peuvent être négatives. Les modèles d'optimisation ont permis de sélectionner les trajectoires maximisant la VAN système ou minimisant les risques. Il est à noter que la VAN du déploiement de référence initialement prévu par les experts de GreenLys est proche des VAN maximales des différentes options évaluées.

## Paliers techniques pour la grappe OptimCAPEXFlex

---

Les contextes 100%EnR et Grenelle issus du GreenLys présentent deux scénarios de contexte très différents. Ils offrent donc deux bornes minimum et maximum. Les trajectoires de déploiement optimales des différents modèles détaillés dans cette thèse sont représentées pour les deux contextes. Les échéances considérées, tous les 10 ans, permettent d'évaluer le déploiement des technologies smart grid par palier. La Figure 6-8 résume les paliers de déploiement des trois modèles OR.

Dans le cas d'un contexte 100%EnR (figure de gauche), la dynamique initiale entre 2021 et 2030 suit la tendance de la référence ou est légèrement en dessous de cette dernière. Puis, la

dynamique est accélérée ce qui donne en 2040 un déploiement de référence ou supérieure de 10% à la référence. En 2050, le déploiement est supérieur à la référence pour tous les modèles.

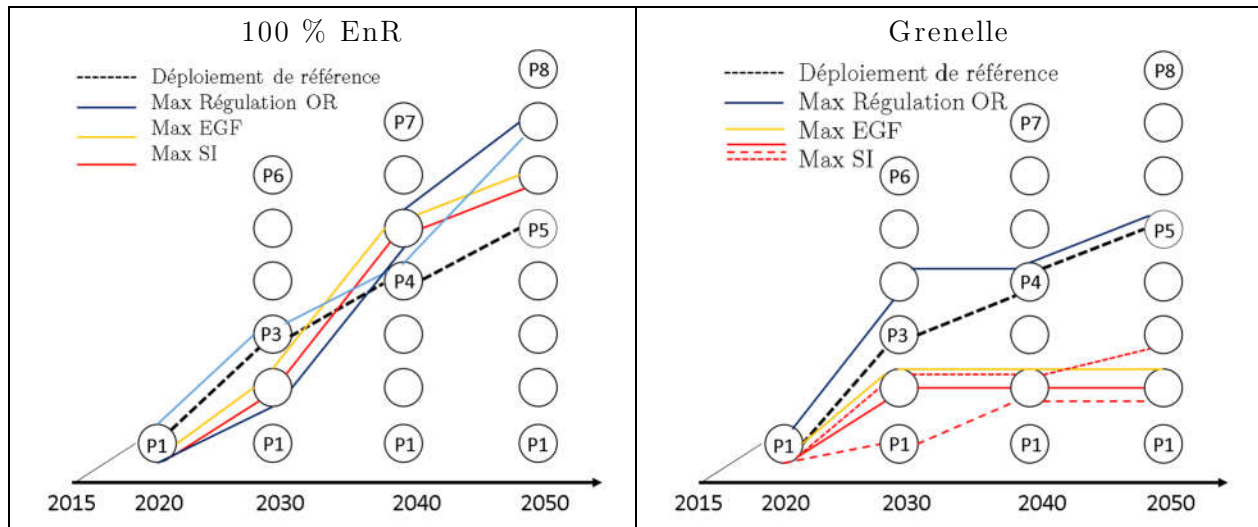


Figure 6-8 : Trajectoires de déploiement optimisées pour tous les modèles étudiés

Ceci implique que dans le contexte 100%EnR :

Tendance entre 2020 et 2030 : un déploiement *tendanciel* ou légèrement inférieur à la référence est recommandé jusqu'en 2030, car le gisement de valeur est plus faible. Puis, jusqu'en 2050, le gisement de valeur croit. Ceci forme le premier palier.

Accélération entre 2030 et 2050 : un déploiement supérieur à la référence permet alors de maximiser la VAN. Ceci constitue les deuxièmes et troisièmes paliers ; ils sont donc une *accélération* du déploiement.

Ainsi, les paliers de transition pour optimiser la VAN système et limiter les risques est la trajectoire P2P5P6.

Pour ce scénario, la trajectoire de régulation recommandée est la modérée.

Dans le cas d'un contexte Grenelle (figure de droite) :

Attente-Tendance-Accélération entre 2020 et 2030 : la dynamique initiale entre 2021 et 2030 est répartie entre une option *d'attente* (pas de déploiement supplémentaire), un déploiement préemptif, un déploiement suivant la tendance de la référence, ou un déploiement *accéléré* (proactif).

Attente entre 2030 et 2050 : Les dynamiques de 2031 à 2050 ont toutes la tendance à maintenir les équipements en place *sans déployer* plus ou limiter fortement la croissance. Ainsi, en 2050, tous les déploiements sont inférieurs à la trajectoire de référence sauf pour le modèle OR régulation qui en 2050 a un déploiement équivalent à la référence.

Si les différentes trajectoires, donc les différents paliers, sont envisageables alors la trajectoire de déploiement la moins risquée reste P2P2P2.

Pour ce scénario, la trajectoire de régulation recommandée est la conservatrice.

Enfin, quel que soit le contexte envisagé, il est important de noter que le déploiement de référence est un compromis intéressant en termes de dynamique bien que les hypothèses sur l'EGF soient optimistes.

Dans le cas d'un contexte incertain se situant entre les contextes Grenelle et 100%EnR, il est possible d'estimer les paliers techniques à considérer. Les conditions à remplir sont les suivantes :

- Être en mesure de tirer profit du gisement de valeur dès 2030 (dynamique initiale).
- Être en mesure de tirer profit du gisement de valeur si celui-ci est fort en 2040 et 2050.
- Être en mesure de limiter les risques si le gisement de valeur se révèle être faible en 2040 et 2050.

Ainsi, la dynamique initiale qui ressort des différentes analyses d'incertitude pour la grappe OptimCAPEXFlex est préemptive. Un déploiement relativement modéré (P2) en 2030 est optimal pour les 2 contextes. Il correspond aussi à celui qui limite les risques.

Notre étude se focalise sur la grappe OptimCAPEXFlex. Les résultats obtenus ont permis une analyse détaillée de différentes incertitudes sur la grappe ainsi que la mise en place de paliers techniques pour la grappe OptimCAPEXFlex en fonction du contexte considéré. Cependant, il est à noter que ces résultats ne sont pas généralisables à d'autres grappes de fonctions avancées smart grid.

Les résultats des modèles développés dans le cadre de cette thèse en utilisant la théorie d'options réelles ont permis de faire ressortir les trajectoires de déploiement d'équipements smart grid, sur la zone démonstrateur de Lyon, qui permettent d'optimiser la VAN système tout en minimisant les risques en fonction du contexte. Ces résultats doivent être considérés avec l'ensemble des hypothèses et limites explicitées dans 4.1.3, 5.1.2 et 6.1.2

Une synthèse des trois modèles d'options réelles est ici fournie. Cella a pour objectif de récapituler les travaux effectués dans cette thèse avant d'exposer les scénarios des transitions. Enfin, les paliers de transition de la grappe OptimCAPEXFlex (la dernière phase de la démarche) représentant l'objectif final de la thèse sont proposés en fonction du contexte avec pour critère de choix l'optimisation de la VAN système en minimisant le risque.

Avec cette synthèse les travaux techniques de cette thèse ainsi que ses recommandations sont présentés. La conclusion générale suivante ressort d'une manière globale les conclusions pertinentes des différents modèles techno-économiques et propose finalement quelques perspectives

## Conclusion Générale

La transition vers des réseaux électriques intelligents smart grids s'accompagnera du déploiement de nouveaux équipements. De nombreuses incertitudes existent cependant quant à leurs configurations, certaines pouvant entraver les investissements envisagés, comme le reconnaît l'Union Européenne dans sa feuille de route concernant l'Énergie jusqu'en 2050. (Commission européenne, 2011b). Bien que des incertitudes portent sur l'état futur du système électrique à horizon 2050, de nombreuses variables du processus de transition lui-même, telles que sa durée, les politiques et les régulations qui la ponctuent, les stratégies industrielles adoptées et les trajectoires technologiques de déploiement, sont également incertaines. En cohérence avec le contexte de système complexe qui leur est spécifique, les smart grids sont caractérisés par des incertitudes technologiques, économiques et socio-politiques.

Étant donné que les investissements smart grids sont à la fois de court et long terme, l'intégration des incertitudes, influençant l'orientation de la trajectoire de déploiement, permet une meilleure stratégie dans le choix de ces investissements et leur évolution pour assurer une transition plus adaptée. Pour cela, une étude basée sur une approche par les options réelles autorise la prise en compte des incertitudes et met en valeur l'importance de la flexibilité dans l'ajustement des décisions. Cette approche repose sur une vision dynamique dans le choix des investissements qui s'appuie sur l'identification des options appropriées à chaque étape du déploiement. Par conséquent, contrairement à une analyse coûts-bénéfices classique, les décisions résultantes d'une telle approche sont orientées par l'exploitation des flexibilités propres au cheminement séquentiel des investissements futurs

Eu égard à ces éléments, les stratégies d'investissements contiennent souvent une série d'options composées (choix et décisions éventuelles : attente, accélération, etc.) qui doivent être gérées proactivement par les décideurs. Notamment, ils doivent choisir la temporalité et la séquence de chaque décision ou investissement à venir. Avec toutes ses spécificités, l'approche par les options réelles se révèle nécessaire et complémentaire aux différents efforts intellectuels relatifs au développement des réseaux électriques intelligents. En effet, l'analyse techno-économique doit être réalisée sous différents angles et à différents niveaux.

### Contribution de thèse

---

Dans le cadre de cette thèse, trois incertitudes ont été traitées : l'incertitude portant sur la régulation du réseau public de distribution, l'incertitude portant sur l'évolution des gisements de flexibilités et celle portant sur les coûts des systèmes d'informations.

Les choix du mode de tarification des investissements ou leur absence peuvent conditionner les choix de l'opérateur ou constituer une barrière au développement des réseaux intelligents. De cette manière, l'incertitude sur la régulation peut influencer considérablement les stratégies des investissements futurs.

La deuxième incertitude retenue est celle sur l'évolution du gisement de flexibilité. Celle-ci peut impacter la puissance effaçable disponible pour un déploiement et un coût donné. Ce choix nous est apparu pertinent dans le cadre du projet GreenLys, où l'expérimentation se focalise particulièrement sur le pilotage de charge. La valeur de cette dernière vient principalement des flexibilités offertes au niveau de la demande et d'autres gisements de flexibilités en plein développement.

Les systèmes d'informations (SI) sont une couche à part entière de l'architecture smart grid (CENELEC, 2012). Concrètement, cela signifie que le déploiement de fonctionnalités smart grid ne peut pas se faire sans le déploiement des SI correspondants. La troisième incertitude retenue dans cette thèse est donc celle liée aux coûts des systèmes d'information.

L'objectif de la thèse est de proposer des paliers techniques et économiques de transition vers le smart grid. Pour ce faire, nous avons développé trois modèles d'options réelles, ce qui correspond à un modèle pour chaque incertitude. Les modèles développés sont appliqués aux deux scénarios de GreenLys (un scénario conservateur 'Grenelle' qui respecte les engagements énergétiques européens et un scénario plus ambitieux '100% EnR' qui vise une production électrique totalement renouvelable).

Dans le premier modèle (incertitude de régulation), nous avons utilisé une approche d'options réelles basée sur un arbre polynomial combiné avec de la logique floue, analysé l'impact des trois trajectoires de régulations (trajectoire conservatrice, modérée et ambitieuse) envisageables sur le déploiement smart grid jusqu'en 2050 et identifié les stratégies optimales de déploiement smart grid. L'application de ce modèle d'options réelles aux scénarios GreenLys nous permet de sortir trois conclusions. Premièrement, le mécanisme de régulation permet d'accompagner le déploiement smart grid de telle sorte que la valeur actuelle nette de déploiement smart grid soit positive et que le gestionnaire de réseau public de distribution couvre ses coûts. Deuxièmement, dans le cas d'une trajectoire de régulation incertaine, les déploiements extrêmes (très forts ou très faibles) ne sont pas recommandés. Finalement, le fait de pouvoir choisir la bonne stratégie de déploiement permet de gagner 11% en valeurs actuelle nette de déploiement dans le scénario Grenelle, 43% dans le scénario 100%EnR et éviter les valeurs actuelles nettes négatives.

Dans le deuxième modèle (incertitude sur l'évolution de gisement de flexibilité), nous avons utilisé une approche d'options réelles basée sur un arbre binomial classique. Celle-ci génère 8 trajectoires d'évolution de gisement de flexibilité possibles jusqu'en 2050. Si l'approche de modélisation de ce modèle est classique, l'analyse utilisée est, quant à elle, particulièrement originale. Nous nous sommes basés sur une nouvelle lecture de l'arbre binomial pour traiter et analyser les résultats obtenus. En effet, nous avons identifié deux stratégies de déploiement optimales. La première est une stratégie de déploiement qui maximise les gains alors que la deuxième consiste à trouver les bons moments et le niveau de déploiement afin de minimiser les risques en tenant compte de l'incertitude en question. Deux constats ont été faits après l'application de ce modèle dans le cadre de scénarios de GreenLys. Premièrement, la stratégie de maximisation de la valeur actuelle

nette permet de gagner jusqu'à 50% en valeur actuelle nette dans le scénario Grenelle et 11% dans le scénario 100%EnR. Deuxièmement, le déploiement faible a été identifié comme étant le déploiement à minimum de risques pour le scénario Grenelle (une stratégie de minimisation des risques). Alors que dans le cadre du scénario 100%EnR, pour minimiser les risques un déploiement plus important est nécessaire.

Le troisième modèle (incertitude sur le coût des SI) est une surcouche du deuxième modèle. D'abord, nous avons modélisé cette dernière incertitude dans un algorithme basé sur un processus de Monte-Carlo que nous avons développé. Ensuite, l'algorithme développé est intégré dans le deuxième modèle d'options réelles de cette thèse. L'application de ce modèle complet (le deuxième modèle plus la surcouche des SI) dans GreenLys fait ressortir trois observations. Premièrement, les constats du deuxième modèle sont toujours valables même avec l'incertitude du coût SI. Deuxièmement, la variabilité du coût des SI entraîne 5% à 8 % de variation sur la valeur actuelle nette de déploiement smart grid selon le contexte. Troisièmement, plus la variabilité du coût des SI est élevée, plus la variation de la valeur actuelle nette de déploiement est forte, et plus la valeur du déploiement à minimum de risque est importante.

## Perspectives

---

D'une manière générale, les perspectives ouvertes par ce travail concernent la levée des limites identifiées et quelques hypothèses pour avoir des résultats plus précis. Plus spécifiquement, nous identifions et classons quelques perspectives à court et à long terme.

Dans les trois modèles d'options réelles développés, une analyse de sensibilité peut être envisagée pour compléter l'analyse des résultats. Cette analyse permettrait d'identifier le seuil, en termes de pourcentage de variation autour de la valeur actuelle nette, à partir duquel il devient « risqué » de choisir un déploiement identifié comme « minimisant les risques » ou à partir duquel le déploiement optimum ne l'est plus.

Par ailleurs, les nouveaux usages et les équipements pilotables, dont la connectivité tend à augmenter, vont faire croître le gisement de flexibilité. Dans le même temps, ces appareils devraient être de plus en plus efficaces et ne représenteront qu'une faible consommation. Le taux d'automatisation pourrait donc offrir un grand nombre de petites flexibilités d'ici 2050. Prendre en compte ce paramètre peut être une deuxième amélioration intéressante à apporter aux modèles d'options réelles.

Dans cette thèse, nous avons identifié une liste de 15 incertitudes qui peuvent impacter le déploiement des smart grids. Pour plusieurs raisons (contrainte temps, disponibilité de données, manque de ressources, etc.) nous nous sommes limités à trois incertitudes (incertitude régulation, évolution de gisement de flexibilité et coût SI). Suivre la démarche de cette thèse dans le développement d'un modèle traitant une nouvelle incertitude est parfaitement réalisable.



Si les résultats de ces travaux concernent uniquement la zone de démonstration GreenLys et un nombre limité de fonctionnalités smart grid ne peuvent pas être extrapolés en l'état la méthodologie de cette thèse peut être utilisée à plus grande échelle. Celle-ci peut servir pour construire une feuille de route plus ambitieuse à partir de retours d'expériences d'un plus grand nombre de démonstrateurs. Cette démarche générale pourrait être compilée sous la forme d'un manuel de bonnes pratiques pour élaborer des scénarios de transitions vers le réseau électrique intelligent

# Bibliographie

AEO. « Annual Energy Outlook 2016 ». AEO. 2016.

Amarasekara H. W. K. M., Meegahapola L., Agalgaonkar a. P., Perera S. « Impact of renewable power integration on VQ stability margin ». 2013 Australas. Univ. Power Eng. Conf. [En ligne]. 2013. n°October, p. 1-6. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2013.6725356> >

Amram M., Kulatilaka N. Real Options: Managing Strategic Investment in an Uncertain World (Financial Management Association Survey and Synthesis). Oxford : Oxford University Press; 1 edition, 1998.

Battegay A. investissements de smart grid Valorisation des gisements de flexibilité dans les investissements smart grid. Grenoble : Université Grenoble Alpes, 2015.

Bellalah M. « Le Choix Des Investissements Et Les Options Reelles : Une Revue De La Litterature ». Statew. Agric. L. Use Baseline 2015 [En ligne]. 1998. Vol. 1. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004> >

Bellalah M. « No Title No Title ». Univ. du Maine Paris-Dauphine [En ligne]. 2000. Vol. 6. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004> >

Bellalah M., Simon Y. Options, contrats à terme et gestion des risques : analyse, évaluation, stratégies. Paris : Economica, 2003. ISBN : 271784578X.

Bergaentzle C. Smart grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande. Grenoble : Université Grenoble Alpes, 2015.

Boyle P. P. « A Lattice Framework for Option Pricing With Two Sate Variables ». J. Finance. Quant. Anal. 1988. Vol. 23, n°1.

Briand P. « Le modèle de Black – Scholes ». 2003. p. 1-12.

Catalin A., Covrig F., Ardelean M., Vasiljevska J., Mengolini A., Fulli G., Amoiralis E., Jiménez M. S., Filiou C. Smart Grid Projects Outlook 2014 [En ligne]. 2014. 1-157 p. Disponible sur : < <https://doi.org/10.2790/22075> > ISBN : 9789279378041.

CENELEC. « CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Information Security ». 2012. n°November. Disponible sur : < <ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/Security.pdf> >

CGADD. Chiffres clés des énergies renouvelables. Paris, 2015.

Chance D. M., Peterson P. P., Peterson D. R. Real Options and Investment Valuation [En ligne]. 2004. 120-126 p. Disponible sur :

< <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0942278838&partnerID=tZOtx3y1> >

Childs P. D., Ott S. H., Triantis A. J. Capital Budgeting for Interrelated Projects: A Real Options Approach. 1998.

Commission européenne. Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions, « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Bruxelles, 2011.

Copeland T., Antikarov V., Copeland T. « Real options: a practitioner's guide ». 2001. Disponible sur : < <http://www.nhmnc.info/wp-content/uploads/fbpdfs2015/Real-Options-A-Practitioners-Guide-by-Tom-Copeland.pdf> >

(consulté le 29 juin 2016)

Cossent R., Gómez T. « Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate electricity distribution investments ». Util. Policy [En ligne]. 2013. Vol. 27, décembre, p. 28-38.

Disponible sur : < <https://doi.org/10.1016/j.jup.2013.09.002> >

Cox J., Ross S., Rubinstein M. « Option Pricing: A simplified approach ». J. finance econ. [En ligne]. 1979. Vol. 7, n°3, p. 229-263. Disponible sur :

< [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(79\)90015-1](https://doi.org/10.1016/0304-405X(79)90015-1) >

CRE. « comprendre-les-smart-grids ». 2010a. Disponible sur :

< <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=comprendre-les-smart-grids> >

(consulté le 27 janvier 2016)

CRE. « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT ». CRE [En ligne]. 2014. p. 1-80. Disponible sur :

< <http://www.cre.fr/content/download/11149/107310/version/2/file/131212TURPE4.pdf> >

CRE. « Définition des Smart grids ». In : Définition des Smart grids [En ligne]. 2010b. Disponible sur : < <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids> >

(consulté le 1 janvier 2016)

CRE L. von P. « SMART GRIDS ». 2011. Disponible sur :

< <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=modeles> >

(consulté le 9 juin 2016)

Direction des marchés d'Amérique latine de l'Afrique et du M.-O., Ministère de l'Économie de la S. et de l'Innovation. Le marché de l'énergie au Chili [En ligne]. Québec : 2011. Disponible sur :

< <https://www.economie.gouv.qc.ca> >

Dixit A. K., Pindyck R. S. Investment under uncertainty. Princeton : Princeton University Press, 1994. 468 p. ISBN : 9781400830176.

Dixit A. K., Pindyck R. S. « The Options Approach to Capital Investment ». Harv. Bus. Rev. [En ligne]. 1995. Vol. 77. Disponible sur :  
< <https://hbr.org/1995/05/the-options-approach-to-capital-investment> >

Dupont B., Meeus L., Belmans R. « Measuring the “smartness” of the electricity grid ». In : 2010 7th Int. Conf. Eur. Energy Mark. [En ligne]. IEEE, 2010. p. 1-6. Disponible sur :  
< <https://doi.org/10.1109/EEM.2010.5558673> >  
(consulté le 31 mai 2016) ISBN : 978-1-4244-6838-6.

Edward Teach. « Will Real Options Take Root? ». CFO Mag. [En ligne]. 2003. Vol. 19, n°9, p. 73-75. Disponible sur :  
< <http://ww2.cfo.com/accounting-tax/2003/07/will-real-options-take-root/> >

ELCON. « The Economic Impacts of the August 2003 Blackout ». New York. 2004. n°August 2003, p. 1-10.

Enedis. « Les démonstrateurs ». Lyon, 2016. Disponible sur :  
< <http://www.enedis.fr/les-demonstrateurs> >  
(consulté le 1 janvier 2016)

ETP4SG. « Smart Grids European Technology Platform ». Belgique, 2013. Disponible sur :  
< <http://www.smartgrids.eu/> >  
(consulté le 1 janvier 2016)

EurAct. Libéralisation des marchés de l'énergie...ce fait de la résistance – EurActiv.pdf [En ligne]. 2012. Disponible sur : < <http://www.euractiv.fr/section/energie/news/liberalisation-des-marches-de-l-energie-la-france-fait-de-la-resistance/#comments> >

GreenLys. « la 1ère vision globale du smart-grid ». Grenoble : Greenlys, 2009. Disponible sur :  
< <http://greenlys.fr/projet/410-2/> >

Hadjsaïd N., Sabonnadière J.-C. SmartGrids. ISTE, 2012a. 358 p. ISBN : 9781848212619.

Hadjsaïd N., Sabonnadière J.-C. SmartGrids : les réseaux électriques intelligents. Hermès science publications-Lavoisier, 2012b. ISBN : 9782746225947.

Heimer T., Arend S. « The genesis of the Black-Scholes option pricing formula ». 2008. Vol. 49, n°98, p. 1-20.

Henry C. « Investment decisions under uncertainty : the “irreversibility effect” ». Invest. Decis. Under Uncertain. "Irreversibility Eff. 1974. Vol. 64, p. 1006-10012.

Henry R. « Discounted Cash Flow ». 1969. n°August,.

Hodder J. E., Riggs H. E. « Pitfalls in Evaluating Risky Projects ». Harvard Business. Rev. Vol. 63 No. 1 [En ligne]. 1985. Disponible sur :  
< <https://hbr.org/1985/01/pitfalls-in-evaluating-risky-projects> >

Hongbin Z., Ye L. J. ; Y. W. ; Z. « The study on evaluating indicator system of the pilot project of smart grid ». In : CICED 2010 Proc. [IEEE], 2010. p. 1-7. ISBN : 9781457700668.

International Energy Agency. « Global EV Outlook 2015 ». Glob. EV Outlook. 2015. n°EVI, p. 9-10.

Joannin P. L'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité : genèse et perspectives d'un projet ambitieux [En ligne]. 2007. Disponible sur :  
< <http://www.robert-schuman.eu/fr/questions-d-europe/0066-l-ouverture-a-la-concurrence-des-marches-europeens-de-l-electricite-genese-et-perspectives> >

Kelly L., Rowe A., Wild P. « Analyzing the impacts of plug-in electric vehicles on distribution networks in British Columbia ». In : 2009 IEEE Electr. Power Energy Conf. [En ligne]. IEEE, 2009. p. 1-6. Disponible sur :  
< <https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420904> >  
(consulté le 30 mai 2016) ISBN : 978-1-4244-4508-0.

Keyhani A. Design of smart power grid renewable energy systems. Wiley, 2011. 565 p. ISBN : 9780470627617.

Lopes J. A. P., Soares F. J., Almeida P. M. R. « Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System ». Proc. IEEE [En ligne]. Janvier 2011. Vol. 99, n°1, p. 168-183. Disponible sur :  
< <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2066250> >  
(consulté le 30 mai 2016)

Luehrman T. A. « Investment Opportunities as Real Options : Getting Started on the Numbers ». Harv. Bus. Rev. 1998.

Ma W.-J., Gupta V., Topcu U. « On distributed charging control of electric vehicles with power network capacity constraints ». In : Am. Control Conf. (ACC), 2014. IEEE, 2014. p. 4306–4311.

Mcdonald J. « Adaptive intelligent power systems : Active distribution networks ». 2008. Vol. 36, p. 4346-4351. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.038> >

Merton C. R. « Theoru of Rational Option Pricing ». Bell J. Econ. Manag. Sci. 1973. Vol. 4, n°1, p. 141-183.

Mun J. « Real Options Analysis versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms ». *Manag. Enterp. Risk What Electr. Ind. Exp. Implies Contemp. Bus.* [En ligne]. 2006. p. 75-106. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1016/B978-008044949-4/50039-8> >

Mun J. *Real Options Analysis* [En ligne]. Oxford, 2006. 667 p. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1016/j.rfe.2004.09.004> > ISBN : 0-471-74748-3.

Myers S. C. « OF CORPOUATE nOUROWING\* Stewart C. MYERS ». 1977. Vol. 5, n°7720, p. 147-175.

NégaWatt. « Scénario négaWatt 2011-2050. Hypothèses et méthode ». 2014.

Nembhard H. B., Mehmet K. *Real Options in Engineering Design, Operations, and Management* [En ligne]. CRC Press, 2009. 253 pages p. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004> > ISBN : 9788578110796.

De Neufville R., Hodota K., Sussman J., Scholtes S. « Real Options to Increase the Value of Intelligent Transportation Systems ». *Transp. Res. Rec. J. Transp. Res. Board* [En ligne]. décembre 2008. Vol. 2086, p. 40-47. Disponible sur : < <https://doi.org/10.3141/2086-05> > (consulté le 26 juin 2016)

De Neufville R., Scholtes S., Wang T. « Real Options by Spreadsheet: Parking Garage Case Example ». *J. Infrastruct. Syst.* [En ligne]. juin 2006. Vol. 12, n°2, p. 107-111. Disponible sur : < [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1076-0342\(2006\)12:2\(107\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1076-0342(2006)12:2(107)) > (consulté le 29 juin 2016)

Riffaud-Ionescu O. Réversibilité du stockage géologique des déchets radioactifs : la théorie des options réelles dans l'aide à la décision [En ligne]. NANCY 2 - Université Nancy 2, 2011. Disponible sur : < <https://petale.univ-lorraine.fr/notice/view/univ-lorraine-ori-15567?resultBackUrl=> >

Robert H. H., David A. G. « Managing as if Tomorrow Mattered ». *Finance Manag.* 1988.

Rodriguez R. H. L., Picault D., Accouche O., Boeda D., Hadjsaid N. « Assessing and comparing smart grid demonstration projects ». In : *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur.* [En ligne]. IEEE, 2014. p. 1-5. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2014.7028914> > (consulté le 31 mai 2016) ISBN : 978-1-4799-7720-8.

RTE. « Actualisation du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ». 2013. p. 56. Disponible sur : < [http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque\\_docs/vie\\_systeme/annuelles/bilan\\_previsionnel/bilan\\_actualisation\\_2013\\_v2.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2013_v2.pdf) >

- Scholes M., Black F. « The Pricing of Options and Corporate Liabilities ». J. Polit. Econ. 1973. Vol. 81, n°3, p. 637-654.
- Thinksmartgrids. « Les principaux démonstrateurs Smart Grids français ». 2015.
- Trigeorgis L. A conceptual options framework for capital budgeting. Advances in Futures and Options Research 3. Stamford : JAI Press, 1988. 145-167. p.
- Trigeorgis L. Real options : managerial flexibility and strategy in resource allocation. Massachusetts : MIT Press, 1996. 427 p. ISBN : 9780262201025.
- U.S. Department of Energy. « the SMART GRID ». Communication [En ligne]. 2013. Vol. 99, p. 48. Disponible sur : < <https://doi.org/10.1016/B978-1-59749-570-7.00011-X> >
- UFE. ELECTRICITÉ 2030 : QUELS CHOIX POUR LA FRANCE [En ligne]. 2012. Disponible sur : < <http://ufe-electricite.fr/publications/etudes/article/electricite-2030-quels-choix-pour> >
- Uzunidis D., Boutillier S. (1960), Laperche B. politiques d'innovation durable. De Boeck, 2015. ISBN : 9782804192259.
- W. Carl Kester. « Today's Options for Tomorrow's Growth ». Harv. Bus. Rev. 1984. Vol. march.
- Wang T. Real options in projects and systems design identification of options and solution for path dependency. Massachusetts : MIT, 2005.
- Zhao T., Sundararajan S. K., Tseng C.-L. « Highway Development Decision-Making under Uncertainty: A Real Options Approach ». J. Infrastruct. Syst. [En ligne]. Mars 2004. Vol. 10, n°1, p. 23-32. Disponible sur : < [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1076-0342\(2004\)10:1\(23\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1076-0342(2004)10:1(23)) > (consulté le 29 juin 2016)