



**HAL**  
open science

# Développement d'une méthode de gestion des risques de projet et d'aide à la décision en contexte incertain : application au domaine des énergies renouvelables

Elodie Rodney

## ► To cite this version:

Elodie Rodney. Développement d'une méthode de gestion des risques de projet et d'aide à la décision en contexte incertain : application au domaine des énergies renouvelables. Mécanique [physics]. Université de Bordeaux, 2016. Français. NNT : 2016BORD0399 . tel-01481591

**HAL Id: tel-01481591**

**<https://theses.hal.science/tel-01481591>**

Submitted on 2 Mar 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 DE DOCTORAT  
PRÉSENTÉE POUR OBTENIR LE GRADE DE  
**DOCTEUR DE**  
**L'UNIVERSITE DE BORDEAUX**

École Doctorale Sciences Physiques de l'Ingénieur

Spécialité : Mécanique

Par **Élodie RODNEY**

---

**DÉVELOPPEMENT D'UNE MÉTHODE DE GESTION DES**  
**RISQUES DE PROJET ET D'AIDE À LA DECISION EN**  
**CONTEXTE INCERTAIN**

**Application au domaine des énergies renouvelables**

Sous la direction de : Denys BREYSSE et Yves DUCQ

---

Soutenu le 12 décembre 2016

Devant le jury composé de :

M. Olivier DECK (Professeur à l'École des Mines Nancy)	Président
M. Didier GOURC (Professeur à l'École des Mines Albi-Carmaux)	Rapporteur
M. Franck MARLE (Professeur à l'École Centrale Paris)	Rapporteur
M. Yann LEDOUX (Maître de Conférences à l'Université de Bordeaux)	Examineur
M. Denys BREYSSE (Professeur à l'Université de Bordeaux)	Directeur
M. Yves DUCQ (Professeur à l'Université de Bordeaux)	Co-directeur
M. Michel COUDRAIS-DUHAMEL (Responsable R&D – ASTF/ALSOLEN)	Invité



*Développement d'une méthode de gestion des  
risques de projet et d'aide à la décision en  
contexte incertain*

Élodie Rodney

© 2016

Élodie Rodney

TOUS DROITS RÉSERVÉS



# DÉVELOPPEMENT D'UNE MÉTHODE DE GESTION DES RISQUES DE PROJET ET D'AIDE À LA DECISION EN CONTEXTE INCERTAIN

## RÉSUMÉ :

---

Le risque est une propriété inhérente de chaque projet. En effet, tout projet est soumis, durant l'ensemble de son cycle de vie, à de nombreux risques qui sont d'origine interne et externe dont la maîtrise est un enjeu crucial pour la réussite du projet. Beaucoup d'outils de gestion des risques ont été développés, mais ont la faiblesse récurrente de ne représenter que le projet et traitent le risque de façon isolée. Les risques affectant le projet et étant générés par ce dernier, il est nécessaire de prendre en compte les nombreuses et complexes interactions entre projet, environnement et risques.

Les travaux réalisés visent à mettre en place une méthode de gestion des risques inhérents aux projets en général et plus particulièrement aux projets du domaine compétitif des énergies renouvelables.

Cette méthode s'appuie sur un cadre formel et des outils applicatifs permettant d'optimiser le management des risques liés au projet. En effet, un cadre de modélisation servant de support à la méthode et ayant pour but de faciliter la modélisation du projet en tant que système complexe a été déterminé. De plus, la représentation des interactions inhérentes au projet et la prise de décision ont été rendues possibles par la nature des attributs caractérisant les entités du projet et de son environnement, et les différents modèles d'évaluation, d'interprétation et de choix des alternatives. Cette méthode a été adaptée à la prise en compte des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement. Pour cela, nous avons d'abord procédé à l'identification et à la description des incertitudes via la réalisation d'une base de connaissances relatives aux facteurs de risques et à la documentation des variables incertaines. Les incertitudes ont ensuite été formalisées, propagées et évaluées.

*Mots-clefs : Gestion des risques, Modélisation, Systèmes complexes, Énergies renouvelables, Solaire thermodynamique à concentration, Projet, Décision, Incertitudes.*

---

### Unités de recherche

Institut de Mécanique et d'Ingénierie, UMR 5295.  
Bâtiment B18, Allée Geoffroy Saint Hilaire, CS 50023, 33615 Pessac Cedex.

Laboratoire de l'intégration du Matériau au Système, UMR 5218.  
Bâtiment A31, 351 Cours de la Libération, 33405 Talence Cedex.



# METHOD DEVELOPMENT FOR PROJECT RISK MANAGEMENT AND DECISION AID UNDER UNCERTAINTIES

## ABSTRACT:

---

Risk is an inherent property of each project. Indeed, any project faces, throughout its whole life cycle, numerous risks. Those risks can have an internal or an external origin. Be able to control risks is a crucial stake for the project success. Many risk management tools have been developed, but have the recurring weakness of representing only the project and treating the risk in isolation. Risks affect the project and are generated by the project itself. So, it is necessary to consider the numerous and complex interactions between project, environment and risks.

The work carried out aims to develop a risk management method suitable for all types of projects and more particularly for projects of the competitive field of renewable energies.

This method relies on a formal framework, as well as on application tools to optimize project risk management. Indeed, a modeling framework which supports the method and aims to facilitate the modeling of the project as a complex system has been developed. Moreover, the representation of the interactions and the decision making have been allowed by the nature of the attributes characterizing the entities of the project and its environment and the different models for evaluation, interpretation and selection of alternatives. This method was adapted to the uncertain context. For this purpose, uncertainties have been identified and described via the realization of a data base on risk factors. Then, uncertainties have been formalized, propagated and evaluated.

**Key words:** *Risk management, Modelling, Complex systems, Renewable energy, Concentrated solar power, Project, Decision, Uncertainties.*

---

## Unités de recherche

Institut de Mécanique et d'Ingénierie, UMR 5295.  
Bâtiment B18, Allée Geoffroy Saint Hilaire, CS 50023, 33615 Pessac Cedex.

Laboratoire de l'intégration du Matériau au Système, UMR 5218.  
Bâtiment A31, 351 Cours de la Libération, 33405 Talence Cedex.





## REMERCIEMENTS

---

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements et toute ma reconnaissance à ceux qui ont rendu possible ma thèse, mes directeurs de thèse, Denys Breysse, Yves Ducq et Yann Ledoux. Je les remercie pour leur soutien sans faille. Leur bienveillance, leur implication et leur disponibilité au cours de ces trois années ont été pour moi un grand réconfort et une source de motivation. Je ne saurai leur dire combien leur aide m'a été précieuse dans l'aboutissement de ce travail. Je remercie tout particulièrement Denys Breysse pour la confiance qu'il m'a témoignée et les conseils qu'il m'a prodigués depuis le master.

Ce travail n'aurait pas été possible sans l'implication de l'entreprise ASTF et de ses partenaires (CEA, RESCOLL, I2M, IMS et ICMCB) au sein du projet SolR<sup>2</sup>. J'adresse mes remerciements à Vincent Lascaux et Michel Coudrais-Duhamel, respectivement chef de projet et responsable R&D de l'entreprise ASTF. Je remercie également Nicolas Perry, responsable universitaire du projet SolR<sup>2</sup>, pour les différents échanges que nous avons eus. Je tiens à remercier également Béatrice Desoudin pour sa bonne humeur et pour avoir toujours su répondre à mes attentes.

J'exprime toute ma gratitude à Olivier Deck pour avoir accepté de présider le jury, ainsi qu'à Didier Gourc et Franck Marle pour avoir accepté d'être les rapporteurs de mes travaux de thèse. Je remercie l'ensemble des membres du jury pour leur intérêt et la qualité de leurs remarques.

Je tiens à exprimer toute ma sympathie à l'ensemble des membres, permanents et doctorants, du département GCE du laboratoire I2M de l'Université de Bordeaux qui ont rendus ces années si agréables. Je pense chaleureusement à Marie-Charlotte Lavenier, Thibaut-Aubin Guekie-Simo, Patrick Sin, Saber Imanzadeh, Fabien Naessens, Sébastien Minvielle, Nicolas Piegay, Maitham Alwash, Abdelhammid Mokeddem et Cécile Verdet.

Un grand merci aux amis que j'ai eu le plaisir de côtoyer durant ces belles années. Je pense tout particulièrement à Amélie Thomas, Jessica Villanueva, Shan Xu, Damien Buquet, Guillaume Lorette et Nicolas Peyraube.

Au terme de ce parcours, je remercie celles et ceux qui me sont chers. Je remercie ma famille corrézienne pour sa présence depuis le début de cette aventure. J'adresse ma plus grande affection à mes grands-parents qui ont toujours été présents, à mes très chers parents qui m'ont élevée, soutenue et aimée et à mes petits frères qui représentent tant à mes yeux. Mes derniers mots sont pour celui qui partage ma vie, celui qui fait de chaque jour passé à ses côtés un moment précieux, celui que ma chère Raphaëlle Automne va appeler papa.



## SOMMAIRE

---

<b><u>I. Introduction générale.....</u></b>	<b><u>21</u></b>
<b><u>II. Pratiques et méthodes de la gestion des risques en gestion de projet .....</u></b>	<b><u>23</u></b>
II.1 Introduction.....	23
II.2 La notion de projet, vers une approche systémique et holistique. ....	24
II.3 La prise en compte et la réduction de la complexité via la formalisation des interactions.....	28
II.3.1 Les outils classiques de la gestion de projet.....	28
II.3.2 L'apport de la modélisation d'entreprise à la gestion de projet : la représentation des systèmes complexes .....	28
II.4 La maîtrise des risques .....	40
II.4.1 La notion de risque .....	40
II.4.2 Le processus de gestion des risques et son déploiement.....	44
II.4.3 Panorama et comparaison des outils classiques de la gestion des risques .....	47
II.5 Le processus de prise de décision .....	51
II.5.1 La notion de décision .....	51
II.5.2 Les différentes étapes d'une prise de décision .....	52
II.5.3 Perturbations et sources d'erreurs dans la prise de décision .....	53
II.6 Conclusion .....	55
<b><u>III. Projets des énergies renouvelables et spécificités de la filière solaire.....</u></b>	<b><u>57</u></b>
III.1 Introduction – les enjeux associés aux projets des énergies renouvelables .....	57
III.2 Revue des différentes technologies de la filière solaire.....	59
III.2.1 Le panneau photovoltaïque .....	59
III.2.2 Le solaire thermodynamique à concentration .....	60
III.2.3 Comparaisons des différentes technologies thermiques.....	68
III.3 Présentation des principales caractéristiques des risques inhérents aux projets des énergies renouvelables et des énergies conventionnelles .....	69
III.3.1 Les principaux risques associés aux projets d'énergies dites conventionnelles.....	69
III.3.2 Les principales différences entre les deux types d'énergies. ....	72
III.3.3 Les spécificités des filières majeures du domaine de l'énergie renouvelable et les principaux risques qui y sont associés.....	73

<b>III.4 Les contraintes de sélection des sites d'implantation des centrales solaires .....</b>	<b>77</b>
III.4.1 La ressource en énergie solaire .....	77
III.4.2 Les autres critères de sélection.....	78
<b>III.5 Conclusion .....</b>	<b>81</b>
<b><u>IV. Méthode de gestion de projets et d'aide à la décision adaptée aux spécificités des énergies renouvelables .....</u></b>	<b><u>82</u></b>
<b>IV.1 La formalisation des interactions entre le projet et son environnement : présentation du cadre de modélisation développé .....</b>	<b>82</b>
IV.1.1 Le cycle de vie du projet.....	84
IV.1.2 La genericité et la vision multi-échelles du projet et de son environnement.....	85
IV.1.3 Les vues de modélisation du projet et les entités constitutives du projet et de son environnement.....	88
<b>IV.2 Description du processus de simulation déterministe du projet .....</b>	<b>97</b>
IV.2.1 La génération des scénarios de projets : les variables de description et les variables intermédiaires.....	99
IV.2.2 Le modèle d'évaluation du projet : le triplet coût, qualité, délai .....	104
IV.2.3 Le modèle d'interprétation des préférences du décideur .....	112
IV.2.4 Le modèle de décision.....	114
<b>IV.3 Application déterministe de la méthode .....</b>	<b>116</b>
<b>IV.4 Conclusion .....</b>	<b>120</b>
<b><u>V. Extension de la méthode de gestion de projet et d'aide à la décision au contexte incertain.....</u></b>	<b><u>123</u></b>
<b>V.1 Introduction .....</b>	<b>123</b>
<b>V.2 L'identification, la description et la formalisation des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement.....</b>	<b>125</b>
V.2.1 Méthodologie d'élaboration d'une base de connaissances sur les risques dans les projets	125
V.2.2 Documentation des variables incertaines.....	131
V.2.3 La formalisation des incertitudes via l'ajout d'une vue dédiée aux risques au sein du cadre de modélisation.....	138
<b>V.3 La propagation et l'évaluation des incertitudes.....</b>	<b>144</b>
V.3.1 Description du processus de simulation probabiliste.....	144
V.3.2 La propagation des incertitudes via les simulations de Monte Carlo .....	146

V.3.3 La prise en compte des incertitudes et donc de la dispersion dans le processus de décision .....	146
<b>V.4 Evaluation probabiliste de différentes alternatives en phase de conception : comparaison sur l'évaluation déterministe présentée au chapitre IV .....</b>	<b>149</b>
<b>V.5 Conclusion .....</b>	<b>155</b>
<b><u>VI. Mise en œuvre de la méthode dans le cadre d'un projet de développement de centrale solaire thermodynamique à miroirs de Fresnel.....</u></b>	<b><u>156</u></b>
<b>VI.1 Introduction et présentation du cas d'application : évaluation du potentiel d'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration en Australie Méridionale.....</b>	<b>156</b>
<b>VI.2 Simulation de la phase de conception du projet aux niveaux de généralité Da et Db (Solaire thermique à concentration) .....</b>	<b>158</b>
VI.2.1 Description des alternatives explorées en phase de conception.....	158
VI.2.2 Synthèse des résultats obtenus .....	162
<b>VI.3 L'effet du cycle de vie sur le choix d'une alternative de projet : simulation de la phase de construction au niveau de généralité Db .....</b>	<b>174</b>
VI.3.1 Description des alternatives explorées en phase de construction .....	174
VI.3.2 Evaluation des alternatives.....	180
VI.3.3 Synthèse des principaux résultats obtenus .....	182
<b>VI.4 L'effet du cycle de vie sur le choix d'une alternative de projet : simulation de la phase d'exploitation et maintenance au niveau de généralité Db .....</b>	<b>188</b>
VI.4.1 Description des alternatives explorées en phase d'exploitation et maintenance .....	188
VI.4.2 Evaluation des alternatives.....	192
VI.4.3 Synthèse des principaux résultats obtenus .....	193
<b><u>VII. Conclusion générale.....</u></b>	<b><u>197</u></b>

## LISTE DES FIGURES

---

Figure II-1 : Représentation schématique de la notion de projet d'un point de vue systémique .....	26
Figure II-2 : Le cube CIMOSA .....	30
Figure II-3 : Le cadre de modélisation GIM .....	32
Figure II-4 : Le cadre de modélisation Zachman .....	33
Figure II-5 : les vues de modélisation du cadre PERA .....	34
Figure II-6 : Le cycle de vie du cadre de modélisation PERA.....	35
Figure II-7 : Le cadre de modélisation GERA .....	36
Figure II-8 : Risque et vocabulaire autour du risque, d'après (ISO31000, 2010).....	44
Figure II-9 : Le processus de gestion des risques, d'après (ISO31000, 2010).....	45
Figure II-10 : Risques et concepts autour du risque suivant les différentes phases du processus de gestion des risques défini par la norme ISO 31000 (ISO31000, 2010).....	47
Figure II-11 : Les différentes caractéristiques d'une décision, d'après (Marle, 2002) .....	52
Figure II-12 : Le processus de prise de décision .....	52
Figure III-1 : Principe de fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques à concentration, d'après (Garcia, 2007) .....	61
Figure III-2 : Pourcentages de puissance installée des différentes technologies solaires thermodynamiques à concentration (centrales en exploitation) .....	62
Figure III-3 : Schéma de collecteurs cylindriques (miroirs paraboliques).....	63
Figure III-4 : Schéma d'un collecteur linéaires à miroirs de Fresnel.....	64
Figure III-5 : Schéma d'une centrale thermique à tour .....	66
Figure III-6 : Schéma d'un collecteur parabolique .....	67
Figure IV-1 : Schéma représentatif de l'organisation du chapitre IV .....	82
Figure IV-2 : Le cadre de modélisation du projet décliné suivant les trois axes de la génération, de la dérivation et de la généricité.....	83
Figure IV-3 : L'axe de la dérivation du cadre de modélisation correspondant au cycle de vie du projet.....	85

Figure IV-4 : Variantes autour du triangle du sens en modélisation d'entreprise – les notions d'abstraction, de spécialisation et de point de vue, d'après (Sienou, 2009) .....	86
Figure IV-5 : L'axe de la généralité du cadre de modélisation correspondant aux différents domaines d'instanciation du projet .....	87
Figure IV-6 : L'axe de la génération du cadre de modélisation : les vues de modélisation classiques du projet .....	88
Figure IV-7 : Représentation des huit entités constitutives du projet .....	89
Figure IV-8 : Représentation de la vue Fonction du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.....	89
Figure IV-9 : Représentation de la vue Organisation du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.....	90
Figure IV-10 : Représentation de la vue Ressources du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.....	90
Figure IV-11 : Représentation de la vue Information du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue. ....	91
Figure IV-12 : Les entités constitutives du projet et de son environnement et les attributs associés suivant qu'ils soient variables de projet {XP}, des variables de conception {XD}, des variables intermédiaires {XI}, des variables environnementales {XE}, des variables critères {XC}, des variables de satisfaction {XS} ou des variables objectif {XO} .....	92
Figure IV-13 : L'environnement du projet décliné suivant l'axe de la généralité .....	96
Figure IV-14 : Processus de simulation déterministe du projet .....	98
Figure IV-15 : les fonctions de Derringer et Suich – unilatérale croissante en rouge, unilatérale décroissante en vert et bilatérale en bleu.....	114
Figure IV-16 : Comparaison de la désirabilité de la variable Eel des alternatives PTC, T et LFR au niveau de généralité Da (a) et « H=9.6m ; n=22 ; p=1.4m » et « H=9.6m ; n=48 ; p=2.9m » au niveau de généralité Db (b). ....	119
Figure IV-17 : Comparaison de la désirabilité de la variable CAPEX des alternatives PTC, T et LFR au niveau de généralité Da (a) et « H=9.6m ; n=22 ; p=1.4m » et « H=9.6m ; n=48 ; p=2.9m » au niveau de généralité Db (b). ....	119
Figure IV-18 : Le processus de prise de décision .....	122
Figure V-1 : Schéma représentatif de l'organisation du chapitre V.....	123
Figure V-2 : Description de la méthode d'élaboration de la base de connaissances selon les démarches ascendante (a) et descendante (b).....	126



Figure V-3 : Fréquences de citation des RF retenus pour les différents niveaux de généralité et les composantes de l'environnement du projet. ....	128
Figure V-4 : Fonctions de répartition expérimentales de CF pour les trois SM considérés (a) et modèles stochastiques associés (b) .....	134
Figure V-5 : Schéma du processus de renormalisation d'un indicateur décrit par la valeur $x_i$ sur l'échelle $[a ; b]$ . La valeur $x$ devient alors la valeur renormalisée $y_i$ sur l'échelle continue $[-3 ; 3]$ .....	136
Figure V-6 : Le cadre de modélisation du projet décliné suivant les trois axes de la génération, de la dérivation et de la généralité. Une cinquième vue dénommée vue risque est ajoutée aux quatre vues classiques .....	139
Figure V-7 : Schéma explicatif des deux mécanismes de formalisation des incertitudes mis en jeu dans la vue risque. ....	140
Figure V-8 : Représentation des variables projet (en vert), conception (en rouge), environnementales (en bleu), intermédiaires (en blanc) et critères (en orange) pour le niveau de généralité Db. Les variables incertaines sont entourées de pointillés rouges. ....	143
Figure V-9 : Processus de simulation probabiliste du projet. ....	145
Figure V-10 : La fonction de Derringer et Suich – unilatérale croissante pour des valeurs de $r = 1$ (à gauche), supérieur à 1 (au milieu) et inférieur à 1 (à droite).....	147
Figure V-11 : La variable critère CAPEX (en \$/kW) en fonction de la variable critère Eel (en kWh/m <sup>2</sup> /an) pour les niveaux de généralité Da et Db – sont représentées les valeurs moyennes ( $\mu$ ) avec leur écart-type en barre d'erreur ( $\sigma$ ).....	154
Figure VI-1 : Schéma d'un collecteur du champ solaire d'une centrale LFR – comprenant $n$ lignes de réflecteurs, espacées d'une distance $p$ et associées à un récepteur de hauteur $H$ . ..	157
Figure VI-2 : Fonctions de répartition de la variable critère $x_C(\text{Eel})$ (a) et fonctions de réparation de la désirabilité $x_S(\text{Eel})$ associée à cette variable (b) pour le niveau de généralité Da.....	163
Figure VI-3 : Fonctions de répartition de la variable critère $x_C(\text{CAPEX})$ (a) et fonctions de réparation de la désirabilité $x_S(\text{CAPEX})$ associée à cette variable (b) pour le niveau de généralité Da .....	163
Figure VI-4 : Fonctions de répartition de la variable critère $x_C(\text{OPEX})$ (a) et fonctions de réparation de la désirabilité $x_S(\text{OPEX})$ associée à cette variable (b) pour le niveau de généralité Da .....	164
Figure VI-5 : Fonctions de répartition de la variable critère $x_C(\text{Eel tot})$ (a) et fonctions de réparation de la désirabilité $x_S(\text{Eel tot})$ associée à cette variable (b) pour le niveau de généralité Da .....	166
Figure VI-6 : Fonctions de répartition des variables critère $x_C(\text{CAPEX})$ (a), $x_C(\text{OPEX})$ (b) et $x_C(\text{Eel})$ (c) pour le niveau de généralité Db .....	170

Figure VI-7 : Moyenne de la variable critère CAPEX en fonction de la moyenne de la variable critère Eel pour les 1450 configurations associées aux alternatives optimale et défavorable vis-à-vis des variables critères.....	171
Figure VI-8 : Moyenne de la variable critère CAPEX en fonction de la moyenne de la variable critère Eel pour les 1450 configurations suivant les valeurs de p (espacement entre deux lignes de réflecteurs en m) (a), de n (nombre de lignes de réflecteurs) (b) et H (hauteur du récepteur) (c). .....	172
Figure VI-9 : Fonctions de répartition de la variable critère Eel aux niveaux de généricité Da (une alternative en bleu) et Db (1450 alternatives en vert). .....	173
Figure VI-10 : Schéma explicatif de l'occurrence de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les trois variables environnementales $\{X_E\}$ qui en sont la source et les notes associées. ....	179
Figure VI-11 : Taux d'avancement $TA_r$ (en %) de l'activité en fonction de la variable critère délai d'exécution (Duration en %). .....	183
Figure VI-12 : Variable critère CAPEX (\$) en fonction de la variable critère (%). .....	185
Figure VI-13 : Fonctions de répartition des variables critères CAPEX (a) et Duration (b)...	185
Figure VI-14 : Fonctions de répartition des désirabilité associées aux variables critères CAPEX (a) et Duration (b).....	186
Figure VI-15 : Taux de performance de la centrale $\alpha$ (%) en fonction du temps (jours) en Australie (a) et au Maroc (b). .....	194
Figure VI-16 : Fonctions de répartition des variables de satisfaction OPEX (a) et $\alpha_d$ (b).....	194

## LISTE DES TABLEAUX

---

Tableau II-1: Identification des principales caractéristiques de la notion de projet.....	25
Tableau II-2 : Comparaison de cadres de modélisation suivant leurs trois axes d'après (Ravelomanantsoa, 2009).....	38
Tableau II-3. Comparaison des principaux cadres de modélisation.....	39
Tableau II-4 : Le concept de risque et les principales définitions associées.....	41
Tableau II-5 : les principaux outils déployés dans le cadre du processus de gestion des risques .....	49
Tableau III-1 : Synthèse des différentes technologies solaires thermodynamiques à concentration .....	61
Tableau III-2 : Les principaux risques associés aux projets d'énergies conventionnelles d'après (Michelez, et al., 2011).....	71
Tableau III-3 : Les principales différences entre les projets d'énergies conventionnelles et les projets d'énergies renouvelables, d'après (Michelez, et al., 2011) .....	73
Tableau III-4 : Similitudes et différences entre les grandes filières des énergies renouvelables du point de vue des aspects importants à considérer dans la démarche de gestion des risques projets .....	74
Tableau IV-1 : Les variables projet $\{X_P\}$ du modèle d'évaluation pour la phase de conception. ....	99
Tableau IV-2 : Les variables conception $\{X_D\}$ du modèle d'évaluation pour la phase de conception. ....	102
Tableau IV-3 : Les variables environnementales $\{X_E\}$ du modèle d'évaluation pour la phase de conception. ....	103
Tableau IV-4 : Les variables intermédiaires $\{X_I\}$ du modèle d'évaluation pour la phase de conception. ....	104
Tableau IV-5 : Les variables critères $\{X_C\}$ du modèle d'évaluation en phase de conception. ....	105
Tableau IV-6 : Bilan des variables du modèle en phase de conception.....	105
Tableau IV-7 : Synthèse des intervalles de valeurs de facteur de capacité CF et des notes correspondantes.....	106
Tableau IV-8 : Complexité d'exécution de la construction et de l'exploitation et de la maintenance pour le niveau de généricité Da.....	109

Tableau IV-9 : Complexité d'exécution de la construction et de l'exploitation et de la maintenance pour la technologie du miroir de Fresnel (Db).....	110
Tableau IV-10 : La qualité collaborative en fonction de min $[Q_{coll\ i}]$ et de max $[SL_i]$ .....	111
Tableau IV-11 : Variables de conception des alternatives explorées.....	116
Tableau IV-12 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision.....	117
Tableau IV-13 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité Ba et Bb.....	117
Tableau IV-14 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité Ca, Cb, Da et Db. ....	117
Tableau V-1 : Récapitulatif des différents indicateurs environnementaux considérés pour chacune des variables environnementales et exemples de RF associés .....	131
Tableau V-2 : Exemples de valeurs associées aux variables DNI et $C_{SF}$ .....	132
Tableau V-3 : Valeurs de CF associées à différents SM.....	133
Tableau V-4 : Paramètres du modèle (log-normale) de la variable incertaine CF au niveau de généricité Cb. ....	134
Tableau V-5 : Caractéristiques des indicateurs environnementaux utilisés pour la description de la variable environnementale « Absence de Violence et de Terrorisme ». ....	135
Tableau V-6 : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ sur l'échelle continue $[-3 ; 3]$ , des probabilités $P(Y)$ sur l'échelle discrète $[-3 ; 3]$ pour chaque indicateur. Sont également présentées la distribution de probabilité associée à la variable environnementale pour une réalisation possible. Deux sites sont considérés, l'Australie et le Maroc .....	138
Tableau V-7 : Synthèse des variables environnementales suivant les phases de cycle de vie et les niveaux de généricité pour lesquels elles sont considérées. Les mécanismes mis en jeu dans la vue risque sont également représentés. ....	142
Tableau V-8 : Récapitulatifs des variables $\{X_P\}$ intervenant dans le calcul de Eel et de CAPEX en phase de conception.....	150
Tableau V-9 : Récapitulatifs des variables $\{X_D\}$ intervenant dans le calcul de Eel et de CAPEX en phase de conception.....	151
Tableau V-10 : Variables des modèles probabilistes d'interprétation des préférences du décideur et de décision .....	152
Tableau V-11 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité Ba et Bb.....	152

Tableau V-12 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité Ca, Cb, Da et Db. ....	153
Tableau VI-1 : Description des alternatives LFRn explorées en phase de conception, au niveau de généralité Db. ....	157
Tableau VI-2 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_D\}$ , $\{X_P\}$ , $\{X_E\}$ , $\{X_I\}$ , $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ pour les niveaux de généralité Da (PTC ; T ; LFR ) et Db (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de conception. ....	158
Tableau VI-3 : Synthèse des variables $\{X_C\}$ pour les niveaux de généralité Da et Db en phase de conception. ....	159
Tableau VI-4 : Synthèse des différentes valeurs probabilistes ou déterministes associées aux différentes variables projet suivant le niveau de généralité Da ou Db pour la phase de conception. ....	160
Tableau VI-5 : Synthèse des différentes valeurs probabilistes ou déterministes associées aux différentes variables de conception et variables environnementales suivant le niveau de généralité Da ou Db pour la phase de conception. ....	161
Tableau VI-6 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généralité Da pour la phase de conception ....	162
Tableau VI-7 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité Da ....	165
Tableau VI-8 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur au niveau de généralité Da pour la phase de conception – variante de la variable Eel ....	166
Tableau VI-9 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité Da - variante de la variable Eel ....	167
Tableau VI-10 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généralité Db pour la phase de conception. ....	168
Tableau VI-11 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité Db ....	169
Tableau VI-12 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_D\}$ , $\{X_P\}$ , $\{X_E\}$ , $\{X_I\}$ , $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ pour le niveau de généralité Db (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction ....	175
Tableau VI-13 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_I\}$ pour le niveau de généralité Db (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction. ....	175
Tableau VI-14 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_D\}$ , $\{X_P\}$ et $\{X_E\}$ pour le niveau de généralité Db (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction.....	176
Tableau VI-15 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_C\}$ pour le niveau de généralité Db (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction. ....	176

Tableau VI-16 : Synthèse des $\{X_E\}$ et des facteurs de risque et évènements risqués considérés dans cette application. Sont également représentées les $\{X_I\}$ impactées par les évènements risqués.....	178
Tableau VI-17 : Vraisemblance de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les variables environnementales $\{X_E\}$ qui en sont la source. ....	179
Tableau VI-18 : Impact (en jours) de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les variables environnementales $\{X_E\}$ qui en sont la source. ....	180
Tableau VI-19 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généralité Db pour la phase de construction.....	184
Tableau VI-20 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ pour l'alternative « H=5.8, n=18 et p=1.1 » en Australie (Conception et Construction) et au Maroc (Construction). ....	186
Tableau VI-21 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_D\}$ , $\{X_P\}$ , $\{X_E\}$ , $\{X_I\}$ , $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ pour le niveau de généralité Db en phase d'exploitation et de maintenance .....	189
Tableau VI-22 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_E\}$ pour le niveau de généralité Db en phase d'exploitation et de maintenance .....	189
Tableau VI-23 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_D\}$ et $\{X_P\}$ pour le niveau de généralité Db en phase d'exploitation et de maintenance.....	190
Tableau VI-24 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_I\}$ pour le niveau de généralité Db en phase d'exploitation et de maintenance .....	191
Tableau VI-25 : Synthèse de l'ensemble des variables $\{X_C\}$ pour le niveau de généralité Db en phase d'exploitation et de maintenance .....	191
Tableau VI-26 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généralité Db pour la phase d'exploitation et de maintenance. ....	193
Tableau VI-27 : Récapitulatif des $\{X_C\}$ , $\{X_S\}$ et $\{X_O\}$ pour l'alternative « H=5.8, n=18 et p=1.1 » en Australie (Conception et Exploitation et Maintenance) et au Maroc (Exploitation et Maintenance).....	195



## **I. Introduction générale**

Le 12 Décembre 2015, 195 pays ont ratifié dans le cadre de la COP21 de Paris, le premier accord universel sur le climat dans le but de lutter contre le réchauffement climatique. Cet accord a pour ambition de limiter l'augmentation de la température mondiale en dessous de 2.0°C via notamment des mesures d'atténuation visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre en favorisant le développement des énergies renouvelables. De plus, le développement des énergies renouvelables est un moyen efficace de garantir la sécurité énergétique et d'enrayer la dépendance aux énergies fossiles. C'est pourquoi, de nombreux états tels que la France, le Maroc, l'Inde ou encore les Etats Unis accompagnent vers la maturité technologique et économique les technologies de production d'énergies renouvelables tels que le solaire. Les énergies solaires représentent une alternative intéressante du fait de leur potentiel énergétique élevé représentant plusieurs milliers de fois la consommation énergétique mondiale actuelle (Malbranche, 2013). L'énergie solaire est exploitée à l'heure actuelle grâce à deux grands types de technologies que sont les panneaux photovoltaïques et le solaire thermique à concentration dont le principal avantage est de permettre le stockage d'une partie de l'énergie produite dans des conditions à la fois pratiques et économiques.

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre du projet SolR<sup>2</sup> qui est un projet de recherche et de développement collaboratif porté par la société ASTF du groupe ALCEN. Plusieurs partenaires interagissent dans le cadre de ce projet : l'Université de Bordeaux (six doctorants), le CEA Ines (Institut national de l'énergie solaire) et le laboratoire de recherche RESCOLL. Son financement est supporté par l'Europe, la BPI et la région Aquitaine. La finalité du projet SolR<sup>2</sup> est de concevoir un démonstrateur d'usine mobile pour la fabrication de champs solaires utilisant la technologie non éprouvée et néanmoins prometteuse car peu coûteuse, celle des miroirs de Fresnel (centrale solaire thermodynamique à concentration).

Dans ce contexte compétitif, une attention particulière est accordée aux outils de gestion de projet. Ainsi, de plus en plus d'entreprises utilisent ces outils pour gérer leurs innovations et ainsi assurer une meilleure qualité de produits, de meilleurs délais et des coûts plus bas (Marmier, 2014). Tout projet est soumis, durant l'ensemble de son cycle de vie, à de nombreux risques qui sont d'origine interne et externe : en phase de définition et de conception, lors de la construction, en phase d'exploitation et maintenance et en fin de vie. La maîtrise de ces aléas de nature variée (contexte économique, social, règlementaire, politique, technique et naturel) est un enjeu crucial pour la réussite du projet. Beaucoup d'outils de gestion des risques ont été développés, mais ont la faiblesse récurrente de ne représenter que le projet et traitent le risque de façon isolée. Les risques affectant le projet et étant générés par ce dernier, il est nécessaire de prendre en compte l'interaction entre projet et risques. Une piste d'amélioration est la représentation simultanée dans un cadre commun du projet dans son environnement et des risques, capable de traduire la complexité des interactions. De plus, une appréciation juste d'un risque requiert d'en identifier les causes mais aussi les conséquences et plus particulièrement les interactions avec d'autres risques inhérents au projet.

Les travaux réalisés visent à mettre en place une méthode de gestion des risques inhérents aux projets en général et plus particulièrement aux projets de développement de centrales solaires thermodynamique à concentration. A cette fin, les compétences développées au laboratoire I2M (Institut de Mécanique et d'Ingénierie) dans le domaine de la maîtrise des



risques de projet en génie civil et au laboratoire IMS (Intégration du Matériau au Système) dans le champ de la modélisation de systèmes complexes seront mises en œuvre pour formaliser le problème et l'appliquer au cas spécifique du projet SolR<sup>2</sup>.

La méthode de gestion des risques projet que nous développerons s'appuiera sur un cadre formel et des outils applicatifs permettant d'optimiser le management des risques liés au projet. Le cadre, issu du domaine de la modélisation d'entreprise sera adapté aux risques projet. Il va mettre en exergue, via les relations entre concepts, les risques et les processus de décision. De plus, la complexité inhérente aux projets sera prise en compte du fait même de la construction du modèle. Il sera nécessaire d'acquérir de la connaissance spécifique à ce type de projet industriel (nature des aléas, acteurs impliqués, environnement du projet, performances attendues, mécanismes de défaillance). De ce fait, l'implémentation de la méthode développée sera précédée par l'élaboration d'une base de connaissance relative aux risques et aux projets d'énergies renouvelables en général et à ceux du solaire thermodynamique à concentration en particulier. Cette base de connaissance sera évolutive et alimentée par le retour d'expérience.

Pour cela, ce manuscrit sera organisé en cinq chapitres. Le premier chapitre dressera un état de l'art non exhaustif des domaines de la gestion de projet, de la modélisation d'entreprise, de la gestion des risques et de la prise de décision. Cet état de l'art aura pour vocation de mettre en exergue les principaux écueils des domaines susmentionnés. Il constituera la base de l'établissement du cahier des charges de la méthode que nous développerons.

Dans un second temps, nous nous intéresserons au domaine des énergies renouvelables avec un focus particulier sur la filière solaire dans le but d'acquérir de la connaissance qui sera formalisée dans les chapitres suivants.

Par la suite, la méthode proposée sera présentée dans le chapitre suivant. Elle sera construite sur la base du cahier des charges précédemment établi et fournira les différents modèles déterministes de projet (évaluation, interprétation et décision). Une application succincte illustrera l'applicabilité de cette méthode.

Cette méthode sera ensuite adaptée à la prise en compte des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement. Pour cela, les incertitudes seront identifiées, documentées, formalisées et propagées dans les modèles probabilistes de projet. Comme pour le chapitre précédent, une application viendra illustrer la méthode ainsi adaptée.

Dans un souci de clarté, nous avons volontairement pris le parti de présenter la méthode selon une approche déterministe dans un premier temps, et probabiliste dans un second temps. Une telle démarche a pour objet de démontrer l'applicabilité la méthode développée et de justifier l'intérêt de la prise en compte du caractère incertain du projet et de son environnement.

Enfin, le dernier chapitre sera consacré à la mise en œuvre de la méthode développée pour répondre à des questions de conception dans le cadre d'une application technique : évaluation de la faisabilité d'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration au Maroc et en Australie.

## **II. Pratiques et méthodes de la gestion des risques en gestion de projet**

### **II.1 Introduction**

Dans le contexte actuel de mondialisation du marché et afin d'augmenter leur compétitivité, les entreprises doivent offrir des produits novateurs de meilleure qualité, dans des délais plus courts et à des coûts moindres. Dans ce contexte, une attention particulière est accordée aux outils et méthodes de gestion de projet. Chaque projet, qu'il soit novateur ou non, est soumis à de nombreux risques. Être capable de les contrôler est un point crucial, et beaucoup d'outils et de méthodes de gestion des risques ont été développés. Notre objectif sera de proposer une méthode permettant de gérer simultanément risques et projets.

A cette fin, notre première ambition ne sera pas de dresser un état de l'art exhaustif des domaines de la gestion de projet et de la gestion des risques mais d'en définir les différents concepts et termes clefs, tout en visant à d'être en accord avec les documents normatifs. Dans un second temps, nous étudierons les principaux outils disponibles en gestion de projet et en modélisation d'entreprise dont l'objet est la description des systèmes complexes, et en gestion des risques pour en identifier leurs faiblesses récurrentes et leurs atouts.

## **II.2 La notion de projet, vers une approche systémique et holistique.**

Bien que la notion de projet soit aussi vieille que l'activité humaine, la gestion de projet est un domaine foisonnant depuis plusieurs années et cela est d'autant plus vrai depuis la fin du XXème siècle (Giard & Midler, 1997) marquée par un accroissement de la compétitivité inter-entreprises et une complexification de leur organisation. Face à cette évolution des modes concurrentiels, les entreprises ont été obligées de commercialiser rapidement des produits et des services innovants, de qualité accrue et à des coûts toujours plus bas. Ainsi, de nombreux auteurs ont abondamment traité la notion de projet, et il existe ainsi de nombreuses définitions de mot projet.

D'après la littérature, Le projet est défini comme étant une « *une forme d'organisation productive* », dans laquelle sont prises en compte simultanément « *trois catégories de contraintes (temps, ressources et spécifications techniques) pour réaliser un objet ou une prestation de service, qui n'a jamais été encore exécuté dans ces conditions précises et qui est d'une certaine complexité* » (Garel, et al., 2001). Le projet peut également être défini comme « *un effort temporaire entrepris pour créer un produit ou service unique* » (Marle, 2002). Une autre définition propose que le projet est un effort dans lequel des ressources humaines, matérielles et financières sont organisées de façon nouvelle, pour entreprendre un travail unique, avec des spécifications données en termes de contraintes de coût et de temps, ainsi que de changement défini par des objectifs qualitatifs et quantitatifs (« *An endeavor in which human, material and financial resources are organized in a novel way, to undertake a unique scope of work, of given specifications, within constraints of cost and time, so as to achieve beneficial change defined by quantitative and qualitative objectives* » ) (Rodney-Turner & Müller, 2003).

Plusieurs définitions ont également été proposées dans une démarche de normalisation. Parmi celles-ci on peut citer :

- « *Un projet se définit comme une démarche spécifique, qui permet de structurer méthodiquement une réalité à venir. Un projet est défini et mis en œuvre pour élaborer la réponse au besoin d'un utilisateur et il implique un objectif et des actions à entreprendre avec des ressources données.* » (X50-105, 1991) ;
- « *Un projet est un effort temporaire entrepris pour créer un produit ou service unique* » (PMI, 2004) ;
- « *Un processus unique qui consiste en un ensemble d'activités coordonnées et maîtrisées comportant des dates de début et de fin, entrepris dans le but d'atteindre un objectif conforme à des exigences spécifiques, incluant les contraintes de délais, de coûts et de ressources* » (ISO10006, 2003).

L'ambition n'est pas de dresser un état de l'art exhaustif du domaine de la gestion de projet mais d'en définir les différents concepts et termes clefs. L'enjeu est que les définitions proposées soient en accord avec les documents normatifs. Le recensement des concepts permet l'identification des principales caractéristiques du projet, présentées dans le *Tableau II-1*.

Tableau II-1: Identification des principales caractéristiques de la notion de projet

Caractéristiques du projet	Auteurs
Limité dans le temps	(Gourc, 2006) (Marle, 2002) (Rodney-Turner & Müller, 2003)
Non répétitif / Singulier	(Marle, 2002) (Declerck, et al., 1983) (Giard & Midler, 1997) (Gourc, 2006) (Rodney-Turner & Müller, 2003)
Consommateur de ressources	(Marle, 2002)
Nécessite de prendre des décisions irréversibles	(Marle, 2002) (Declerck, et al., 1983)
Répond à des objectifs	(Marle, 2002) (Rodney-Turner & Müller, 2003)
Comporte des phases coordonnées	(Marle, 2002) (Rodney-Turner & Müller, 2003)
Connaît des aléas	(Marle, 2002)
Soumis à une forte incertitude	(Declerck, et al., 1983) (Giard & Midler, 1997) (Rodney-Turner & Müller, 2003)
Soumis à une forte influence des variables exogènes	(Declerck, et al., 1983)
Finalisé par un but se déclinant en un triptyque d'objectifs	(Gourc, 2006) (Giard & Midler, 1997)
Dynamique de convergence temporelle irréversible	(Midler, 2012)
Espace ouvert, fluctuant et évoluant dans un milieu incertain et changeant	(Giard & Midler, 1997) (Marle, 2002)
Novateur	(Rodney-Turner & Müller, 2003) (Boutinet, 2015)
Comporte des phases différant en termes de niveau de connaissance, de niveau de ressources utilisées, de degré d'incertitude	(Ward & Chapman, 1995)

Cette analyse a conduit à retenir un ensemble de huit concepts permettant de décrire le projet. En effet, un projet répond à des objectifs par la réalisation de résultats et l'atteinte de performances. Ces résultats sont obtenus par l'exécution d'activités bornées dans le temps, supportées par des ressources nombreuses et multiples. Il nécessite de prendre des décisions qualifiées d'irréversibles dans un environnement incertain et changeant. Les projets sont de plus en plus multi-entreprises et multi-sites, nécessitant ainsi un échange d'informations entre de nombreux acteurs ayant des profils et des intérêts différents.

L'élaboration de cette définition repose également sur les travaux précédemment réalisés au laboratoire I2M et la définition du projet selon trois dimensions : chronologique, organisationnelle et ressources (Tepeli, 2014). Cette définition du projet d'un point de vue systémique est représentée en *Figure II-1*.

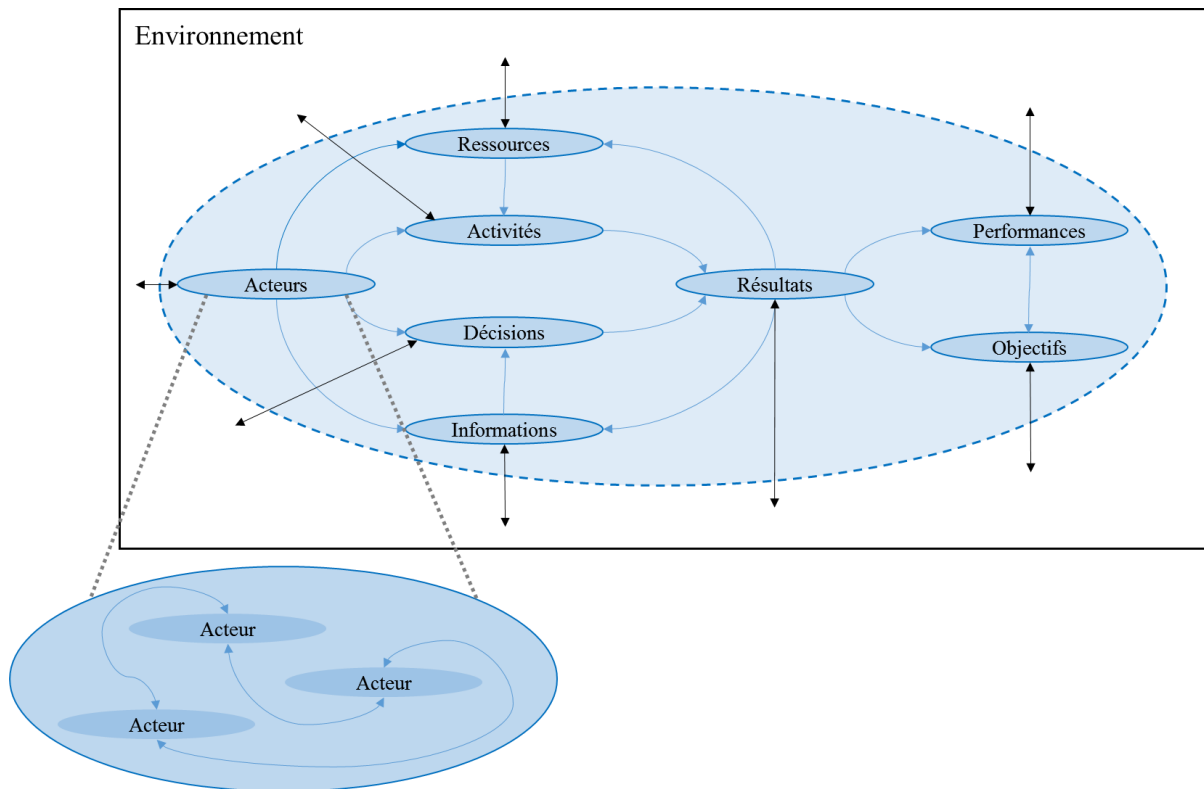


Figure II-1 : Représentation schématique de la notion de projet d'un point de vue systémique

Le projet ainsi défini est perçu comme une organisation temporaire, évoluant dans le temps et dans l'espace, dotée d'une finalité. De ce point de vue, il est un ensemble d'éléments en interaction les uns avec les autres, mais aussi avec un environnement, pour atteindre un objectif. Une telle définition est en accord avec les théories de la systémique qui décrivent tout système comme « quelque chose qui poursuit des finalités, dans un environnement actif et évolutif, en exerçant une activité, en s'organisant et en évoluant sans perdre son identité » (Le Moigne, 1990).

L'ingénierie système a été développée pour répondre à la nécessité de compréhension et de maîtrise des systèmes complexes « face aux nombreux défis (concurrence, mondialisation, pressions sur le coût, les délais, la qualité) et à la multiplication des contraintes (financières, politiques, environnementales) » (Aloui, 2007). L'ingénierie système est une « approche coopérative et interdisciplinaire pour le développement progressif et la vérification d'une solution pour le système, équilibrée sur l'ensemble de son cycle de vie, satisfaisant aux attentes d'un client et acceptable par tous » (IEEE, 1990). Il est également possible de la décrire comme « un processus collaboratif et interdisciplinaire de résolution de problèmes s'appuyant sur les connaissances, méthodes et techniques issues des sciences et de l'expérience mise en œuvre pour définir un système qui satisfasse un besoin identifié » (Meinadier, 1998).

L'ingénierie système s'accompagne d'une démarche s'appuyant sur des « bases conceptuelles et techniques hétérogènes » et qui, bien exploitées, permettent de :

- Concevoir, faire évoluer et vérifier un système ;
- Satisfaire les attentes (qualité, innovation, rendement) et les contraintes (délais, coût, performance, sûreté de fonctionnement) de l'ensemble de ses parties prenantes et être acceptable pour l'environnement ;
- Équilibrer et optimiser, sous tous les aspects, l'économie globale de la solution sur l'ensemble du cycle de vie du système (Aloui, 2007).

Comme nous venons de le voir, un projet est décrit comme un ensemble de ressources évoluant dans un environnement changeant et supportant l'exécution d'activités en vue d'atteindre certains objectifs définis dans de nombreuses dimensions, telles que le coût, le temps ou la qualité. À ce titre, il répond à la définition d'un système sur lequel il est possible d'appliquer une vue externe, décrivant l'environnement avec lequel il est en interaction et une vue interne permettant d'explicitier sa composition et son organisation, faisant apparaître les éléments constitutifs (Sperandio, 2005).

De fait, le projet est un système complexe soumis à l'incertitude.

La complexité traduit la difficulté, voire l'impossibilité, d'appréhension, d'analyse, de maîtrise, et d'anticipation (Marle, 2002). Elle se manifeste par l'apparition de phénomènes qui, d'après les connaissances sur les comportements et interactions des éléments, n'étaient pas prévisibles a priori. D'autres manifestations de la complexité inhérente au système peuvent être définies (Grenelot, 1998) comme :

- L'aspect dynamique des interactions au sein du système ;
- L'existence de nombreux liens de causalité circulaire et de récursivité dont l'enchevêtrement est tel que les phénomènes en deviennent incompréhensibles et incontrôlables ;
- L'inhérence de l'indécidabilité, de la difficulté de prendre des décisions ;
- L'instabilité et l'évolution par bifurcations causant des changements d'état soudains ;
- La coexistence de logiques différentes, si ce n'est antagonistes.

La deuxième conséquence clef identifiée est celle de l'incertitude, qui porte à la fois sur le projet et sur son environnement.

Une approche systémique du projet permet de mieux percevoir et de mieux comprendre le projet dans toute sa complexité, et de s'adapter au caractère dynamique et évolutif du projet (Gourc, 2006) (Tepeli, 2014).

## **II.3 La prise en compte et la réduction de la complexité via la formalisation des interactions**

### **II.3.1 Les outils classiques de la gestion de projet**

Le but final de la mise en œuvre du management de projet est de maîtriser la complexité et d'anticiper les comportements à adopter et les actions à réaliser (Marle, 2002). Le management peut s'appuyer sur de nombreux outils et méthodes permettant de guider la gestion vers l'atteinte des objectifs du projet. Généralement, ces outils reposent sur une description temporelle et hiérarchique, or ce mode de description escamote une partie de la complexité. En effet, les outils classiques, tels que le diagramme de Gantt ou le WBS (Work Breakdown Structure) ne permettent pas d'isoler un élément du projet et de décrire ses interactions avec tous les autres éléments. Les seules interactions qu'ils prennent en considération sont respectivement l'enchaînement séquentiel pour le Gantt et l'appartenance hiérarchique pour le WBS. Les autres liens ne sont pas formalisés (Marle, 2002). De plus, les outils actuels de gestion de projet insistent sur l'optimisation d'une situation totalement décrite, ignorant de fait la notion d'incertitude et donc de risque (Atkinson, et al., 2006). Ces outils et méthodes semblent donc limités si l'on veut se placer dans une vision holistique du projet, seule à même d'opérer une gestion efficace des risques. Pour résumer, nous dirons que les outils classiques de la gestion de projet ne permettent pas d'appréhender les multiples facettes ni la complexité du projet.

### **II.3.2 L'apport de la modélisation d'entreprise à la gestion de projet : la représentation des systèmes complexes**

Dans la partie précédente, nous avons évoqué les insuffisances de certains outils classiques et usuels de la gestion de projet, focalisés uniquement sur certains aspects des projets, et donc leur incapacité à en appréhender la totalité des dimensions, pourtant multiples. De tels outils, mal utilisés ou utilisés isolément, rendent impossible l'atteinte des différents objectifs et par conséquent l'obtention d'une compétitivité permettant la viabilité des organisations les mettant en œuvre. Par exemple, le respect des délais via l'utilisation d'un diagramme de Gantt, ne garantit ni la qualité, ni les coûts.

Pour ces raisons plusieurs travaux ont été élaborés dans le but de disposer de méthodes et outils efficaces, tenant compte de tous les différents aspects intervenant dans la performance d'une organisation et servant à la guider vers la réussite. Dans cette partie, nous décrirons sommairement les principales méthodes appartenant au domaine de la modélisation d'entreprise, mettant en exergue leurs principaux avantages et inconvénients vis-à-vis de notre objectif qui est de construire un modèle du projet en tant que système complexe, des risques qui lui sont associés et de l'environnement avec lequel il est en relation étroite.

#### ***II.3.2.1 L'intérêt de la modélisation***

Une autre façon de représenter la complexité du projet est d'utiliser la modélisation d'entreprise. Ce domaine est « la représentation du fonctionnement de l'entreprise à l'aide de concepts capables de décrire : la stratégie, la structure, les fonctionnalités et l'organisation, en

particulier la structure décisionnelle et la prise de décision, l'évolution dans le temps, les relations avec l'environnement » (Vernadat, 1999) (Ducq, 2007). Autrement dit, la modélisation d'entreprise a pour objectif de formaliser tout ou partie de l'entreprise dans le but de comprendre ou d'expliquer une situation existante ou pour réaliser, puis valider un projet conçu (Braesch, et al., 1995). Un tel champ d'expertise a émergé face au nouvel ordre économique imposé par la globalisation, poussant ainsi les entreprises à être réactives et flexibles, gagnant en performance et garantissant leur viabilité. La modélisation d'entreprise s'est imposée comme un moyen incontournable pour améliorer les performances de l'organisation industrielle (Vallespir, et al., 2003).

Les principes de ce domaine découlent de l'impossibilité de modifier directement un système pour l'améliorer dans son ensemble et donc de la nécessité d'en élaborer différents modèles conceptuels sur lesquels il est possible de raisonner (Tardieu, et al., 1983) (Ducq, 2007).

La modélisation d'entreprise offre une multitude de méthodes et d'outils développés au cours des dernières années pour répondre aux nombreux besoins des entreprises. Les premiers développements ont été menés aux Etats-Unis dans les années 1970 et ont notamment conduit à la création de SADT (Structured Analysis and Design Technique). Depuis, un grand nombre de méthodes de modélisation d'entreprise sont apparues, parmi lesquelles nous pouvons citer IDEFx (Menzel & Meyer, 1998), METIS ou ARIS (Scheer & Schneider, 2006). En ce qui concerne les contributions françaises, nous retenons ACNOS (El Mhamedi, 2002), GRAI (Doumeingts, 1984), MECI (Pourcel & Gourc, 2002), OLYMPIOS (Théroude, 2002) (Braesch, 2002).

Parmi l'ensemble des travaux réalisés dans ce domaine, nous avons recensé cinq méthodologies qui remplissent les conditions de construction d'architectures de références. Ce sont : CIMOSA, GIM, PERA, GERAM et la Méthodologie de Zachman.

### ***II.3.2.2 Panorama des architectures de références***

Une architecture de référence propose « *une structuration de la connaissance, un cadre de modélisation, un langage et le plus souvent une méthodologie* » (Pingaud, 2005) in (Dupuy, 2005).

Selon Vernadat (1999) une architecture de référence fournit un cadre général et des points de repère indiquant aux utilisateurs quels aspects de l'entreprise doivent être pris en compte au cours de la modélisation. Une architecture de référence sert de support à une méthode. En d'autres termes, une architecture de référence identifie les éléments à rechercher dans le système à modéliser, elle indique quels aspects de l'entreprise doivent être pris en compte, les relations qui existent entre eux et la terminologie à employer. De plus, elle constitue la base conceptuelle sur laquelle est conçu le modèle d'entreprise. Ce dernier est un ensemble de modèles décrivant les divers aspects d'une entreprise que l'on souhaite analyser d'un point de vue critique (Ducq, 2007) (Panetto, 2006) (Vernadat, 1999).

Les architectures de référence de modélisation permettent de lier les différentes représentations de l'entreprise pour obtenir un modèle complet. La cohérence est alors assurée



via l'utilisation d'un cadre de modélisation qui explique le positionnement relatif des modèles, les zones de recouvrement et la dynamique de passage de l'un à l'autre. La première approche ayant posé de façon explicite ce concept de « cadre de modélisation » est MERISE (Tardieu, et al., 1983) qui propose trois niveaux d'abstraction et deux vues, constituant ainsi un cadre de modélisation à six domaines de modélisation. Chacun de ces domaines utilise un ou plusieurs formalismes. D'autres méthodes ont suivi la même voie et proposent des vues différentes en nature et en nombre et des niveaux différents, mais le concept sous-jacent de cadre de modélisation reste inchangé (Vallespir, et al., 2003).

### II.3.2.2.1 CIMOSA

CIMOSA "Computer Integrated Manufacturing Open System Architecture" a été élaboré par le consortium AMICE en 1993 dans le cadre du projet ESPRIT. C'est une architecture qui permet d'analyser les systèmes intégrés de production (Vernadat, 1999). Le cadre de modélisation de CIMOSA, ou cube CIMOSA (cf. Figure II-2), fournit un cadre conceptuel, une méthode et des outils pour assister l'utilisateur dans l'élaboration d'un modèle particulier pour son entreprise. Il se décline selon trois axes qui sont la généralité (l'instanciation), la génération (les vues) et enfin la dérivation (le cycle de vie) (Roque, 2005).

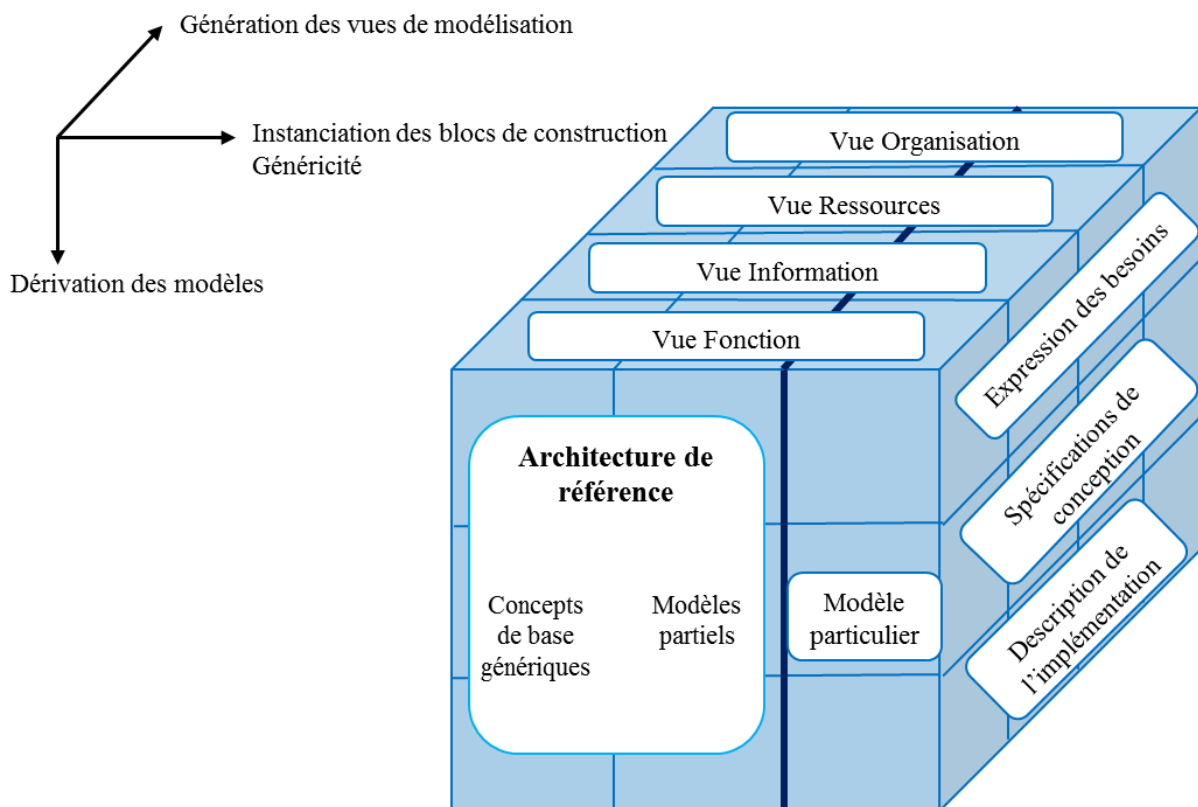


Figure II-2 : Le cube CIMOSA

L'axe de généralité se compose de trois niveaux : un niveau générique qui contient les éléments de modélisation génériques de base (primitives de base), un niveau partiel contenant des structures prédéfinies, réutilisables et applicables pour un domaine d'application donné et

un niveau particulier correspondant aux modèles spécifiques d'entreprises particulières construits à partir des modèles partiels (architecture particulière d'une entreprise donnée).

*L'axe de dérivation* est relatif au cycle de vie du système. Il préconise trois niveaux de modélisation distincts qui sont la définition des besoins, la spécification de conception correspondant à la spécification et à l'analyse des solutions répondant aux différents besoins précédemment exprimés et enfin et description de l'implantation. Ce dernier niveau se traduit par la description du système complet avec l'implantation de tous les éléments ainsi que les solutions retenues.

*L'axe de génération* définit différentes vues de modélisation permettant d'accéder au modèle, en se focalisant sur certains aspects. Les vues forment un cadre de modélisation cohérent, permettant de gérer la complexité du modèle. On en distingue quatre :

- La vue fonctionnelle décrit le comportement et la fonctionnalité de l'entreprise en termes de processus et d'activités.
- La vue informationnelle décrit les objets de l'entreprise, leurs relations et leurs différents états possibles.
- La vue des ressources décrit les moyens nécessaires à mettre en œuvre pour réaliser les fonctions de l'entreprise, leur rôle et leur mode de gestion.
- La vue organisationnelle décrit la distribution des responsabilités et des autorités.

#### **II.3.2.2.2 GIM**

GIM (GRAI Integrated Methodology) ([Doumeingts, et al., 1993](#)) a été élaboré au sein du LAPS de l'université Bordeaux I. GIM est né de l'extension de GRAI (Graphe de Résultats et Activités Interreliés) et permet la modélisation de l'entreprise en trois sous-systèmes :

- Le système physique dans lequel passent les flux physiques transformés par des ressources jusqu'à la livraison des produits ;
- Le système de décision qui transmet les ordres au système physique suite au traitement des informations ou de prise de décision selon les niveaux et périodes ;
- Le système d'information qui collecte, distribue et stocke les informations utiles au système de décision pour transmettre les ordres au système physique.
- Le cadre de modélisation GIM est constitué de deux axes qui sont : l'axe de points de vue de modélisation et l'axe de cycle de vie. Ce cadre est représenté en *Figure II-3*.

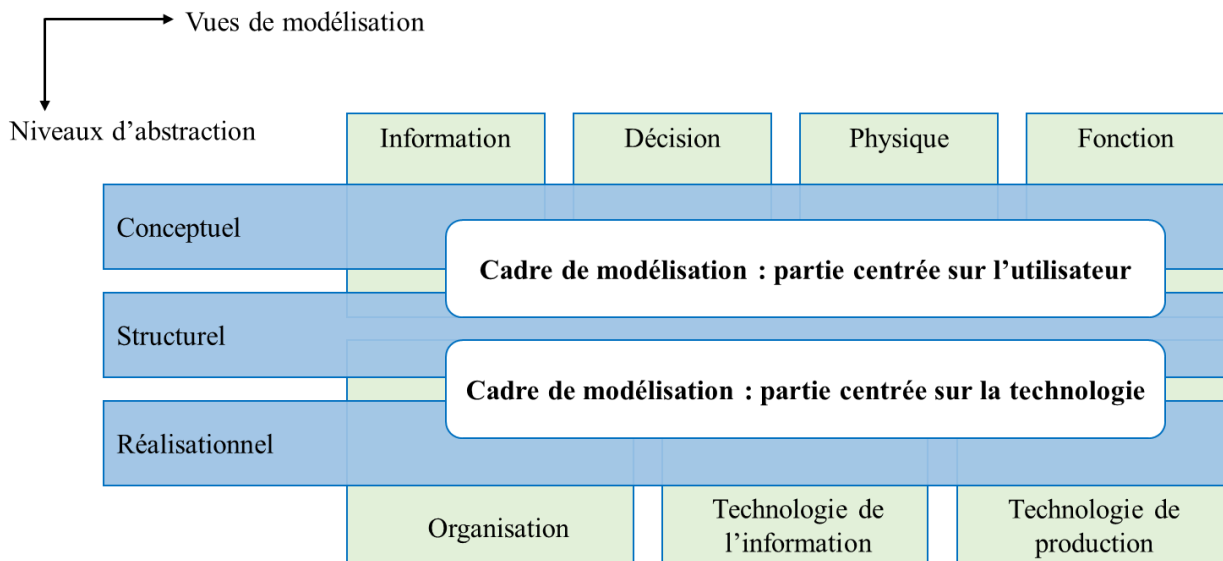


Figure II-3 : Le cadre de modélisation GIM

L'axe des points de vue de modélisation est constitué par un ensemble de quatre vues qui sont : la vue fonctionnelle (décomposition), la vue physique (ressources et produits), la vue informationnelle (données/connaissances) et la vue décisionnelle (les différentes activités et centres de décision) (Zaidat, 2005).

L'axe du cycle de vie est constitué par différents niveaux d'abstraction : on commence par l'analyse qui conduit à la modélisation des fonctions sans aucune considération des techniques et de l'organisation, puis la conception orientée utilisateur pour la considération des critères sur les coûts, la flexibilité, les capacités et tout ceci dans la perspective d'évolution, et enfin la conception orientée technique pour les réalisations en intégrant les contraintes techniques et les composants du système pour l'implantation.

L'architecture de référence GIM propose :

- Une partie orientée utilisateur qui exprime une spécification des besoins en termes de modèle de fonction, d'information, de décision et de physique (ressources) ;
- Une partie orientée technique qui transforme les spécifications utilisateurs en spécifications techniques en termes d'information et d'éléments technologiques de production nécessaires pour mieux implanter le système (Ravelomanantsoa, 2009) (Darras, 2004).

### II.3.2.2.3 ZACHMAN

Le cadre de modélisation Zachman a été conçu chez IBM en 1987. Il était initialement destiné aux systèmes d'information (Zachman, 1987), puis a été par extension adapté à l'ingénierie d'entreprise.

Il s'articule autour de deux axes : celui des vues de modélisation et celui du cycle de vie. Il est présenté en Figure II-4.

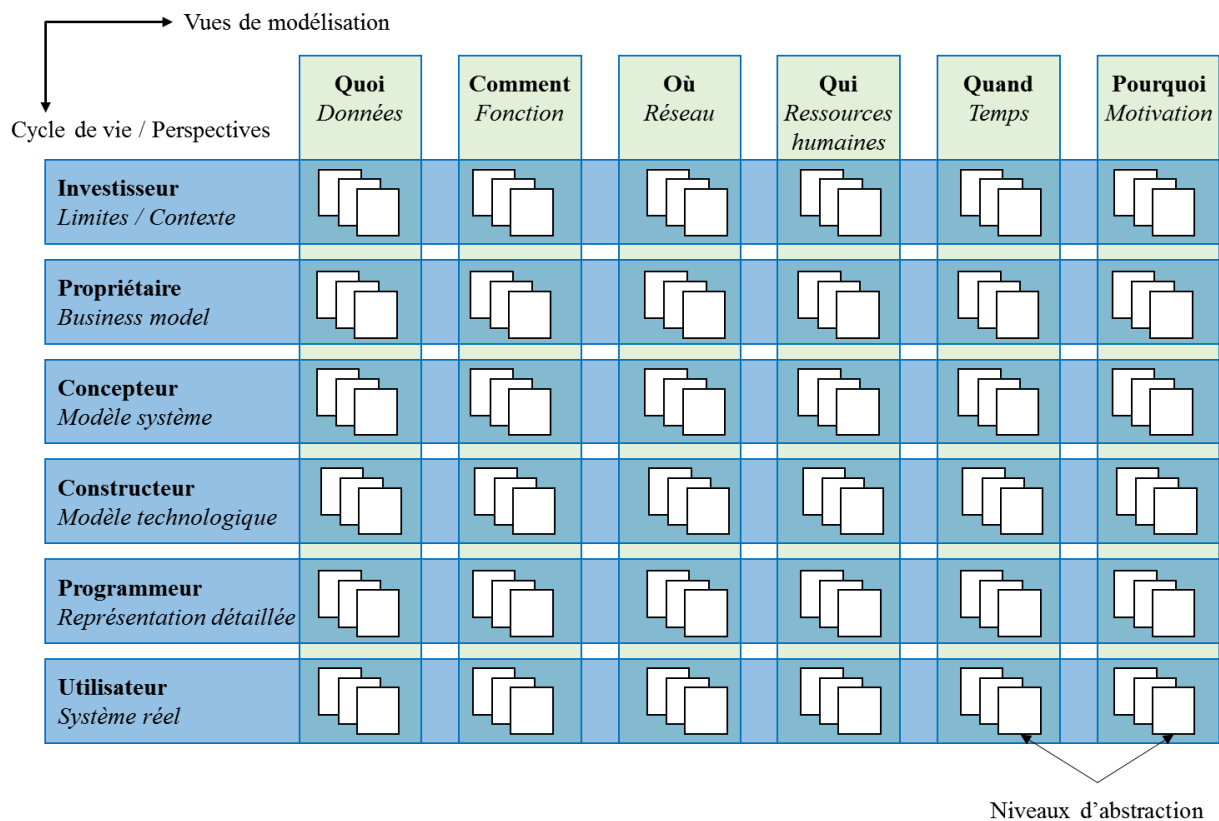


Figure II-4 : Le cadre de modélisation Zachman

Le premier axe correspond aux différentes questions que doivent se poser les personnes impliquées dans la un projet d'ingénierie d'entreprise (*What, How, Where, Who, When, Why*) :

- La vue « Données » modélise les données et leurs relations dans l'entreprise ;
- La vue « Fonction » se focalise sur la transformation des objets ;
- La vue « Réseau » décrit les ressources de l'entreprise à l'exception des ressources humaines ;
- La vue « Ressources humaines » modélise les ressources humaines et leur organisation dans l'entreprise ;
- La vue « Temps » est consacrée au cycle de vie, au temps et à l'ordonnancement des activités ;

La vue « Motivation » décrit les motivations de l'entreprise (objectifs, buts opérationnels, politiques opérationnelles et règles de fonctionnement et organisationnelles) (Zaidat, 2005).

Le second axe, celui du cycle de vie, comprend les phases qui constituent les visions ou perspectives des acteurs : *Planner, Owner, Designer, Builder, Programmer and User*.

Ainsi, le cadre est décrit par une matrice de 36 cellules qui couvrent les points de vue de l'entreprise que l'auteur appelle « niveaux d'abstraction ».

#### II.3.2.2.4 PERA

PERA (Purdue Enterprise Reference Architecture) est une méthodologie complète d'ingénierie. Elle est généralisable au développement de tout système d'entreprise quel qu'il soit (Williams, 1999) (Vernadat, 1996). Son originalité repose dans la prise en compte du rôle des experts, clairement positionnés tant dans l'architecture de pilotage que dans le système physique (Sperandio, 2005).

Le cadre de modélisation est constitué de deux axes relatifs au cycle de vie et aux vues de modélisation.

Les vues de modélisation (cf. *Figure II-5*) comprennent les vues de production et informationnelles et donnent naissance à une vue organisationnelle à partir de la phase conception fonctionnelle qui définit les activités par les ressources humaines et les relations organisationnelles entre ces ressources.

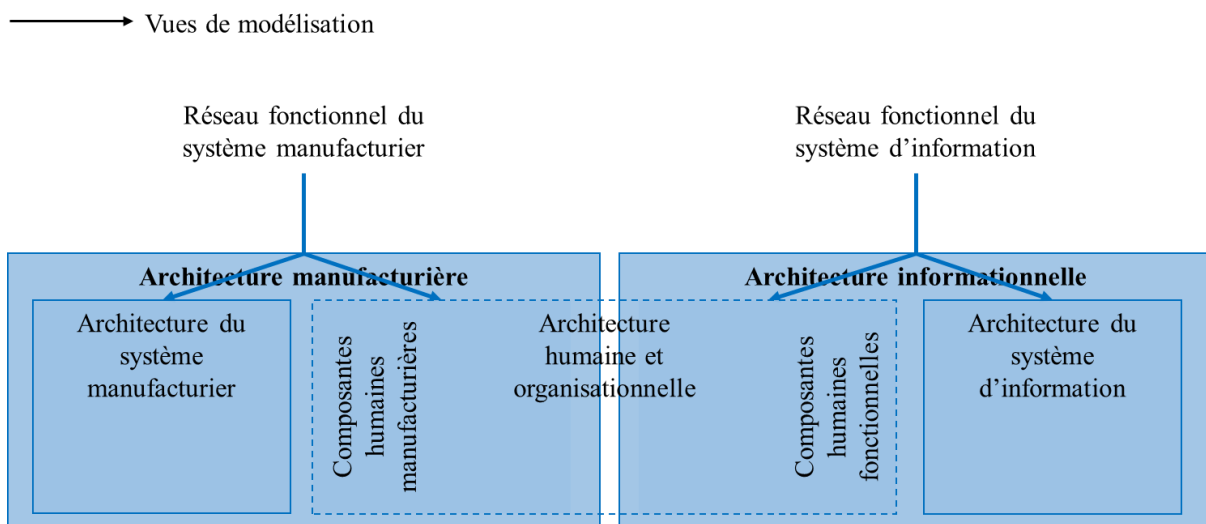


Figure II-5 : les vues de modélisation du cadre PERA

PERA permet de couvrir l'ensemble du cycle de vie (cf. *Figure II-6*) d'un système industriel au long duquel plusieurs architectures particulières sont identifiées, à savoir information, physique et organisation humaine.

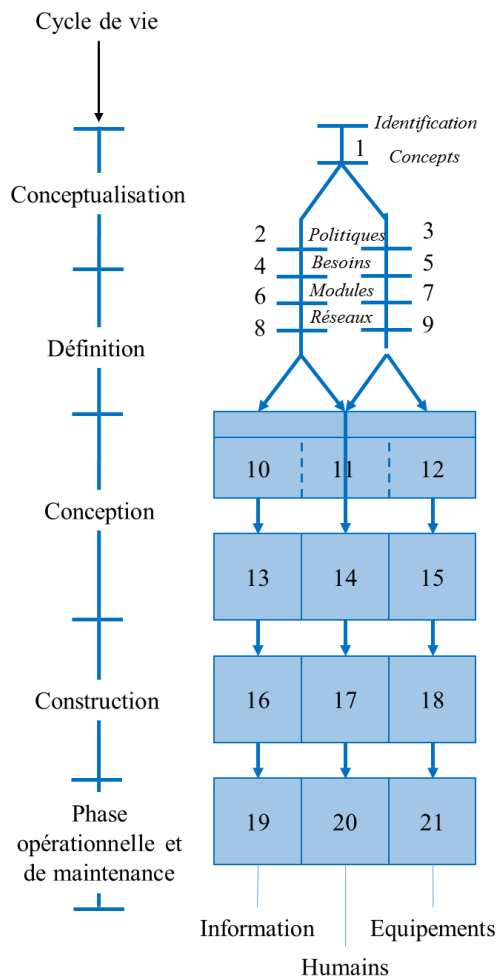


Figure II-6 : Le cycle de vie du cadre de modélisation PERA

Le cadre de modélisation de la méthodologie PERA définit cinq phases pour le cycle de vie d'un système industriel (Vernadat, 1999) :

- La phase de conceptualisation comporte deux étapes permettant de délimiter le domaine d'étude du système industriel considéré (1) puis d'en définir la mission et la vision (2 et 3).
- La phase de définition définit les besoins (4 et 5), les tâches à exécuter pour satisfaire ces besoins (6 et 7), et fournit des diagrammes de flux (8 et 9).
- La phase de conception permet d'identifier l'architecture et les spécifications relatives à l'information, (10 et 13) à l'organisation humaine (11 et 14) et à la partie opérative (12 et 15).
- La phase de construction vise à transformer les plans et modèles des phases précédentes en une implantation concrète (16, 17 et 18) en vue de l'exploitation.
- La phase opérationnelle et de maintenance, correspondant à l'exploitation de l'installation (19, 20 et 21).

Il faut toutefois noter que la méthodologie PERA ne propose pas de modèle de référence qui permettrait d'assurer l'intégration globale de toutes les architectures identifiées sur le cycle de vie.

### II.3.2.2.5 GERAM

GERAM (Generalised Enterprise Reference Architecture Methodology) a été développée par un groupe de réflexion sur les architectures pour l'intégration des entreprises (IFAC/IFIP Task Force, 1999) en s'appuyant principalement sur CIMOSA, GRAI/GIM et PERA. Elle peut être définie comme étant une « une méta - méthode », dont la plupart des composants s'appuie sur des travaux déjà largement reconnus en modélisation d'entreprise, apportant un cadre général pour décrire l'ensemble des éléments à prendre en compte lors du processus de conception d'entreprise.

Ce cadre GERA, présenté en Figure II-7 se veut suffisamment générique et est largement inspiré de CIMOSA et PERA. De plus, il a été conçu d'une manière à ce que l'utilisateur puisse ajouter de nouvelles vues de modélisation.

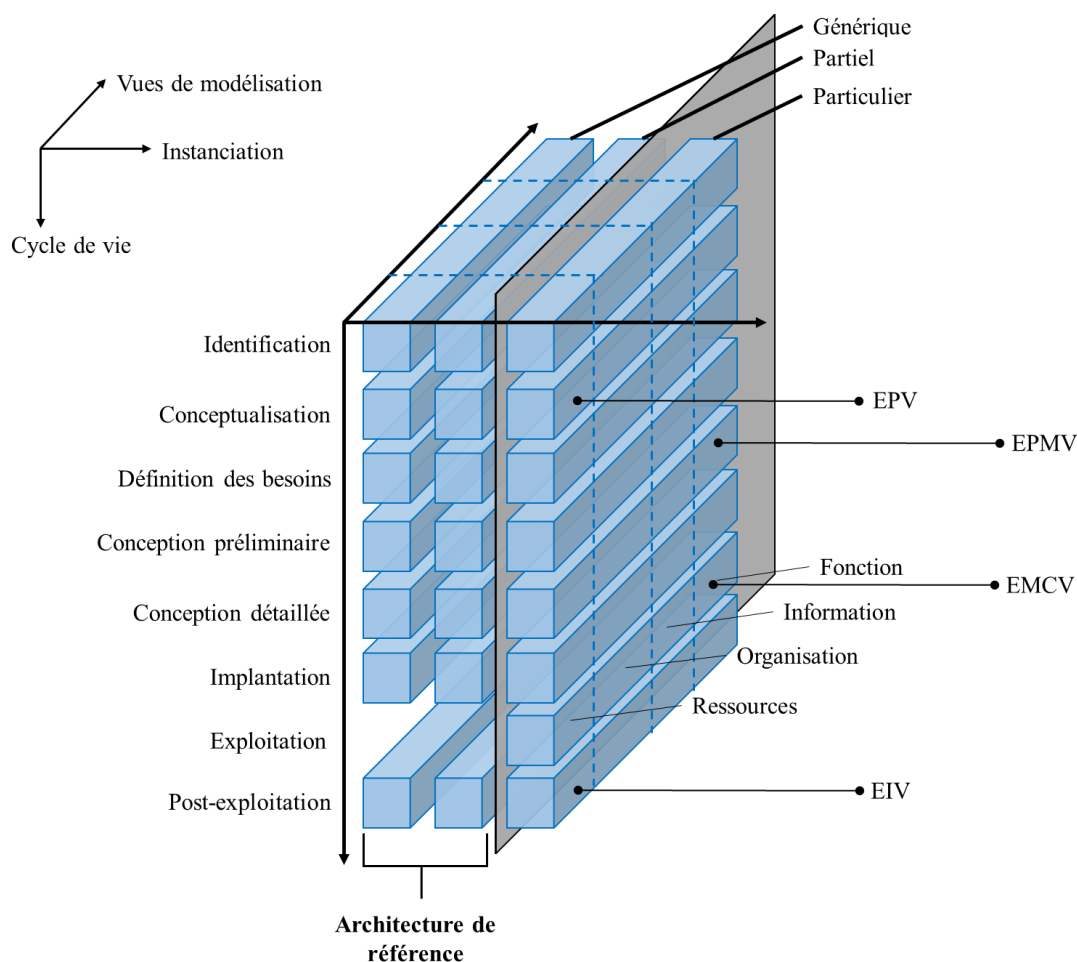


Figure II-7 : Le cadre de modélisation GERA

L'axe cycle de vie comporte 8 niveaux : identification, conceptualisation, définition des besoins, conception préliminaire, conception détaillée, implantation, exploitation et post-exploitation.

L'axe d'instanciation définit les paradigmes d'architecture et de modèles de référence des systèmes de production selon trois niveaux : générique, partiel et particulier. Les deux premiers types de modèles correspondent à l'architecture de référence alors que le dernier identifie l'architecture particulière.

- L'axe des vues permet de considérer toute partie de l'entreprise selon quatre types de vues :
- Entity Model Contents View (EMCV) : partie fonction, information, organisation, ou ressource ;
- Entity Purpose View (EPV) : partie dédiée au processus de production proprement dit, ou relative aux activités liées au management de ce processus ;
- Entity Implementation View (EIV) : partie regroupant les informations relevant d'une activité humaine, ou identifiant les activités automatisées ;
- Entity Physical Manifestation View (EPMV) : partie matériel (hardware) ou programme (software).

En conclusion, GERAM, en s'inspirant des approches existantes, propose un ensemble organisé de concepts pertinents de modélisation et d'intégration en entreprise ainsi que leurs relations (Vernadat, 1999). Ainsi, il est possible de déterminer le positionnement et les potentialités de toute approche par rapport à cet ensemble. Cependant, « elle ne constitue qu'un cadre théorique de méta-modélisation, non-opérationnel donc et ne se penchant pas sur l'intégration des langages eux-mêmes » (Vallespir, et al., 2003).

### ***II.3.2.3 Comparaison des architectures de référence***

L'offre en outils de modélisation d'entreprise dans la littérature est relativement importante. Nous avons analysé et comparé les outils les plus connus selon trois des critères fondamentaux qui représentent les différents aspects pris en compte lors de la modélisation : le concept de cycle de vie, les niveaux de généralité et les différentes vues de modélisation.

Presque toutes les méthodologies s'orientent vers le concept de cycle de vie, mais la plupart ne couvrent que quelques parties du cycle. Le *Tableau II-2* montre pour toutes les méthodologies une couverture sur les besoins, la conception et l'implantation. Seules GERAM et PERA couvrent toutes les phases du cycle.

En ce qui concerne la généralité, les méthodologies étudiées concernent uniquement la modélisation des systèmes de production. Quatre d'entre elles comportent des niveaux d'instanciation, mais seuls GERAM et CIMOSA offrent les trois niveaux générique, partiel et particulier.

Du point de vue fonctionnel, presque toutes les méthodologies fournissent une représentation des fonctions. Les ressources sont représentées par la majorité, mais seules GERAM et ZACHMAN prennent en considération les ressources humaines (elles sont également modélisées dans GRAI). CIMOSA ne considère que les dépendances hiérarchiques. Au point de vue information, toutes les méthodologies en tiennent compte. Par contre, il faut signaler la méthode GIM qui est la seule à porter une attention particulière au système de



décision. Notons aussi que GERAM est la seule méthode à proposer une vue objet et enfin que seule ZACHMAN considère les vues temps et motivation.

Tableau II-2 : Comparaison de cadres de modélisation suivant leurs trois axes d'après (Ravelomanantsoa, 2009)

		GERAM	PERA	CIMOSA	GIM	ZACHMAN
<b>Cycle de vie</b>	<b>Identification</b>	+	+	-	-	-
	<b>Concepts</b>	+	+	-	-	-
	<b>Besoins</b>	+	+	+	+	-
	<b>Conception</b>	+	+	+	+	-
	<b>Implantation</b>	+	+	+	+	-
	<b>Exploitation</b>	+	+	+	-	-
	<b>Dissolution</b>	+	+	+	-	-
<b>Généricité</b>		Générique	Générique	Générique	Conceptuel	-
		Partiel Particulier		Partiel Particulier	Structurel	
					Réalisationnel	
<b>Vues de modélisation</b>	<b>Fonction</b>	+		+	+	+
	<b>Organisation</b>	+	+	+	-	+
	<b>Information</b>	+	+	+	+	+
	<b>Ressources</b>	+	+	+	+	+
	<b>Décision</b>	-	-	-	+	-
	<b>Objets</b>	+	-	-	-	-
	<b>Temps</b>	-	-	-	-	+
	<b>Motivation</b>	-	-	-	-	+

#### II.3.2.4 La modélisation d'entreprise appliquée au projet

Afin de représenter un système de manière optimale, le modéleur doit pouvoir rendre intelligible un comportement complexe et utiliser pour cela plusieurs niveaux de détails, ainsi que mettre en perspective différents points de vue de modélisation (Darras, 2004).

L'analyse bibliographique a montré la richesse des différentes architectures de référence existantes. Les approches les plus « intéressantes » sont fondées sur des approches systémiques, et préconisent une vision multi-vues et multi-niveaux de détail afin d'appréhender le système dans sa globalité. Néanmoins, malgré les nombreux travaux qui portent sur le risque et sa représentation, ce dernier n'est usuellement pas pris en compte dans la modélisation d'entreprise. En effet, ces approches ont été développées pour l'industrie afin de répondre à des besoins tels que l'amélioration de la production, ou encore l'aide à la décision.

Notre choix sera :

- d'exploiter la cohérence et la richesse du cadre de modélisation d'entreprise pour l'adapter au projet ;
- d'adapter et/ou d'enrichir ce cadre pour permettre une représentation et une manipulation des concepts attachés aux risques (causes et conséquences...). L'interprétation des dimensions « risques » devra passer par l'établissement d'une architecture de référence qui y soit adaptée.

Notre objet d'étude étant le projet vu comme un système complexe, la méthode basée sur l'ingénierie système visera à formaliser une vision globale multi-vues de ce système. Chaque vue correspondra à une représentation privilégiée du système.

Un cadre de modélisation décrit le positionnement relatif des modèles, leurs zones de recouvrement et la dynamique de passage de l'un à l'autre, suivant trois dimensions : les points de vue, l'instanciation et le cycle de vie (Fathallah, 2011).

Sur la base de la comparaison de plusieurs cadres de modélisation existants étudiés, nous avons choisi de privilégier le cadre de représentation GERAM. Bien que n'intégrant pas le concept de risque, GERAM est le seul cadre permettant de représenter l'intégralité des concepts que nous avons sélectionnés pour définir un projet.

De plus, il est le seul à répondre à nos besoins (dynamique, multi-vues et multi-échelles) et à permettre l'intégration du risque comme le montre le *Tableau II-3*.

*Tableau II-3. Comparaison des principaux cadres de modélisation*

	<b>CIMOSA</b>	<b>PERA</b>	<b>ZACHMAN</b>	<b>GIM</b>	<b>GERAM</b>
<b>Risque</b>	-	-	-	-	-
<b>Objectif</b>	+	-	+	-	+
<b>Environnement</b>		-	-	-	+
<b>Activité</b>	+	-	+	+	+
<b>Ressource</b>	+	+	+	+	+
<b>Décision</b>	-	-	-	+	+
<b>Information</b>	+	+		+	+
<b>Acteur</b>	+	+	+	-	+
<b>Résultat</b>	-	-	-	-	+
<b>Dynamique</b>	+	-	-	-	+
<b>Multi vue</b>	+	-	+	-	+
<b>Multi échelles</b>	+	-	+	-	+
<b>Intégration du risque</b>	-	-	-	-	+/-

Bien qu'elle soit à même de représenter le projet dans toute sa complexité, la modélisation d'entreprise présente un inconvénient de taille, puisqu'elle n'intègre pas la notion de risque.

Nous allons maintenant présenter un état de l'art du risque et des outils utilisés dans le cadre de sa gestion.

## **II.4 La maîtrise des risques**

### **II.4.1 La notion de risque**

« *Tout ce qui peut mal tourner, va mal tourner* » (« *Anything that can go wrong, will go wrong* » Edward A. Murphy Jr.)

#### **II.4.1.1 *Le risque : polysémie et difficultés de définition***

##### **II.4.1.1.1 *De nombreuses définitions du risque et leurs nuances***

Avant de se plonger dans la gestion des risques dans le cadre de projets, il est tout à fait indiqué de se poser la question suivante : « qu'est-ce que le risque ? ». En effet, comment pourrait-il être possible de maîtriser ce que l'on ne connaît pas ou ne définit pas ?

Le risque est foncièrement un concept polysémique ; risque, danger, situation dangereuse, accident, etc. Il existe de nombreux termes souvent mal définis, qu'il est difficile de distinguer. La confusion est d'autant plus grande que ce terme de « risque » peut tout aussi bien être la cause d'un évènement, qu'il soit recherché ou redouté, sa conséquence éventuelle, voire même la mesure de sa conséquence (Breysse, 2009) (Fumey, 2001).

C'est à cette question que nous allons tenter de répondre, en nous appuyant sans souci d'exhaustivité, sur une revue de la littérature des différentes définitions prêtées au terme « risque ». Pour une revue de la littérature plus exhaustive, il est possible de consulter les travaux de Bernard et al. et de Sienou (Bernard, et al., 2002) (Sienou, 2009).

Nous souhaitons mettre en exergue les concepts centraux de chacune de ces définitions, analyser les points communs et les divergences. D'autre part, nous illustrerons la confusion inhérente à la notion de risque dont les définitions sont nombreuses et parfois contradictoires.

Le *Tableau II-4*, synthétise un ensemble de définitions et de descriptions de la notion de risque. Ces dernières sont présentées chronologiquement. De plus, il est précisé pour chacune d'entre elles la connotation associée au risque. Ainsi, le risque peut être négatif (-), positif (+) ou neutre ( $\pm$ ).

Le constat le plus flagrant qu'il est possible de faire concerne la connotation du risque. En effet, bien que la première définition que nous avons recensée date du début des années 1960, il a fallu attendre les années 2000 pour que soit associée au risque une connotation neutre, c'est-à-dire prenant en compte les aspects négatifs mais aussi les opportunités.

Tableau II-4 : Le concept de risque et les principales définitions associées

Auteurs	Définitions / Descriptions	Connotation
(Wood, 1964)	La possibilité de perte. / <i>The chance of loss.</i>	–
(Head, 1967)	La probabilité objective que le résultat réel de l'événement soit très différent du résultat attendu.	–
	<i>The objective probability that the actual outcome of the event will differ significantly from the expected outcome.</i>	
(Kaplan & Garrick, 1981)	La réunion de plusieurs ensembles de triplets comprenant un scénario (événement), une probabilité d'occurrence de cet événement et une conséquence ou la mesure du dommage causé par le scénario.	–
(Kervern & Rubise, 1991)	La mesure du danger.	–
(CSA/ACNOR, 1991)	La mesure de la probabilité et de la gravité d'un effet néfaste sur la santé, les biens matériels et l'environnement.	–
(OCDE, 1992)	La combinaison d'une probabilité et de sa conséquence.	–
(Barki, et al., 1993)	Le risque se rapporte à l'incertitude entourant un projet et à l'ampleur de la perte potentielle associée à l'échec de ce projet.	–
	<i>Risk refers to the uncertainty surrounding a project and the magnitude of potential loss associated with project failure.</i>	
(Vaughan, 1996)	Une condition dans laquelle il y a une possibilité d'un écart défavorable vis-à-vis d'un résultat souhaité ou attendu.	–
	<i>A condition in which there is a possibility of an adverse deviation from a desired outcome that is expected or hoped for.</i>	
(CSA, 1997)	Le risque de préjudice ou de perte définie comme une mesure de la probabilité et de la gravité d'un effet néfaste pour la santé, les biens, l'environnement ou d'autres biens de valeur.	–
	<i>The chance of injury or loss as defined as a measure of the probability and severity of an adverse effect to health, property, the environment or other things of value .</i>	
(CEAEQ, 1998)	L'occurrence de réponses néfastes chez des récepteurs en fonction de leur exposition à un agent stressant.	–
(AS/NZS, 1999)	La chance que quelque chose survienne et ait un impact sur les objectifs. Elle est mesurée en termes de conséquences et de probabilité.	±
	<i>The chance of something happening that will have an impact upon objectives. It is measured in terms of consequences and likelihood.</i>	
(IEEE, 2001)	La probabilité qu'un événement, un aléa, une menace ou une situation se produise et ses conséquences indésirables ; un problème potentiel.	–
	<i>The likelihood of an event, hazard, threat or situation occurring and its undesirable consequences; a potential problem.</i>	
(Kontio, 2001)	Une possibilité de perte, la perte elle-même, ou toute autre caractéristique, un objet ou une action qui est associée à cette possibilité.	–
	<i>A possibility of loss, the loss itself, or any characteristic, object, or action that is associated with that possibility.</i>	
(Carrier, 2002) in (Bernard, et al., 2002)	La probabilité d'altérations de la santé des individus attribuables à une exposition à un ou plusieurs facteurs de risque pouvant être exogènes, endogènes ou liés aux habitudes de vie.	–
(Bernard, et al., 2002)	Un état pour lequel il y a une possibilité d'une variation adverse par rapport à un objectif attendu ou souhaité d'une organisation.	–
(Paté-Cornell, 2002)	La probabilité et les conséquences de différents scénarios de résultats associés à un danger.	–
	<i>Probability and consequences of different outcome scenarios associated with a hazard.</i>	

<i>Auteurs</i>	<i>Définitions / Descriptions</i>	<i>Connotation</i>
(DoD, 2003)	Une mesure de futures incertitudes dans la réalisation des objectifs de performance du programme avec des contraintes de coûts et de délai définis.	-
	<i>A measure of future uncertainties in achieving program performance goals within defined cost and schedule constraints .</i>	
(FDX50-117, 2003)	Un évènement dont l'apparition n'est pas certaine et dont la manifestation est susceptible d'affecter les objectifs du projet.	±
(COSO, 2004)	La possibilité qu'un événement se produise et nuise à l'atteinte des objectifs.	-
	<i>The possibility that an event will occur and adversely affect the achievement of objectives.</i>	
(PMI, 2004)	Un événement incertain ou une condition qui, s'il se produit, a un effet positif ou négatif sur les objectifs d'un projet	±
	<i>An uncertain event or condition that, if occurs, has a positive or negative effect on a project's objectives.</i>	
(Rosemann & Zur Muehlen, 2005)	La probabilité avec laquelle une erreur conduira à une conséquence non désirée.	-
	<i>The probability with which an error will lead to an unwanted consequence .</i>	
(Gourc, 2006)	La possibilité que survienne un évènement dont l'occurrence entraînerait des conséquences (positives ou négatives) sur le déroulement de l'activité du projet.	±
(ISO31000, 2010)	L'effet de l'incertitude sur l'attente des objectifs.	±
	<i>Effect of uncertainty on objectives.</i>	
(Kerzner, 2013)	Le risque est une mesure de la probabilité et des conséquences de ne pas atteindre un objectif de projet défini.	±
	<i>Risk is a measure of the probability and consequence of not achieving a defined project goal.</i>	

#### ***II.4.1.2 « L'effet de l'incertitude sur l'atteinte des objectifs », une définition a valeur de référence***

La notion de risque est fortement polysémique et a donc été l'objet d'un grand nombre de définitions (Breyse, 2009). La définition que nous retiendrons est celle proposée par la norme ISO 31000 qui fait aujourd'hui référence pour la gestion de projet : « *Effet de l'incertitude sur l'atteinte des objectifs* » (ISO31000, 2010). Elle met en exergue les deux concepts d'objectifs et d'incertitude qu'il faut formaliser.

L'incertitude est « l'état, même partiel, de défaut d'information concernant la compréhension ou la connaissance d'un évènement, de ses conséquences ou de sa vraisemblance » (ISO31000, 2010). Dans un projet, l'incertitude est liée à la complexité et correspond à l'incapacité de décrire complètement le système projet, l'impact des décisions et son évolution (Marle, 2011).

L'incertitude résulte du caractère innovant ou du manque d'expérience, de la complexité en termes de nombres de facteurs et d'interdépendances entre eux, de la possibilité d'occurrence d'évènements particuliers pouvant affecter les activités du projet, de l'émergence de facteurs inconnus au démarrage du projet (Atkinson, et al., 2006).

Nous avons vu au *paragraphe II.2 (p24)* qu'un projet, caractérisé par la complexité, est soumis à l'incertitude. Il peut être vu comme un système dont le comportement est difficile à prévoir, à maîtriser et à comprendre à chaque instant, « la réalité de la perception étant par essence incertaine, inachevée et incomplète » (Marle, 2011). Le projet est influencé tout au long de son cycle de vie par différents évènements susceptibles de modifier son déroulement. Ces

derniers d'origine interne ou externe, peuvent occasionner des perturbations diverses, allant d'une modification mineure de planning à la remise en cause de l'existence du projet passant par exemple par un allongement des délais, une augmentation des coûts ou encore une qualité moindre. La notion de risque projet correspond alors au panel de ces perturbations pouvant survenir au cours d'un projet (Nguyen, 2011).

Ainsi, conformément à définition du risque fournie par la norme ISO 31000 (ISO31000, 2010), il est possible d'introduire, dans le cadre de la gestion de projet, un certain nombre de concepts gravitant autour du risque et conditionnés par l'environnement et les constituants du projet. Le risque projet est alors perçu comme la conséquence d'évènements, d'origine interne ou externe susceptibles d'affecter l'obtention de l'objectif initialement fixé. Pour qu'il y ait risque, ces évènements doivent survenir de manière non certaine, soit du fait de leur nature (inconnus, non imaginés, ...), soit dans leur occurrence même (non prévus...), soit dans leur intensité. Pour être conforme à la norme précédemment citée, le risque qualifiera l'effet de ces évènements sur l'objectif (ou les objectifs).

Cette définition met en exergue deux aspects fondamentaux du risque, à savoir la probabilité d'occurrence ou vraisemblance et l'impact, positif ou négatif, qui définit l'importance des perturbations occasionnées par l'occurrence du risque. Trois types d'impacts sont directement reliés aux objectifs du projet (Gourc, 2006):

- les impacts de type délai : dérive positive ou négative des délais du projet ;
- les impacts de type coût : économie ou surcoût par rapport au budget initial ;
- les impacts de type performance ou qualité : amélioration ou dégradation par rapport à la performance prévue.

En plus de ces deux aspects caractéristiques du risque projet, vraisemblance et impact des conséquences, d'autres paramètres caractéristiques sont proposés, la nature du risque (technique, financier, humain, organisationnel, managérial, juridique, réglementaire et commercial), son origine (client, produit, fournisseurs ou sous-traitants, pouvoirs publics ou instances juridiques et réglementaires...), sa contrôlabilité (modes d'action possibles), et enfin sa détectabilité (Courtot, 1998) et (Bakir, 2003). Ce dernier aspect est fortement corrélé au niveau de complexité du projet et à la connaissance du projet.

La *Figure II-8* est le modèle conceptuel du risque, conformément à la norme ISO 31000, que nous considérons.

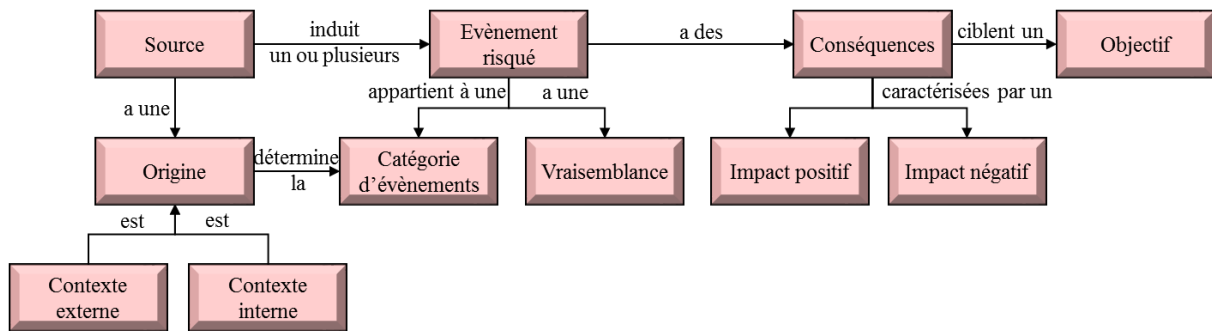


Figure II-8 : Risque et vocabulaire autour du risque, d'après (ISO31000, 2010)

## II.4.2 Le processus de gestion des risques et son déploiement

Quels sont les évènements risqués qui sont les plus dommageables pour le projet, (ceux qui entraînent les plus grandes perturbations) ? Quelles sont les actions de traitement à mettre en œuvre pour amenuiser ces perturbations et respecter les objectifs du projet ? Quelle est le délai maximal possible du projet ? Quelle est la probabilité que tel ou tel scénario survienne ? Quel est le coût d'une stratégie de traitement donnée ? Quel est l'impact de cette stratégie en termes de réduction du risque ? Toutes ces questions doivent trouver une réponse lors du déploiement du processus de gestion de risques dans le cadre d'un projet, processus dont l'objet est la maîtrise des risques projet est donc l'anticipation des événements, leur évaluation et la proposition d'actions de traitement adaptées.

### II.4.2.1 Différentes approches de gestion des risques

La gestion des risques est une approche de management dont l'objectif est de permettre « l'amélioration des décisions en milieu incertain pour maîtriser la préservation de la valeur » (Gourc, 2006). Cette dernière fait appel à plusieurs catégories d'acteurs tels que des experts du domaine d'étude, des experts de la gestion des risques, des auditeurs, ou encore des autorités réglementaires, mobilisant un ensemble de ressources. Elle dépend de la culture de l'organisation qui la déploie. De plus, elle transforme la connaissance du système d'étude et l'information sur son environnement en décisions et en consignes pour les systèmes de pilotage ou de support. Enfin, elle nourrit les bases de connaissance dans un souci de capitalisation de la connaissance via le retour d'expérience (Sienou, 2009). Le processus de la gestion des risques dépend du domaine d'application et communique avec d'autres processus comme les processus de conception (ingénierie système), de pilotage (gestion de projet, management d'entreprise) ou de gestion de la qualité (gestion de la production). Cette communication est établie dans un objectif de pilotage ou dans une perspective de support.

### II.4.2.2 Description du processus de gestion des risques

Le cadre ISO (cf. Figure II-9) est le plus récent des processus de management des risques. Il propose un cadre de management et d'amélioration du cycle de management des risques, et un ensemble de méthodes d'appréciation des risques (ISO31000, 2010). Il présente un haut degré de généricité et est le fruit d'une volonté d'harmonisation des processus de management des risques, incorporant les notions définies par l'ISO/IEC GUIDE 73 (ISO/IEC, 2002) et s'appuyant sur la norme AS/NZS 4360 (AS/NZS, 1999) qui a été éprouvée par la réalité industrielle (Sienou, 2009).

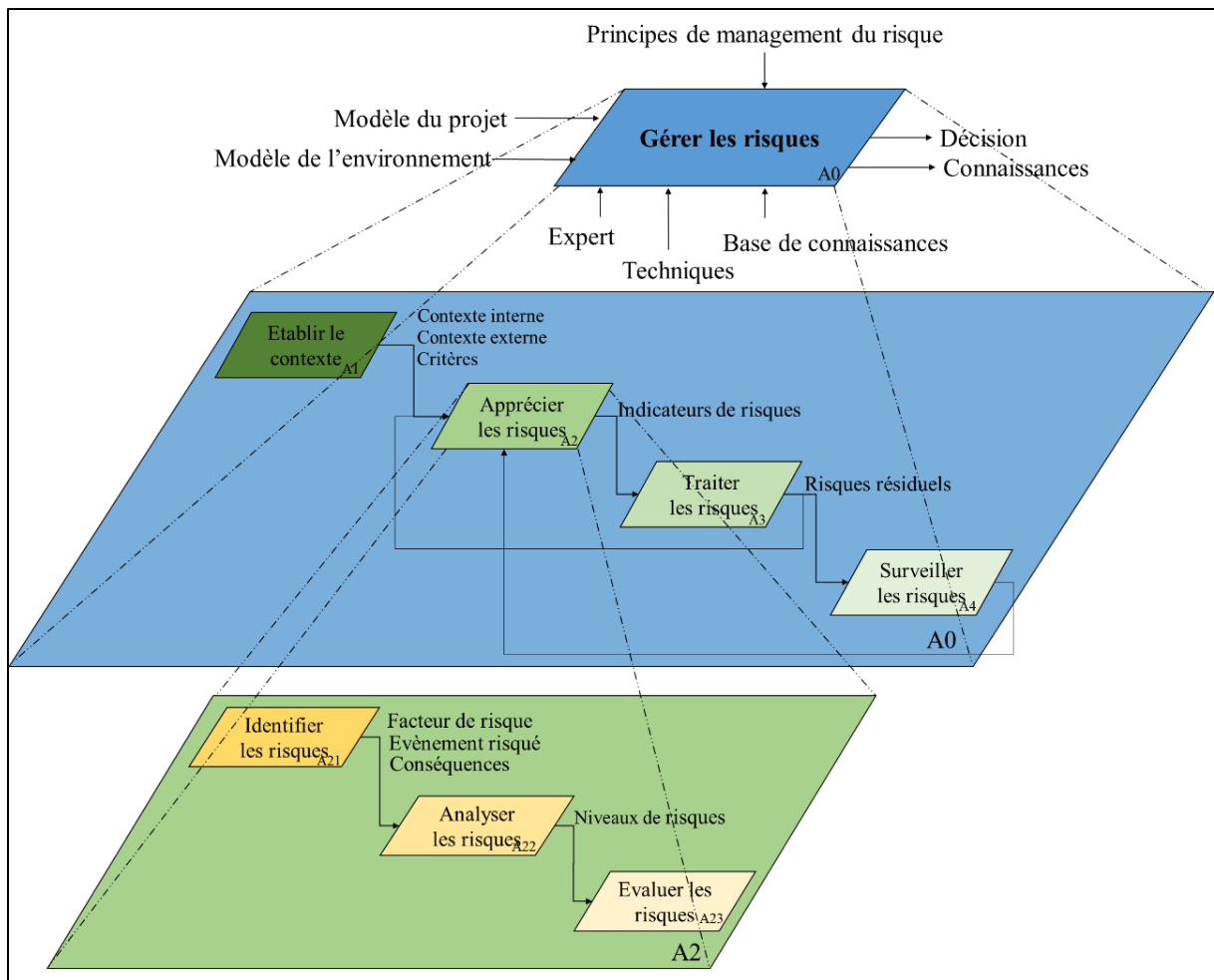


Figure II-9 : Le processus de gestion des risques, d'après (ISO31000, 2010)

La gestion des risques (A0) est un processus systématique d'identification, d'évaluation et de traitement des risques liés au projet (PMI, 2008), dont le but est de maximiser les différentes opportunités et de minimiser les conséquences négatives (menaces). Nous suivons la même logique que celle préconisée par la norme dans la suite de ces travaux.

#### II.4.2.2.1 L'établissement du contexte (A1)

La première étape est l'établissement du contexte. Il s'agit d'identifier les constituants, l'environnement du système étudié ainsi que les différents critères de risque pour la suite du processus. C'est à cette étape que, (a) le processus de la gestion des risques est cadré et que (b) la frontière du système d'étude est délimitée.

Les éléments n'appartenant pas au système ainsi délimité constituent le contexte externe du projet. Ce dernier inclut de nombreux aspects tels que l'environnement social, culturel, politique, légal réglementaire, financier, technologique, économique, naturel ou encore concurrentiel.



#### ***II.4.2.2 L'appréciation du risque (A2)***

L'activité d'appréciation des risques est composée de trois sous-activités qui sont l'identification, l'analyse et l'évaluation du risque.

L'identification des risques consiste à établir et à maintenir un inventaire exhaustif ainsi qu'une typologie adéquate des risques.

L'analyse du risque conduit à une meilleure connaissance. Il convient d'y caractériser le risque via ses causes, ses conséquences et ses relations avec les autres risques.

L'évaluation est une activité de hiérarchisation des risques. Elle permet de cartographier et de renseigner la description des risques, tant qualitativement que quantitativement (probabilité d'occurrence, impacts), de hiérarchiser les risques par ordre de criticité et donc d'identifier les priorités dans le but de guider les décisions prises ultérieurement vis-à-vis du traitement.

#### ***II.4.2.3 Le traitement et la surveillance du risque (A3) (A4)***

La phase de traitement des risques consiste à préconiser des options de traitement afin de maintenir un niveau de risque conforme aux exigences. Les actions sont définies pour minimiser la probabilité d'occurrence et/ou pour minimiser les impacts.

Il y a pour chaque risque identifié quatre options de traitement : accepter le risque, éviter le risque, partager le risque ou le maîtriser en modifiant sa probabilité d'occurrence ou son impact.

Cette étape du processus peut entraîner une modification majeure du système et donc une nouvelle itération de l'ensemble du processus de gestion des risques. En effet, la maîtrise d'un risque peut conduire à l'apparition ou à la modification d'un ou de plusieurs autres risques. Le suivi des risques est une étape d'observation de l'environnement interne et externe afin de comprendre l'évolution des risques, et d'assurer l'effectivité des actions de traitements ainsi qu'un retour d'expérience.

La *Figure II-10* synthétise les différents concepts gravitant autour de la notion de risque, selon les différentes phases du processus de gestion des risques.

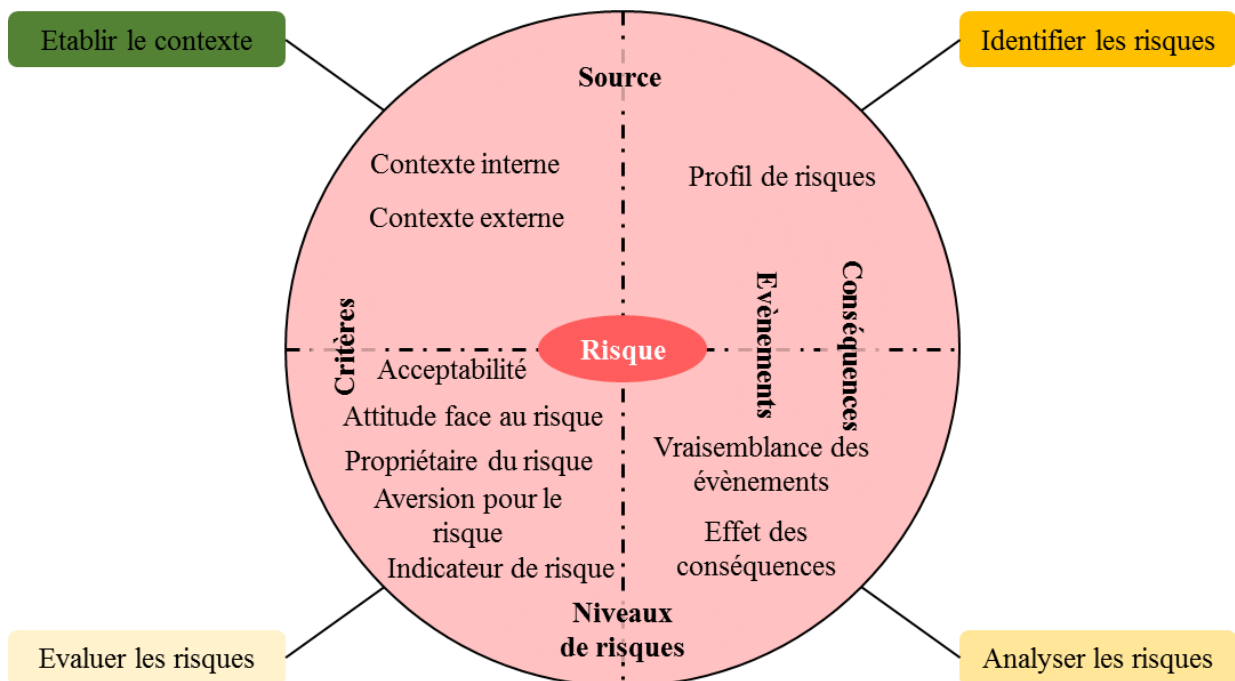


Figure II-10 : Risques et concepts autour du risque suivant les différentes phases du processus de gestion des risques défini par la norme ISO 31000 (ISO31000, 2010)

### II.4.3 Panorama et comparaison des outils classiques de la gestion des risques

Nous avons vu précédemment qu'il existe une variété de définitions de la notion de risques. Il existe également de nombreuses approches et méthodes de gestion de ces derniers (Tixier, et al., 2002), (Gourc, 2006), (Cagliano, et al., 2015) , (Sienou, 2009).

Mises à part certaines méthodes que l'on pourrait qualifier d'universelles telles que l'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité), l'APR (Analyse Préliminaire des Risques) ou encore le Brainstorming, les outils et méthodes de gestion de risques ont été développées pour des secteurs d'activités particuliers. Parmi celles-ci retenons par exemple la méthode HACCP (Hazard Analysis Critical Control Point) pour la sécurité dans la chaîne alimentaire (Wybo, 1998).

Quel que soit le domaine d'application considéré, les méthodes et les outils existants sont complémentaires ; ils ne couvrent généralement pas l'ensemble de la chaîne A0-A4 du processus de gestion des risques. En effet, si l'AMDEC (Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité) et l'APR (Analyse préliminaire des risques) sont utiles pour hiérarchiser les risques, ils se révèlent moins efficaces en phase d'identification où les outils les plus classiques :

- sont le diagramme causes-effets aussi appelé diagramme d'Ishikawa (Ishikawa, 1985) qui permet d'organiser le brainstorming d'un groupe de travail pour rechercher l'ensemble des causes d'un événement donné (Ozouf, 2009) ;
- l'Arbre de Défaillances qui permet d'analyser la combinatoire des causes menant à un événement redouté par une série de « ET » et de « OU ».

Il est possible de distinguer les méthodes/outils selon qu'elles soient qualitatives/quantitatives, déterministes/probabilistes ou encore statique/dynamique.

Ainsi Tixier et al. (2002) proposent un classement de soixante-deux approches existantes selon qu'elles manipulent des informations de type déterministe et / ou probabiliste, mais aussi qualitative ou quantitative. Parmi ces soixante-deux outils, certaines sont déterministe et qualitative, HAZOP (HAZard and OPerability study), HACCP (Hazard Analysis Critical Control Point), ou APR. D'autres sont probabilistes et quantitatives (FTA (Fault tree Analysis) et ETA (Event Tree Analysis)). Pour illustrer les approches déterministes, probabilistes et quantitatives, nous pouvons mentionner l'AMDEC et MOSAR (Méthode Organisée Systémique d'Analyse des Risques).

Cagliano et al. (2015) proposent un autre classement des outils de gestion des risques, mettant en avant l'applicabilité des outils suivant la phase du cycle de vie du projet (identification, évaluation, planification et contrôle) et la phase du processus de gestion des risques. La grande majorité des outils utilisés n'est pas applicable à l'ensemble du processus de gestion des risques, mais plus souvent spécifiques d'une, voire deux phases du processus (Breyse, et al., 2013). Les méthodes communes à l'identification, l'analyse, l'évaluation et le traitement des risques, telles que le brainstorming, sont peu structurées, manipulent des informations uniquement qualitatives et sont limitées par l'expérience de l'utilisateur (Grimaldi, et al., 2012).

Le guide GERMA (Perret, et al., 2012) préconise de distinguer ces différents outils suivant leur compatibilité vis-à-vis de la norme ISO 31000 (ISO31000, 2010). A cette fin, il fait émerger de cette norme dix règles applicatives qui sont les suivantes :

- (1) être proactif ;
- (2) traiter le risque à travers tout le projet ;
- (3) penser les opportunités autant que les menaces ;
- (4) optimiser la prise de risque ;
- (5) distinguer politique de management des risques et attitude face au risque ;
- (6) Tenir compte des parties prenantes ;
- (7) Atteindre l'efficacité opérationnelle ;
- (8) Intégrer les facteurs humains et culturels ;
- (9) Assurer une communication efficace ;
- (10) Se baser sur les objectifs du projet.

Le *Tableau II-5* synthétise, d'après les travaux de (Cagliano, et al., 2015) (Grimaldi, et al., 2012) (Perret, et al., 2012) et (Tixier, et al., 2002), les principaux outils utilisés lors du déploiement du processus de gestion des risques. Ils y sont présentés suivant qu'ils manipulent des informations qualitatives ou quantitatives, déterministes ou probabilistes, qu'ils permettent une approche statique ou au contraire dynamique, la phase du processus de gestion des risque (MRP) pour laquelle ils sont applicables (I : Identification ; A : Analyse ; T : Traitement), la phase du cycle de vie du projet (CVP) à laquelle ils sont utilisables (C : Conception ; P : Planification ; E ; Exécution) et leur compatibilité avec les principes issus de la norme ISO 31000.

Tableau II-5 : les principaux outils déployés dans le cadre du processus de gestion des risques

Techniques	Auteurs	Qualitatives / Quantitatives	Statiques / Dynamiques	Déterministes / Probabilistes	Phase du PGR	Phase du CVP	Compatibilité avec la norme ISO 31000
Brainstorming	(Berg, 2010) (Gupta, 2011) (PMI, 2008) (Ward & Chapman, 2003)	Qualitatives / Quantitatives	Statique	Déterministe et Probabiliste	I/A	C/P/E	1/8/10
Techniques Delphi	(PMI, 2008)	Qualitative	Statique	Probabiliste	I/A	C/P	1/3/8/10
Liste de contrôle / Checklist	(Del Cano & De La Cruz, 2002) (PMI, 2004) (PMI, 2008)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/A	C/P	-
Analyse préliminaire du danger (risque) / Preliminary Hazard Analysis	(Nicolet-Monnier, 1996)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/A/T	P	10
Etudes de danger et d'exploitabilité (HAZOP)	(Berg, 2010) (Nicolet-Monnier, 1996)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/T	P	10
Hazard analysis and critical control points (HACCP)	(Cagliano, et al., 2015)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/T	P	10
Structured What if technique (SWIFT)	(Cagliano, et al., 2015)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/T	P	1/3/8/10
Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (FMEA)	(Nicolet-Monnier, 1996)	Qualitative	Statique	Déterministe	I/T	C/P	10
Analyse par arbre de panne (FTA)	(Nicolet-Monnier, 1996)	Quantitative	Statique	Probabiliste	I/A	C/P	1/9
Analyse par arbre d'évènements (ETA)	(Gadd, et al., 1998) (Nicolet-Monnier, 1996)	Quantitative	Statique	Probabiliste	I/A	C/P	9/10
Méthode organisée systémique d'analyse des risques (MOSAR)	(Perilhon, 2003)	Quantitative	Statique	Déterministe et Probabiliste	-	-	-
Avis expert	(PMI, 2008)	Qualitatives / Quantitatives	Statique	Déterministe et Probabiliste	I/A	C/P	1/8/10
Risk Breakdown Structure (RBS)	(Hilson, 2003)	-	Statique	-	I	C/P	-
Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats (SWOT)	(Berg, 2010)	-	Statique	-	I/A/T	C/P	-
Analyse cause - conséquence	(Del Cano & De La Cruz, 2002) (PMI, 2008)	-	Statique	-	I/A	P/E	9/10

Le constat qu'il est possible de faire est qu'à ce jour, parmi les outils usuels de management de risques (cf *Tableau II-5*), aucun n'est compatible avec l'ensemble des principes qui se dégagent de la norme ISO 31000 faisant pourtant valeur de référence dans le domaine.

De plus, on peut constater que :

- le risque est généralement abordé indépendamment du projet et de son environnement, alors qu'il est nécessaire d'identifier ses causes, ainsi que ses conséquences pour le comprendre (Carr & Tah, 2001) ;
- les outils mettent l'accent sur l'analyse des risques de façon individuelle et sont incapables de prendre en compte les interactions complexes entre les différents risques (Baccarini & Archer, 2001) (Ward & Chapman, 2003).

Cette critique sur l'inaptitude à la prise en compte des interactions est cruciale. Des réponses partielles ont été apportées par Tepeli (2014), mais ne s'appuient pas sur un formalisme suffisamment précis.

## **II.5 Le processus de prise de décision**

### **II.5.1 La notion de décision**

Marle (Marle, 2002) définit la décision comme étant un « choix humain effectué entre plusieurs alternatives ». Le terme décision correspond à la fois au processus de prise de décision, autrement dit aux actions qui amènent à la décision et au résultat de ce processus qui est la décision elle-même. On peut également discuter de la difficulté de faire un choix optimal entre différentes alternatives sur la base des connaissances disponibles (Andersen, 1996) (Perminova, et al., 2008).

Si le projet est un processus unique, il existe bien souvent plusieurs alternatives de réalisation possibles d'un même projet, ce qui contribue de fait à son caractère unique. En effet, une fois un projet initié, son déroulement réel sera nécessairement très différent de celui qui aura été escompté, en raison de l'occurrence d'une succession d'évènements possiblement perturbateurs.

Ces évènements modifiant irréversiblement la trajectoire d'un projet appartiennent à deux catégories : les évènements risqués induits par les facteurs de risque (perturbations imprévues) et les prises de décision (choix volontaires).

La décision est inhérente au projet, qui nécessite de prendre des décisions dans un milieu incertain, complexe et changeant, pour lesquelles il est nécessaire de disposer d'informations. La fiabilité de ces décisions est remise en cause du fait que les informations sur lesquelles elles reposent peuvent être nombreuses, incertaines, incomplètes ou inexistantes (Marle, 2002) (Marmier, 2014).

La *Figure II-11* indique les caractéristiques d'une décision : une prise de décision est fonction de la personnalité des acteurs impliqués, de leurs expériences et compétences individuelles et collectives, et de leurs différents critères de choix. La décision est aussi étroitement liée au contexte et aux objectifs du projet dans lequel elle intervient, aux normes et procédures en vigueur, au degré d'innovation du projet et enfin à la disponibilité des informations fiables.

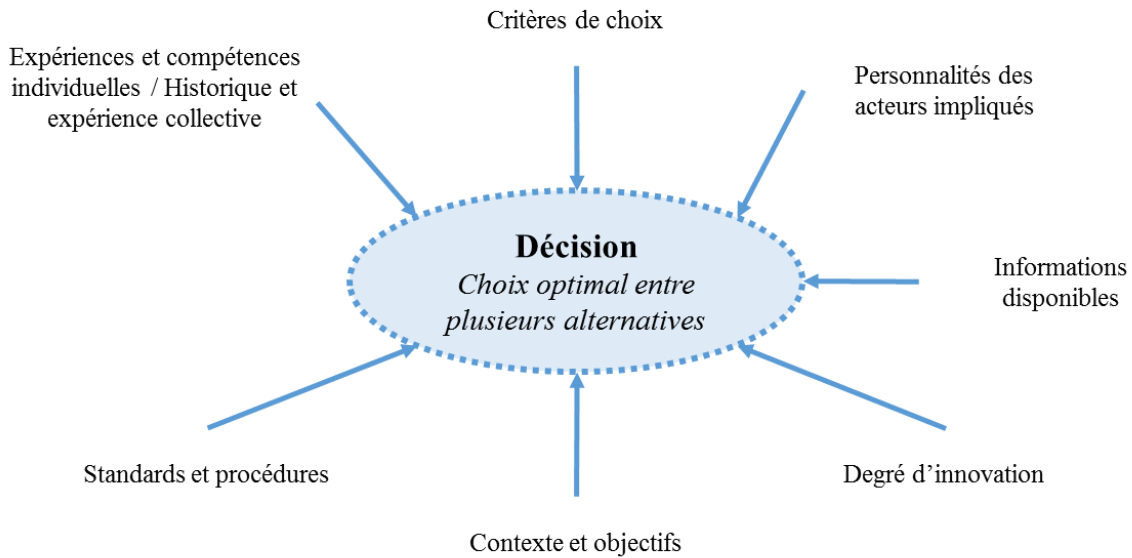


Figure II-11 : Les différentes caractéristiques d'une décision, d'après (Marle, 2002)

### II.5.2 Les différentes étapes d'une prise de décision

Le processus de prise de décision, présenté en *Error! Reference source not found.*, met en jeu une succession d'étapes prédéfinies. Il convient tout d'abord de générer les différentes solutions potentielles que l'on souhaite considérer, de les évaluer afin de choisir, d'appliquer ce choix et enfin de capitaliser l'expérience qui aura été acquise.

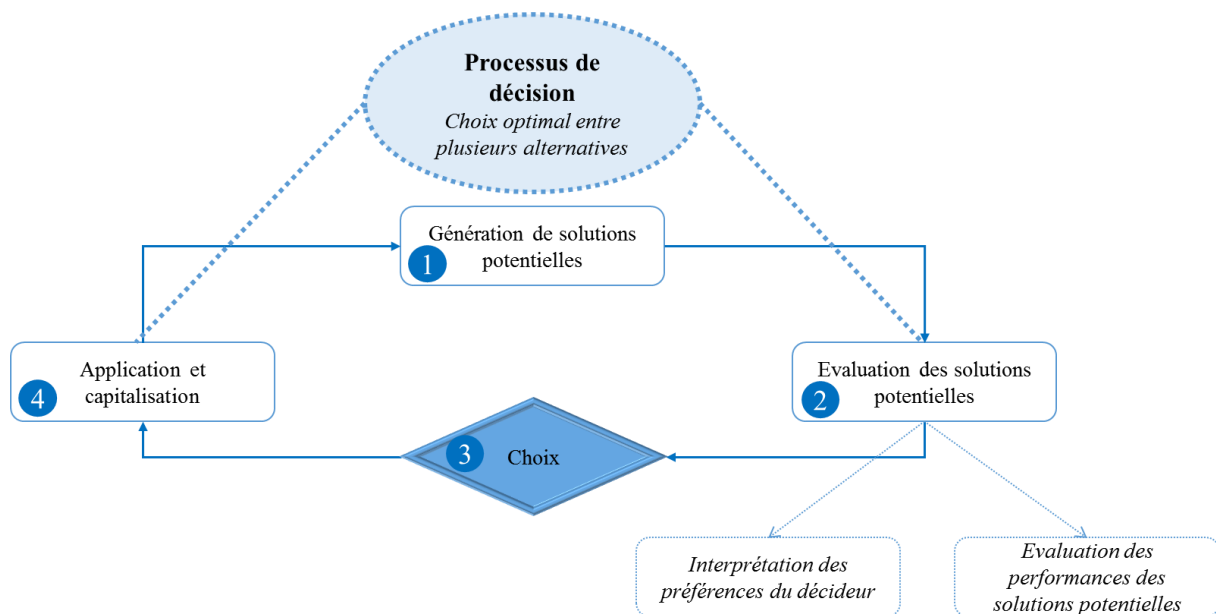


Figure II-12 : Le processus de prise de décision

Ce processus de prise de décision présenté est équivalent à celui proposé par Simon (1960) qui décrit la prise de décision comme un processus itératif composé de quatre étapes principales qui sont la définition du problème, la génération d'alternatives, le choix de la meilleure alternative et l'implémentation de l'alternative choisie.

La première phase du processus de prise de décision est donc une phase de génération durant laquelle il convient de sélectionner l'ensemble des alternatives possibles que l'on souhaite comparer ultérieurement. Il convient de mener rigoureusement cette étape afin d'éliminer les solutions impossibles et de ne rien oublier dans les informations à recueillir. Cette phase peut être avantageusement aidée par la connaissance acquise via le retour d'expérience.

La seconde étape du processus est une phase de tri. Elle constitue en un classement des solutions potentielles retenues précédemment suivant des critères. Selon les objectifs visés par le décideur, chacune des solutions est évaluée du point de vue de sa performance en termes de satisfaction des objectifs. C'est à ce moment de la prise de décision que la subjectivité du décideur en tant qu'être humain a le plus d'influence, via la pondération des critères de choix et le rapprochement entre les performances de l'alternative d'une part, et les préférences du décideur d'autre part.

L'étape du choix qui est identifiée dans la littérature comme étant la plus problématique dans la prise de décision, et cela en raison de la nature antagoniste des différents objectifs à satisfaire et de l'existence d'incertitudes (Okudan & Tauhid, 2008) (Pahl, et al., 2007) (Tomiyaama, et al., 2009).

Une fois le choix fait, il convient de garder l'information dans le but de constituer un retour d'expérience qui sera par la suite réutilisé.

### **II.5.3 Perturbations et sources d'erreurs dans la prise de décision**

On peut recenser trois catégories de perturbations et de sources d'erreur dans la prise de décision :

- l'incertitude relative à la prévision de l'avenir en projet (méconnaissance des lois guidant le processus) ;
- l'impact des changements inhérents à la vie du projet sur le processus de décision (méconnaissances des aléas) ;
- l'influence de la présence de l'être humain (décideur) sur ce processus.

L'incertitude est liée à l'impossibilité de savoir si l'ensemble des informations nécessaires a été réuni (Ward & Chapman, 2003). Elle a pour conséquence d'empêcher l'évaluation de l'ensemble des impacts d'un changement sur le reste du projet. Enfin, la complexité de l'être humain et des relations entre êtres humains entraîne une grande difficulté de prévision des réactions et comportements (Pinto & Millet, 1999), de même que l'imparfaite perception de la réalité (Jarrosson, 1999).

Le problème est celui de l'estimation du déroulement futur du projet par les chefs de projet alors que bien souvent, rien n'est connu, excepté le point d'arrivée final que l'on vise. Ces différentes incertitudes peuvent être relatives à la « valeur », en particulier pour de grandes amplitudes sur les budgets, sur les durées et sur les spécifications techniques (Breysse, 2009). Ce type d'incertitudes est qualifié usuellement en gestion de projet le « *known unknown* », le



connu inconnu. Les éléments sont connus, mais leur quantification reste incertaine. D'autres incertitudes sont liées à « l'existence ». Ces incertitudes appartiennent également à la catégorie du « *known unknown* ». Le dernier type d'incertitudes, qui est aussi le plus problématique, relève de la méconnaissance et concerne le « *unknown unknown* », « l'inconnu inconnu ». Ces dernières correspondent à l'ensemble des événements imprévisibles susceptibles de survenir et d'avoir en cas d'occurrence une conséquence positive ou négative sur le déroulement du projet. Elles constituent le « cauchemar des chefs de projet ».

Ces trois familles constituent les trois principales sources. Elles sont usuellement anticipées par l'utilisation de marges systématiques, ce qui est impossible pour le « *unknown unknown* ».

La dernière source d'erreur dans le processus de prise de décision est celle du « *facteur humain* ». En effet, « *le grand avantage d'un projet est qu'il est fait par des êtres humains. Le grand inconvénient d'un projet est qu'il est fait par des êtres humains.* » (Marle, 2002). Contrairement aux machines, l'être humain est source d'innovation et de créativité. En cela, il est un atout indispensable à la prise de décision en projet. En revanche, l'homme fait preuve de subjectivité et possède de nombreuses imperfections et singularités complexifiant le problème de la décision et rendant impossible de prédire exactement ce qui va se passer. L'aide à la décision est donc un atout essentiel.

Les différents outils et méthodes aidant à la décision reposent soit sur :

- (1) l'optimisation : la meilleure solution si elle existe est recherchée. La décision est alors d'accepter ou pas cette valeur optimale proposée ;
- (2) la simulation : de nombreux scénarios sont testés avec des jeux de valeur variables, et le choix se fait sur la ou les meilleures solutions a priori ;
- (3) l'approximation : la solution est estimée avec une fourchette d'incertitude. La décision revient à prendre une valeur nominale et un écart positif et/ou négatif par rapport à cette valeur.

PM Today ( (PMToday, 2001) in (Marle, 2002)) a recensé les différents outils d'aide à la décision utilisés en gestion de projet et inventorié leurs limites :

- La représentation graphique et donc la diffusion d'informations inadéquates : les seules interactions représentées sont l'appartenance hiérarchique et l'enchaînement séquentiel ;
- La non prise en compte des interactions ;
- La non prise en compte des différents niveaux de détail ;
- Le manque de clarté sur les termes employés ;
- La non prise en considération des ressources humaines en termes de compétences ;
- La considération de l'état du projet uniquement via le temps et le coût ;
- La non utilisation de bases de données de projets antérieurs (retour d'expérience) ;
- La non intégration des risques.

## II.6 Conclusion

Un projet est « un processus unique, qui consiste en un ensemble d'activités coordonnées et maîtrisées comportant des dates de début et de fin, entrepris dans le but d'atteindre un objectif conforme à des exigences spécifiques telles que des contraintes de délais, de coûts et de ressources » (ISO10006, 2003). Si le projet est un processus unique, les points de vue portés sur lui peuvent être multiples et dépendent des acteurs et des considérations portées (vision temporelle, organisationnelle, etc.). Il est impératif d'avoir une représentation multi-échelle (permettant de passer d'une vision fine à une vision macroscopique) et multi-facette du projet. L'analyse de la notion de projet et l'approche systémique nous ont conduit à retenir un ensemble de huit concepts permettant de décrire le projet (*objectifs, résultats, performances, activités, ressources, décisions, environnement, information, acteurs*). Nous avons également identifié les principales caractéristiques du système projet : il est complexe, ouvert et donc en relation avec son environnement incertain et changeant, soumis à l'incertitude et donc au risque et inscrit dans une dynamique temporelle irréversible via les prises de décision et l'occurrence des événements risqués.

Ayant fait le constat que la majorité des outils de la gestion de projet ne prennent pas en considération toutes ces propriétés essentielles, nous nous sommes intéressés à la modélisation d'entreprise et à son application au projet. En effet, l'intérêt de ce domaine est de formaliser et de représenter le fonctionnement de systèmes complexes à l'aide de concepts capables de décrire leur structure, leur évolution dans le temps et leurs relations avec l'environnement. Nous avons donc comparé les principales architectures de référence suivant différents axes que sont le cycle de vie du projet, l'instanciation, les vues de modélisation, les facettes du projet prises en compte, l'aspect dynamique et la possible intégration du risque. Nous avons retenu l'architecture de référence GERAM, la mieux à même de représenter l'intégralité des concepts du projet et de permettre l'intégration du risque.

Par ailleurs, nous avons proposé un modèle conceptuel de la notion fortement polysémique du « risque ». Conformément à la norme ISO 31000 nous définirons le risque projet comme étant relatif à la possible occurrence d'événements, d'origine interne ou externe au projet, susceptibles d'affecter l'obtention de l'objectif et à l'effet de ces événements sur l'objectif de projet. L'anticipation de ces événements via l'identification des facteurs, internes ou externes, qui en sont à l'origine (causes), la mesure de leurs conséquences sur le déroulement du projet et la proposition d'actions de traitement adéquates sont l'objet de la gestion des risques. Après analyse, nous avons pu faire le constat que la grande majorité des outils de gestion des risques n'est pas applicable à l'ensemble du processus de gestion des risques, que les méthodes communes à l'identification, l'analyse, l'évaluation et le traitement des risques, telles que le brainstorming, sont peu structurées, et manipulent des informations uniquement qualitatives et sont limitées par l'expérience de l'utilisateur, que le risque est en général abordé de manière isolée, indépendamment du projet et de son environnement et enfin que la description et la prise en compte des interactions est difficile et embryonnaire.

Enfin, nous avons abordé la décision ; événement modifiant irréversiblement la trajectoire d'un projet, et dont la fiabilité repose sur la prise en compte des sources d'erreur dans la prise de décision, à savoir l'incertitude, les changements inhérents via l'occurrence des

événements risqués et l'influence de la présence de l'être humain. C'est ainsi que nous avons identifié les limites des outils usuels d'aide à la décision.

Cet état de l'art a permis de mettre en lumière les lacunes des méthodes de gestion de projet d'une part et de gestion de risque d'autre part. Le plus important écueil est le découplage commun entre gestion des risques et gestion de projet, rendant impossible une gestion intégrée des risques projet.

Sur la base de ce constat, nous avons construit le cahier des charges de la méthode de gestion des risques projet que nous allons développer. Cette dernière doit :

- être applicable à l'intégralité du processus de gestion de risque, de l'identification jusqu'au traitement ;
- être multi-vues afin de prendre en compte tous les aspects du projet ;
- permettre de représenter et de prendre en compte les interactions entre risques, projet et environnement.
- être dynamique pour considérer l'évolution du projet qui n'est en aucun cas figé dans le temps ;
- être multi-échelles pour permettre de l'adapter au niveau de détails souhaité ;
- être compatible avec le cadre et les méthodes de gestion de projet (pour faciliter une intégration naturelle du processus de gestion des risques) ;
- permettre la prise de décision.

### **III. Projets des énergies renouvelables et spécificités de la filière solaire**

#### **III.1 Introduction – les enjeux associés aux projets des énergies renouvelables**

L'un des principaux enjeux auquel notre société est confrontée pour assurer son avenir est celui de l'énergie. Entre aujourd'hui et 2025, sous la pression de la croissance démographique (la population mondiale passera de 6,7 à 8 milliards d'êtres humains) conjuguée à celle des pays émergents, la demande énergétique aura presque doublé. En revanche, les ressources disponibles sont en voie de raréfaction. A ce jour, les stocks d'énergie fossile sont estimés à 50 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz et l'uranium et 150 ans pour le charbon. A la menace de ne pas disposer d'approvisionnements suffisants et sûrs à des prix acceptables en raison de l'épuisement des ressources, s'ajoute celle du réchauffement climatique dû à l'augmentation de l'effet de serre (les émissions de gaz à effet de serre passeront de 27 à 42 milliards de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>) (CEA, 2010).

Face à ces enjeux, la communauté internationale a engagé une lutte contre le changement climatique dans laquelle les énergies renouvelables apparaissent comme des solutions pour l'avenir. Chaque année se tient une assemblée générale de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC), dont celle de 2015 tenue à Paris (COP21). Son premier engagement pour limiter l'impact climatique est le protocole de Kyoto (1997), fixant aux pays développés des contraintes en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Or les pays émergents, tels que la Chine ou le Brésil n'y sont pas soumis et voient leurs émissions augmenter (+196% pour la Chine entre 1997 et 2014). De fait, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> ont augmenté de 46% entre 1997 et 2014 (CEA, 2010).

Le développement des énergies renouvelables a été fortement encouragé en réponse à des événements politiques et économiques. Nous pouvons citer par exemple le premier choc pétrolier au milieu des années 1970, à la suite duquel les concepts de centrales solaires thermodynamiques ont suscité un intérêt grandissant aussi bien des centres de recherches nationaux que des grands groupes industriels, allant jusqu'à la construction de plateformes expérimentales aux Etats-Unis, en Espagne (Plateforme Solaire d'Almeria) et en France durant les années 1980 (Garcia, 2007). Le second choc pétrolier (1978), a été suivi par la mise en place de nombreuses incitations financières (crédit d'impôt et tarif incitatif garanti). Ainsi, plusieurs centrales cylindro-paraboliques commerciales, toujours exploitées à ce jour, ont été construites jusqu'au début des années 90 marquées par une chute du prix des énergies fossiles et le début d'une longue traversée du désert pour les technologies de production d'électricité par voie solaire concentrée.

Il a fallu attendre la fin des années 2000 pour que les technologies solaires thermodynamiques suscitent un regain d'intérêt. Nous pouvons citer les projets PS10 (2006) en Espagne ou encore Nevada Solar One aux USA (2007). Cela a coïncidé avec la hausse du prix des énergies fossiles et l'inquiétude croissante sur les conséquences du réchauffement climatique, amenant à rechercher de nouvelles sources d'énergie ou à revisiter certaines solutions envisagées lors des précédents chocs pétroliers telles que l'énergie solaire à concentration (CEA, 2010).

Cette dernière a été reconnue comme capable de contribuer de manière significative à un système énergétique durable à moyen-long terme. Des programmes de recherches portant sur des sujets aussi variés que les composants-clefs des centrales solaires, le dessalement, le stockage journalier, l'amélioration du profil environnemental, les concepts innovants de transfert de chaleur, ou encore les systèmes à faible concentration sont subventionnés. L'objectif visé par une telle politique est de rendre les centrales solaires thermodynamiques économiquement compétitives en abaissant le coût de production de l'électricité de 0,15-0,20 €/kWh en 2010 jusqu'à 0,05 €/kWh en 2020 (CEA, 2010).

Dans ce chapitre, l'objectif est de présenter du point de vue de la gestion des risques les enjeux et les principaux aspects des projets du domaine des énergies renouvelables. A la lumière du chapitre précédent, nous porterons une attention particulière :

- au caractère générique / spécifique des concepts ;
- aux processus physiques et dispositifs techniques qui permettent d'évaluer les performances ;
- aux paramètres susceptibles d'affecter ces performances.

Ce n'est que dans le chapitre suivant (*cf Chapitre IV*) que nous commencerons à développer le modèle, mais cette revue est essentielle dans la phase de développement de la base de connaissance (*cf Chapitre V*).

A cette fin, nous prendrons le parti de tout d'abord considérer ce qui est similaire et a contrario ce qui diffère dans ces projets en les comparant à des projets mettant en jeux des énergies qualifiées de conventionnelles. Dans un second temps, nous nous intéresserons aux principales filières renouvelables et à leurs spécificités. Enfin, nous nous focaliserons sur la filière solaire et les principales technologies qu'elle comprend, avec un intérêt tout particulier pour la technologie du solaire thermodynamique à concentration.

## **III.2 Revue des différentes technologies de la filière solaire**

Plusieurs technologies existent pour capter et convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Toutes reposent sur la captation de l'énergie des photons, particules énergétiques qui composent la lumière, dont l'énergie est convertie en chaleur ou en électricité. L'enjeu est de récupérer cette énergie, de la transporter, de la stocker et de la transformer en électricité (CEA, 2010). L'exploitation de cette énergie peut se faire selon trois voies :

- le solaire thermique ;
- le solaire thermodynamique dit à concentration (Concentrated Solar Power- CSP) ;
- le solaire photovoltaïque.

### **III.2.1 Le panneau photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel. Il consiste à transformer directement l'énergie rayonnée par le soleil en électricité à courant continu (Malbranche, 2013). Depuis leurs premiers développements, dans les années cinquante, les technologies photovoltaïques ont connu des avancées spectaculaires dont l'enjeu est d'améliorer les rendements et de réduire les coûts des cellules photovoltaïques.

Le photovoltaïque solaire est une des énergies renouvelables les plus « démocratiques » du fait de sa taille modulable, qui permet de la rendre accessible aussi bien aux particuliers qu'aux petites et moyennes entreprises qui souhaitent posséder leur propre installation de production d'électricité et ainsi maîtriser les coûts de leur consommation électrique. Ces installations à petite échelle représentent le plus grand nombre de systèmes photovoltaïques solaires installés à ce jour, bien que les centrales solaires de plus grandes échelles représentent toujours la plus grande part de la capacité énergétique produite totale. Du fait de cette démocratisation, la technologie photovoltaïque solaire est rapidement devenue mature. Cependant, contrairement aux autres technologies dites matures, les coûts de production continuent de baisser, rendant cette technologie très intéressante du point de vue économique, que ce soit dans le cadre d'un projet à grande échelle ou d'une installation à plus petite échelle. Cette compétitivité économique est soutenue par la hausse du prix de l'électricité dans de nombreux grands marchés mondiaux tel que le marché européen (Taylor, et al., 2015).

Contrairement aux systèmes utilisant la technologie de concentration de l'énergie solaire, les systèmes photovoltaïques ont l'avantage de capter aussi bien l'irradiation solaire directe que diffuse, permettant la production d'électricité même dans les zones ayant un taux d'ensoleillement plus faible. Cependant, plus le niveau de la ressource solaire est élevé, plus le « coût moyen actualisé de l'électricité » (Levelized Cost of Electricity, LCOE) est faible. Le LCOE correspond au coût moyen actualisé de l'électricité, produite tout au long du cycle de vie du produit, et considère donc l'investissement initial, les coûts opérationnels et de maintenance, mais aussi l'énergie produite durant toute sa durée de vie.

Du point de vue technique, une large gamme de cellules photovoltaïques constituées de différents types de matériaux sont disponibles actuellement sur le marché. Un nombre encore plus grand devrait être disponible à plus ou moins long terme. Quoiqu'il en soit, les technologies de cellules photovoltaïques sont généralement classées en trois générations, selon le matériau de base utilisé et leur niveau de maturité commerciale (Malbranche, 2013):

- Les *systèmes photovoltaïques de première génération* (actuellement commercialisés) utilisent la technologie de base de plaquette de silicium cristallin. Ce dernier peut être monocristallin ou multi-cristallin.
- Les *systèmes photovoltaïques de seconde génération* sont basés sur les technologies photovoltaïques à couches minces et comprennent trois familles principales : 1) amorphe et le silicium micromorphe; 2) Cadmium Telluride; et 3) Cuivre-Indium Selenide et de cuivre-Indium-Gallium Diselenide. Ils sont dits à « couches minces » du fait de l'épaisseur micrométrique des matériaux semi-conducteurs utilisés pour la production de la cellule. Certaines de ces technologies sont en cours de déploiement à l'échelle commerciale, mais d'autres sont à un stade de développement plus précoce.
- Les *systèmes photovoltaïques de troisième génération* incluent les technologies, telles que le photovoltaïque à concentration ou encore les cellules photovoltaïques organiques. Ces dernières ne sont pas encore au stade de la commercialisation.

La plupart des technologies actuellement commercialisées ou en cours de développement étaient déjà sur le marché ou en cours de développement dès les années 1980.

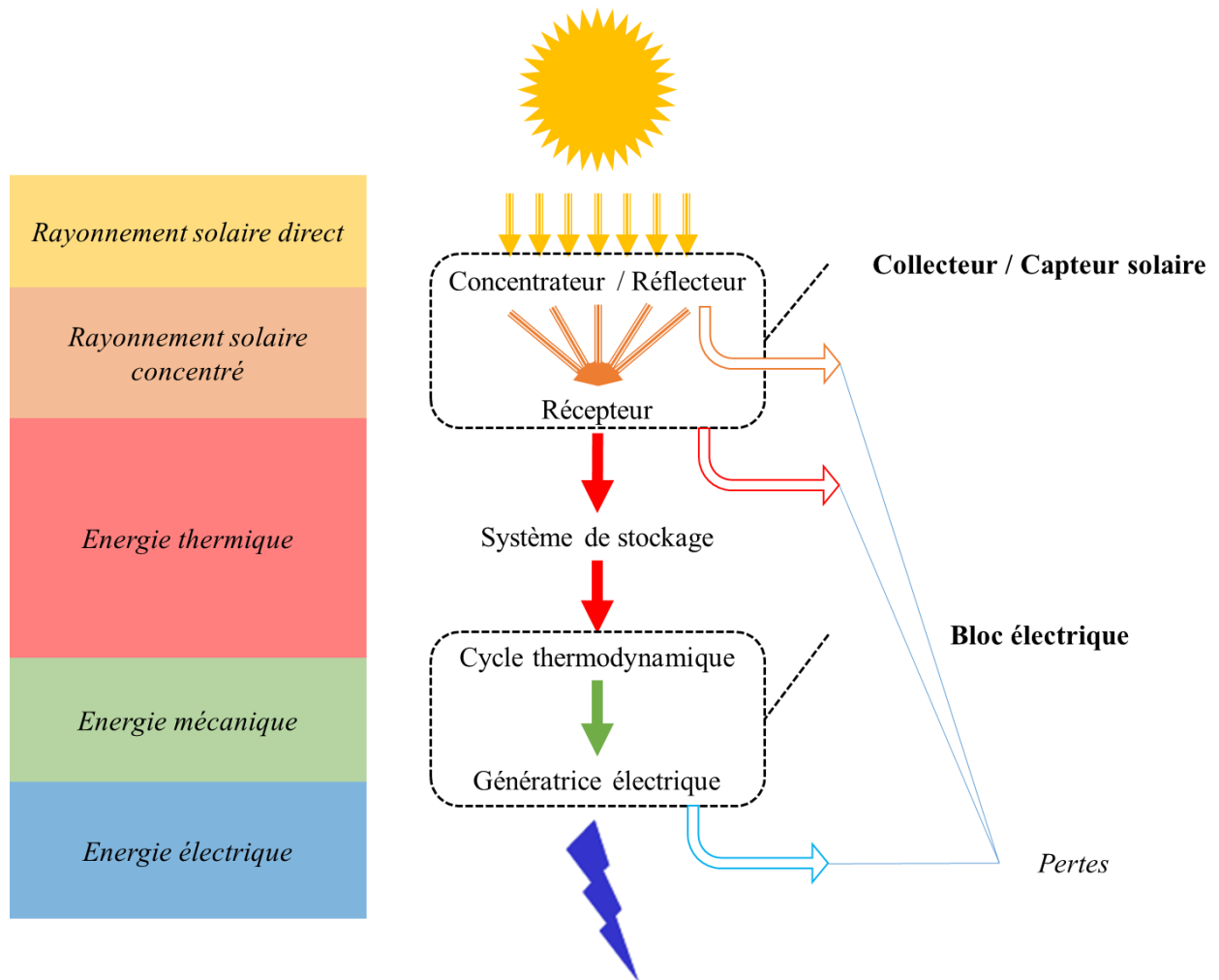
L'évaluation des technologies photovoltaïques se fait selon plusieurs critères tels que le rendement, l'énergie grise et le temps de retour énergétique, le vieillissement et la durée de vie, la présence de matériaux polluants ou rares, leur aptitude à être recyclées, la conformabilité des matériaux, etc.

Cependant, le coût de revient de la puissance nominale en  $\text{€} \cdot \text{W}^{-1}$  ou de l'énergie produite en  $\text{€} \cdot \text{kWh}^{-1}$  pour un ensoleillement donné reste le facteur prépondérant. Ce coût doit être évalué en prenant en compte tous les postes de dépenses additionnels tels que les supports et éventuellement leurs fondations, l'installation, l'électronique de conversion, le transformateur et les dispositifs de raccordement sur le réseau électrique ou les systèmes de stockage associés selon les applications. Le coût des assurances liées, voire même des démarches administratives complexes dans certains pays, constituent une autre part importante des coûts complets de l'électricité photovoltaïque (Malbranche, 2013) (Taylor, et al., 2015).

### **III.2.2 Le solaire thermodynamique à concentration**

La génération d'électricité par voie solaire thermodynamique concentrée comporte trois filières principales, chacune correspondant à un type de concentrateurs et se déclinant en plusieurs technologies suivant le type de réflecteur, de récepteur, de fluide caloporteur et de bloc électrique. Il existe également des technologies dites hybrides ou mixtes empruntant des composants développés à l'origine pour d'autres filières de production d'électricité, solaires ou

conventionnelles. Le principe de fonctionnement des centrales solaires thermiques à concentration est présenté en *Figure III-1*.



*Figure III-1 : Principe de fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques à concentration, d'après (Garcia, 2007)*

Le *Tableau III-1* permet de synthétiser les différentes technologies solaires thermodynamiques à concentration.

*Tableau III-1 : Synthèse des différentes technologies solaires thermodynamiques à concentration*

Technologies CSP	Réflecteur / Concentrateur	Caloporteurs
Centrales à capteurs linéaires	Systèmes à miroirs paraboliques PTC	Huile
		Eau
	Systèmes à miroirs de Fresnel LFR	Eau
		Huile
Centrales à tour	Héliostats T	Sels fondus
		Vapeur
		Air
Paraboles Stirling	-	

La première filière de centrales solaires, la plus mature, est celle des systèmes à capteurs linéaires qui concentrent le rayonnement en une droite sur laquelle est placé un tube récepteur.



Les collecteurs des deux autres filières concentrent le rayonnement en un point : ce sont les systèmes à récepteur central ou centrales à tour composés d'un champ d'héliostats orientant les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour, et les systèmes paraboles Stirling dont le récepteur et le bloc électrique sont placés au foyer d'une parabole (Garcia, 2007).

Les centrales à miroirs paraboliques sont la technologie CSP largement dominante sur le marché à ce jour. A titre d'illustration, elles représentaient en 2010 près de 90% de la puissance totale installée à travers le monde (cf. Figure III-2) (Günther, et al., s.d.).

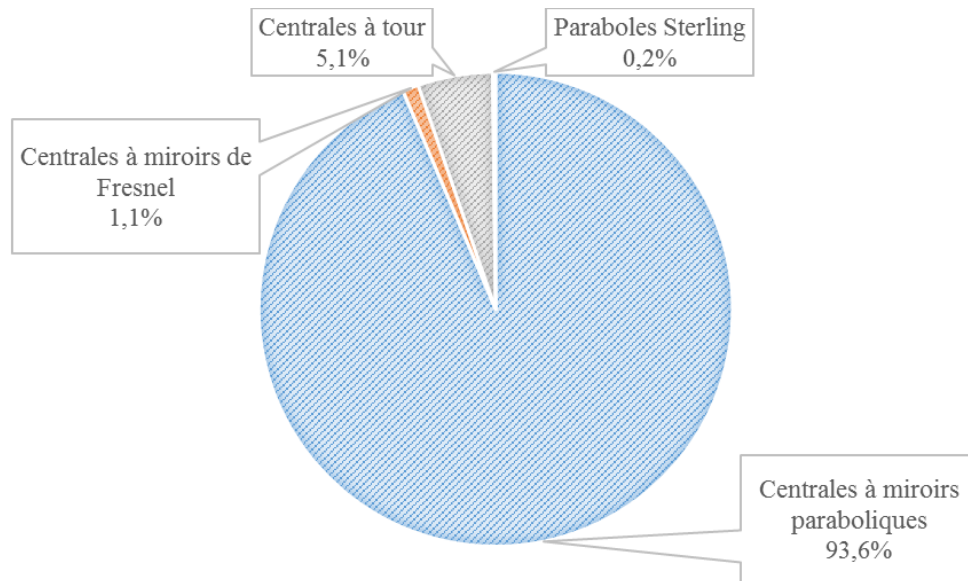


Figure III-2 : Pourcentages de puissance installée des différentes technologies solaires thermodynamiques à concentration (centrales en exploitation)

### III.2.2.1 Les centrales solaires thermiques à collecteurs cylindriques (miroirs paraboliques)

Les centrales à collecteurs cylindriques utilisent des miroirs paraboliques (cf. Figure III-3) pour concentrer le rayonnement solaire direct sur un récepteur tubulaire sous vide parcouru par le fluide caloporteur (huile synthétique, eau / vapeur...) chauffé à moyenne température (jusqu'à environ 300-400°C). La chaleur est ensuite transférée à la boucle de production électrique puis convertie en électricité au moyen d'un cycle de Rankine (Garcia, 2007).

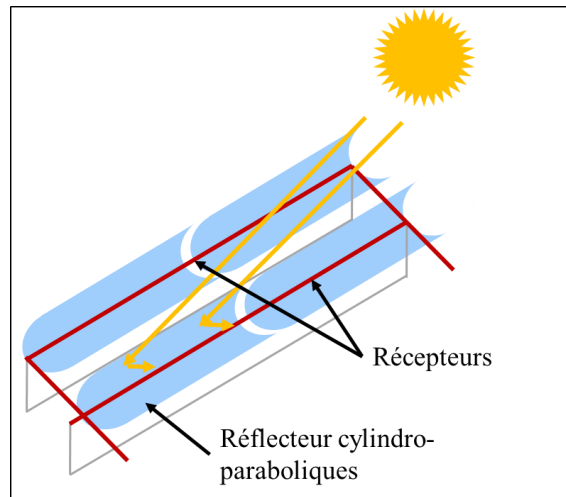


Figure III-3 : Schéma de collecteurs cylindriques (miroirs paraboliques)

Par conséquent, la PTC est la technologie CSP dont l'expérience commerciale est la plus importante (Turchi, et al., 2010) (Turchi, 2010).

Les centrales PTC se composent de réflecteurs solaires (miroirs), de récepteurs de chaleur et de structures de support. Les miroirs paraboliques vont permettre de concentrer et de réfléchir l'irradiation solaire sur des collecteurs formés de tubes récepteurs situés à distance focale.

Les lignes de miroirs peuvent mesurer plus de 100 m de long, pour une ouverture de 5 à 6 m. Un dispositif mono-axe de suivi est utilisé pour orienter les réflecteurs et les récepteurs vers le soleil (IRENA, 2012). Les pistes de miroirs paraboliques sont généralement alignées dans la direction Nord-Sud et afin de maximiser la collecte de l'énergie du soleil qui chemine selon la direction Est Ouest. Le récepteur comprend le tube absorbeur (généralement métallique) placé à l'intérieur d'une enveloppe en verre sous vide. Le tube absorbeur est généralement un tube en acier inoxydable recouvert d'un revêtement sélectif permettant d'absorber l'énergie solaire tout en émettant très peu de rayons infrarouges, minimisant ainsi les pertes d'énergie. Un fluide de transfert de chaleur est mis en circulation dans les tubes absorbants pour recueillir l'énergie solaire sous forme de chaleur qui est ensuite transmise au générateur ou vers le système de stockage de chaleur, si celui-ci est présent.

La majorité des PTC existantes utilisent des huiles synthétiques stables jusqu'à 400 °C comme fluide caloporteur. De nouvelles usines de démonstration utilisent en revanche le sel fondu. Ce dernier augmente la température de fonctionnement potentiel entre 550 et 650 °C, suffisante pour permettre une plus grande efficacité des cycles de vapeur supercritiques bien que les coûts d'investissement plus élevés pour ces turbines à vapeur puissent être une contrainte.

### III.2.2.2 Les centrales solaires thermiques à collecteurs linéaires de Fresnel

Les collecteurs de Fresnel (cf Figure III-4), miroirs plans, constituent une alternative aux miroirs paraboliques. Dans la dernière décennie la technologie du miroir de Fresnel a suscité un intérêt croissant. La principale raison est la recherche d'une solution de champ solaire

moins coûteux, du fait de leur simplicité constructive, de leur conception simplifiée, de frais de maintenance réduits et d'une meilleure utilisation des terres (meilleur rapport entre la surface réfléchissante et la surface au sol occupée) (Garcia, 2007). Bien que présentant un rendement solaire-thermique moins performant, ces avantages économiques font de cette technologie une alternative intéressante aux miroirs paraboliques.

La technologie du miroir de Fresnel doit son nom à la lentille de Fresnel, qui a été développée pour les phares par le physicien français Augustin-Jean Fresnel au 18e siècle. Le premier prototype de réflecteur de Fresnel a été construit en 1964 en Italie par le mathématicien Giovanni Francia. La première société ayant construit un prototype est la société Solarmundo (2500 m<sup>2</sup> de collecteurs à Liège, en Belgique, en 2001). Ce prototype a suscité un grand intérêt avec la prétention d'être beaucoup plus rentable que tout autre système de concentration existant. En 2008, la société Ausra a construit la première centrale de Fresnel (5MW) à Bakersfield (Californie). La première centrale commerciale en Europe (1,4 MW), PE 1, a été construite par Novatec Solar à Murcia (Espagne) (Günther, et al., s.d.).

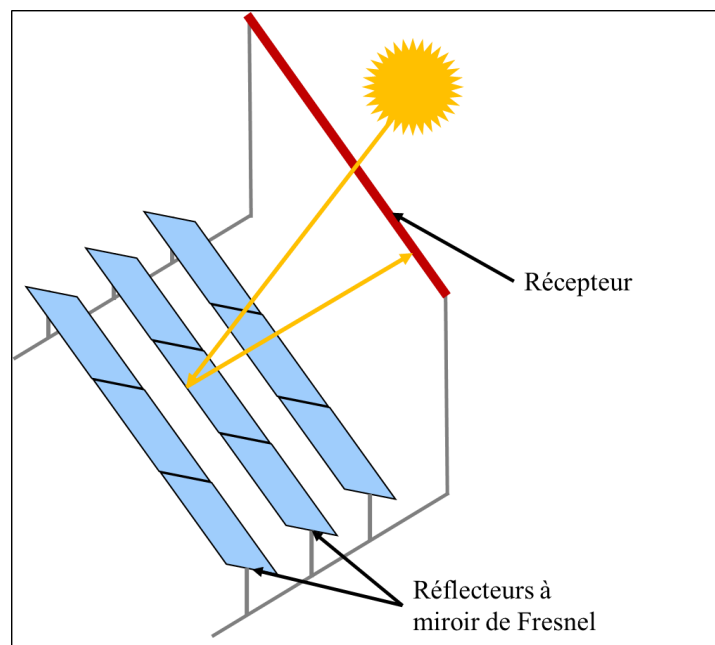


Figure III-4 : Schéma d'un collecteur linéaire à miroirs de Fresnel

Cette technologie met en œuvre des lignes de miroirs plans, ou très légèrement incurvés, disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de manière à éclairer un récepteur tubulaire fixe. Les paramètres importants dans la conception de ces collecteurs sont la largeur des lignes, le nombre de lignes de miroirs parallèles, la hauteur de l'absorbeur au-dessus du plan du miroir, l'espace entre les lignes de miroir et la courbure des miroirs.

Il convient donc de déterminer pour tous ces paramètres une valeur optimale sachant que :

- la largeur des lignes de miroir ne doit pas être trop étroite, car cela signifierait que, pour la même surface réfléchissante, un très grand nombre de bandes de miroirs

serait nécessaire, compliquant la structure et le mécanisme de suivi. En revanche, elle ne doit pas non plus être trop large car cela en réduirait l'efficacité.

- la largeur du collecteur, autrement dit le nombre de lignes de miroirs ne doit être ni trop petit ni trop grand. Peu de lignes de réflecteurs engendrerait une surface réfléchissante trop réduite et un trop grand nombre de lignes induirait de trop grandes pertes géométriques (pertes d'énergie en raison de la géométrie du collecteur « pertes par effet cosinus »).
- la distance entre le tube absorbeur et le plan au-dessus du miroir doit être comprise entre une valeur minimale et une valeur maximale. Si l'absorbeur est trop haut, les pertes géométriques sont trop importantes, s'il est au contraire trop bas, ce sont les pertes d'ombrage (ombrage d'un réflecteur sur un autre) et de blocage (blocage des rayons réfléchis par un réflecteur adjacent) qui le seront. Il est important de noter que ces dernières pertes évoquées sont les principales raisons d'augmentation des coûts.
- L'espacement entre les différentes lignes de miroirs ne doit pas être trop grand de façon à permettre la rentabilisation de l'espace (maximiser le rapport surface réfléchissante sur la surface au sol occupée) sans pour autant induire des pertes d'ombrage et de blocage s'il est trop petit.

D'autres paramètres sont également à considérer comme la qualité des miroirs et leur courbure. En plus d'avoir un impact direct et conséquent sur le coût du champ solaire, la qualité des miroirs a pour principaux effets d'améliorer le rendement et de déplacer les différents optimums des paramètres cités ci-dessus (Morin, et al., 2012) (Günther, et al., s.d.) (Zahler, et al., 2009).

Les avantages technico-économiques sont dus au fait que le récepteur est fixe et ne suit pas le mouvement des miroirs (système de transfert de chaleur moins coûteux et moins vulnérable) et à l'utilisation de miroirs plans (coût d'investissement réduit, nettoyage simplifié, prise au vent réduite, gain d'espace et possibilité d'usages multiples du terrain occupé).

Les inconvénients sont relatifs au rendement solaire-thermique (solaire-électrique) plus faible. Cela est principalement causé par des pertes optiques plus importantes puisque seuls les miroirs sont équipés d'un dispositif de suivi, contrairement au PTC où l'intégralité du collecteur (réflecteur et récepteur) suit la course du soleil (Günther, et al., s.d.) (Morin, et al., 2012).

La question est donc de savoir quels sont les poids accordés à chacun de ces critères.

A ce jour, il n'y a aucune centrale à miroirs de Fresnel de grande capacité en exploitation et par conséquent aucun retour d'expérience, mais uniquement des estimations. Une étude comparative a été menée entre une centrale à miroirs de Fresnel et une centrale à miroirs paraboliques, toutes deux d'une puissance de 50 MW (Trieb & Schillings, 2009). Le résultat est que le coût d'investissement d'un champ solaire de Fresnel doit représenter environ 55% de celui d'un champ de miroirs paraboliques (en € / m<sup>2</sup> de surface réfléchissante) afin d'être compétitif en assurant un LCOE équivalent. Cette technologie, très récente, souffre encore du manque d'études ainsi que d'un manque de maturité qui pourrait se combler rapidement avec l'exploitation de projets industriels.

### III.2.2.3 Les centrales solaires thermiques à tour

Le capteur solaire de ce type de centrale est constitué d'un champ d'héliostats orientables sur deux axes (azimut et élévation) qui réfléchit les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour au centre ou au sud du champ. La lumière ainsi captée et transformée en chaleur entraîne un cycle thermodynamique pour produire de l'énergie électrique.

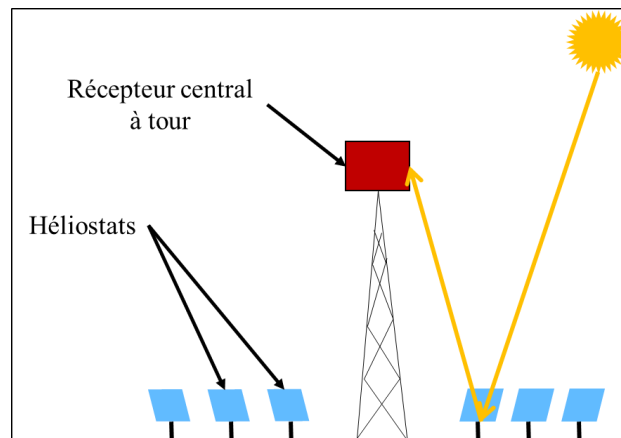


Figure III-5 : Schéma d'une centrale thermique à tour

Cette technologie peut atteindre des températures plus élevées que les systèmes à collecteurs linéaires du fait de la concentration de la lumière sur un seul récepteur, minimisant ainsi les pertes thermiques (*cf. Figure III-5*).

La taille typique de ces centrales solaires à tour est comprise entre 10 MW et 50 MW (EER, 2010). La taille du champ solaire est proportionnelle à la production annuelle d'électricité voulue, ce qui conduit à une plus grande distance entre le récepteur et les miroirs extérieurs du champ solaire nécessaire. Cela se traduit par une augmentation des pertes optiques dues à l'absorption atmosphérique, à la déviation de miroir angulaire inévitable en raison des imperfections dans les miroirs et de légères erreurs dans le suivi de miroir.

Les tours solaires peuvent utiliser des huiles synthétiques ou du sel fondu comme fluide de transfert de chaleur. La chaleur peut aussi être stockée pour être utilisée ultérieurement pour la production d'énergie électrique. Une alternative est la génération directe de vapeur, ce qui élimine le besoin et le coût des fluides de transfert de chaleur. Cependant, cette technologie est à un stade précoce de développement des concepts et doit encore être développée et perfectionnée. Les tours solaires ont un certain nombre d'avantages potentiels, ce qui signifie qu'ils pourraient bientôt devenir la technologie CSP la plus demandée (Taylor, et al., 2015). Les principaux avantages sont les suivants :

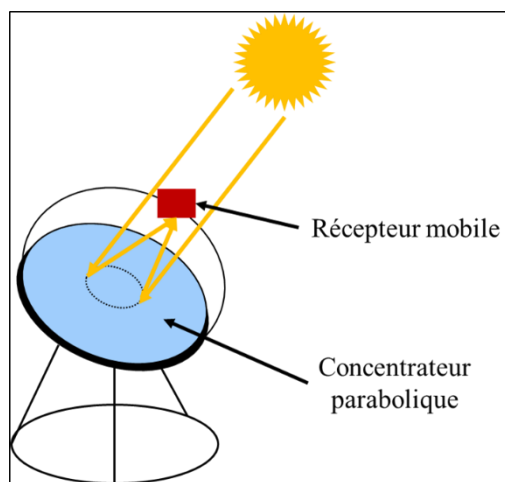
- Les températures plus élevées peuvent potentiellement permettre une plus grande efficacité du cycle de vapeur et donc réduire la consommation d'eau utilisée pour le refroidissement ;
- La température plus élevée permet également l'utilisation de système de stockage d'énergie thermique ;

- Les températures plus élevées permettent également de plus grandes différences de température dans le système de stockage, ce qui réduit les coûts de stockage ou augmente la capacité de stockage pour un coût similaire. Le principal avantage est alors la possibilité d'utiliser le stockage d'énergie thermique pour augmenter les facteurs de capacité et permettre ainsi une stratégie de production flexible afin de maximiser la valeur de l'électricité produite, tout en atteignant des niveaux d'efficacité plus élevés ;
- La sensibilité aux variations saisonnières est moins importante que pour les centrales à capteurs linéaire (PTC et à miroirs de Fresnel), ce qui permet de minimiser les variations saisonnières de performance du champ solaire.

Compte tenu de ces avantages, si les coûts peuvent être réduits et l'expérience d'exploitation acquise, des tours solaires pourraient être plus utilisées, au détriment des systèmes PTC ayant dominé le marché jusqu'à ce jour. La technologie de la tour solaire est encore au stade de la démonstration (première centrale inaugurée à Séville en 2007), avec 50 MW à l'échelle d'une usine en service, mais pourrait, à long terme, fournir de l'électricité à moindre coût que les PTC (CSPToday, 2008). Cependant, le manque d'expérience commerciale rend incertain le déploiement de tours solaires qui font encourir actuellement des risques techniques et financiers importants.

#### **III.2.2.4 Les centrales solaires thermiques à collecteurs paraboliques**

Le module de base d'une centrale à parabole-Stirling est composé d'un concentrateur parabolique, d'un récepteur solaire et d'un moteur de type Stirling (*cf. Figure III-6*).



*Figure III-6 : Schéma d'un collecteur parabolique*

Aucune option de stockage n'est encore disponible pour ces deux technologies. Inspirés par les hauts rendements potentiels des moteurs Stirling, plusieurs systèmes de paraboles-Stirling ont été développés et testés depuis les années 1980. Actuellement, quatre systèmes sont au stade de la pré-commercialisation.

Ces quatre systèmes ont des points communs, à savoir un système de suivi de la course du soleil, un système de refroidissement par radiateur/ventilateur, un système de lubrification par huile et un domaine de température des gaz compris entre 650 et 750 °C.

Les rendements globaux des systèmes parabole-moteur sont très importants, mais des problèmes de fiabilité nécessitent de longues heures de tests avant que ces installations puissent atteindre l'autonomie nécessaire à une exploitation commerciale. De plus, ces installations souffrent aujourd'hui d'un coût d'investissement prohibitif (14000 €/kW), mais pourraient bénéficier d'importants effets d'échelle avec une fabrication standardisée (2400 à 4000 €/kW pour 5 MW installés par an, 1600 à 2400 €/kW pour 50 MW installés par an) (Taylor, et al., 2015). Cette technologie ne sera cependant pas considérée dans la suite de notre étude.

### **III.2.3 Comparaisons des différentes technologies thermiques**

Cette section présente une comparaison succincte des principales caractéristiques des quatre principaux types de technologies CSP que nous avons présenté.

La technologie la plus mature, pour laquelle la durée d'exploitation est la plus importante, la plus répandue et donc présentant le plus bas risque de développement est celle du miroir parabolique. Toutefois, elle est sujette à de nombreuses possibles améliorations, tant au niveau des performances techniques que des réductions de coûts. En effet, pratiquement aucun des systèmes de ce type actuellement déployés ne dispose de système de stockage d'énergie thermique, ce qui limite la production de l'électricité aux heures ensoleillées du jour. Seules les centrales en cours de développement ou de construction disposent d'un tel dispositif (IRENA, 2012) (IEA/ETSAP & IRENA, 2013).

Les centrales à tour et celles à miroirs de Fresnel commencent seulement à être déployées. Elles suscitent un intérêt accru et présentent un potentiel important de réduction des coûts d'investissement et d'amélioration des performances, en particulier pour les tours solaires en ce qui concerne les aspects techniques. Les centrales à miroirs de Fresnel sont relativement peu considérées à ce jour du fait de leur caractère prototypique. En revanche, les tours solaires utilisant les sels fondus comme fluide de transfert de chaleur à haute température et support de stockage sont considérées comme étant la technologie CSP les plus prometteuses pour l'avenir (IRENA, 2012) (IEA/ETSAP & IRENA, 2013). Ceci est basé sur leurs faibles coûts associés au stockage d'énergie, au facteur de capacité élevé et au rendement solaire-électrique relativement élevé. De plus, le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) des systèmes PTC n'a pas tendance à diminuer contrairement à celui des tours solaires à mesure que leur facteur de capacité augmente (Ernst & Young, 2011).

### **III.3 Présentation des principales caractéristiques des risques inhérents aux projets des énergies renouvelables et des énergies conventionnelles**

#### **III.3.1 Les principaux risques associés aux projets d'énergies dites conventionnelles.**

L'objectif est ici de présenter les principales caractéristiques des risques inhérents aux projets mettant en jeu des énergies dites conventionnelles. Durant tout leur cycle de vie, de l'exploration du sous-sol jusqu'à l'approvisionnement en énergie, ces projets sont sujets à un certain nombre d'incertitudes et donc de risques. Ces derniers sont de plusieurs ordres, à savoir organisationnels, politiques, ou encore techniques. Ils sont relatifs à différents acteurs et ont des conséquences diverses sur les projets.

Les principaux risques considérés dans les projets d'énergies conventionnelles sont répertoriés dans le *Tableau III-2*. Ils y sont présentés suivant la catégorie à laquelle ils appartiennent, la phase du cycle de vie du projet (numérotation des facteurs de risques suivant l'ordre chronologique d'occurrence) à laquelle ils sont susceptible d'apparaître, leur impact sur le plan économique, leur visibilité et enfin leur appartenance au projet ou a contrario à son environnement. L'impact économique est jugé comme étant d'autant plus fort qu'il réduit la rentabilité du projet. En ce qui concerne la visibilité, elle traduit la prise en compte du facteur de risque considéré dans les analyses actuelles.

Ce tableau a été construit sur la base de la cartographie des risques associés aux projets d'énergies conventionnelles réalisée par Michelez et al., (2011). Quatre phases de cycle de vie sont considérées « Up Stream » (phase amont d'exploitation de la ressource), « Mid Stream » (transport), « Down Stream » (raffinage) et « Output » (distribution). Nous avons choisi d'évaluer l'impact économique de de ces risques comme suit : quasi inexistant (---), très faible (--), faible (-), (±) modéré, (+) élevé, (++) très élevé et (+++) prohibitif. Enfin, l'échelle retenue pour caractérisée la visibilité des risques est : (-) peu/pas visibles, (±) visibles et (+) systématique visibles dans les analyses de risques

Par exemple, le facteur de risque numéro 17 « Manque de garanties politiques à long terme pour les investissements à grande échelle » est quasiment inexistant de l'ensemble des analyses de risques menées dans le cadre des projets d'énergies conventionnelles alors que son impact économique est très élevé (Michelez, et al., 2011).

En revanche, le facteur de risque numéro 16 « Manque ou obsolescence des infrastructures » est systématiquement inclus dans les mêmes analyses de risques quand il ne présente qu'un impact économique relativement faible.

Il est possible de tirer plusieurs conclusions de cette classification des principaux facteurs de risques appartenant aux projets d'énergies conventionnelles, même s'il faudra nuancer suivant le projet considéré :

- Les facteurs de risques relatifs aux contextes social et politique sont rarement considérés dans les analyses de risques à l'heure actuelle. De plus, lorsqu'ils le sont,



ils sont abordés d'un point de vue qualitatif. D'un autre côté, les facteurs de risques relatifs aux aspects économiques et techniques sont fréquemment considérés, de façon quantitative, déterministe ou probabiliste.

- De façon générale, les facteurs de risques exogènes qui relèvent de l'environnement du projet, ont un impact économique conséquent sur le projet d'une part, et d'autre part ils sont peu ou mal représentés dans les analyses de risques. En revanche, les facteurs de risques endogènes, bien qu'ayant un impact économique, modéré sont mieux représentés.
- Les principaux facteurs de risques politiques et économiques de ces projets sont dus à leur localisation géographique. En effet, les pays « risqués » présentent des contextes politiques et économiques compliqués, fortement susceptibles de compromettre le déroulement des projets d'occasionner des délais prohibitifs ou de mettre en péril leur rentabilité financière (Michelez, et al., 2011).

Tableau III-2 : Les principaux risques associés aux projets d'énergies conventionnelles d'après (Michelez, et al., 2011)

Catégorie	Facteur de risque	Phase du cycle de vie du projet	Impact économique	Visibilité	Origine
Politique	1 Préférence locale pour les nouvelles licences des compagnies pétrolières nationales	Up Stream	++	-	Exogène
	2 Instabilité politique sécurisation à long terme des investissements (nationalisation, corruption...)	Up Stream	+	+/-	Exogène
	11 Interfaces internationales pour le développement des routes d'approvisionnement (e.g. pipelines)	Mid Stream	--	-	Endogène
	17 Manque de garanties politiques à long terme pour les investissements à grande échelle	Down Stream	++	-	Exogène
	18 Impact de la dette publique sur l'inflation et les taux d'intérêt	Down Stream	+	+	Exogène
	26 Écarts entre les plans nationaux d'incitation (concurrence déséquilibrée)	Output	+	-	Exogène
Economique	3 Risque d'approvisionnement : la dépendance de quelques sources (géographique, typologie des carburant)	Up Stream	-	-	Endogène
	4 Changement de régimes fiscaux	Up Stream	++	+	Exogène
	5 Capacité de l'entrepreneur et la forte volatilité des coûts	Up Stream	++	+	Exogène
	6 Financement du projet dépendent des liquidités de la société	Up Stream	--	+/-	Endogène
	12 Forte volatilité du commerce mondial des matières premières (impact des pays du BRIC sur la consommation)	Mid Stream	++	+	Exogène
	13 Fluctuations critiques du marché dues à la spéculation financière.	Mid Stream	+++	+	Exogène
	14 Risque de taux de change sur les approvisionnements étrangers	Mid Stream	++	+	Exogène
	19 Capacité limitée de stockage stratégique : exposition aux catastrophes naturelles ou crise internationale	Down Stream	+++	-	Exogène
	20 Internationalisation des projets (JVs, partenariats) et des interfaces difficiles	Down Stream	---	+/-	Endogène
27 Crise économique : impact sur la consommation d'énergie.	Output	-	+/-	Endogène	
Social	7 Sécurisation du site dans les zones d'instabilités (sabotage, terrorisme)	Up Stream	--	+/-	Endogène
	15 Empreinte écologique (accident)	Mid Stream	+++	+/-	Exogène
	21 Durcissement de la réglementation environnementale	Down Stream	++	+/-	Exogène
	22 Impact social et environnemental des centrales de grande échelle (acceptation du public)	Down Stream	+++	+/-	Exogène
	23 Pression démographique sur les zones côtières (urbanisation)	Down Stream	---	-	Endogène
	28 Préoccupations de l'impact climatique sur la fin de la demande	Output	+	-	Exogène
	29 Impact de la conservation d'énergie sur la demande (image de marque de la société)		+	-	Exogène
Technique	8 Exigences relatives au contenu local et manque de ressources compétentes disponibles	Up Stream	-	+	Endogène
	9 Estimations d'investissement complexes (manque de références ou de stabilité des coûts)	Up Stream	--	+	Endogène
	10 Rareté des ressources facilement accessibles (R&D coûteuse, exploitation complexe, problèmes de sécurité)	Up Stream	--	+	Endogène
	16 Manque ou obsolescence des infrastructures	Mid Stream	--	+	Endogène
	24 Gestion de projet de grande échelle (coordination complexe, retards surcoûts)	Down Stream	--	+	Endogène
	25 Nouvelles technologies avec explosion des investissements de R & D	Down Stream	--	+	Endogène
	30 Flexibilité de capacité d'absorption des variations de la demande (saisonnalité, pic)	Output	-	+	Endogène

### **III.3.2 Les principales différences entre les deux types d'énergies.**

Dans le but de développer une méthode de gestion des risques adaptée aux projets d'énergies renouvelables (ER), il est important de comprendre les spécificités de ce domaine, les points communs avec celui des énergies conventionnelles (EC), pour lequel il existe un important retour d'expérience, et les implications en matière de gestion des risques. Nous allons donc présenter un aperçu global des projets ER, les spécificités des technologies mises en œuvre et les incertitudes susceptibles d'influer sur leur succès.

La différence principale est que les ER ne sont pas des énergies de stock. De nombreux autres aspects permettent de les distinguer, et sont synthétisés dans le *Tableau III-3* construit à partir de (Michelez, et al., 2011).

Les ER diffèrent principalement des EC du point de vue de la maturité du marché et du retour d'expérience existant vis-à-vis des technologies mises en œuvre et du nombre de projets menés à terme. Il en résulte de nombreuses incertitudes, en particulier pour la fin de vie de ces projets. En effet, très peu de projets ER sont arrivés au stade de la clôture. De plus, les technologies utilisées dans ces projets sont innovantes, évoluent rapidement et possèdent un délai de commercialisation court, réduisant ainsi le retour d'expérience et les connaissances et augmentant le niveau d'incertitudes. Ceci étant accentué par le faible niveau de maturité des chaînes d'approvisionnement et de développement des normes techniques.

Les sources ER ont en général un coût plus élevé que les EC et possèdent des marges d'exploitations moins importantes qui de plus, dépendent en grande partie des incitations financières mises en place par les gouvernements. En parallèle, les ER ont une sensibilité importante aux variations des prix du pétrole (l'augmentation du prix du pétrole conditionne la nécessité de développer d'autres sources d'énergie) et de l'électricité (dont le prix conditionne la rentabilité des projets). De plus, la forte modularité de ces projets ER tend à rendre incertains l'importance de l'investissement selon l'échelle du projet. En effet, les différents coûts investis pour des centrales de capacité donnée sont connus à ce jour pour certaines technologies. En revanche, il est difficile, du fait du manque de retour d'expérience, d'estimer les variations subies par ces coûts pour des projets de centrales de capacités différentes.

Pour ce qui est du cycle de vie du projet, les sources ER ont une criticité en termes d'occurrence et de gravité importante et supérieure aux EC au cours des étapes suivantes :

- La recherche et développement,
- Le financement du projet,
- L'exploitation de la centrale de production d'énergie.

Parallèlement, certaines étapes du cycle de vie du projet comportent une criticité analogue aux énergies conventionnelles :

- La prospection du site d'implantation (forte criticité),
- L'acquisition du site (criticité moyenne).

En effet, le choix du site d'implantation est un élément capital : il constitue l'environnement du projet et donc tout autant de facteurs l'influençant, tant au niveau politique, économique, social, réglementaire, technique ou encore naturel. C'est pourquoi une attention particulière sera apportée, dans la suite de ce manuscrit, au site d'implantation, à la connaissance que l'on a de ce dernier, et à son impact durant tout le cycle de vie du projet.

Enfin, les étapes de conception, de construction et de clôture des projets ER sont moins critiques que celles des EC. Nous insistons sur le fait que la phase de construction ne présente que peu de criticité, du fait du taux important d'éléments préfabriqués, et ce en particulier dans les domaines solaire et éolien.

Tableau III-3 : Les principales différences entre les projets d'énergies conventionnelles et les projets d'énergies renouvelables, d'après (Michelez, et al., 2011)

	Energies renouvelables	Energies conventionnelles
<i>Retour d'expérience</i>	<20 ans	>> 20 ans
<i>Délai de commercialisation</i>	Rapide	Moyenne
<i>Familiarité vis-à-vis de la technologie tout au long de la chaîne de valeur</i>	Faible	Forte
<i>Marges d'exploitation</i>	Faible	Forte
<i>Horizon d'investissement</i>	>10 ans	10 – 15 ans
<i>Dépendance vis-à-vis des mécanismes de support gouvernementaux</i>	Forte	Faible
<i>Facteurs inconnus influençant la rentabilité du projet</i>	Forte	Moyenne
<i>Sensibilité aux variations des prix du pétrole</i>	Forte	Forte
<i>Sensibilité aux variations des prix de l'électricité</i>	Forte	Moyenne
<i>Sensibilité au retard dans l'achèvement</i>	Forte	Moyenne
<i>Maturité / stabilité de la chaîne d'approvisionnement</i>	Faible	Forte
<i>Niveau de développement des normes techniques</i>	Faible	Forte
<i>Modularité (par rapport aux investissements minimums / typiques)</i>	Forte	Faible
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : R&amp;D</i>	Forte	Moyenne
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Prospection</i>	Forte	Forte
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Financement</i>	Forte	Faible
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Conception</i>	Moyenne	Forte
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Acquisition</i>	Moyenne	Moyenne
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Construction</i>	Faible	Forte
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Exploitation</i>	Forte	Faible
<i>Criticité du cycle de vie de l'investissement : Abandon</i>	Faible	Forte

### **III.3.3 Les spécificités des filières majeures du domaine de l'énergie renouvelable et les principaux risques qui y sont associés.**

Il s'agit maintenant de dresser une liste, représentative bien que non exhaustive, des spécificités attachées aux grandes filières relevant des ER, qui se différencient à de nombreux égards, ce qui ne facilite pas leur prise en compte dans une approche cohérente de gestion des risques.

Les filières se différencient par le type de vecteur énergétique qu'elles produisent (électricité, chaleur, combustible ou carburant), par le caractère plus ou moins modulaire et l'échelle des équipements qu'elles nécessitent (maison individuelle, champ solaire, grand barrage hydroélectrique), par leur degré de maturité technico-économique, par leur niveau d'interactions avec d'autres secteurs de l'activité humaine et par la nature des contraintes environnementales qu'elles engendrent (Malbranche, 2013).

Les similitudes et différences entre les grandes filières des ER du point de vue des aspects importants à considérer dans la démarche de gestion des risques projets sont :

- la politique publique,
- l'offre et la demande,
- la disponibilité des données environnementales des sites d'implantation,
- la disponibilité des données de performance des différentes technologies,
- l'intégration au réseau électrique existant,
- l'exploitation de la centrale,
- l'acceptation du projet par le public qui est fortement dépendante du contexte social,
- le retour d'expérience vis-à-vis des risques projet dans ces filières.

Ces similitudes et différences sont résumées dans le *Tableau III-4*.

*Tableau III-4 : Similitudes et différences entre les grandes filières des énergies renouvelables du point de vue des aspects importants à considérer dans la démarche de gestion des risques projets*

	<i>Sensibilité vis-à-vis de la politique publique</i>	<i>Offre et demande</i>	<i>Disponibilité des données sur les ressources énergétiques / conditions météorologiques</i>	<i>Disponibilité des données sur les performances techniques</i>
Solaire thermique	+	+/-	-	- à +
Solaire Photovoltaïque	+	+/- à +	-	+/-
Biomasse	+	-	+/-	-
Eolien	+/-	+/-	+/-	+/-
Géothermie	+/-	-	-	+
Hydrolien	+	-	+	+

	<i>Facilité d'intégration au réseau électrique</i>	<i>Risques d'exploitation</i>	<i>Risques intangibles, e.g. perception du public</i>	<i>Nombre d'analyses de risques projets existantes</i>
Solaire thermique	+	+/-	+/-	-
Solaire Photovoltaïque	+/-	+/-	- à +/-	+/-
Biomasse	+/-	+	+	+/-
Eolien	+	+	+	+/-
Géothermie	+/-	+	-	+
Hydrolien	+	+	+/-	+/-

Pour affiner l'analyse, étudions plus précisément les aspects liés aux filières solaires thermodynamique à concentration (CSP) et photovoltaïque (PV).

Les filières CSP et PV sont fortement sensibles aux politiques publiques mises en œuvre, et ce, du point de vue des facilités financières instaurées par les autorités publiques (réduction d'impôts ou tarif négocié de l'électricité produite). La rareté et la faible fiabilité des données disponibles font de cet aspect, une importante source d'incertitudes et donc un facteur clef à prendre en considération en gestion de risques projet.

Les données météorologiques et en particulier l'ensoleillement, sont disponibles à grande échelle (données satellitaires) et non à l'échelle du site d'implantation, ce qui induit des

incertitudes importantes qui peuvent avoir pour conséquences un rendement final inférieur à celui escompté. De plus, ces données sont disponibles sur des échelles de temps insuffisantes pour garantir une bonne estimation de la variabilité interannuelle. Enfin, certaines données locales sont disponibles, mais sont souvent éloignées du site d'implantation souhaité. La difficulté et donc les incertitudes, résultent alors de la représentativité de ces données selon leur résolution spatiale.

Du point de vue des performances techniques, la disponibilité et la fiabilité des données disponibles sont directement reliées à la maturité des technologies employées. Elles sont donc faibles à moyennes selon la technologie CSP employée et moyennes pour le PV.

Les incertitudes concernant le raccordement de centrales de production ER au réseau électrique existant, vont dépendre principalement de l'isolement du site d'implantation (distance par rapport au point de raccordement le plus proche), de la stratégie d'exploitation (présence de stockage d'énergie ou non) et de la demande locale (quelle quantité à distribuer et à quelle période de la journée). Ainsi, le raccordement d'une centrale CSP au réseau électrique existant est problématique. Différemment, dans le cas de la technologie PV, ces incertitudes sont moins importantes, du fait de la part importante d'électricité produite par des installations de petites tailles (particuliers) pour lesquelles le raccordement au réseau est moins problématique.

L'exploitation des centrales CSP ou PV est soumise à des incertitudes vis-à-vis notamment du nettoyage des miroirs (fréquence, disponibilité de la ressource en eau) pour les centrales CSP et de la fiabilité dans le temps des modules PV.

La perception et donc l'acceptation du projet par le public est le plus souvent bonne à moyenne pour les centrales CSP et PV. Cependant, elles dépendent en grande partie de la taille de l'installation et de la proximité avec des zones habitées ou d'intérêt écologique.

Enfin, le retour d'expérience est très réduit, l'existence d'analyses de risques projet est nulle pour les centrales CSP et quasi-nulle pour les centrales PV.

Pour ce qui est des autres filières technologiques (éolien, biomasse, géothermie et hydrolien), ces dernières sont aussi sensibles aux politiques mises en œuvre par les autorités publiques, et pour les mêmes raisons qu'évoquées précédemment. L'offre et la demande sont quant à elles peu incertaines pour ces filières énergétiques à l'exception de l'éolien dont le développement futur (sites offshores) pourrait engendrer une inadéquation entre l'offre et la demande s'il est trop rapide. Comme pour tout domaine scientifique novateur, la quantité de données disponibles ainsi que leur fiabilité, sont insuffisantes. La disponibilité des données techniques dépend grandement de la filière considérée avec un niveau acceptable pour l'éolien par exemple et un niveau très insuffisant pour l'hydrolien (technologie émergente). La facilité d'intégration au réseau électrique ainsi que les risques liés à l'exploitation sont méconnus pour toutes ces filières. L'acceptation par le public est très incertaine mise à part pour la géothermie qui est relativement bien accueillie. Enfin, les analyses de risques existantes sont peu nombreuses, mis à part dans le domaine de la géothermie.

Enfin, recensons de manière non exhaustive les principaux facteurs de risque recensés dans la littérature (Michelez, et al., 2011) (UNEP, 2004) (SEFI, s.d.) spécifiques à chacune des filières ER. Ces derniers sont les suivants pour la filière CSP :

- La durabilité incertaine des différents composants de la centrale,
- La facilité de maintenance et les coûts associés,
- Le faible nombre de fournisseurs pour les composants de la centrale,
- L'agressivité de l'environnement,
- La stabilité des incitations financières,
- Le vandalisme,
- La mauvaise estimation des rendements.

Pour la filière PV, nous pouvons souligner les facteurs de risques suivants :

- La stabilité du marché (coûts des matières premières),
- La qualité des modules photovoltaïques (durée de vie et rendement énergétique),
- La stabilité des incitations financières,
- Le vandalisme,
- La mauvaise estimation des rendements.

La filière biomasse est quant à elle exposée aux facteurs de risque suivants :

- La volatilité des coûts de la matière première,
- La disponibilité de la matière première.
- La filière éolienne est potentiellement affectée par les facteurs de risques suivants :
- La complexité de la maintenance,
- Les coûts relatifs à la maintenance de la centrale,
- La difficulté d'obtention des permis de construction et d'exploitation,
- La stabilité des coûts de la matière première,
- La stabilité réglementaire.

Les principaux facteurs de risque relatifs à la filière géothermiques sont les suivants :

- Les incertitudes relatives à la quantité et à la capacité calorifique du vecteur énergétique,
- La qualité d'exécution des forages.

Enfin, il est possible de recenser les facteurs de risque suivants pour la filière hydrolienne :

- La complexité de la maintenance (accessibilité),
- Le coût de la maintenance,
- L'impact sur l'écosystème du site d'implantation.

### **III.4 Les contraintes de sélection des sites d'implantation des centrales solaires**

Comme nous l'avons vu précédemment, le choix du site d'implantation est un élément capital. En effet, ce dernier constitue l'environnement du projet et donc tout autant de facteurs l'influçant, tant au niveau politique, économique, social, règlementaire, technique ou encore naturel. C'est pourquoi une attention particulière doit être apportée aux différentes contraintes de sélection de ces sites, ainsi qu'aux possibles effets sur le projet durant l'intégralité du cycle de vie.

La méconnaissance ou la non prise en compte de ces facteurs et des incertitudes qui leur sont attachées seront considérées comme des facteurs de risques.

#### **III.4.1 La ressource en énergie solaire**

##### ***III.4.1.1 Le rayonnement solaire direct***

L'énergie solaire incidente sur une surface qui vient de l'angle solide décrit par le disque solaire, projetant une ombre précisément définie. Ce rayonnement direct, qui peut être concentré par un système optique, est à distinguer du rayonnement diffus multidirectionnel. Les nuages, le brouillard, la brume, la fumée, la poussière, et la diffusion moléculaire augmentent la composante diffuse de la lumière solaire (Garcia, 2007).

Les centrales CSP nécessitent un rayonnement solaire direct normal (Direct Normal Irradiation, DNI) abondant afin de produire de l'électricité. Cela limite l'implantation des CSP aux régions chaudes et sèches. A l'heure actuelle, une centrale CSP ne peut être rentable pour un DNI inférieur à de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an (Taylor, et al., 2015). Ce seuil n'a en rien une justification économique, car il n'y a aucune raison technique empêchant une centrale CSP de fonctionner à des niveaux de DNI inférieurs. Le niveau de DNI a un impact direct et conséquent sur le LCOE.

##### ***III.4.1.2 Les zones d'intérêts et les zones exclues pour l'exploitation du solaire thermique***

Il est admis que l'exploitation d'une centrale CSP est rentable si le DNI moyen annuel est compris entre 1900 et 2100 kWh/m<sup>2</sup>/an (Günther & Joemann, s.d.). Ces valeurs correspondent aux latitudes comprises entre 15° et 40° pour les deux hémisphères, zones que l'on qualifie de Ceinture du Soleil. Cela inclut particulièrement le Moyen Orient et l'Afrique du Nord (MENA), la Namibie, l'Afrique du Sud, l'Iran, l'Afghanistan, le Pakistan, les régions désertiques de l'Inde, l'Ouest de la Chine, la quasi-totalité de l'Australie, le Sud-Ouest des États-Unis, le Nord du Mexique, le Nord du Chili et les régions frontalières de la Bolivie et de l'Argentine. Certains auteurs préconisent de ne considérer que des sites ayant des valeurs de DNI moyen annuel supérieures à 2200 kWh/m<sup>2</sup>/an soit 6,0 kWh/m<sup>2</sup>/jour (IFC, 2012).

Les régions tropicales situées entre les ceintures du Soleil sont généralement exclues du fait de l'importante humidité de l'air et de l'importance du couvert nuageux. De même, les zones dont la latitude est supérieure à 40° sont exclues en raison de l'importance et de la fréquence du



couvert nuageux, de la forte saisonnalité du rayonnement solaire et enfin de la valeur de l'angle d'incidence du rayonnement (important sur un plan horizontal et causant ainsi d'importantes pertes par effet cosinus) (Günther & Joemann, s.d.).

#### ***III.4.1.3 L'importance des données utilisées***

L'évaluation de sites potentiels d'implantation doit reposer sur des données exactes du DNI à une échelle locale. Ces données peuvent être obtenues via des mesures in situ ou à proximité. Dans ce dernier cas, il est capital de considérer la distance existant entre le site de mesure et le site d'implantation. Les données peuvent également être d'origine satellitaire, auquel cas il est nécessaire de tenir compte de la résolution. Enfin, quel que soit le type de données utilisées, il est de prime importance que la durée d'acquisition des données soit suffisamment longue (au minimum 10 ans pour les données satellitaires et de 4 à 12 mois pour les mesures in-situ). De plus, ces dernières doivent rendre compte des variabilités annuelles et interannuelles. En effet, le DNI moyen annuel peut jusqu'à 30% d'une année à une autre (IFC, 2012) (IFC, 2015) .

### **III.4.2 Les autres critères de sélection**

#### ***III.4.2.1 L'Utilisation et caractéristiques du site à l'état naturel***

Les centrales CSP nécessitent de plus grandes étendues de terres que les centrales électriques conventionnelles. A titre d'illustration, la surface requise pour une centrale PTC est d'environ 0,015 km<sup>2</sup> à 0,02 km<sup>2</sup> par MW (Broesamle, et al., 2001). La disponibilité de terrains pour construire de grands champs de collecteurs CSP est donc un critère de site important. De plus, le terrain doit respecter certaines caractéristiques naturelles afin d'être apte à la construction et à l'exploitation d'une usine.

L'idée de l'installation de centrales CSP dans les régions arides est attrayante en raison de la possibilité de produire de l'électricité avec une grande efficacité (DNI très élevé). De plus, ces zones sont généralement peu exploitées, offrant de très grandes aires aménageables à des coûts attractifs.

Certains types de sol et de couvert végétal favorisent l'implantation d'une centrale CSP. Les plans d'eau et les glaciers doivent être exclus pour des raisons techniques. Il en est de même pour les marais et zones humides. Les déserts de sable (ergs) sont également problématiques en raison des mouvements de dunes, mais aussi de l'absence de substrat permettant la mise en place de fondations de surface. Les zones salées sont exclues en raison de leurs propriétés corrosives : les mesures anticorrosives s'avèreraient lourdes entraînant une augmentation du coût de la centrale. En outre, aucune centrale électrique ne devrait être construite sur les zones forestières, les terres de pâturage et de terres cultivées dans le but d'éviter les conflits d'utilisation des terres et des conséquences négatives sur l'environnement. Une distance minimale est aussi à respecter entre le site d'implantation et les potentielles habitations situées à proximité.

Ainsi, les zones les plus adéquates pour l'implantation d'une centrale CSP sont les aires semi-désertiques de broussailles et de déserts de roche (regs), ainsi que les prairies, garrigues et savanes (en tenant compte de possibles usages alternatifs) (Günther & Joemann, s.d.).

La disponibilité de l'eau est un facteur clé, en particulier pour le nettoyage indispensable des miroirs du champ solaire. En effet, un mauvais entretien des miroirs a pour conséquence directe une forte augmentation des pertes optiques. Ce besoin en eau est accru si les centrales CSP sont équipées de systèmes de refroidissement. Malheureusement, les importantes valeurs de DNI nécessaires à la rentabilité du projet sont généralement peu compatibles avec la présence d'une ressource en eau abondante et facilement exploitable. L'eau de mer peut être considérée comme une solution viable pour le refroidissement des centrales CSP implantées dans certaines régions côtières. Cependant, cette ressource en eau ne peut être utilisée pour le nettoyage des miroirs avant désalinisation. De plus, les régions côtières sont sujettes à la corrosion et comportent généralement des valeurs de DNI inférieures aux zones continentales du fait de la forte teneur en vapeur d'eau dans l'atmosphère.

Selon la technologie CSP employée, la pente admissible du terrain sera plus ou moins importante. La pente affecte directement la faisabilité de la centrale, les coûts de construction et la complexité de la maintenance. De façon générale, les zones ayant une pente supérieure à 2,0 % pour les plus conservateurs et plus communément à 4,0 % sont à exclure (Trieb & Schillings, 2009) (Viebahn, et al., 2008).

#### ***III.4.2.2 L'existence d'aléas naturels et de zones protégées***

Tout aléa naturel pouvant menacer la sécurité d'exploitation de la centrale CSP doit être considéré : les tremblements de terre, les tempêtes... Afin d'y résister, la conception du champ solaire et du bloc électrique doit être adaptée, ce qui peut impliquer des coûts de construction plus élevés. Les aléas naturels ont également une influence sur les coûts d'assurances.

De plus, aucune centrale ne peut être érigée sur une aire dite protégée selon la définition adoptée par l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN).

#### ***III.4.2.3 Le coût, la disponibilité et les modes d'acquisition des terrains***

Comme mentionné ci-dessus, les centrales CSP requièrent de vastes terrains. C'est pour cela que les coûts fonciers peuvent constituer un élément essentiel des coûts d'investissement et peuvent être, par conséquent, un critère de sélection de site important.

La recherche du meilleur coût d'acquisition d'un terrain peut être en conflit avec d'autres critères de site tels que la disponibilité de la ressource en eau et des infrastructures. Il convient alors de rechercher un compromis selon les différentes contraintes du projet. En général, les coûts fonciers dépendent des différents usages alternatifs possibles, du type et du nombre de propriétaires différents, mais aussi de l'existence d'un marché de l'immobilier libre. En effet, il est beaucoup plus facile pour un investisseur potentiel d'acheter des terres si un marché immobilier libre existe. En outre, il peut être important de savoir si le marché de l'immobilier est ouvert aux investisseurs étrangers.

#### ***III.4.2.4 L'existence et la qualité des infrastructures***

Les centrales CSP ont besoin de certaines infrastructures pour leur fonctionnement. L'infrastructure existante est, par conséquent, un critère de site important. En effet, un déficit d'infrastructures exige un investissement plus élevé.

Une centrale électrique doit bénéficier d'un accès routier ou à d'autres moyens de transport (voies navigables). En effet, le transport des composants des centrales électriques, par exemple des turbines et des miroirs, doit respecter certaines exigences comme la capacité de charge et le rayon de courbure de la chaussée.

De plus, la proximité du point de raccordement aux réseaux électriques de hautes ou moyennes tensions est capitale, tout comme celle de la ressource en eau. Les grandes centrales CSP ont besoin de lignes à haute tension pour transporter l'électricité produite vers les consommateurs. La proximité des lignes de transmission est un avantage en raison des faibles coûts de raccordement et des pertes de transmission moindres.

Enfin, les pipelines peuvent être favorables pour le transport de l'eau ou le transport de carburant dans le cas d'une usine hybride. Cependant, les zones à fort DNI, en particulier les zones désertiques, sont parfois éloignées des zones habitées et donc des zones avec des infrastructures développées.

#### ***III.4.2.5 Le contexte politique, réglementaire et économique***

Les conditions politiques et économiques dans un pays représentent des critères importants de sélection du site. Les mesures de promotion des énergies renouvelables sont particulièrement décisives. Il existe différentes stratégies de promotion comme les incitations fiscales, les quotas et les tarifs de rachat de l'électricité négociés. Ces derniers offrent aux investisseurs de faibles risques du fait des rémunérations fixes perçues pendant une période fixe. Les systèmes de quotas mis en place par les gouvernements imposent des obligations aux fournisseurs d'électricité quant à une part minimale de production de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Ces stratégies sont nécessaires en raison du coût important de l'électricité produite par les centrales CSP en comparaison des centrales à énergie fossile. Ces mesures doivent être maintenues tant que les centrales CSP ne sont pas compétitives vis-à-vis des énergies conventionnelles.

### **III.5 Conclusion**

Ce chapitre avait pour objectif de présenter du point de vue de la gestion des risques les enjeux et les principaux aspects des projets dans le domaine des ER.

A cette fin, nous avons dans un premier temps réalisé une comparaison succincte des principales caractéristiques des types de technologie CSP (parabolique, Fresnel et tour). Ces technologies mettent en jeu le même principe de fonctionnement, à savoir la génération d'électricité par voie solaire thermodynamique concentrée à l'aide de concentrateurs qui diffèrent selon la technologie. Le miroir parabolique, technologie la plus mature et répandue, présente néanmoins de nombreuses améliorations possibles, aussi bien techniques qu'économiques. Elle est à ce jour progressivement délaissée au profit des centrales à tour et à miroir de Fresnel qui suscitent un intérêt important du fait de leur potentiel de réduction des coûts d'investissement et d'amélioration des performances. Le miroir de Fresnel est actuellement à un stade prototypique mais son caractère « low-cost » est à l'origine d'efforts d'accompagnement vers la maturité économique et technologique.

Dans un second temps, nous avons considéré les similarités et différences dans ces projets en comparaison des projets mettant en jeu des énergies qualifiées de conventionnelles. En effet, les EC sont un domaine de projet pour lequel il existe un important retour d'expérience susceptible d'être utile pour les énergies renouvelables. Il résulte de l'analyse des projets EC que les facteurs de risque projet endogènes relatifs aux aspects techniques ont un impact économique le plus souvent modéré et sont bien représentés dans les analyses de risque. A contrario, les facteurs de risque exogènes relevant de l'environnement du projet et en particulier des aspects politiques, ont un impact économique conséquent et sont peu ou mal représentés dans les analyses de risque actuelles. Ces facteurs exogènes sont principalement dus à la localisation géographique de ces projets dans des pays qui présentent des contextes politiques instables. Ces sources d'incertitudes sont également inhérentes aux projets ER. Il convient donc d'attacher une grande importance à ces facteurs de risque environnementaux dans les projets ER. Enfin, ces derniers présentent des facteurs de risque supplémentaires relatifs au manque de maturité du marché, au faible retour d'expérience et à leur forte dépendance vis-à-vis des incitations financières mises en place dans le cadre des politiques publiques.

Pour finir, les différentes filières ER ont été comparées selon différents critères que sont la sensibilité à la politique publique, l'offre et la demande, la disponibilité des données technologiques et environnementales, la possible intégration au réseau existant, les conditions d'exploitation de la centrale, le contexte social ou encore le retour d'expérience en matière de gestion des risques projet. Il en résulte que la filière solaire est la filière renouvelable la plus sujette aux incertitudes sur les ressources énergétiques à exploiter du fait du manque de données de qualité relatives aux conditions météorologiques. De plus, cette filière est soumise à de nombreuses incertitudes en phase d'exploitation, en particulier pour les aspects relatifs à la maintenance. Enfin, la filière solaire est celle pour laquelle le retour d'expérience en gestion de risque projet est le plus faible surtout si l'on considère la technologie du solaire thermique.

Toutes les caractéristiques et spécificités des différents types de projet d'énergie mises en lumière au cours de ce chapitre devront être considérées dans la méthode de gestion des risque projet dont le principe et l'architecture vont être présentés dans le chapitre IV.

## **IV. Méthode de gestion de projets et d'aide à la décision adaptée aux spécificités des énergies renouvelables**

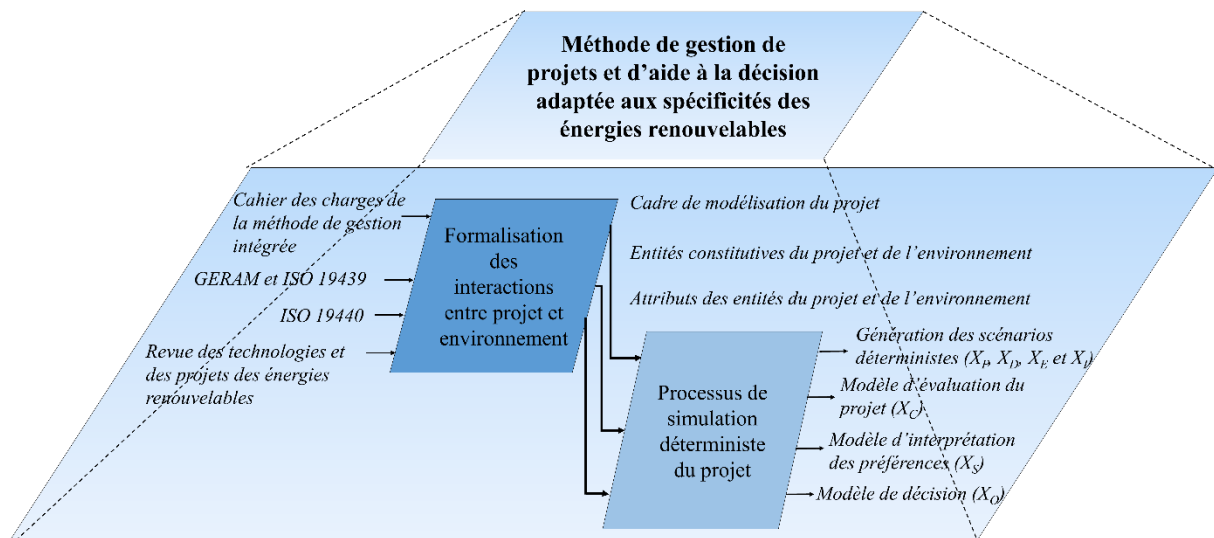


Figure IV-1 : Schéma représentatif de l'organisation du chapitre IV

### **IV.1 La formalisation des interactions entre le projet et son environnement : présentation du cadre de modélisation développé**

Comme évoqué précédemment, une architecture de référence a pour but de faciliter la mise en œuvre de la modélisation des systèmes complexes en pourvoyant un ensemble de concepts qui représentent les différents éléments constitutifs du système et formalisent leurs interactions. Typiquement, ces architectures de références fournissent une synthèse des modèles dans un cadre de modélisation, une spécification des langages utilisés pour représenter, généralement graphiquement, chacun des modèles et une démarche de modélisation.

L'analyse de la notion de projet faite au chapitre II et l'utilisation de l'approche systémique nous ont conduit à retenir un certain nombre de concepts à même de décrire le projet et son environnement. Parmi ces concepts nous retenons les notions d'objectifs, de résultats, de performances, d'activités, de ressources, de décisions, d'informations, d'acteurs et d'environnement. Nous avons également identifié un ensemble de caractéristiques clefs du projet : il est complexe, ouvert et inscrit dans une dynamique temporelle irréversible. Le modèle que nous proposons doit être capable de représenter l'ensemble de ces concepts, les nombreuses interactions qui leur sont associées ainsi que les caractéristiques de complexité, d'ouverture et d'irréversibilité d'un projet. C'est à cette fin que nous proposons un cadre de modélisation qui sera présenté dans ce chapitre. Ce cadre repose sur le cadre GERA fourni par l'architecture de référence GERAM ([IFAC/IFIP Task Force, 1999](#)) et le cadre présenté dans la norme ISO 19439 ([ISO19439, 2006](#)). Le cadre que nous proposons est articulé suivant trois axes qui sont la genericité (instanciation), la génération (vues de modélisation) et la dérivation (cycle de vie). Le cadre de modélisation est présenté en *Figure IV-2*.

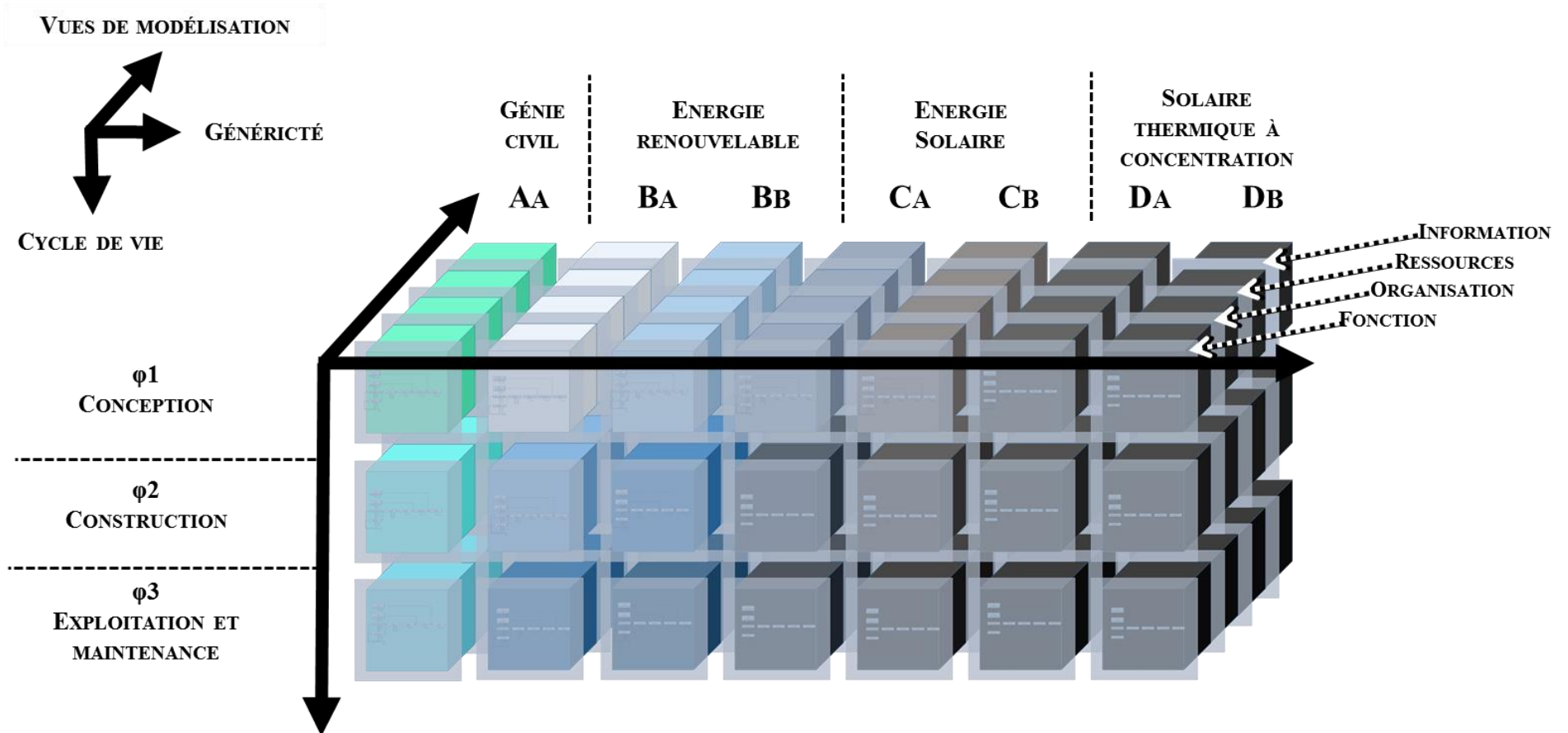


Figure IV-2 : Le cadre de modélisation du projet décliné suivant les trois axes de la génération, de la dérivation et de la généralité

### **IV.1.1 Le cycle de vie du projet**

Le cycle de vie est l'enchaînement des phases et des prises de décision par lesquelles un projet passera pour atteindre ses objectifs, depuis son émergence jusqu'à sa finalisation (IPMA, 2003). Une phase du cycle de vie d'un projet peut être définie comme étant une période déterminée de ce projet et isolée des autres phases. Chacune des phases est limitée dans le temps et inclut un ensemble cohérent d'activités et de résultats, de façon à atteindre des objectifs. Ces phases sont séparées les unes des autres par des jalons de référence marquant les décisions à prendre. L'objectif de l'axe de cycle de vie du projet est de permettre la modélisation de tout type de projet qu'il soit du domaine du génie civil ou de celui des énergies renouvelables, sachant que par définition, tout projet est unique tout comme l'enchaînement des différentes étapes qui constituent son cycle de vie. Partant de ce postulat, notre choix est la division du cycle de vie en trois phases principales communes à tous les projets considérés : la *Conception* ( $\phi_1$ ), la *Construction* ( $\phi_2$ ) et enfin *l'Exploitation et la maintenance* ( $\phi_3$ ) (Figure IV-3).

Il est important de préciser à ce stade, que les objectifs visés par le projet diffèrent suivant la phase du cycle de vie du projet considérée. En effet, l'enjeu principal de la phase de conception réside dans la bonne estimation des performances techniques de la technologie qui sera construite, exploitée et des coûts associés. Pour ce qui est de la phase de construction, il convient de respecter le triptyque coût/délai/performance. Un non-respect des exigences techniques entraînerait a minima une qualité d'exploitation moindre et dans le pire des cas un refus de mise en service de la part du porteur du projet. Cette phase comporte une importance commune aussi bien aux projets de génie civil qu'aux projets d'énergies renouvelables. En effet, les contraintes liées à cette phase ne sont pas spécifiques au domaine des énergies. Enfin, dans la phase d'exploitation et de maintenance, le principal enjeu est associé au respect des coûts estimés en phase de conception et à des performances (production d'électricité) conforme à la demande. En effet, considérant les trois dimensions usuelles du projet, un projet réussi c'est un projet « bien ! vite ! pas cher ! » dont les exigences varient selon la phase du cycle de vie : en phase de conception, seul compte l'aspect financier ; en phase de construction, seuls comptent les délais ; en phase de service, seules comptent les performances (Williams, 1995).

Le cycle de vie modélisé n'est pas exhaustif. D'autres phases communes à tous les projets du domaine des énergies renouvelables pourront y être intégrées, comme notamment les phases de « due diligence », d'essai, de mise en service ou encore de démantèlement.

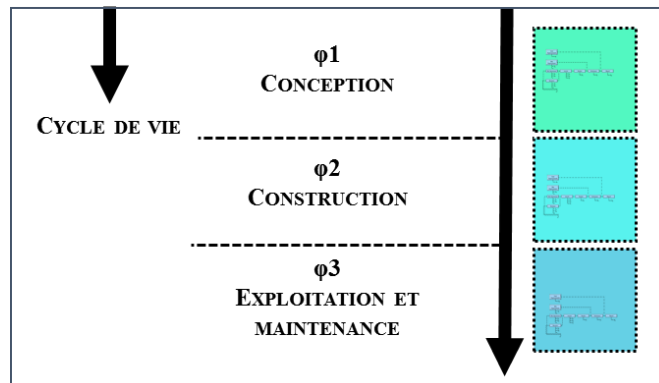


Figure IV-3 : L'axe de la dérivation du cadre de modélisation correspondant au cycle de vie du projet

#### **IV.1.2 La généricité et la vision multi-échelles du projet et de son environnement**

L'axe de la généricité porte les notions d'abstraction et de spécialisation (*Figure IV-4*). Il permet l'instanciation, la spécialisation du modèle générique vers un modèle plus spécifique, présentant de plus en plus de détails.

Le niveau d'abstraction traduit une volonté de simplification via le possible ajustement du niveau de précision. Il est ainsi possible de décrire un même objet avec plusieurs modèles superposés offrant des niveaux de détail distincts et pouvant être employés à des fins différentes.

Le deuxième aspect porté par l'axe de généricité est celui de la spécialisation ou encore de l'instanciation. Cet aspect repose sur les mécanismes d'héritage et de factorisation. En effet, le caractère particulier d'une représentation peut être déduit du caractère générique via l'héritage et a contrario, le caractère générique peut être construit par factorisation de niveaux plus spécifiques mettant de ce fait en évidence les facteurs communs (Sienou, 2009).



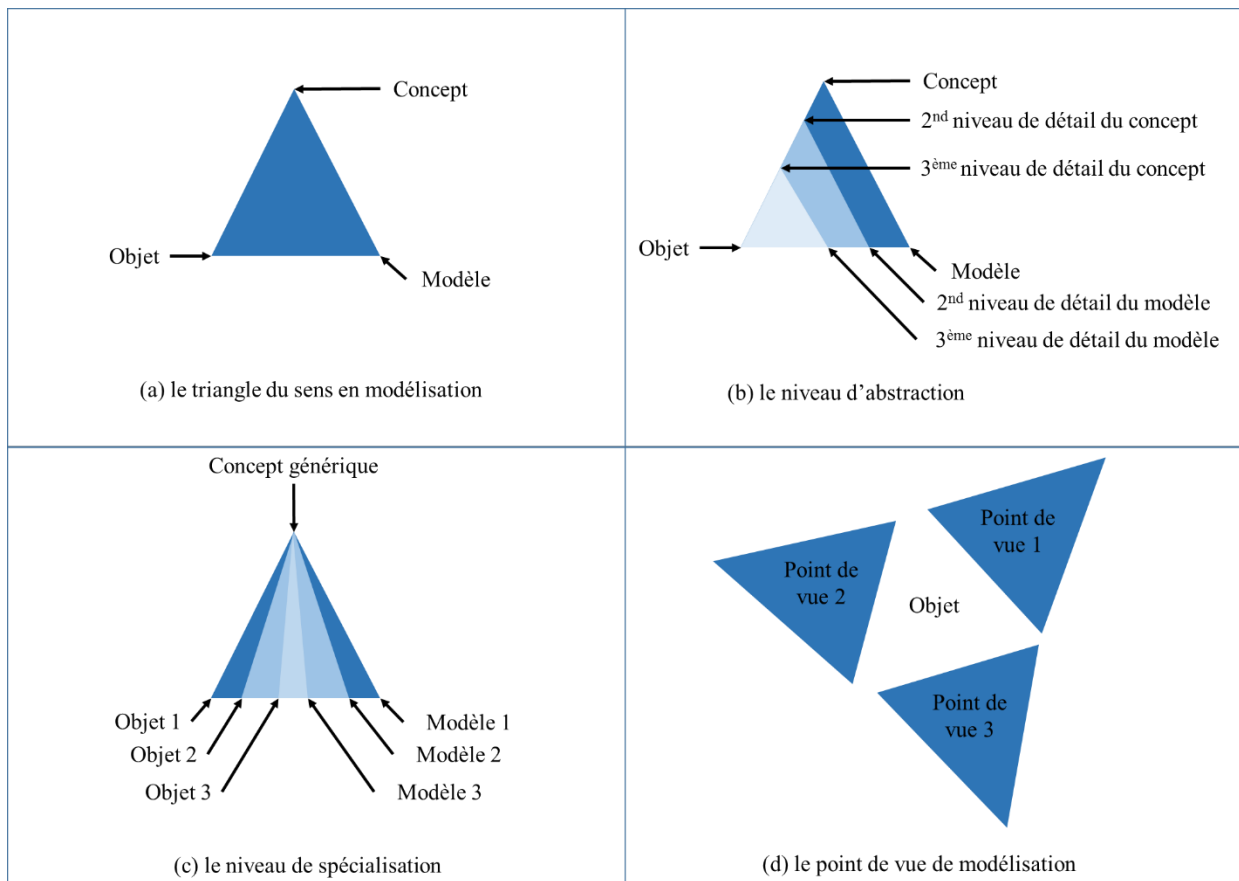


Figure IV-4 : Variantes autour du triangle du sens en modélisation d'entreprise – les notions d'abstraction, de spécialisation et de point de vue, d'après (Sienou, 2009)

Le cadre que nous proposons comporte quatre niveaux de généralité, eux-mêmes décomposés en sous-niveaux de détail (Figure IV-5).

Le premier niveau de généralité correspond au modèle générique d'un projet. Ce premier niveau est associé au domaine du Génie Civil (AA).

Le deuxième niveau de généralité est une instantiation du niveau précédent et correspond au domaine des Energies renouvelables (BA et BB). Ce qui était valable pour un projet de Génie Civil l'est également pour un projet devant mettre en œuvre des technologies d'énergies renouvelables. Un projet typique du domaine des énergies renouvelables est ainsi vu comme un projet du Génie Civil présentant des spécificités.

Il en est de même pour les troisième et quatrième niveaux de généralité. Le troisième niveau est une instantiation du second et s'applique aux projets appartenant au domaine de l'Energie solaire (CA et CB) parmi laquelle nous distinguons deux technologies principales qui sont le photovoltaïque et le solaire thermique à concentration. Le quatrième niveau est dédié à ce dernier type de technologie, le Solaire thermique à concentration (DA et DB).

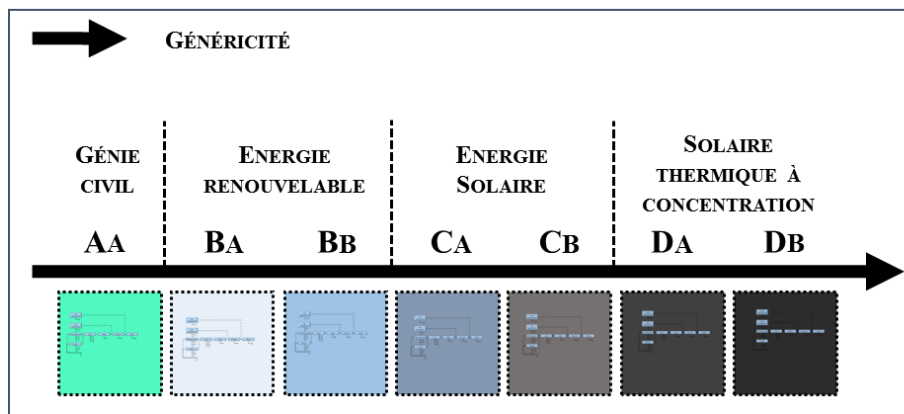


Figure IV-5 : L'axe de la généricité du cadre de modélisation correspondant aux différents domaines d'instanciation du projet

Au cours du chapitre III, trois points principaux communs à tous les projets d'énergies renouvelables ont été mis en lumière. Ces différents points seront donc traités dans les premiers niveaux de généricité (*BA et BB*). Il s'agit des phases dites critiques du cycle de vie que sont la recherche et développement, l'exploitation et la maintenance, mais aussi la prospection du site d'implantation.

En effet, le site d'implantation impose de fait l'environnement du projet et donc tout autant de facteurs influents, tant au niveau politique, économique, social, réglementaire, technique que naturel. Tous les projets mettant en œuvre des technologies d'exploitation des énergies renouvelables montrent une forte sensibilité vis-à-vis des politiques publiques, notamment du point de vue de l'existence de facilités financières et de réglementations et de leur stabilité le cas échéant. A cela s'ajoute l'agressivité de l'environnement comprenant des aspects sécuritaires allant du simple vandalisme aux actes terroristes. La volatilité de l'environnement économique est également un facteur clé commun à l'ensemble de ces projets.

Enfin, le dernier point principal et non des moindres, est celui du manque de maturité des différentes technologies, quelle que soit la filière d'énergie renouvelable considérée.

La disponibilité et la fiabilité des données sur les performances des technologies employées varient d'une filière d'énergie renouvelable à une autre : les données techniques de la filière solaire (*CA et CB*) sont relativement peu nombreuses et peu fiables quand elles existent. La disponibilité et la qualité des données techniques est particulièrement problématique pour la filière du solaire thermique à concentration, beaucoup moins mature que la filière photovoltaïque. Les trois principales technologies de la filière CSP (*DA et DB*) (la centrale thermique à tour, à collecteurs linéaires à miroirs de Fresnel et celle à collecteurs cylindriques) diffèrent tant au niveau de du retour d'expérience qu'au niveau des performances techniques et des coûts d'investissement et d'exploitation. Il est donc particulièrement approprié de considérer du point de vue de la généricité les caractéristiques de ces technologies qui sont dans un premier temps communes puis de plus en plus spécifiques à mesure que les niveaux de généricité et de détails augmentent. L'autre point clé à considérer également du point de vue de la généricité est celui du vecteur énergétique qui permet de distinguer les principales filières d'énergie renouvelable (solaire, éolien, hydrolien, etc.). Une fois le vecteur énergétique choisi, se pose la question de la disponibilité et de la représentativité des données météorologiques. Cela est particulièrement vrai pour la filière solaire (*CA et CB*) pour laquelle il convient

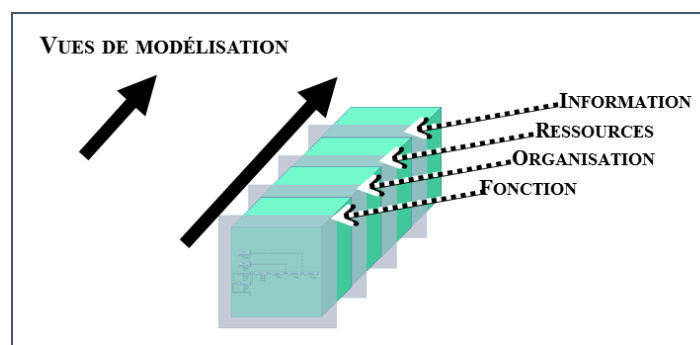
d'estimer précisément le rayonnement solaire global (GHI) capté par les technologies solaires. Il en est de même pour le rayonnement solaire direct normal (DNI) lorsque l'on s'intéresse uniquement aux technologies CSP. La mauvaise prise en compte des performances techniques et du vecteur énergétique a pour conséquence directe la mauvaise estimation des rendements énergétiques en phase d'exploitation remettant de ce fait en cause la rentabilité du projet.

### **IV.1.3 Les vues de modélisation du projet et les entités constitutives du projet et de son environnement**

#### ***IV.1.3.1 Les vues classiques du projet***

L'axe de la génération (*Figure IV-6*) définit les vues de modélisation. Ces différentes vues permettent d'accéder aux modèles en focalisant sur certains aspects. Une vue de modélisation est une perception spécifique qui met en évidence certains aspects et rend transparents les autres. C'est donc une perspective particulière pour représenter, puis observer, un même projet au moyen du modèle (Darras, 2004). Le choix des vues est adapté à l'objectif de modélisation et éventuellement à la classe d'utilisateurs à qui elle est destinée. Les différentes vues de modélisation sont complémentaires. Le cadre de modélisation proposé compte quatre vues de modélisation classiques du projet : Fonction, Organisation, Ressources, Information.

**La notion de vues de modélisation s'apparente ainsi à celle de filtres.**



*Figure IV-6 : L'axe de la génération du cadre de modélisation : les vues de modélisation classiques du projet*

Ces quatre vues ont été définies sur la base conceptuelle fournie par les normes ISO 19439 (ISO19439, 2006), ISO 19440 (ISO19440, 2004), ISO 10006 (ISO10006, 2003) et le cadre de modélisation de l'architecture GERAM ( IFAC/IFIP Task Force, 1999). L'ensemble des huit concepts (Unité organisationnelle, Rôle organisationnel, Rôle opérationnel, Ressource, Activité, Résultat, Performance et Objectif) constituant le modèle du projet et étant visibles dans les vues de modélisation sont présentés en *Figure IV-7*.

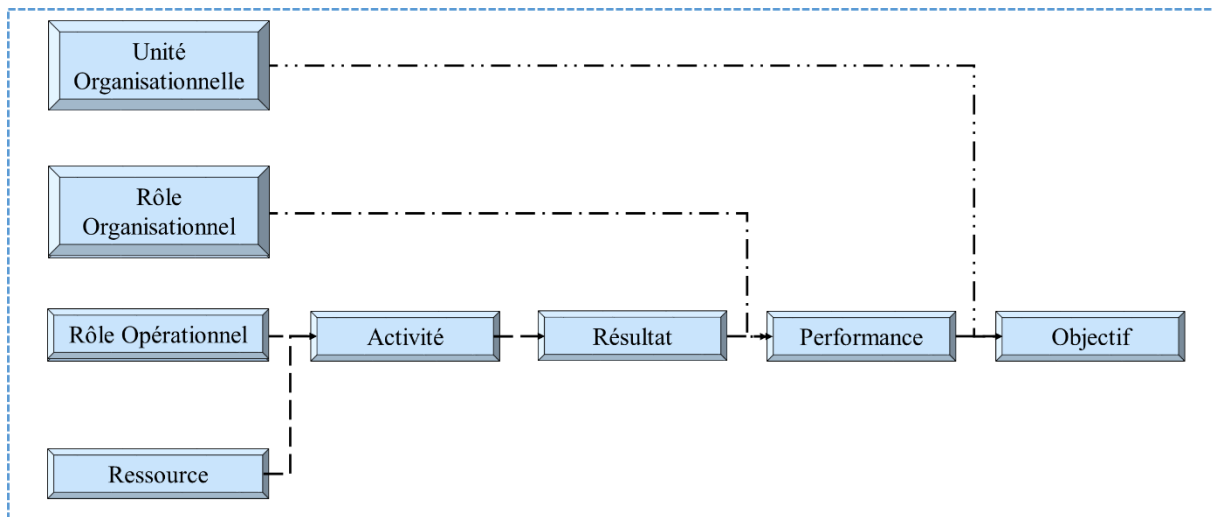


Figure IV-7 : Représentation des huit entités constitutives du projet

La norme définit la vue *Fonction* (Figure IV-8) comme la vue permettant la représentation et la modification des processus de l'entreprise, leurs fonctionnalités, leur comportement, et leurs entrées/sorties (ISO19440, 2004). Dans ce travail, cette vue est relative aux différentes activités d'exécution menées durant le projet et aux différents résultats de ces activités.

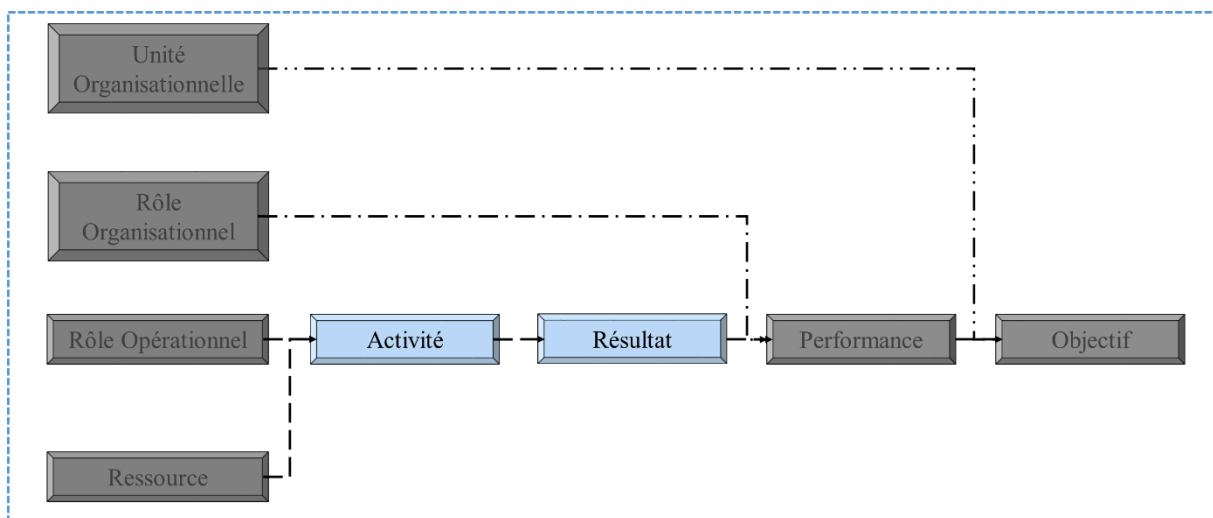


Figure IV-8 : Représentation de la vue *Fonction* du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.

La vue *Organisation* (Figure IV-9) représente les différents acteurs, ainsi que leurs responsabilités et compétences individuelles et collectives. Les différentes unités organisationnelles sont constituées d'un certain nombre d'acteurs possédant chacun un rôle organisationnel traduisant leurs responsabilités et leur autorité, et un rôle opérationnel correspondant à leur expérience et à leurs compétences.

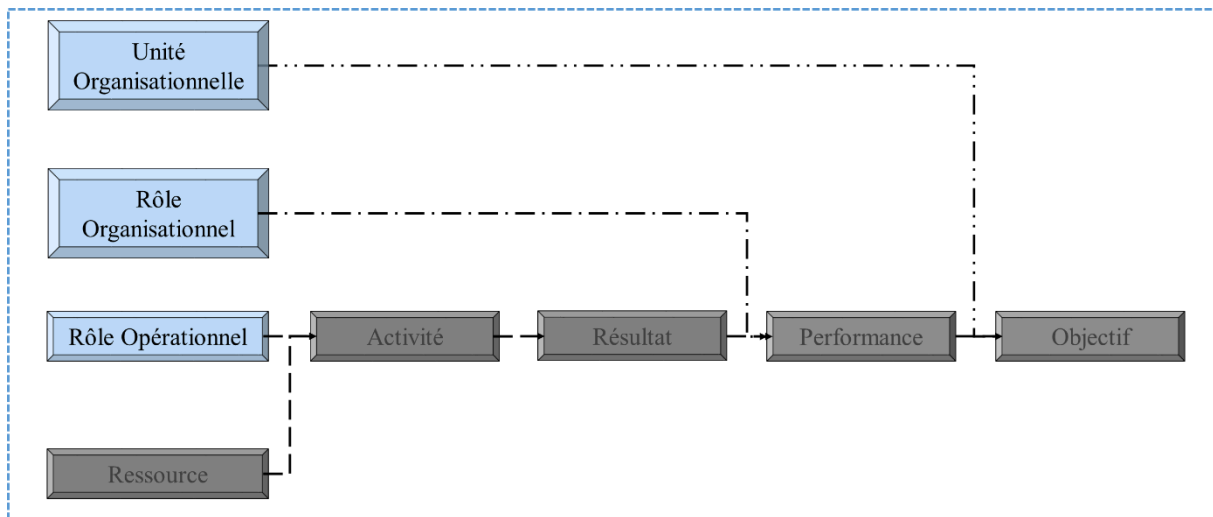


Figure IV-9 : Représentation de la vue Organisation du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.

La vue Ressources (Figure IV-10) représente toutes les ressources, humaines ou techniques (consommables) utilisées pour supporter la réalisation des activités d'exécution.

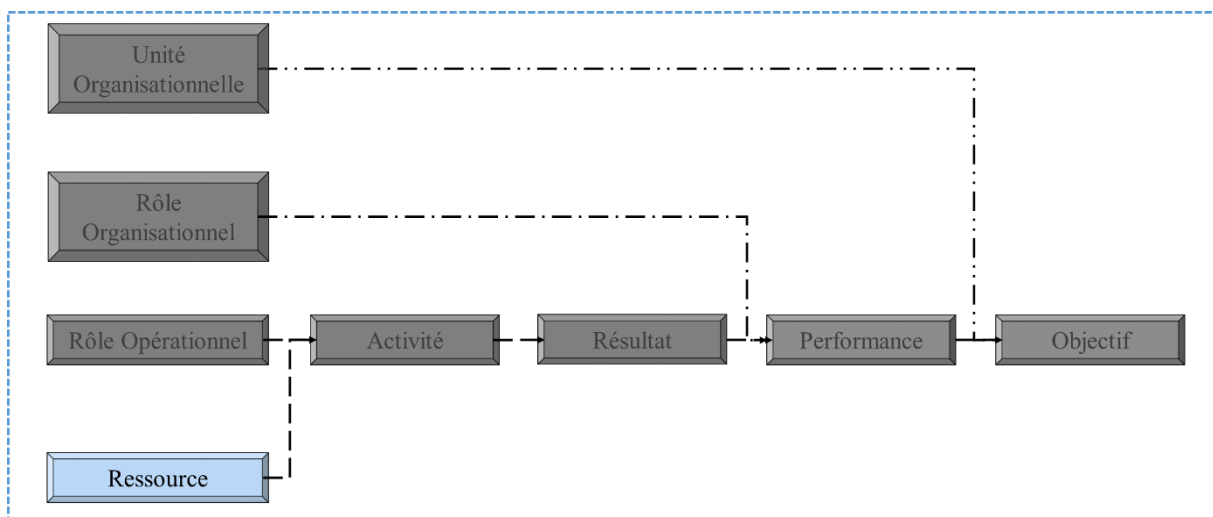


Figure IV-10 : Représentation de la vue Ressources du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.

Comme les trois autres vues, la vue Information (Figure IV-11) de projet a été construite conformément aux principes et à la base conceptuelle fournis par les normes ISO 19439, ISO 19440 et ISO 10006. Toutefois, à la différence des trois premières, la vue Information repose également sur la méthode GRAI. La méthode GRAI est une méthode de modélisation d'entreprise dont la caractéristique principale est qu'elle se focalise sur la partie décisionnelle du système dans une optique d'amélioration des performances et du management des connaissances de l'entreprise. Cette méthode repose sur le modèle du même nom (Vallespir & Doumeings, 2002).

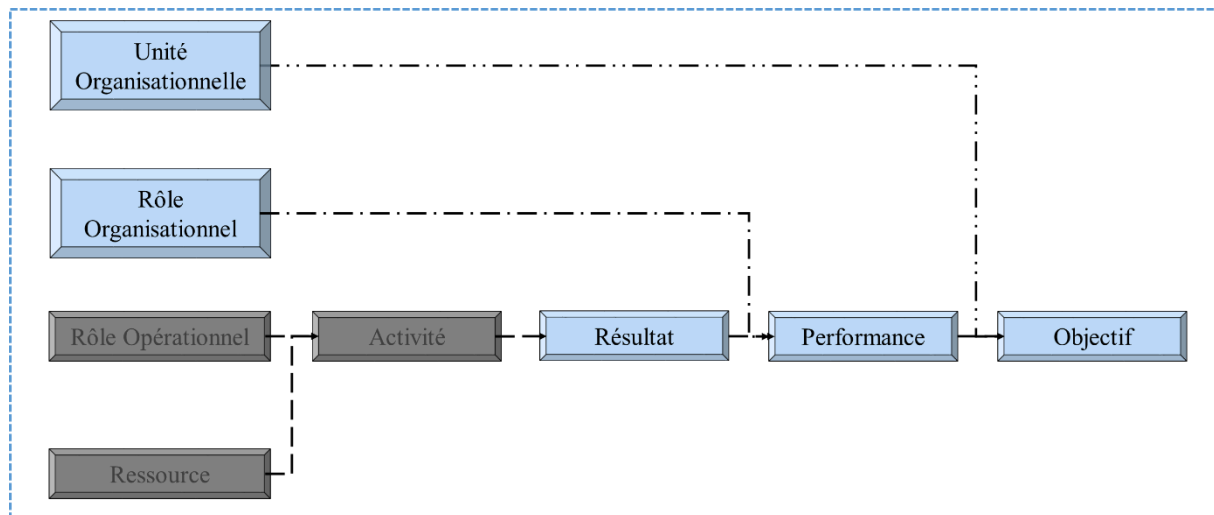


Figure IV-11 : Représentation de la vue *Information* du projet. Les entités grisées n'apparaissent pas dans la vue.

Une décision est une activité de choix entre plusieurs possibilités ou encore alternatives. En effet, « décider, c'est identifier et résoudre les problèmes que rencontre toute organisation » (Simon, 1960). Au sens du modèle GRAI, la prise de décision nécessite de connaître un ensemble d'éléments qui sont :

- les performances souhaitées, autrement dit les objectifs visés ;
- les différents leviers sur lesquels il est possible de jouer (variables de décision ou variables d'action) ;
- les limites du potentiel des variables de décision qui font office de contraintes ;
- les résultats des décisions passées ou encore indicateurs de performances ;
- une aide au choix parmi l'ensemble des actions possibles via les critères définis.

Par conséquent, la vue *Information* permet de représenter les seuls entités et attributs du projet relatifs à la prise de décision. En effet, dans les trois autres vues, tous les attributs des entités représentées sont visibles. Les notions d'entités et d'attributs seront explicités dans la suite de ce chapitre.

Notons que ces vues de modélisation ont été définies par analogie avec certains outils usuels et classiques de la gestion de projet : la vue *Fonction* est équivalente à un *Work Breakdown Structure* (Diagramme des travaux), la vue *Organisation* est analogue à un *Organization Breakdown Structure* (Diagramme des responsabilités), la combinaison des vues *Ressources* et *Fonction* pourrait être comparée un planning *Gantt* et celle des vues *Organisation* et *Fonction* à l'outil *RACI* (Matrice des responsabilités).

#### IV.1.3.2 Les entités constitutives du projet et de son environnement

Le système que l'on souhaite représenter et étudier est le projet dont l'état est évalué à un instant  $t$  et est caractérisé par ses finalités (exprimées en termes de critères et concrétisées par l'atteinte des objectifs), son organisation (les variables et les valeurs prises par ces variables), son comportement (les modèles permettant de calculer les critères) et son



- les entités *Rôle Opérationnel*, *Ressource* et *Activité* sont caractérisées par des variables de projet, des variables de conception et des variables intermédiaires ;
- l'entité *Environnement* est spécifiée par des variables environnementales ;
- l'entité *Résultat* est exprimée au travers de variables dites critères ;
- l'entité de la *Performance* via des variables de satisfaction ;
- l'entité de *l'Objectif* par des variables objectif.



« Un système organisationnel est un ensemble complexe de moyens en évolution. Le système organisationnel résulte d'une combinaison réussie de facultés, de finalités et d'ambitions pour, à partir d'acquis et dans un environnement, atteindre une finalité partagée » (Cantzier, 1997) Nous proposons de décomposer la structure organisationnelle en un certain nombre d'acteurs, qui sont des personnes impliquées dans la réalisation d'un projet autrement que par la seule exécution d'une activité. En effet, contrairement aux ressources, un acteur dispose d'un pouvoir de décision et de supervision. Cet acteur travaille avec d'autres acteurs au sein d'une même *Unité organisationnelle* et possède des compétences quantifiées. On lui attribue un rôle qui n'est autre qu'une « projection particulière d'un sous-ensemble d'activités élémentaires ou non sur un acteur » (Roche, et al., 1998). Autrement dit, « un rôle caractérise la position (hiérarchique, fonctionnelle...) d'un acteur par rapport à un autre dans leur relation de travail » (Stal-Le Cardinal, 2000).

Nous distinguons deux types de rôles pouvant être tenus par un acteur dans un projet :

- protagoniste, l'acteur étant alors caractérisé par son *Rôle opérationnel*,
- décideur. L'acteur ayant alors un *Rôle organisationnel*.

D'après la norme ISO 19940, le *Rôle organisationnel* représente la compétence et les responsabilités organisationnelles exigées pour exercer des tâches organisationnelles assignées à ce rôle particulier situé dans une hiérarchie organisationnelle (ISO19440, 2004) (Sienou, 2009). Comme susmentionné, la notion de rôle organisationnel renvoie à celle de décideur dans notre modèle de projet. Par conséquent, ce dernier est caractérisé par ses préférences.

D'après la norme ISO 19940, le *Rôle opérationnel* représente la compétence et les responsabilités exigées pour exercer des tâches opérationnelles assignées à ce rôle particulier (Sienou, 2009). Nous retenons une définition issue de la psychologie du travail reprise par Stal-Le Cardinal (2000), selon laquelle les compétences dont des comportements maîtrisés par certaines personnes, les rendant plus efficaces que d'autres dans une situation donnée et mettant en œuvre des aspects tels que des aptitudes, des traits de personnalités ou des connaissances acquises. Elles constituent ainsi un trait d'union entre les caractéristiques spécifiques d'un individu et les qualités requises pour mener à bien une mission professionnelle. Dans le modèle que nous proposons, les compétences et donc le *Rôle opérationnel* d'un acteur sont assimilées au savoir (connaissances), au savoir-faire (expérience) et au savoir être (attitude) dont il fait preuve.



---

Ressource

---

Une *Ressource* peut être définie comme étant l'aptitude exigée pour l'exécution d'une activité d'entreprise. Dans notre cas nous parlerons d'une activité de projet (ISO19440, 2004). Il est également possible de la définir tel un moyen, autre qu'un acteur, mis en œuvre dans le cadre d'une activité d'exécution et nécessaire à son déroulement en raison de son rôle de support. Il existe différents types de ressources : les ressources peuvent être matérielles, techniques, d'infrastructures ou informationnelles (Roche, et al., 1998). Le dernier type auquel une ressource peut appartenir est celui des ressources humaines. Les ressources humaines se distinguent des acteurs par leur impossibilité à tenir les rôles de décideur ou de superviseur. Elles ne peuvent que réaliser une activité d'exécution. Par opposition à la notion de compétences associée à un acteur, celle de capacité en tant que critère quantifiable est appliquée aux différentes ressources mises en œuvre dans l'exécution d'une tâche.

---

Activité

---

Une activité d'exécution, par opposition à l'activité de décision, est « l'accomplissement d'une tâche. Il s'agit en général d'une séquence d'opérations devant être exécutées en totalité par une plusieurs ressources et ceci dans un temps donné pour réaliser la tâche spécifiée » (Vernadat, 1999). Cette définition est en accord avec la norme selon laquelle l'activité est une représentation d'une partie de la fonctionnalité de l'entreprise qui identifie ses entrées et sorties (ISO19440, 2004). De ce fait, *l'Activité* est la réalisation d'une tâche qui produit de la valeur pour le projet et le fait changer d'état. Nous retenons alors cette définition en l'élargissant aux contraintes de qualité et de coût intrinsèque au projet. De plus, nous précisons que cette activité d'exécution est sous la supervision d'un (des) rôles opérationnel(s).

---

Résultat

Performance

Objectif

---

Le *Résultat* est l'entité produite par l'activité (ISO19440, 2004). Il est possible de le mesurer objectivement (via les variables critères) et de le comparer à un objectif (variables objectif). Ce résultat n'est pas forcément concret (Marle, 2002). Le résultat d'une activité peut être utilisé comme une ressource nouvelle lors des activités ultérieures.

La *Performance* est une mesure ou métrique utilisée dans l'appréciation de la réalisation des objectifs (ISO19440, 2004). Cette performance traduit subjectivement l'aptitude du résultat à répondre à un ensemble d'exigences et de spécifications techniques définies par le(s) acteur(s) impliquée et/ou le contexte réglementaire.

Un *Objectif* est un niveau de performance attendu suite à la réalisation de l'activité (ISO19440, 2004) ou encore « une cible à atteindre par un projet. Cette cible est alors tridimensionnelle, en qualité, coût et délai » (Stal-Le Cardinal, 2000). Ce concept est récursif. En effet, un objectif est décomposable en sous-objectifs, eux-mêmes décomposables jusqu'à l'objectif *dit* élémentaire. De plus, il n'existe pas une seule et unique façon de décomposer un

objectif en sous-objectifs. Les objectifs de projet sont définis par l'unité organisationnelle ou les unités organisationnelles en charge du projet. L'objectif peut être négocié entre plusieurs unités organisationnelles (acteurs du projet) impliquées dans le projet, estimé par une unité organisationnelle sur la base des connaissances et expériences propres à l'organisation, ou correspondre à des valeurs connues (donnée de référence disponible en base de données).

---

Environnement
---------------

---

L'entité *Environnement* (Figure IV-13) constitue tout ce qui est hors du projet et par conséquent hors de contrôle mais susceptible d'impacter au moins une entité du projet. Elle est caractérisée par un ensemble d'attributs : les variables environnementales  $\{X_E\}$ . Comme les variables projet et les variables conception, les variables environnementales sont fonction du niveau de généralité et de la phase de cycle de vie considérée. Le modèle compte dans sa totalité un ensemble de vingt variables environnementales permettant de décrire différents aspects de l'environnement, qu'ils soient naturels, techniques, économiques, financiers, politiques, sociaux ou légaux (niveau de généralité *BA*).

Aux niveaux de généralité inférieurs (*BB, CA, CB, DA et DB*), les aspects politiques et légaux, économiques et financiers, sociaux, et techniques sont instanciés :

- *l'environnement politique et légal* est évalué via l'absence de violence, de terrorisme et de corruption, la valeur accordée à la loi et la qualité et la stabilité de la réglementation et de l'administration ;
- *l'environnement économique et financier* est décrit par la stabilité de la structure économique et financière mais aussi par le facteur de localisation qui permet de transposer des coûts relatifs aux transports et aux taxes d'import-export d'une zone géographique à une autre. La zone de référence est située aux Etats Unis d'Amérique ;
- *l'environnement social* est évalué à partir de la productivité et de la disponibilité (absentéisme) de la main d'œuvre ;
- *l'environnement technique* est caractérisé par la qualité des infrastructures de la zone géographique en général et d'accès au site d'exploitation en particulier.

*L'environnement naturel* est, de la même façon, évalué à partir de l'absence d'évènements naturels extrêmes. Cependant, il l'est aussi à travers la ressource énergétique pour le niveau de généralité *BB*, le rayonnement solaire global horizontal aux niveaux *CA et CB*, et finalement par l'ensoleillement normal direct et le taux de salissure des miroirs aux niveaux *DA et DB*. A chacun de ces niveaux de généralité, les variables environnementales correspondantes offrent une caractérisation adéquate des facteurs qui influencent le projet. La Figure IV-13 illustre comment la notion de généralité est appliquée dans le cas des variables environnementales. Au niveau *AA*, un seul paramètre permet de quantifier l'influence globale de l'environnement. Au niveau *BA*, cette influence est quantifiée via les valeurs de cinq paramètres. Aux niveaux inférieurs la description est affinée. Il convient bien sûr d'assurer la cohérence de cette description sur l'ensemble des niveaux.

		GÉNIE CIVIL		ENERGIE RENOUEVABLE			ENERGIE SOLAIRE		SOLAIRE THERMIQUE À CONCENTRATION		
		AA	BA	BB	CA	CB	DA	DB			
Environnement											
<i>Env</i>	Caractère favorable de l'environnement	<i>EPL</i>	Caractère favorable de l'environnement politique et légal	<i>AVT</i>	Absence de violence et de terrorisme						
				<i>AC</i>	Absence de corruption						
				<i>VL</i>	Valeur de la loi						
				<i>QSR</i>	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration						
		<i>EEF</i>	Caractère favorable de l'environnement économique et financier	<i>FL</i>	Facteur de localisation						
				<i>SSE</i>	Stabilité de la structure économique et financière						
		<i>ES</i>	Caractère favorable de l'environnement social	<i>PMO</i>	Productivité de la main d'œuvre						
				<i>DMO</i>	Disponibilité de la main d'œuvre						
		<i>ET</i>	Caractère favorable de l'environnement technique	<i>QI</i>	Qualité des infrastructures						
		<i>EN</i>	Caractère favorable de l'environnement naturel	<i>AEN</i>	Absence d'évènements naturels extrêmes						
				<i>RE</i>	Ressource énergétique	<i>GHI</i>	Rayonnement solaire global horizontal		<i>DNI</i>	Rayonnement solaire direct normal	
								<i>CI</i>	Taux de salissure des miroirs		

Figure IV-13 : L'environnement du projet décliné suivant l'axe de la généricité

## **IV.2 Description du processus de simulation déterministe du projet**

Le processus de décision suivi lors du déroulement de la simulation du projet peut être comparé à une démarche de sélection de concepts en conception de produits durant laquelle plusieurs alternatives ayant émergées en phase de créativité sont caractérisées par un ensemble de paramètres de conception et suscitent l'intérêt des concepteurs.

L'intérêt de cette démarche repose sur le fait qu'il est plus judicieux de développer en parallèle plusieurs alternatives plutôt que de n'en sélectionner qu'une seule dès les premières phases du développement. Il convient alors de disposer initialement d'un espace de recherche suffisamment vaste permettant de considérer un panel de possibilités répondant aux différents objectifs souvent antinomiques. Cet espace est progressivement réduit, à mesure que l'on acquiert des connaissances. Les connaissances s'accroissant et a contrario les incertitudes diminuant, les alternatives explorées et évaluées sont progressivement écartées ou validées lors de leur passage en revue. Le processus déroulé dans la méthode que nous proposons a pour objet de répondre à cet enjeu via le concept de la généricité. En effet, pour une même phase de cycle de vie, il est possible de considérer pour un faible niveau de généricité (par exemple « *Energies renouvelables* ») un vaste ensemble de solutions qui s'affineront à mesure que les niveaux de généricité et de détail diminueront. Afin d'illustrer ces propos citons la conception d'une centrale d'énergie renouvelable sans distinction du vecteur d'énergie utilisé. La conception de cette centrale initialement grossière sera de plus en plus détaillée. Une fois la filière d'énergie sélectionnée, par exemple la filière solaire (*Energies renouvelables, BA*), il est possible d'évaluer la puissance de l'installation (*Energies renouvelables, BB*) et le type de technologie, qu'elle soit photovoltaïque ou thermique à concentration (*Energie solaire, CA*), la stratégie d'exploitation (*Energie solaire, CB*). Se plaçant dans le cas du solaire thermique à concentration, il convient ensuite de déterminer le type de concentrateur souhaité, tour solaire, miroir parabolique ou miroir de Fresnel (*Solaire thermique à concentration, DA*), puis la configuration du champ solaire de la centrale (*Solaire thermique à concentration, DB*).

Une démarche similaire est suivie pour les processus suivants de construction et d'exploitation et maintenance pour lesquels plusieurs stratégies de la plus générale à la plus fine sont tour à tour explorées.

La *Figure IV-14* décrit l'enchaînement des étapes constituant le processus de simulation probabiliste du projet. Les étapes (1), (2) et (3) consistent respectivement aux choix de la phase du cycle de vie du projet à simuler, du niveau de généricité et enfin du niveau de détail de description du projet. L'étape (4) permet à l'utilisateur de définir les variables de description qui seront figées (variables projet  $\{X_P\}$ ) ou au contraire celles qui seront modifiables (variables de conception  $\{X_D\}$ ) et distingueront les alternatives explorées les unes des autres. L'étape (5a) constitue en l'attribution des valeurs des  $\{X_P\}$ . Elles sont communes à toutes les alternatives et leurs valeurs sont disponibles dans la base de données présentée au chapitre V. L'étape (5b) correspond à l'attribution des jeux de valeurs à chacune des  $\{X_D\}$ . Enfin, lors de l'étape (5c) les valeurs des  $\{X_E\}$  sont décrites. Elles dépendent de la localisation géographique du site d'implantation du projet et sont tout comme les  $\{X_P\}$  et les  $\{X_D\}$  décrites dans la base de données. Les étapes (6), (7a), (7b) et (7c) correspondent respectivement au calcul des  $\{X_I\}$ ,  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$ . L'étape (7d) est celle du choix de l'alternative optimale offrant le meilleur niveau de performance global.

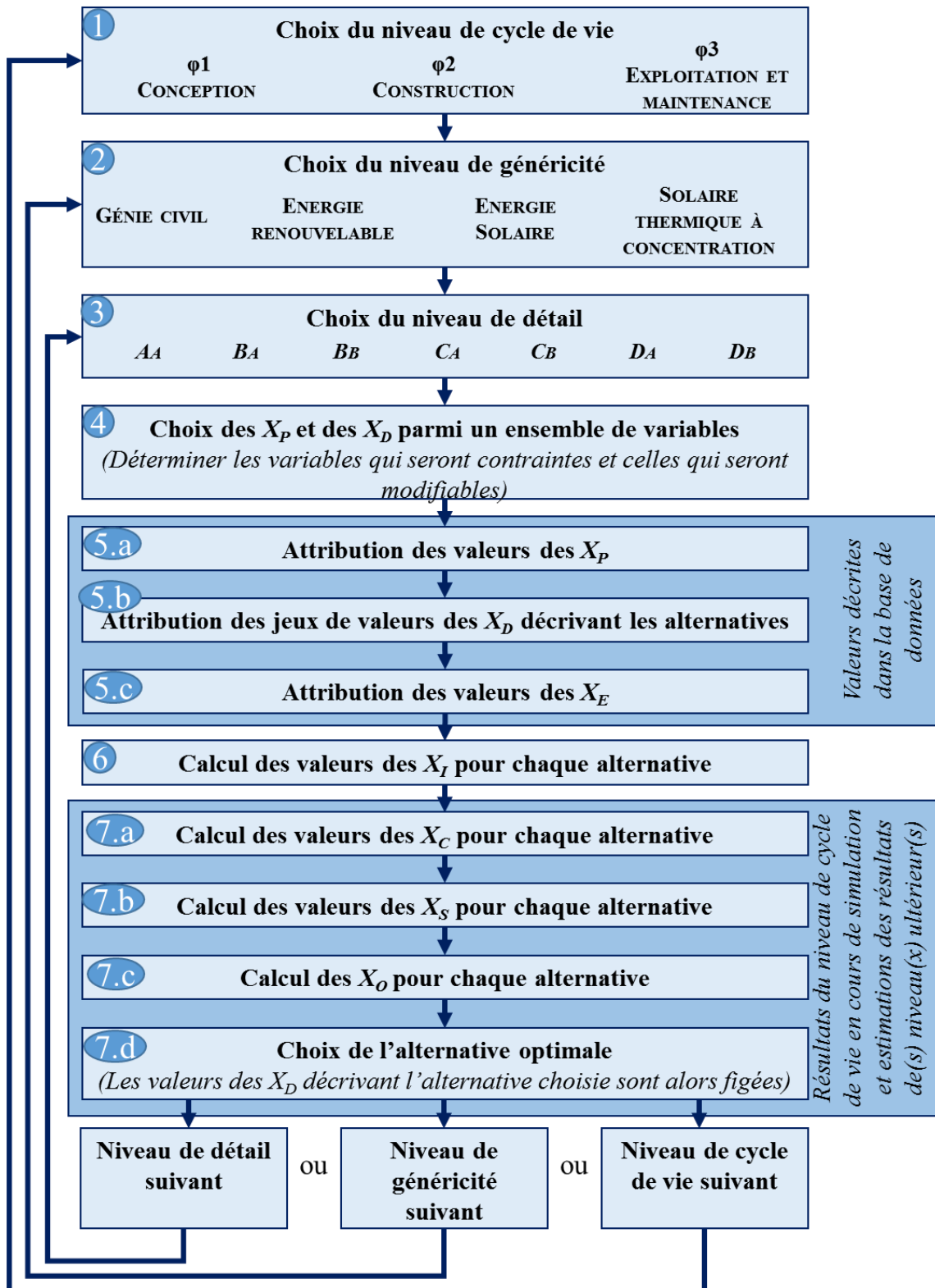


Figure IV-14 : Processus de simulation déterministe du projet

## IV.2.1 La génération des scénarios de projets : les variables de description et les variables intermédiaires

La génération des différents scénarios de projets est la première étape du processus de décision. Il convient de proposer un ensemble d'alternatives décrites par des *variables de description*  $\{X_{des}\}$ . On appelle  $\{X_{des}\}$ , l'ensemble des variables, qu'elles soient dites de *conception, projet* ou *environnementales*. Elles permettent de décrire le comportement d'une alternative et de l'évaluer via la détermination des *variables critères*. Ces variables sont quantitatives (continues ou discrètes).

Les variables environnementales et les variables dites de projet sont fixées et communes à toutes les alternatives. Elles sont identifiées de façon à respecter les exigences d'exhaustivité et de non-redondance.

### IV.2.1.1 Les variables projet $\{X_P\}$

Les *variables projet*  $\{X_P\}$  sont des variables fixées et ne peuvent être modifiées dans la suite du projet. Le *Tableau IV-1* synthétise ces variables pour le premier processus du projet qui est celui de la conception, en les associant aux entités du projet qu'elles caractérisent.

Tableau IV-1 : Les variables projet  $\{X_P\}$  du modèle d'évaluation pour la phase de conception.

Entités	Description des attributs		Niveaux de généralité					
	Variables Projet $\{X_P\}$		Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
UO	$t(UO)$	Type d'unité organisationnelle	x	x	x	x	x	x
R <sub>OR</sub>	$f(x_c)$	Type de fonction de désirabilité	x	x	x	x	x	x
	$x_{c^-}; x_{c^+}$	Bornes de l'intervalle de désirabilité	x	x	x	x	x	x
R <sub>OP</sub>	$x_c^*$	Valeur cible de satisfaction	x	x	x	x	x	x
	$n(R_{OP})$	Nombres d'acteurs affectés	x	x	x	x	x	x
R <sub>S</sub>	CF	Facteur de capacité		x				
	Capacity	Capacité de production			x	x	x	x
	At	Surface totale au sol					x	x
	SM	Multiple solaire					x	x
	$\eta_{PB-th}$	Rendement du bloc électrique					x	x
	$\eta_{PipeLoss}$	Rendement thermique du récepteur						x
	$\rho$	Réflectivité des miroirs						x
	$\gamma$	Facteur d'interception						x
	$\tau$	Transmissivité des miroirs						x
	$\alpha$	Aborptivité du tube absorbeur						x
	L	Longueur d'une ligne de réflecteur						x
	w	Largeur d'une ligne de réflecteur						x
	$\chi_{plant}$	Disponibilité de la centrale						x
	CR <sub>Site</sub>	Coût des ressources consommables (amélioration du site)						x
	HR <sub>Site</sub>	Coût des ressources humaines (amélioration du site)						x
	CR <sub>SF</sub>	Coût des ressources consommables (construction du champ solaire)						x
	HR <sub>SF</sub>	Coût des ressources humaines (construction du champ solaire)						x
	CR <sub>PB</sub>	Coût des ressources consommables (construction du bloc électrique)						x
	HR <sub>PB</sub>	Coût des ressources humaines (construction du bloc électrique)						x
	OPEX <sub>f</sub>	Coût fixe d'exploitation et de maintenance						x
	OPEX <sub>v</sub>	Coût variable d'exploitation et de maintenance						x
	Ci	Coûts indirects	x	x	x	x	x	x

La *capacité de production* de la centrale (notée *Capacity*) représente la puissance nominale nette de la centrale, en kilowatts. Cette variable est le premier paramètre traduisant la stratégie de conduite de la centrale que le développeur souhaite mettre en œuvre, l'objectif étant de répondre au mieux à la demande locale. Cette quantité peut être imposée dans le cahier des

charges  $\{X_P\}$  ou à optimiser  $\{X_D\}$ . Le choix de son ordre de grandeur va orienter les choix technologiques ultérieurs. En effet, dans le cas de la filière solaire, les centrales CSP sont à privilégier pour les capacités importantes (supérieures à 50 MW), lorsque les centrales PV conviennent aussi bien pour des installations résidentielles qu'industrielles. Le choix de la technologie CSP ou PV conditionne directement la valeur du rendement annuel moyen de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique (rendement solaire-électrique) de la centrale (noté  $\eta_{plant}$ ).

Une fois la capacité de la centrale et la technologie employée, CSP ou PV, fixées, il convient d'affiner la stratégie d'exploitation. A cette fin, il est nécessaire de répondre à la question suivante : quand produire de l'électricité ? Pour cela, la valeur du multiple solaire de la centrale (noté  $SM$ ) est à optimiser. Le  $SM$  est défini comme le rapport de la puissance thermique solaire nominale produite par le capteur solaire d'une installation sur la puissance thermique nominale requise par le cycle thermodynamique (Montes, et al., 2009). La valeur du  $SM$  combinée au rayonnement solaire conditionnent directement le facteur de capacité de la centrale (noté  $CF$ ). Ce facteur est le rapport entre le nombre d'heures équivalentes de production sur le nombre d'heures dans une année. Il correspond à la fraction annuelle du temps de production. Un  $SM$  voisin de 1 traduit une volonté de production dite « au fil du soleil » et implique un faible  $CF$  en raison de l'absence de système de stockage d'énergie. En revanche, un  $SM$  supérieur à 1,5 entraîne une production à heures imposées avec un important  $CF$  dénotant de la présence d'un dispositif de stockage d'énergie. Le cas échéant, la capacité en heures de ce dispositif de stockage est à déterminer. De la même façon, le choix de  $SM$  orientera les choix technologiques qui en découleront. En effet, certaines technologies CSP sont privilégiées (PTC et T) quand il s'agit d'intégrer un dispositif de stockage d'énergie.

Au niveau de généralité  $DA$ , quelle que soit la technologie CSP employée, à savoir PTC, T ou LFR, la centrale est caractérisée notamment par le rendement de son bloc électrique  $\eta_{PB-th}$  (%). Ce rendement traduit l'efficacité du bloc électrique à convertir l'énergie thermique reçue du collecteur ou du dispositif de stockage d'énergie, en énergie électrique, en moyenne pour une année.

Au niveau de généralité  $DB$ , pour la technologie CSP à miroir de Fresnel, la performance du champ solaire est conditionnée par les pertes optiques et thermiques. Le  $\eta_{Pipeloss}$  est le rendement thermique du champ solaire. Il permet de déterminer les différentes pertes thermiques  $E_{th-loss}$ . Ces pertes diffèrent selon la technologie considérée (PTC, T ou LFR) et dépendent de la surface du champ solaire ( $A_t$ ) mais surtout de la différence entre la température moyenne du fluide caloporteur (du récepteur) et la température ambiante.

Dans le champ solaire, des pertes optiques sont associées aux différentes pertes thermiques. Ces pertes optiques sont notamment dues aux différents paramètres suivants que sont : la réflectivité des miroirs ( $\rho$ ), la transmissivité du miroir ( $\tau$ ), l'absorptivité du tube absorbeur ( $\alpha$ ), et le facteur d'interception ( $\gamma$ ). A ces paramètres s'ajoute la géométrie du collecteur définie par les attributs suivants : la longueur des lignes de réflecteurs ( $L$ ) et la largeur des réflecteurs ( $w$ ). Tout comme les pertes thermiques, les pertes optiques sont fonction de la technologie employée.

En ce qui concerne les différents coûts, les alternatives sont décrites au niveau global (CA) par le *CAPEX* (\$) et l' *OPEX* (\$/an).

Le *CAPEX* représente le *coût d'investissement de la centrale*. Il est exprimé en dollars et dépend du *coût fixe d'investissement* ( $CAPEX_{\bar{h}}$ ) par kilowatts de capacité de production et de la capacité de production de la centrale construite. A un niveau plus détaillé (DA et DB), il est décomposé suivant les ressources consommables et humaines mobilisées pour les trois pôles principaux de la construction (amélioration du site ( $CR_{site}$  et  $HR_{site}$ ), construction du champ solaire ( $CR_{SF}$  et  $HR_{SF}$ ) et du bloc électrique ( $CR_{PB}$  et  $HR_{PB}$ )). L' *OPEX* est le *coût d'exploitation et maintenance de la centrale par an*. Il dépend du coût fixé ( $OPEX_{\bar{h}}$ ) par kilowatts de capacité et du coût variable ( $OPEX_v$ ) par kilowattheures d'électricité produite. A ces deux coûts différents s'ajoutent les *coûts indirects* ( $C_i$ ) représentant les dépenses d'ingénierie et d'administration.

#### ***IV.2.1.2 Les variables de conception $\{X_D\}$ .***

Les *variables de conception*  $\{X_D\}$  sont des variables devant être déterminées durant le déroulement du processus. Ce sont les variables sur lesquelles il est possible d'agir pour rechercher les meilleurs compromis entre les différents objectifs du projet. Une variable de conception est figée (et devient alors *variable projet*) lors d'un changement de niveau de généralité (passage d'un niveau à un niveau plus spécifique) ou lors d'un changement de phase du cycle de vie du projet.

Le *Tableau IV-2* synthétise ces variables pour le premier processus du projet qui est celui de la conception. Elles y sont associées aux entités du projet qu'elles caractérisent.



Tableau IV-2 : Les variables conception  $\{X_D\}$  du modèle d'évaluation pour la phase de conception.

Entités	Description des attributs		Niveaux de généralité					
	Variables Conception $\{X_D\}$		Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
UO	$\beta_i$	Coefficient de dispersion	x	x	x	x	x	x
	$w_i$	Poids du critère	x	x	x	x	x	x
ROR	$r$	Coefficient de courbure	x	x	x	x	x	x
ROP	$q$	Stratégie constructive / Exploitation et maintenance					x	x
	$SL_i$	Niveau de compétences	x	x	x	x	x	x
	$Qcoll_i$	Capacité à collaborer	x	x	x	x	x	x
RS	$CF$	Facteur de capacité	x					
	$Capacity$	Capacité de production		x				
	$\eta_{Plant}$	Rendement solaire-électrique de la centrale			x			
	$SM$	Multiple solaire				x		
	$\eta_{PipeLoss}$	Rendement thermique du récepteur					x	
	$\eta_{Optical}$	Rendement optique du réflecteur					x	
	$Sz$	Taille des éléments manufacturés					x	
	$Alt$	Altitude de travail					x	
	$p$	Espacement entre lignes de réflecteurs						x
	$n$	Nombre de lignes de réflecteurs						x
	$H$	Hauteur du récepteur						x
	$CAPEX_f$	Coût fixe d'investissement par kW de capacité	x	x	x	x		
	$C_{Site}$	Coût d'investissement de l'amélioration du site					x	
	$C_{SF}$	Coût d'investissement du champ solaire					x	
	$C_{PB}$	Coût d'investissement du bloc électrique					x	
	$OPEX_f$	Coût fixe d'exploitation et de maintenance	x	x	x	x	x	
$OPEX_v$	Coût variable d'exploitation et de maintenance	x	x	x	x	x		

Les différents acteurs en charge de l'activité (*rôles opérationnels*) sont caractérisés d'une part par leur *niveau de compétences* en termes de savoir, savoir-faire et savoir être ( $SL_i$ ), et d'autre part par leur *capacité à collaborer* ( $Qcoll_i$ ). Ces attributs permettent d'évaluer la *qualité du travail collaboratif* ( $Q_{team}$ ) essentiel en phase de conception. Il établit également la *stratégie constructive/d'exploitation et maintenance* qui sera mise en place ( $q$ ). Le *rôle organisationnel* est caractérisé par le *coefficient de courbure* des fonctions de désirabilité (noté  $r$ ). Enfin, *l'unité organisationnelle* est spécifiée via son *coefficient de dispersion* (noté  $\beta_i$ ) et les *poids* (notés  $w_i$ ) qu'elle attribue à chacun des critères.

Le *rendement optique* ( $\eta_{Optical}$ ) retranscrit l'efficacité du réflecteur à transmettre l'énergie solaire incidente au récepteur. Ce rendement (%) est fortement dépendant de la géométrie du collecteur (réflecteur et récepteur) caractérisée par *l'espacement entre les lignes de réflecteurs* ( $p$ ), le *nombre de lignes de réflecteurs* associées à une récepteur au sein d'un collecteur ( $n$ ) et la *hauteur du récepteur* ( $H$ ).

Notons que  $CF$ ,  $Capacity$  et  $SM$  qui sont des variables de conception aux niveaux respectifs  $BA$ ,  $BB$  et  $CB$  apparaissent comme des variables projet aux niveaux respectifs  $BB$ ,  $CA$  et  $DA$  (Tableau IV-1)

### IV.2.1.3 Les variables environnementales $\{X_E\}$

Les *variables environnementales*  $\{X_E\}$  permettent de décrire l'environnement d'un projet, une fois sa localisation déterminée. Elles sont, conformément à la définition de l'environnement, incertaines et changeantes. Le *Tableau IV-3* synthétise ces variables pour le processus de la conception. Elles y sont associées aux entités du projet qu'elles caractérisent.

Tableau IV-3 : Les variables environnementales  $\{X_E\}$  du modèle d'évaluation pour la phase de conception.

Entités	Description des attributs		Niveaux de généralité					
	Variables Environnementales $\{X_E\}$		Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
Envt	EN	Caractère favorable de l'environnement naturel	x					
	RE	Ressource énergétique		x				
	GHI	Rayonnement solaire global horizontal			x	x		
	DNI	Rayonnement solaire direct normal					x	x
	Cl	Taux de salissure des miroirs					x	x

L'évaluation des ressources solaires est l'exercice principal et essentiel pour l'évaluation des projets d'énergie solaire à grande échelle. L'intensité du rayonnement solaire à tout emplacement varie tout au long de l'année en raison de la variation de l'angle de déclinaison solaire, de l'angle horaire solaire et des angles géographiques comme la latitude et la longitude ainsi que d'autres paramètres microclimatiques comme le vent, la poussière, *etc* (Duffie & Beckman, 2013). Le rayonnement solaire reçu sur une surface horizontale de la Terre est désigné comme le rayonnement horizontal global (GHI) qui comprend essentiellement deux composantes, à savoir direct (faisceau) et le rayonnement diffus. Tous les capteurs solaires fixes reçoivent à la fois le rayonnement direct et diffus et leur performance de rendement énergétique est évaluée grâce au *GHI*. Les collecteurs CSP sont sensibles à la composante directe du rayonnement solaire incident, appelée rayonnement solaire direct normal (DNI). Ils ne reçoivent pas la composante diffuse (DHI), d'où l'importance d'utiliser le mécanisme de suivi de la course du soleil (Purohit, et al., 2013). L'autre paramètre de l'environnement naturel à prendre en compte lors de la conception est le taux de salissure des miroirs (Cl) qui dépend entre autres de la pluviométrie et de la typologie des sols (erg, reg, savanes, *etc.*). Ce paramètre est un facteur conditionnant la stratégie de maintenance à mettre en place *i.e.* la fréquence de nettoyage des miroirs.

#### IV.2.1.4 Les variables intermédiaires $\{X_I\}$

Les variables intermédiaires  $\{X_I\}$  sont des variables dérivées des variables de description, c'est-à-dire des variables projet, conception et environnementales. Elles n'apparaissent qu'à partir du niveau de généralité *CB*. Les  $\{X_I\}$  permettent essentiellement de quantifier, via la description fine des processus impliqués, comment les performances dépendent des variables de description. Le *Tableau IV-4* synthétise ces variables pour le processus de la conception. Elles y sont associées à l'entité du projet qu'elles caractérisent.

Tableau IV-4 : Les variables intermédiaires  $\{X_i\}$  du modèle d'évaluation pour la phase de conception.

Entités	Description des attributs		Niveaux de généralité					
	Variables Environnementales $\{X_E\}$		Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
Rs	$\eta_{plant}$	Rendement solaire-électrique de la centrale				x	x	x
	CF	Facteur de capacité				x	x	x
	$E_{coll}$	Energie thermique collectée par le récepteur					x	x
	$E_{abs}$	Energie absorbée par le fluide caloporteur					x	x
	$E_{th-loss}$	Energie dissipée					x	x
	$E_{available}$	Energie disponible pour le récepteur						x
	$E_{other}$	"Autres" pertes d'énergie						x
	$F_{other}$	Facteur des "autres" pertes d'énergie						x
	$E_{inc}$	Energie incidente						x
	$E_{end-losses}$	Pertes d'énergie aux extrémités du réflecteur						x
	$E_{shading-losses}$	Pertes dues à l'ombrage						x
	$E_{blocking-losses}$	Pertes dues au blocage						x
	$E_{cosines-losses}$	Pertes par effet cosinus						x
	$F_{cosine-losses}$	Facteur de pertes par effet cosinus						x
	$F_{end-losses}$	Facteur de pertes aux extrémités						x
	$F_{shading-losses}$	Facteur de pertes par ombrage						x
	$F_{blocking-losses}$	Facteur de pertes par blocage						x
	$A_a$	Surface réfléchissante du champ solaire						x
	N	Nombre de collecteurs						x
	$C_{site}$	Côût d'investissement de l'amélioration du site						x
$C_{SF}$	Côût d'investissement du champ solaire						x	
$C_{PB}$	Côût d'investissement du bloc électrique						x	

L'énergie thermique collectée par le fluide caloporteur du récepteur et fournie par le collecteur au bloc électrique,  $E_{coll}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an), dépend de l'énergie absorbée par le fluide caloporteur du collecteur,  $E_{abs}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an), et de celle dissipée (pertes thermiques),  $E_{th-loss}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an).  $E_{other}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) représente les différentes pertes d'énergie liées au taux de salissure des miroirs ( $C$ ) et à  $F_{other}$  le facteur permettant d'évaluer les autres pertes liées à la réflectivité des miroirs ( $\rho$ ), la transmissivité du miroir ( $\tau$ ), l'absorptivité du tube absorbeur ( $\alpha$ ), et au facteur d'interception ( $\gamma$ ).  $E_{inc}$  est l'énergie incidente (kWh/m<sup>2</sup>/an).  $E_{end-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) représente les pertes d'énergie aux extrémités des réflecteurs (Eck, et al., 2013). En effet, certains rayons sont réfléchis par les extrémités des réflecteurs mais ne parviennent pas aux récepteurs.  $E_{shading-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) représente les pertes dues à l'ombrage d'une ligne de réflecteur sur l'autre. Ces pertes sont d'autant plus importantes que  $p$  est petit.  $E_{blocking-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) traduit les pertes dues au blocage des rayons réfléchis par les réflecteurs voisins.

Les  $F_{end-losses}$ ,  $F_{shading-losses}$  et  $F_{blocking-losses}$  permettent de calculer ces différentes pertes d'énergie en moyenne pour une année par m<sup>2</sup> de surface réfléchissante ( $A_a$ ).  $N$  est le nombre de collecteurs constituant le champ solaire. Ce paramètre conditionne en grande partie les coûts de construction et d'exploitation de la centrale de même que la quantité d'énergie produite.

Les coûts  $C_{site}$ ,  $C_{SF}$  et  $C_{PB}$  sont les coûts totaux (\$) relatifs aux activités d'amélioration du site et de construction du champ solaire et du bloc électrique.

#### IV.2.2 Le modèle d'évaluation du projet : le triplet coût, qualité, délai

Dans un premier temps, le modèle d'évaluation du système formalise le comportement du système et fournit une évaluation vis-à-vis des différents critères définis. Ce modèle a été construit sur la base de connaissances expertes et de la littérature.

Le modèle d'évaluation présenté dans cette sous-partie concerne uniquement la phase de conception du projet, les deux autres phases de construction et d'exploitation et maintenance seront présentées dans le chapitre 6.

Le *Tableau IV-5* synthétise les *variables critères*  $\{X_C\}$  pour cette phase de conception.

*Tableau IV-5 : Les variables critères  $\{X_C\}$  du modèle d'évaluation en phase de conception.*

Entités	Description des attributs		Niveaux de généricité					
	Variables Environnementales $\{X_E\}$		Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
Rt	CAPEX	Coût de construction	x	x	x	x	x	x
	OPEX	Coût d'exploitation et de maintenance	x	x	x	x	x	x
	$Q_{Team}$	Qualité de travail collaboratif	x	x	x	x	x	x
	$E_{el}$	Quantité d'énergie électrique produite	x	x	x	x	x	x
	$R_{CP}$	Complexité d'exécution					x	x
	$\eta_{Land}$	Pourcentage d'utilisation di sol						x

L'estimation de la *quantité d'énergie électrique* (kWh/m<sup>2</sup>/an) qui sera produite en phase d'exploitation ( $E_{el}$ ) représente un paramètre commun à tous les niveaux de généricité, tout comme la *qualité du travail collaboratif* ( $Q_{team}$ ).

En revanche, la *complexité d'exécution* des phases de construction et d'exploitation et maintenance ( $R_{cp}$ ) n'est applicable que pour les niveaux de généricité *DA* et *DB*, quand le *pourcentage d'utilisation de la surface au sol* ( $\eta_{land}$ ) est valable pour le niveau de généricité *DB*. Ce paramètre est une variable importante en raison des contraintes liées à la disponibilité et aux coûts des terrains. De plus, il est souvent utilisé comme un indicateur permettant d'évaluer les impacts environnementaux et de comparer différents systèmes de production d'énergie, pour l'ensemble du cycle de vie (Turney & Fthenakis, 2011).

Le *Tableau IV-6* synthétise le nombre de variables mises en œuvre dans la phase de conception du modèle suivant leur type et le niveau de généricité auxquelles elles s'appliquent.

*Tableau IV-6 : Bilan des variables du modèle en phase de conception*

Type de variable	Niveaux de généricité							
	Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db		
Variables de description	$\{X_P\}$	9	9	9	9	15	9	<b>42</b>
	$\{X_D\}$	6	7	7	7	10	26	<b>50</b>
	$\{X_E\}$	1	1	1	1	2	2	<b>6</b>
	<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>27</b>	<b>37</b>	
	$\{X_I\}$	0	0	0	2	5	22	<b>29</b>
	$\{X_C\}$	4	4	4	4	5	6	<b>19</b>
	$\{X_S\}$	4	4	4	4	5	6	<b>19</b>
	$\{X_O\}$	4	4	4	4	5	6	<b>19</b>
	<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>47</b>	<b>77</b>	

#### IV.2.2.1 L'évaluation du système vis-à-vis du critère « Qualité »

L'évaluation de la qualité relative à la phase de conception du projet inclut plusieurs critères que sont la qualité de collaboration des différents acteurs, l'estimation de l'énergie qui sera produite en phase d'exploitation et maintenance, la complexité d'exécution des deux phases suivantes et enfin le taux d'utilisation de la surface au sol. Les différentes équations seront présentées suivant les niveaux de généricité et de détails auxquels elles s'appliquent.

Le premier critère d'évaluation de la qualité est l'estimation de la quantité d'énergie électrique (kWh/m<sup>2</sup>/an) qui sera produite en phase d'exploitation ( $E_{el}$ ).

### Calcul de $E_{el}$ aux niveaux de généricité BA et BB

Au niveau de généricité BA, le potentiel de production d'énergie électrique est estimé sur l'intervalle discret [-3 ;3], via les notes  $note(CF)$  et  $note(EN)$  respectivement attribuées au facteur de capacité CF et à l'environnement naturel EN. Ces notes sont déterminées par avis d'expert et appartiennent à l'intervalle discret [-3 ;3].

La note attribuée à CF repose sur la valeur caractéristique du CF de la technologie explorée. Le *Tableau IV-7* indique les notes attribuées à la variable CF suivant l'intervalle auquel elle appartient.

*Tableau IV-7 : Synthèse des intervalles de valeurs de facteur de capacité CF et des notes correspondantes*

CF (%)	note (CF)
CF < 10	-3
11 < CF < 20	-2
21 < CF < 30	-1
31 < CF < 40	0
41 < CF < 50	1
51 < CF < 60	2
61 < CF	3

La note du potentiel de production d'électricité  $E_{el}$  correspond alors à celle du facteur de capacité CF minorée ou majorée par le caractère favorable de l'environnement naturel EN vis-à-vis de la technologie considérée.

$$note(E_{el}) = \frac{note(CF) + note(EN)}{2} \quad (1)$$

Au niveau de généricité BB la note du potentiel de production d'électricité  $E_{el}$  correspond à celle du facteur de capacité CF minorée ou majorée par la disponibilité de la ressource énergétique RE vis-à-vis de la technologie considérée.

$$note(E_{el}) = \frac{note(CF) + note(RE)}{2} \quad (2)$$

### Calcul de $E_{el}$ au niveau de généricité CA

$$E_{el} = GHI \cdot \eta_{Plant} \quad (3)$$

Avec  $GHI$  le rayonnement solaire (kWh/m<sup>2</sup>/an) et  $\eta_{Plant}$  (%) le rendement annuel moyen de la centrale correspondant au ratio entre l'énergie solaire reçue et l'énergie électrique produite.

## Calcul de $E_{el}$ au niveau de généricité $CB$

---

$$E_{el} = \frac{CF \cdot Capacity}{8760} \quad (4)$$

Avec  $CF$  le facteur de capacité (%) de la centrale qui correspond au pourcentage d'heures durant lesquelles la centrale produit de l'énergie électrique. Ce facteur est directement corrélé au multiple solaire de la centrale ( $SM$ ), à la capacité de stockage thermique d'énergie en heure et au rayonnement solaire annuel. A ce niveau de généricité,  $CF$  n'est pas calculé mais sa valeur est déterminée suivant la valeur du  $SM$ .  $CF$  est d'autant plus grand que  $SM$  est grand.  $Capacity$  la capacité de la centrale (kW). 8760 est le nombre d'heures contenu dans une année.

## Calcul de $E_{el}$ au niveau de généricité $DA$

---

Les niveaux de généricité  $DA$  et  $DB$  sont les niveaux de généricité les plus élevés, auxquels l'évaluation repose sur les calculs impliquant les variables intermédiaires  $\{X_I\}$ , dérivés des  $\{X_P\}$ , des  $\{X_D\}$  et des  $\{X_E\}$ .

$$E_{el} = E_{coll} \cdot \eta_{PBth-el} \quad (5)$$

Avec  $\eta_{PBth-el}$  (%) le rendement du bloc électrique correspondant à la conversion de l'énergie thermique reçue  $E_{coll}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) en énergie électrique.

$$E_{coll} = E_{abs} - E_{th-loss} \quad (6)$$

Avec  $E_{th-loss}$  l'énergie dissipée par les tubes absorbeurs du collecteur (pertes thermiques en kWh/m<sup>2</sup>/an) et  $E_{abs}$  l'énergie solaire absorbée par le récepteur du collecteur (kWh/m<sup>2</sup>/an) (Morin, et al., 2012).

$$E_{th-loss} = E_{abs} \cdot (1 - \eta_{pipeloss}) \quad (7)$$

Avec  $\eta_{pipeloss}$  (%) le rendement thermique du récepteur du collecteur (fluide calorifique des tubes absorbeurs).

$$E_{abs} = DNI \cdot \eta_{optical} \cdot Cl \quad (8)$$

Avec  $\eta_{optical}$  (%) le rendement optique du réflecteur du collecteur correspondant au ratio entre l'énergie solaire incidente et l'énergie fournie au récepteur par le réflecteur, et  $Cl$  (%) le taux de salissure moyen annuel des miroirs du réflecteur.

## Calcul de $E_{el}$ au niveau de généricité $DB$

---

$$E_{el} = E_{coll} \cdot \eta_{PBth-el} \cdot \chi_{plant} \quad (9)$$

Avec  $\chi_{plant}$  (%) la disponibilité de la centrale

$$E_{coll} = E_{abs} - E_{th-loss} \quad (10)$$

$$E_{th-loss} = E_{abs} \cdot (1 - \eta_{pipeloss}) \quad (11)$$

$$E_{abs} = E_{available} - E_{other} \quad (12)$$

$$E_{other} = E_{available} \cdot F_{other} \cdot Cl \quad (13)$$

$$F_{other} = 1 - (\rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha) \quad (14)$$

Avec  $E_{other}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) les différentes pertes d'énergie liées au taux de salissure des miroirs ( $Cl$ ) et à  $F_{other}$  le facteur permettant d'évaluer les autres pertes liées à la réflectivité des miroirs ( $\rho$ ), la transmissivité du miroir ( $\tau$ ), l'absorptivité du tube absorbeur ( $\alpha$ ), et au facteur d'interception ( $\gamma$ ).

$$E_{available} = E_{inc} - E_{end-losses} - E_{shading-losses} - E_{blocking-losses} \quad (15)$$

Avec  $E_{inc}$  l'énergie incidente (kWh/m<sup>2</sup>/an),  $E_{end-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) les pertes d'énergie aux extrémités des réflecteurs,  $E_{shading-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) les pertes dues à l'ombrage et  $E_{blocking-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) les pertes dues au blocage.

$$E_{inc} = DNI - E_{cosine-losses} \quad (16)$$

$$E_{end-losses} = E_{inc} \cdot F_{end-losses} \quad (17)$$

$$E_{shading-losses} = E_{inc} \cdot F_{shading-losses} \quad (18)$$

$$E_{blocking-losses} = E_{inc} \cdot F_{blocking-losses} \quad (19)$$

$$E_{cosine-losses} = E_{inc} \cdot F_{cosine-losses} \quad (20)$$

Avec  $DNI$  est le rayonnement solaire direct normal moyen annuel (kWh/m<sup>2</sup>/an) et  $E_{cosine-losses}$  (kWh/m<sup>2</sup>/an) les pertes dues à l'effet cosinus (Sharma, et al., 2015) (Sharma, et al., 2016).

Les équations relatives au calcul des différents facteurs  $F$  de pertes d'énergies sont présentées en Annexe I.

Le deuxième facteur correspond à la complexité d'exécution ( $R_{cp}$ ) de la construction et de l'exploitation et la maintenance. Suivant la technologie considérée, ce facteur est évalué via une note comprise dans l'intervalle discret [-3 ; 3], à partir d'une grille de critères et suivant la stratégie constructive/d'exploitation et maintenance (notée  $q$ ) suivie par l'acteur.

## Calcul de $R_{cp}$ au niveau de généricité $DA$

---

Au niveau de généricité  $DA$ , la principale différence de complexité d'exécution entre la technologie du miroir de Fresnel et celle du miroir parabolique est due au nombre et à la taille des éléments constituant le collecteur (pièces nombreuses et de tailles réduites pour le Fresnel et pièces volumineuses et peu nombreuses pour le parabolique). D'autre part, la technologie de la tour se distingue de ces deux technologies via l'altitude de travail des opérateurs. De ce fait, au niveau de généricité  $DA$  où le choix porte sur les tris technologies du CSP (PTC, T et LFR), la complexité d'exécution dépend de l'altitude de travail des opérateurs ( $Alt$ ) et de la taille des éléments manufacturés ( $Sz$ ). Elle est calculée par l'équation 21.

$$R_{CP} = q \cdot note(Sz) + (1 - q) \cdot note(Alt) \quad (21)$$

Avec  $note(Sz)$  et  $note(Alt)$  respectivement les notes attribuées aux variables  $Sz$  et  $Alt$  sur l'intervalle discret  $[-3 ; 3]$ . Le *Tableau IV-8* présente la complexité des phases d'exécution de construction et d'exploitation et maintenance pour le niveau de généricité  $DA$  (-3 : complexité maximale, 3 : complexité minimale).

*Tableau IV-8 : Complexité d'exécution de la construction et de l'exploitation et de la maintenance pour le niveau de généricité  $DA$ .*

$q = 0,8$		$Sz$						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
$Alt$	-3	-3	-2	-1	-1	0	1	2
	-2	-3	-2	-1	0	0	1	2
	-1	-3	-2	-1	0	1	1	2
	0	-2	-2	-1	0	1	2	2
	1	-2	-1	-1	0	1	2	3
	2	-2	-1	0	0	1	2	3
	3	-2	-1	0	1	1	2	3

## Calcul de $R_{cp}$ au niveau de généricité $DB$

---

Au niveau de généricité  $DB$ , la complexité d'exécution pour la technologie du miroir de Fresnel résulte de la hauteur des récepteurs ( $H$ ) et de l'espacement entre les lignes de réflecteurs du champ solaire ( $p$ ). Elle est calculée par l'équation 22.

$$R_{CP} = q \cdot note(H) + (1 - q) \cdot note(p) \quad (22)$$

Avec  $note(H)$  et  $note(p)$  respectivement les notes attribuées aux variables  $H$  et  $p$  sur l'intervalle discret  $[-3 ; 3]$ . Le *Tableau IV-9* présente la complexité des phases d'exécution de construction et d'exploitation et maintenance pour la technologie du miroir de Fresnel (-3 : complexité maximale, 3 : complexité minimale).



Tableau IV-9 : Complexité d'exécution de la construction et de l'exploitation et de la maintenance pour la technologie du miroir de Fresnel (DB).

$q = 0,8$		$p$ (m)																											
		0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3			
$H$ (m)	5,8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
	7,7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	9,6	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0		
	11,5	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2		

Le troisième critère d'évaluation de la qualité en phase de conception est  $\eta_{land}$ , le pourcentage d'utilisation de surface réfléchissante du champ solaire  $A_a$  (m<sup>2</sup>) par rapport à la surface totale au sol occupée par ce champ  $A_t$  (m<sup>2</sup>) (Turney & Fthenakis, 2011)

$$\eta_{land} = \frac{A_a}{A_t} \quad (23)$$

$$A_a = N \cdot n \cdot L \cdot w \quad (24)$$

$$N = \frac{A_t}{n \cdot l \cdot (w+p)} \quad (25)$$

Avec  $N$  le nombre de collecteurs,  $n$  le nombre de lignes de réflecteurs par collecteur,  $L$  la longueur d'une ligne de réflecteurs (m),  $w$  la largeur d'un réflecteur (m) et  $p$  l'espacement entre deux lignes de réflecteurs (m). Ce critère n'est calculé qu'au niveau de généricité DB.

Le quatrième et dernier facteur relatif à la qualité est la qualité de travail collaboratif des différents acteurs intervenant dans le cadre de la conception ( $Q_{team}$ ) (Tableau IV-5). Les différents acteurs en charge de l'activité (rôles opérationnels) sont caractérisés d'une part par leur niveau de compétences en termes de savoir, savoir-faire et savoir être ( $SL$ ), et d'autre part par leur capacité à collaborer ( $Q_{coll}$ ). De cette façon, la qualité du travail collaboratif de ces acteurs correspond aux compétences maximales existantes dans l'équipe, minorées par la capacité collaborative minimale au sein de cette même équipe. Cette variable critère est calculée pour tous les niveaux de généricité et appartient à l'intervalle discret [-3 ;3].

$$Q_{team} = \left( \left( \frac{1}{6} \cdot \min[Q_{coll\ i}] + \frac{1}{2} \right) \cdot \left( \frac{1}{6} \cdot \max[SL\ i] + \frac{1}{2} \right) \right) \cdot 6 - 3 \quad (26)$$

L'ensemble des combinaisons possibles est présenté dans le *Tableau IV-10*.

Tableau IV-10 : La qualité collaborative en fonction de  $\min [Q_{coll i}]$  et de  $\max [SL_i]$

		$\max[SL_i]$						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
$\min[Q_{coll i}]$	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
	-2	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-2
	-1	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-1
	0	-3	-3	-2	-2	-1	-1	0
	1	-3	-2	-2	-1	0	0	1
	2	-3	-2	-1	-1	0	1	2
	3	-3	-2	-1	0	1	2	3

#### IV.2.2.2 L'évaluation du système vis-à-vis du critère « Coût »

Les critères relatifs aux coûts en phase de conception sont des estimations des résultats attendus pour les deux phases suivantes. La phase de construction est évaluée via l'estimation du  $CAPEX$  (\$) et la phase d'exploitation et maintenance est évaluée via l'estimation de l' $OPEX$  (\$/an).

Le  $CAPEX$  dépend des coûts d'adaptation et d'amélioration du site d'exploitation ( $C_{site}$ ), de construction du champ ( $C_{SF}$ ) et de construction du bloc électrique ( $C_{PB}$ ) de la centrale. A cela s'ajoutent également les coûts indirects (%) associés à l'ingénierie ( $C_i$ ).

$$CAPEX = (C_{site} + C_{SF} + C_{PB}) \cdot C_i \quad (27)$$

$$C_{site} = A_t \cdot (CR_{site} + HR_{site}) \quad (28)$$

Avec  $A_t$  (m<sup>2</sup>) la surface au sol totale occupée,  $CR_{site}$  et  $HR_{site}$  (\$/m<sup>2</sup>) les coûts associés respectivement aux ressources consommables et aux ressources humaines mobilisées pour l'amélioration du site.

$$C_{SF} = A_a \cdot (CR_{SF} + HR_{SF}) \quad (29)$$

Avec  $A_a$  (m<sup>2</sup>) la surface réfléchissante du champ solaire,  $CR_{SF}$  et  $HR_{SF}$  (\$/m<sup>2</sup>) les coûts associés respectivement aux ressources consommables et aux ressources humaines mobilisées pour la construction du champ solaire.

$$C_{PB} = Capacity \cdot (CR_{PB} + HR_{PB}) \quad (30)$$

Avec  $Capacity$  (kW) la capacité de la centrale, et  $CR_{PB}$  et  $HR_{PB}$  (\$/kW) les coûts associés respectivement aux ressources consommables et aux ressources humaines mobilisées pour la construction du bloc électrique.

L' $OPEX$  dépend des coûts fixe ( $OPEX_f$ ) et variable ( $OPEX_v$ ) d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût fixe (\$/kW de capacité) dépend de la capacité de la centrale (kW). Le coût variable (\$/kW d'énergie produite) est quant à lui fonction de la quantité ( $E_{el}$ ) d'énergie générée (kWh/an). S'y ajoutent les coûts indirects  $C_i$  (%) associés à l'administration de la centrale.

$$OPEX = (Capacity \cdot OPEX_F + E_{el} \cdot OPEX_v) \cdot C_i \quad (31)$$

### IV.2.3 Le modèle d'interprétation des préférences du décideur

Un projet d'énergie, quel qu'il soit, mobilise un ensemble d'acteurs ayant des intérêts différents voire divergents. Parmi ces acteurs, les plus influents du point de vue des phases de cycle de vie considérées dans le modèle de projet sont le porteur du projet « *Developer* », le maître d'œuvre « *EPC Contractor* », l'exploitant « *Facility O&M Contractor* » et le distributeur « *Power Purchaser* » (Off-taker).

L'objet du modèle d'interprétation est la formalisation des préférences du décideur, intégrant le niveau de satisfaction des attentes du décideur dans le processus de prise de décision.

Une variable critère permet d'évaluer objectivement la performance d'une alternative de projet. En revanche, elle ne permet pas de formaliser la manière dont le décideur perçoit cette performance. Pour cela il est nécessaire de déterminer de façon quantitative un niveau souhaité d'atteinte de l'objectif et d'interpréter subjectivement, en termes de satisfaction, cette variable critère.

La formalisation des préférences du décideur au moyen du modèle d'interprétation consiste à transformer une variable critère  $\{X_C\}$  (quantité d'énergie produite, OPEX, etc) en une variable adimensionnée (comprise entre 0 et 1) appelée variable de satisfaction  $\{X_S\}$ , mesurant le degré de satisfaction et traduisant le jugement a priori subjectif du décideur et statuant par conséquent du niveau d'acceptabilité d'une alternative.

L'utilisation de ces variables facilite la prise de décision et présente des avantages dans un contexte collaboratif de projet. Elles permettent de réduire les ambiguïtés relatives aux préférences du décideur, d'automatiser la procédure d'interprétation, ce qui devient une nécessité lorsqu'il faut traiter un nombre conséquent d'alternatives. Cependant il est nécessaire de s'assurer que la procédure de formalisation utilisée intègre correctement les préférences du décideur et que la signification des valeurs qu'elle renvoie est facilement compréhensible par les différents intervenants du projet. Un autre intérêt majeur réside dans le fait que l'échelle de satisfaction qui normalise l'ensemble des variables critères sur une échelle unique sans dimension, ce qui facilite les comparaisons et la prise de décision en contexte multicritères.

Les fonctions de désirabilité ont été introduites par Harrington (Harrington, 1965) de façon à lier les connaissances objectives (variables critères) et subjectives (variables de satisfaction) sur le système à concevoir dans le respect des exigences et des expériences passées du décideur. Ces fonctions sont largement utilisées (Pasandideh & Niaki, 2006) en raison des nombreux avantages qu'elles offrent. Elles sont faciles à paramétrer et aisément compréhensibles.

Le modèle proposé fait appel aux fonctions de Derringer et Suich (Derringer & Suich, 1980) développées sur la base des fonctions de Harrington pour les problèmes d'optimisation multicritère. Ces fonctions ont été choisies car simples d'utilisation et présentant une grande

diversité de forme et une flexibilité dans le paramétrage des fonctions de désirabilité permettant de représenter le plus finement possible les préférences du décideur

Trois types de fonctions sont présentées par Derringer et Suich :

→ la fonction unilatérale croissante qui traduit une volonté de maximiser la variable critère ; elle est de forme unilatérale gauche telle que la désirabilité  $x_{Si}$  obtenue sur le critère  $i$  pour une  $x_{Ci}$  s'exprime :

$$x_{Si} = \begin{cases} 0 & \text{pour } x_{Ci} \leq x_{Ci}^- \\ \left[ \frac{x_{Ci} - x_{Ci}^-}{x_{Ci}^+ - x_{Ci}^-} \right]^r & \text{pour } x_{Ci}^- < x_{Ci} < x_{Ci}^+ \\ 1 & \text{pour } x_{Ci} \geq x_{Ci}^+ \end{cases} \quad (32)$$

→ la fonction unilatérale décroissante qui traduit un souhait de minimisation de la variable critère ; elle est de forme unilatérale droite telle que la désirabilité  $x_{Si}$  obtenue sur le critère  $i$  pour une  $x_{Ci}$  s'exprime :

$$x_{Si} = \begin{cases} 1 & \text{pour } x_{Ci} \leq x_{Ci}^+ \\ \left[ \frac{x_{Ci} - x_{Ci}^+}{x_{Ci}^- - x_{Ci}^+} \right]^r & \text{pour } x_{Ci}^+ < x_{Ci} < x_{Ci}^- \\ 0 & \text{pour } x_{Ci} \geq x_{Ci}^- \end{cases} \quad (33)$$

→ la fonction bilatérale qui permet de cibler la variable critère ; elle est de forme bilatérale telle que la désirabilité  $x_{Si}$  obtenue sur le critère  $i$  pour une  $x_{Ci}$  s'exprime :

$$x_{Si} = \begin{cases} \left[ \frac{x_{Ci} - x_{Ci}^-}{x_{Ci}^+ - x_{Ci}^-} \right]^r & \text{pour } x_{Ci}^- < x_{Ci} < x_{Ci}^+ \\ \left[ \frac{x_{Ci} - x_{Ci}^+}{x_{Ci}^- - x_{Ci}^+} \right]^r & \text{pour } x_{Ci}^+ < x_{Ci} < x_{Ci}^- \\ 0 & \text{pour } x_{Ci} \leq x_{Ci}^- \text{ ou } x_{Ci} \geq x_{Ci}^+ \end{cases} \quad (34)$$

Les trois fonctions de Derringer et Suich utilisées dans le modèle sont représentées dans la *Figure IV-15* pour un paramètre  $r$  égal à un.

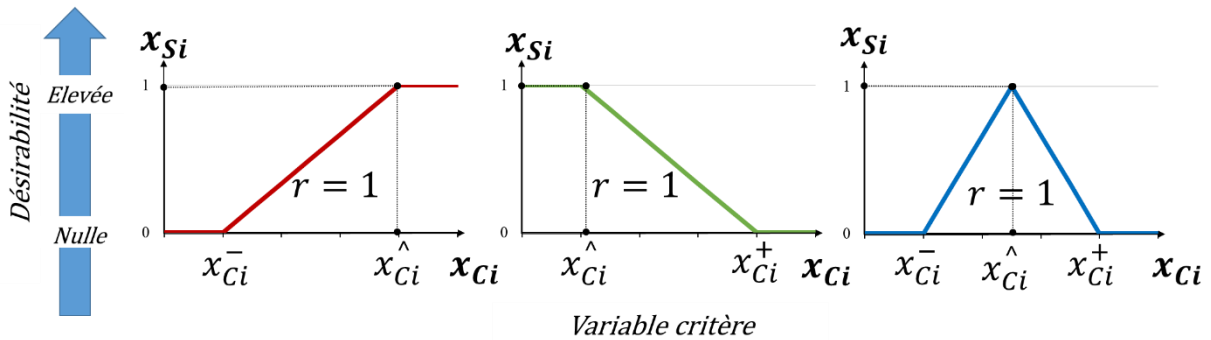


Figure IV-15 : les fonctions de Derringer et Suich – unilatérale croissante en rouge, unilatérale décroissante en vert et bilatérale en bleu.

A l'issue du modèle d'interprétation des préférences du décideur, les variables critères  $\{X_C\}$ , déterminées via le modèle d'évaluation des alternatives, sont transformées en variables de satisfaction  $\{X_S\}$  mesurant le degré de satisfaction du décideur (rôle organisationnel). L'objectif du modèle de décision est alors de déterminer pour chaque alternative son niveau de performance global traduit par les variables objectif  $\{X_o\}$ .

#### IV.2.4 Le modèle de décision

A l'issue des étapes d'évaluation du projet et d'interprétation des préférences du décideur, le résultat obtenu est l'ensemble des variables de satisfaction pour chacune des alternatives explorées. Parmi cet ensemble d'alternatives, une solution peut être privilégiée via l'utilisation du modèle de décision. Ce modèle repose sur l'agrégation.

L'agrégation est un processus qui permet de synthétiser l'ensemble des valeurs des variables de satisfaction issues de l'interprétation ( $X_S$ ), par le biais d'un opérateur d'agrégation dont résulte une valeur numérique unique qui traduit l'appréciation globale de chaque alternative étudiée. Cette valeur sera appelée variable objectif  $\{X_o\}$ .

Le recours à une telle approche permet de transformer le problème de décision multicritère en un problème de décision monocritère. De ce fait, il est beaucoup plus aisé de discriminer directement les alternatives. L'agrégation permet également d'automatiser le processus et de traiter ainsi un grand nombre d'alternatives.

La variable issue de ce modèle de décision doit être à même de refléter effectivement les préférences du décideur qui est à ce niveau l'Unité Organisationnelle.

La première étape est la pondération des critères par le décideur qui consiste à attribuer une valeur d'importance relative à chaque critère. L'établissement de la pondération est donc entièrement fonction du décideur et peut avoir une influence non négligeable sur les résultats. Il existe autant de jeux de pondérations que de profils de décideurs. Dans le modèle proposé, chaque profil de décideur possède son propre jeu de pondérations ( $w_i$ ) qui traduit ses intérêts dans le projet. De ce fait, le décideur est intégré au modèle qui fournit un choix.

La deuxième étape consiste en l'agrégation. Nous avons choisi d'utiliser une moyenne arithmétique pondérée, qui reste l'opérateur d'agrégation le plus employé, en particulier en économie. Il consiste à additionner les indices d'interprétation  $x_{Si}$ , chacun étant pondéré par un poids noté  $w_i$  :

$$x_{Oi} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i x_{Si}}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (35)$$

Le principal avantage de la moyenne arithmétique pondérée réside dans le fait qu'elle est intuitive et qu'elle permet de refléter l'importance proportionnelle des différents indices d'interprétation (Choo, et al., 1985). Toutefois, cet opérateur néglige tous les phénomènes compensatoires.

### IV.3 Application déterministe de la méthode

Afin d'illustrer la démarche déterministe présentée que nous venons de détailler, une comparaison de différentes alternatives en phase de conception est réalisée. Cette comparaison est effectuée en considérant deux variables critères : l'estimation des coûts de construction *CAPEX* (en \$/kW de capacité de production) et l'électricité produite *Eel* (en kWh/m<sup>2</sup>/an).

Les données utilisées pour la description des alternatives proviennent essentiellement d'une étude menée pour le laboratoire national de l'énergie renouvelable (NREL) américain (Black & Veatch, 2012). Ces données ont été retenues car elles sont très fréquemment réutilisées dans de nombreux projets et études. Elles ont été utilisées pour décrire les niveaux de généralité *BA*, *BB*, *CA*, *CB* et *DA* (PTC et T).

Les niveaux de généralité *DA* (LFR) et *DB* ont été renseignés au moyen d'une seconde étude (Parsons Brinckerhoff, 2014). Le chapitre V reviendra sur la manière dont nous avons développé notre base de données, à partir des sources accessibles.

Les différentes variables de conception  $\{X_D\}$  décrivant les alternatives considérées dans cette application sont résumées dans le *Tableau IV-11*.

*Tableau IV-11 : Variables de conception des alternatives explorées*

Description des variables		Niveaux de généralité					
Type de variables	Variables	Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db
Variables de conception $\{X_D\}$	$E_{el}$	CF	Capacity	$\eta_{Plant}$	SM	$\eta_{PipeLoss}$	$p$
							$\eta_{Optical}$
	CAPEX	CAPEX <sub>f</sub>				$C_{Site}$	$H$
						$C_{SF}$	
						$C_{PB}$	

L'ensemble des variables relatives au modèle d'interprétation des préférences du décideur et au modèle de décision sont présentées dans le *Tableau IV-12*. Le décideur considéré est le porteur du projet (*Developer*).

Notons que pour les niveaux de généralité *BA*, *BB* et *DB*, *Eel* est une variable critère à maximiser (fonction de désirabilité unilatérale croissante) ce qui traduit une volonté de déterminer la filière d'énergie renouvelable la plus adaptée au site d'implantation considéré, puis de choisir la capacité de production adéquate pour la filière sélectionnée. En revanche, pour les niveaux *CA*, *CB* et *DA* cette quantité est à cibler (fonction de désirabilité bilatérale).

D'autre part, *CAPEX* est une variable à minimiser quel que soit le niveau de généralité (fonction de désirabilité unilatérale décroissante).

Ces variables sont le reflet des préférences du décideur qui est de ce fait intégré à la méthode dont le résultat est le choix dit optimal pour ce décideur et ses critères.

Tableau IV-12 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision

Entités	Description des variables		Niveaux de généralité						
			Ba	Bb	Ca	Cb	Da	Db	
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$	"Developer"						
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$	0						
	Poids du critère	$w_i$	$E_{el}$	0,6					
CAPEX			0,4						
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	unilatérale croissante		bilatérale		unilatérale croissante		
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$	0		100 kWh/m <sup>2</sup> /an		180 kWh/m <sup>2</sup> /an		
		$x_{c+}$	-		350 kWh/m <sup>2</sup> /an		-		
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	3		180 kWh/m <sup>2</sup> /an		220 kWh/m <sup>2</sup> /an		
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	unilatérale décroissante						
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$	CAPEX	-					
				$x_{c+}$	6000 \$/kW de capacité de production				
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	2000 \$/kW de capacité de production						
Coefficient de courbure	$r$	1							

L'ensemble des variables critères  $\{X_C\}$ , variables de satisfaction  $\{X_S\}$  et variables objectifs  $\{X_O\}$  considérées dans cet exemple sont synthétisées dans le *Tableau IV-13* et dans le *Tableau IV-14*.

Tableau IV-13 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité BA et BB.

Description des variables			Niveaux de généralité			
Type de variables	Variables		Ba		Bb	
			Eolien	Solaire	10 MW	100 MW
Variables critères $\{X_C\}$	$x_c$	$E_{el}$	0	1	1	2
		CAPEX	2700	4600	3300	4000
Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$x_s$	$E_{el}$	0,00	0,33	0,17	0,50
		CAPEX	0,83	0,35	0,68	0,50
Variable objectif $\{X_O\}$	$x_o$		0,33	0,34	0,37	0,50

Tableau IV-14 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité CA, CB, DA et DB.

Description des variables			Niveaux de généralité									
Type de variables	Variables		Ca		Cb			Da			Db	
			PV	CSP	SM = 1,4	SM = 2	SM > 2	PTC	T	LF	H=9,6 ; n=22 ; p=1,4	H=9,6 ; n=48 ; p=2,9
Variables critères $\{X_C\}$	$x_c$	$E_{el}$	120	300	170	280	600	300	320	210	200	140
		CAPEX	2400	5700	4700	6000	7500	5000	7000	3800	2800	2300
Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$x_s$	$E_{el}$	0,25	0,29	0,88	0,41	0,00	0,29	0,18	0,82	0,50	0,00
		CAPEX	0,90	0,08	0,33	0,00	0,00	0,25	0,00	0,55	0,80	0,93
Variable objectif $\{X_O\}$	$x_o$		0,51	0,21	0,66	0,25	0,00	0,28	0,11	0,71	0,62	0,37



Au premier niveau, *BA*, deux filières d'énergies renouvelables sont explorées, le solaire et l'éolien, pour un même site d'implantation potentiel. Ce site est caractérisé par le caractère favorable de son environnement (le même site a deux notes distinctes suivant la filière, solaire ou éolien, envisagée) Les technologies des deux filières sont évaluées via leurs facteurs de capacité *CF*. Ces alternatives sont évaluées à travers l'ordre de grandeur moyen de l'électricité qu'elles pourraient produire étant donné leur *CF* et le caractère favorable de l'environnement naturel du site. Cette estimation de l'électricité est représentée sur une échelle discrète [-3 ;3]. Les préférences du décideur sont traduites via les fonctions de désirabilité. Les variables de satisfaction obtenues sont ensuite pondérées (*Eel* prédomine sur le *CAPEX*) et agrégées de façon à sélectionner l'alternative satisfaisant au mieux le décideur. Dans ce cas, le solaire est privilégié face à l'éolien en raison des conditions de site.

Au niveau *BB*, la filière solaire est sélectionnée. Il convient de comparer deux centrales ayant des capacités nettement différentes (10MW et 100MW). La démarche est la même qu'au niveau précédent. La centrale de capacité 100MW répondant au mieux aux attentes du décideur est sélectionnée.

Pour les niveaux de généralité suivants, l'*Eel* ne sont plus évalués via une note sur l'échelle discrète [-3 ;3] mais via ses valeurs calculées. Au niveau *CA* une centrale PV est comparée à une centrale CSP. Bien que la solution PV soit privilégiée face à la solution CSP vis-à-vis des deux critères considérés dans cette application, le choix est fait de poursuivre l'application avec le CSP et d'illustrer le cheminement suivi pour les niveaux de généralité inférieurs. Au niveau *CB*, le choix du CSP étant fait, deux stratégies d'exploitation sont comparées, sans stockage d'énergie ( $SM=1.4$ ) ou avec stockage d'énergie ( $SM=2$  et  $SM>2$ ). La solution sans stockage est favorisée car moins coûteuse et répondant à la demande en électricité.

Au niveau *DA* (*Figure IV-16* et *Figure IV-17*), trois technologies, T, PTC et LFR sont envisagées. La tour solaire est nettement la solution étant la moins adaptée aux attentes du décideur car trop coûteuse à construire. Le LFR est retenue pour son coût très attractif par rapport au PTC.

Au dernier niveau de généralité *DB*, deux configurations de centrales LFR sont étudiées et permettent de guider la solution vers le dimensionnement du dispositif.

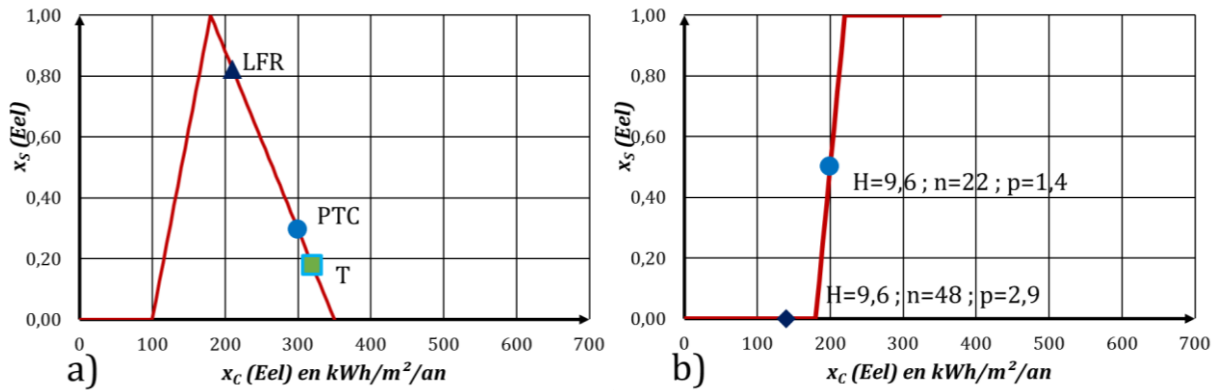


Figure IV-16 : Comparaison de la désirabilité de la variable Eel des alternatives PTC, T et LFR au niveau de généricité DA (a) et « H=9.6m ; n=22 ; p=1.4m » et « H=9.6m ; n=48 ; p=2.9m » au niveau de généricité DB (b).

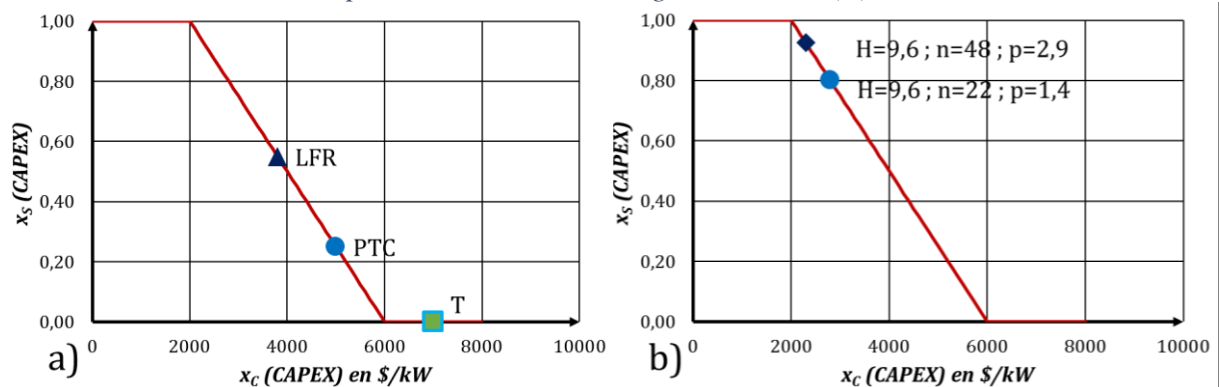


Figure IV-17 : Comparaison de la désirabilité de la variable CAPEX des alternatives PTC, T et LFR au niveau de généricité DA (a) et « H=9.6m ; n=22 ; p=1.4m » et « H=9.6m ; n=48 ; p=2.9m » au niveau de généricité DB (b).

Les résultats présentés dans cet exemple, bien qu'étant partiels, illustrent la manière dont le modèle permet d'accompagner le processus progressif de conception. Ils posent aussi la question de la prise en compte des incertitudes susceptibles de biaiser la prise de décision.

Les alternatives sélectionnées seraient-elles les mêmes si le modèle utilisé permettait l'intégration des nombreuses incertitudes inhérentes à la fois au projet et à son environnement ?

Quelle est la robustesse de la solution retenue vis-à-vis de ces incertitudes ?

En effet, en ce qui concerne l'incertitudes sur les données par exemple, nous avons recensés d'autres valeurs dans la base de données présentée au chapitre V que celles considérées dans cet application et cela pour les mêmes variables.

## **IV.4 Conclusion**

Un état de l'art des domaines de la gestion des risques, de la gestion de projet et de la modélisation d'entreprise a permis d'établir le cahier des charges de la méthode développée. Ce cahier des charges a été spécifié pour le domaine des énergies renouvelables et plus précisément pour celui de la filière solaire, avec un intérêt tout particulier pour les technologies du CSP.

La méthode proposée doit, du point de vue du projet et de son environnement, respecter les conditions suivantes :

- être dynamique pour considérer l'évolution du projet dans le temps (1) ;
- être multi-échelle et donc permettre d'adapter la finesse de la représentation du système (2) ;
- être multi-vues afin d'intégrer tous les aspects du projet et de son environnement, de même que les diverses et nombreuses interactions (3) ;
- permettre la prise de décision (4) ;
- être compatible avec les méthodes de gestion de projet (5).

A cette fin, nous proposons un cadre de modélisation servant de support à la méthode et ayant pour but de faciliter la modélisation du projet en tant que système complexe. Ce cadre repose sur l'architecture de référence GERAM et les normes ISO 19439 et ISO 19440.

Le cadre proposé est construit suivant les trois axes que sont le cycle de vie, la genericité et les vues de modélisation.

Le cycle de vie répond à la prise en compte de l'aspect dynamique du projet (1) via l'intégration des principaux processus et activités constituant le projet.

La genericité permet d'être conforme au caractère multi-échelles du projet (2). Cet axe permet d'adapter le modèle aux différents domaines explorés que sont les Energies renouvelables incluant les Energies solaires englobant elles-mêmes la technologie CSP. De plus, au sein d'un même niveau de genericité, il est possible d'ajuster le niveau de détail du modèle.

Les vues de modélisation sont constituées de l'ensemble des entités de projet. Chaque entité est caractérisée par des attributs. L'usage des vues de modélisation est une réponse aux problématiques de l'intégration de tous les aspects du projet (3) et de la compatibilité avec les méthodes de gestion de projet (5). De plus, la représentation des interactions inhérentes au projet (3) et la prise de décision (4) sont rendues possibles par la nature des attributs ( $X_P$ ,  $X_D$ ,  $X_E$ ,  $X_I$ ,  $X_C$ ,  $X_S$  et  $X_O$ ) et les différents modèles d'évaluation, d'interprétation et de choix des alternatives (*Figure IV-18*).

Un exemple partiel a été mis en œuvre pour illustrer comment l'ensemble du processus peut être mis en œuvre en phase de conception.

Le risque étant l'effet de l'incertitude, il paraît à ce stade indispensable de prendre en compte cette incertitude dans le cadre de gestion de projets et de la prise de décision, en particulier dans un domaine novateur tel que les énergies renouvelables où le retour d'expérience est restreint.

Dans le chapitre suivant, nous proposerons une adaptation de la méthode de la méthode de gestion de projets et d'aide à la décision que nous venons de présenter à la prise en compte des incertitudes et donc des risques dans le contexte des énergies renouvelables.

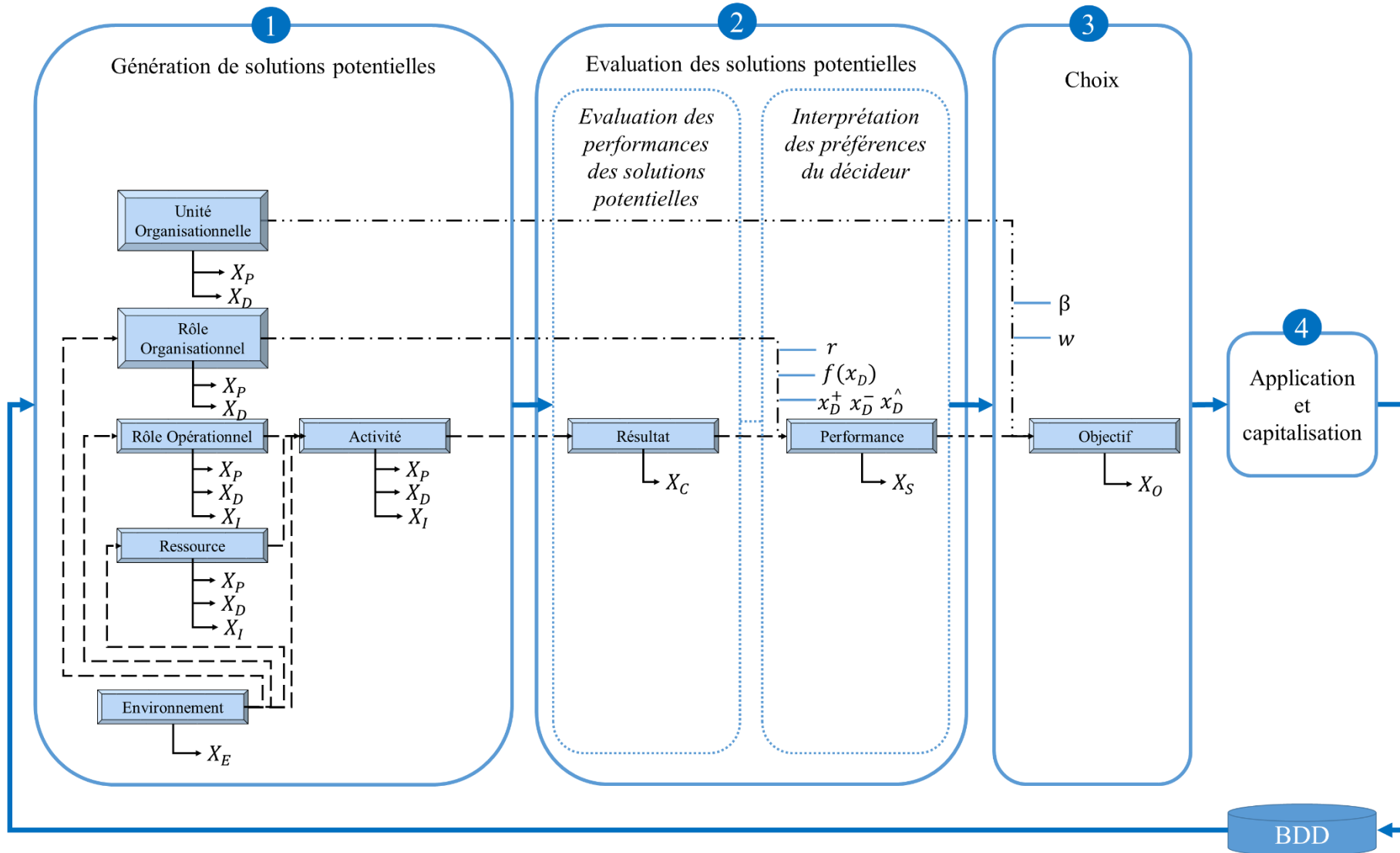


Figure IV-18 : Le processus de prise de décision

## V. Extension de la méthode de gestion de projet et d'aide à la décision au contexte incertain

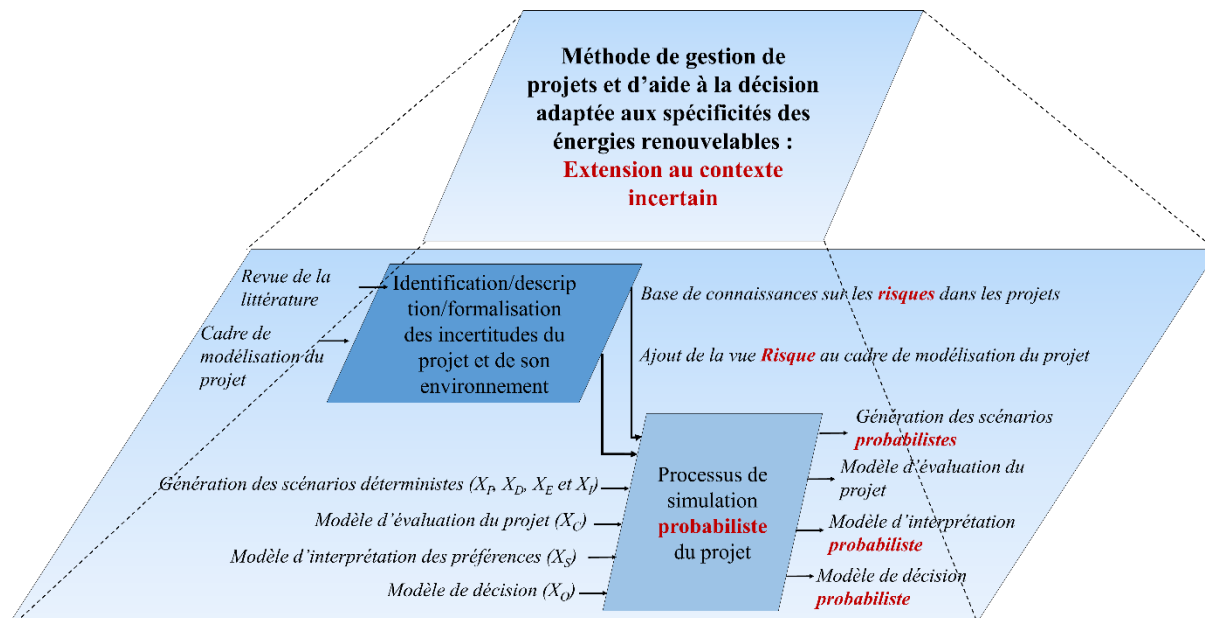


Figure V-1 : Schéma représentatif de l'organisation du chapitre V

### V.1 Introduction

Jusqu'à présent, nous avons considéré un modèle déterministe du projet et de son environnement. En réalité, le manque de connaissances rend souvent une représentation déterministe de la réalité « limitée ».

Plutôt que de masquer le problème du manque de connaissances, il est intéressant au contraire d'intégrer le caractère imparfait des données. Il est donc crucial de représenter l'incertitude au sein du modèle qui doit être capable de la prendre en considération pendant la simulation du déroulement du projet.

L'incertitude fait références à la véracité de l'information en raison de la variabilité du phénomène ou du crédit accordé à la source de l'information. Le formalisme probabiliste sera utilisé pour représenter et manipuler les nombreuses incertitudes inhérentes au projet et à son environnement. En effet, il existe différents cadres théoriques de représentation et de manipulation des données imparfaites (sous-ensembles flous, probabilités, possibilités ou fonctions de croyances) et celui de la théorie des probabilités est adapté à la gestion de l'incertitude (Masson, 2005).

L'adaptation du modèle doit néanmoins être compatible avec le cahier des charges évoqué dans la section précédente. En effet, la méthode doit permettre de gérer les risques tout

en conservant son caractère dynamique, multi-échelles, multi-vues, facilitateur de la prise de décision et compatible avec les méthodes de gestion de projet.

L'intégration des incertitudes requiert de procéder à :

- L'identification des sources d'incertitudes exogènes ou endogènes ;
- La documentation de ces incertitudes ;
- La formalisation de ces incertitudes ;
- La propagation de ces incertitudes à travers le processus de simulation du projet ;
- L'intégration de ces incertitudes dans le processus de décision.

Chacune de ces étapes sera supportée par une base de connaissances dont la méthodologie d'élaboration sera présentée. Cette base de connaissances permettra alors :

- D'assurer la cohérence des variables choisies pour représenter le projet et son environnement ;
- De décrire les différents facteurs de risque découlant de ces variables et a posteriori les événements risqués ;
- De documenter les variables incertaines du projet et de son environnement via l'attribution de distribution de probabilités.

Enfin, un exemple de projet en phase de conception sera traité afin d'illustrer l'adaptation de la méthode présentée. Les résultats obtenus seront comparés à ceux produits dans le cadre de l'exemple déterministe de la section précédente.

## **V.2 L'identification, la description et la formalisation des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement**

Cette première partie a pour objectif de détailler la démarche d'identification et de description des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement.

La phase d'identification des incertitudes s'est appuyée sur l'élaboration d'une base de connaissances sur les risques dans les projets du génie civil et des énergies renouvelables. Cette base de connaissances, non exhaustive, a pour vocation d'être continuellement enrichie selon le retour d'expérience acquis, en parallèle avec l'amélioration du modèle.

L'élaboration de la base de connaissances effectuée, une seconde revue de littérature a été réalisée pour décrire les incertitudes identifiées.

### **V.2.1 Méthodologie d'élaboration d'une base de connaissances sur les risques dans les projets**

La base de connaissances a été construite selon deux approches complémentaires, ascendante et descendante. Ces deux approches menées en parallèle doivent permettre l'identification et la structuration des variables incertaines du projet et de son environnement. Ces approches sont présentées en *Figure V-2*.

L'approche ascendante débute par l'identification des facteurs de risque progressivement agrégés les uns aux autres tandis que l'approche descendante est initiée par l'identification d'indicateurs environnementaux qui sont par la suite décomposés en facteurs de risque. L'emploi de ces deux approches permet d'assurer la cohérence de la base de connaissances.

La base documentaire exploitée contient trente-quatre références (Annexe II) majoritairement issues d'articles publiés dans des journaux scientifiques. Ces articles proposent des revues de risques dans les projets du génie civil (16 références), des énergies renouvelables (3 références), des énergies solaires (6 références) et du CSP (9 références).

L'exploitation et la formalisation des facteurs de risques, comprenant l'analyse des variables qui leur sont liés et la quantification des grandeurs est une tâche qui requiert une méthodologie rigoureuse, vue la masse de données traitées. Nous allons la détailler dans les pages qui suivent.



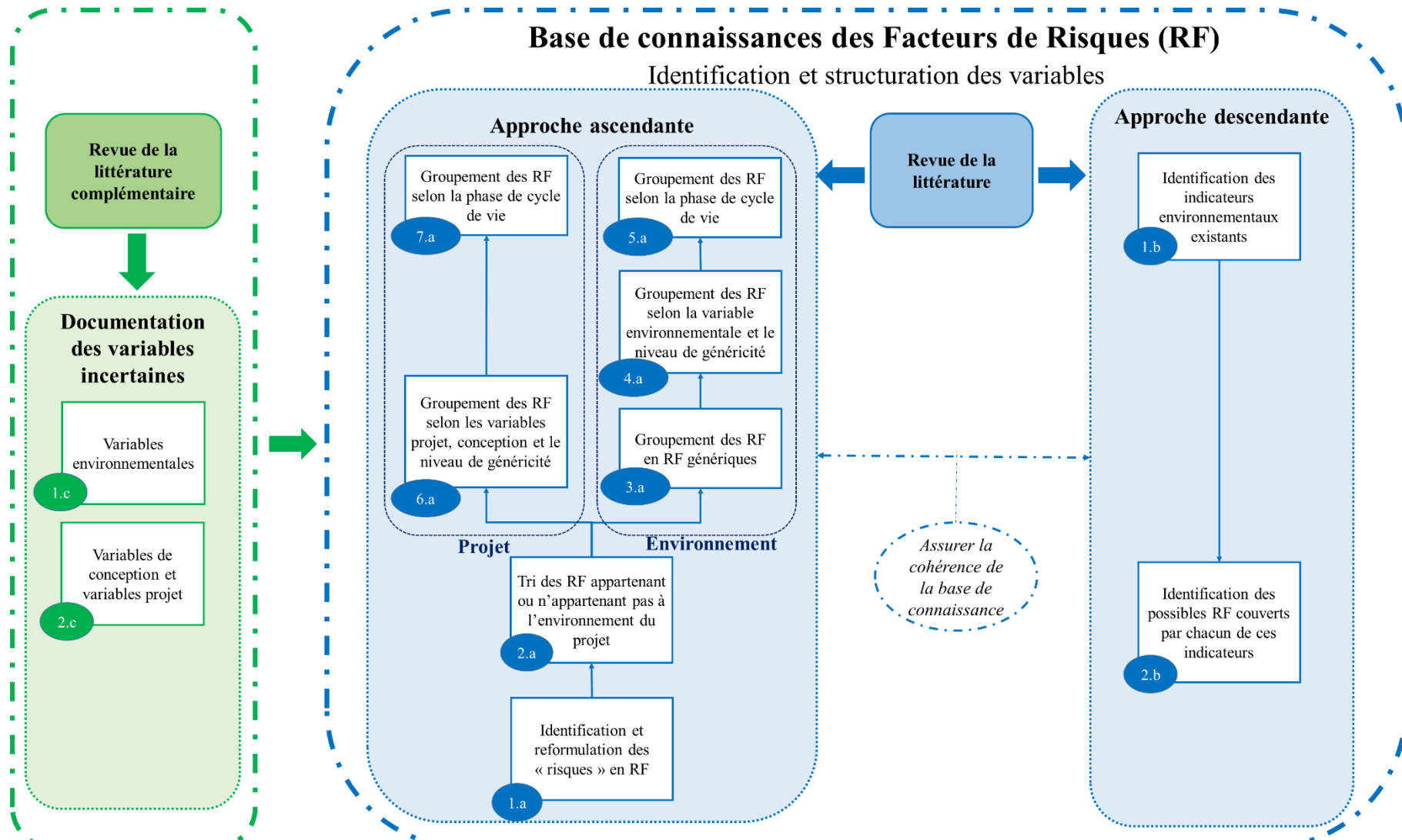


Figure V-2 : Description de la méthode d'élaboration de la base de connaissances selon les démarches ascendante (a) et descendante (b)

### ***V.2.1.1 Approche ascendante : identification et analyse des facteurs de risques selon le niveau de généralité***

A travers l'étude de la littérature, six cent quarante-huit « risques » ont été identifiés. Le terme « risques » est volontairement employé ici pour traduire la terminologie confuse associée aux risques dans la littérature. En effet, ce terme peut correspondre aussi bien, dans les sources documentaires à un facteur de risque (source) qu'à un événement risqué voire même aux conséquences possibles de cet événement. De plus, le risque a quasi-systématiquement une connotation négative contrairement à la définition de la norme ISO 31 000 (2010). Cet écueil classique induit une grande confusion : dénomination identique de concepts différents, formulation différente de concepts similaires, confusion entre cause et conséquences... Il a été rencontré dans les travaux de Mehdizadeh, qui avait tenté de les résoudre pour classer et analyser les facteurs de risques et événements risqués, mais sans disposer des ressources de l'ontologie que nous avons mise en place (Mehdizadeh, 2012).

La *Figure V-2* illustre les principales étapes de la démarche. La première étape (1.a) de l'approche ascendante est celle de la reformulation des différents « risques » en facteurs de risque (RF). Une fois reformulés, les différents facteurs de risque sont triés (2.a) suivant qu'ils soient endogènes (appartenant au projet) ou exogènes (appartenant à l'environnement).

A l'issue de ce tri, 330 RF ont été retenus pour l'environnement. Les différents RF exogènes ont été regroupés en RF de niveau plus générique (3.a), évitant d'avoir une quantité trop importante de RF identifiés par rapport au nombre de variables du modèle. Le deuxième écueil pallié par cette agrégation est celui des redites et des éventuels recoupements entre facteurs de risque. Sont par exemple réunis dans le RF générique « Efficacité (lourdeur) règlementaire/administrative », les RF exogènes relatifs aux délais d'obtention des nombreux et différents permis, au nombre de permis à obtenir, à la durée de validité de ces permis et enfin à la complexité des démarches nécessaires dans le cadre de leurs dépôts. Au total, l'agrégation des 330 RF exogènes conduit à la création de 60 RF génériques qui sont présentés en Annexe III.

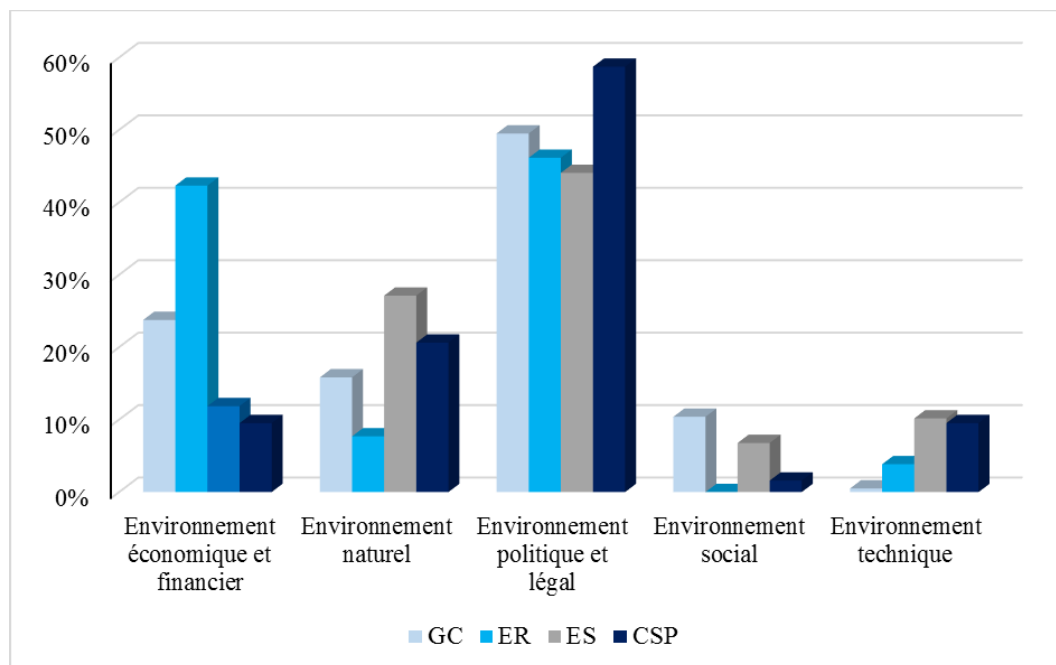
Dès lors, chacun de ces RF génériques est alors rattaché à une variable environnementale (4.a) permettant de décrire l'environnement du projet. Selon la variable environnementale à laquelle ils sont rattachés, ils sont associés au(x) niveau(x) de généralité et de détails pour lesquels la variable est décrite (5.a). Il en est de même pour le niveau du cycle de vie où la variable environnementale est employée.

Cette étape assure la cohérence avec les axes de la généralité et du cycle de vie du cadre de modélisation. Les différents RF génériques couvrent donc l'intégralité des aspects politiques, légaux, économiques, financiers, sociaux, techniques et naturels de l'environnement du projet. Conformément au modèle, ils sont génériques (génie civil) puis de plus en plus spécifiques (CSP). Un RF appartenant au niveau de généralité du génie civil sera valable pour les niveaux supérieurs (énergies renouvelables, énergie solaire et CSP) comme c'est le cas par exemple de l'absentéisme et de la productivité de la main d'œuvre fréquemment cités pour les projets du génie civil mais tout aussi valables pour les projets d'énergie renouvelable quels qu'ils soient. A contrario, un RF appartenant par exemple au niveau de généralité du CSP n'est pas forcément

présent pour les niveaux de généricité inférieurs (génie civil, énergie renouvelable et énergie solaire), comme c'est le cas pour l'ensoleillement normal direct sur site (DNI).

L'histogramme de la *Figure V-3* synthétise, pour les différents niveaux de généricité (GC, ER, ES et CSP) et les différentes composantes définissant l'environnement du projet, la fréquence de citation (par les sources documentaires) des facteurs de risques retenus. Il illustre le poids respectif que les auteurs accordent à ces RF.

Pour éviter le biais imposé par le nombre de références relatives à chaque domaine de projet l'histogramme présente les fréquences de citation pondérées par le nombre de références par niveau de généricité. Toutefois, d'autres biais sont susceptibles d'exister et n'ont pu être évités. Il s'agit notamment de la perspective de l'auteur (du point de vue de quel acteur du projet se place-t-il ?), de la phase de cycle de vie du projet considérée ou encore de la zone géographique concernée.



*Figure V-3 : Fréquences de citation des RF retenus pour les différents niveaux de généricité et les composantes de l'environnement du projet.*

Le premier constat concerne l'environnement politique et légal du projet qui représente la grande majorité des RF cités (plus de 50 % pour les CSP). Les RF relatifs à cet aspect de l'environnement sont équitablement répartis entre les quatre domaines de projet. En effet, tout projet est fortement soumis à l'influence du contexte politique et légal du pays dans lequel il se déroule. Il en est de même pour l'environnement économique et financier qui inclut notamment les taux de change, l'inflation et les facteurs de localisation. Cette dimension de l'environnement du projet constitue le second pôle de RF le plus cités dans la littérature pour les domaines du génie civil et des énergies renouvelables et le troisième pôle pour les énergies solaires et le CSP.

A contrario, bien que l'environnement naturel soit cité dans les quatre domaines de projet, il l'est davantage pour les énergies solaires et le CSP. En effet, cet aspect représente le deuxième pôle de RF pour ces deux domaines (20 et 25 % des citations). Cela est dû notamment, aux RF relatifs à la ressource énergétique disponible sur site. Cependant, quel que soit le projet, en phase de construction, des intempéries sont susceptibles d'entraîner des retards et en phase d'exploitation et maintenance, d'occasionner des pertes d'exploitation.

L'environnement social couvre les aspects liés au niveau de qualification, à la productivité et à l'absentéisme de la main d'œuvre. Il n'est donc pas aberrant que ces RF soient fortement présents dans le domaine du génie civil, ce domaine faisant appel à une main d'œuvre nombreuse et de qualifications diverses. A l'inverse, ces RF sont peu ou pas représentés pour les autres domaines. Cette différence peut s'expliquer dans le cas des énergies solaires et du CSP, par un faible besoin de main d'œuvre et surtout par le niveau de qualification requis moindre pour la majorité des ressources humaines. Toutefois, la proportion de RF relatifs à l'environnement social reste faible, quel que soit le type de projet comparativement aux autres aspects de l'environnement du projet.

L'environnement technique du projet n'est que peu cité pour les domaines du génie civil et des énergies renouvelables. A l'inverse, il représente une proportion non négligeable des RF relatifs aux projets d'énergie solaire et de CSP. En effet, cet aspect de l'environnement traduit les considérations portées au raccordement des centrales de production d'énergie au réseau électrique. Ce point est problématique notamment dans les cas de centrales solaires développées dans les régions désertiques présentant des ressources énergétiques attractives mais des infrastructures peu développées ou parfois absentes.

### ***V.2.1.2 Approche descendante***

L'étude de la littérature a permis d'identifier un ensemble de dix-neuf indicateurs environnementaux globaux (hors avis d'experts) utilisés pour décrire le contexte environnemental du projet. Le facteur de localisation FL, le rayonnement global horizontal GHI, le rayonnement direct normal DNI et le taux de salissure CI pour lesquels aucun indicateur environnemental global n'est disponible feront l'objet d'une analyse spécifique. Ces dix-neuf indicateurs sont les suivants :

- L'indicateur *PSAVT* (*Political Stability and Absence of Violence and Terrorism*) a été développé par la Banque Mondiale de façon à fournir une évaluation de la probabilité d'occurrence de violences politiquement motivées. Ces violences incluent le terrorisme, les guerres civiles ou internationales et les conflits sociaux.
- L'indicateur *TRI* (*Turmoil Risk Indicator*) propose une indication de la probabilité d'occurrence actuelle (*TRI1*) et potentielle (*TRI2*) d'actions pouvant résulter en dommages aux biens ou aux personnes.
- L'indicateur *ICRG* (*International Country Risk Guide*) permet une évaluation des conflits internes (*IC*) et des conflits externes (*EC*).
- L'indicateur *COC* (*Control of Corruption*) produit par la Banque Mondiale de même que l'indicateur *ICRG* (*C*) (*Corruption*) fournissent une estimation du niveau de corruption dans le pays considéré.

- L'indicateur *ROL (Rule of Law)* de la Banque Mondiale et le *ICRG (LAO) (Law and Order)* décrivent le niveau de confiance qu'il est possible d'avoir en la valeur de la loi.
- Les indicateurs *GE (Government Effectiveness)* et *RQ (Regulatory Quality)* de la Banque Mondiale et *ICRG BQ (Bureaucracy Quality)* permettent l'estimation de la capacité d'un gouvernement à garantir la qualité et la stabilité des réglementations.
- Les indicateurs *AIRC (Annual Inflation Rate Change)* et *ERS (Exchange Rate Stability)* traduisent la stabilité économique et financière d'un Etat à travers la variation annuelle des taux d'inflation et de change.
- Les indicateurs *PI1, PI2, PI3 (Productivity Indicators)* renseignent sur la productivité de la main d'œuvre dans chaque pays.
- Les indicateurs *LP (Logistic Performance)* et *IQ (Infrastructure Quality)* évaluent le niveau moyen de développement des infrastructures d'un état.

Le *Tableau V-1* récapitule ces différents indicateurs environnementaux en leur attachant les *variables environnementales*  $\{X_E\}$  pertinentes à partir de la description donnée par les auteurs pour chacun des indicateurs. Ces RF sont comparés à ceux obtenus précédemment avec l'approche ascendante.

Tableau V-1 : Récapitulatif des différents indicateurs environnementaux considérés pour chacune des variables environnementales et exemples de RF associés

Variables environnementales $\{X_E\}$	Facteurs de risque RF	Libellés des indicateurs	Références des indicateurs
Absence de violence et de terrorisme	Menaces aux personnes par des groupes politiques Menaces à la propriété par des groupes politiques Émeutes Grèves à caractère politique conduisant à la violence Différends avec d'autres pays pouvant influencer sur les activités Activités de terrorisme et de guérilla Guerre civile ou internationale Criminalité de rue pouvant influencer sur les activités Crime organisé ayant un impact sur la stabilité politique Crime organisé ayant un impact sur les entreprises	PSAVT TR11 TR12 ICRG (IC) ICRG (EC)	(Kaufmann, et al., 2010) (The PRS Group, 2015) (The PRS Group, 2015) (The PRS Group, 2015) (The PRS Group, 2015)
Absence de corruption	Demandes de paiements et de pots de vin liés aux permis d'importation et d'exportation Demandes de paiements spéciaux et de pots de vin liés aux contrôles des échanges	COC ICRG (C)	(Kaufmann, et al., 2010) (The PRS Group, 2015)
Valeur de la loi	Caractère exécutoire des contrats Altération des contrats Protection des droits de propriété intellectuelle Protection des droits de propriété Efficacité du cadre juridique Indépendance de la justice Rapidité du processus judiciaire et égalité de traitement des étrangers et des nationaux devant la loi	ROL ICRG (LAO)	(Kaufmann, et al., 2010) (The PRS Group, 2015)
Qualité de la réglementation et de l'administration	Qualité et stabilité des politiques et des réglementations Qualité de la réglementation environnementale Qualité de la réglementation du travail (emploi) Quotas d'importation/exportation Tarifs (taxes) de l'importation/exportation Contrôle des prix Lourdeur réglementaire/administrative Efficacité et/ou opacité bureaucratique	GE RQ ICRG (BQ)	(Kaufmann, et al., 2010) (Kaufmann, et al., 2010) (The PRS Group, 2015)
Stabilité de la structure économique et financière	Stabilité de taux d'inflation annuel Stabilité du taux de change	AIRC ERS	(The PRS Group, 2015) (The PRS Group, 2015)
Productivité de la main d'œuvre	Productivité de la main d'œuvre	PI1 PI2 PI3	(BLS, 2016) (OECD, 2016) (Trading Economics, 2016)
Qualité des infrastructures	Qualité des infrastructures	GE LP IQ	(Kaufmann, et al., 2010) (World Economic Forum, 2016) (World Economic Forum, 2016)

La comparaison des listes de RF obtenues via les deux approches sont comparées, ce qui permet de vérifier la cohérence de la base de connaissance. Les indicateurs présentés serviront également à la déduction des valeurs des variables environnementales.

## V.2.2 Documentation des variables incertaines

Une fois les sources d'incertitudes (RF) inhérentes au projet et à son environnement identifiées, l'enjeu est de décrire ces incertitudes de façon réaliste. A cet effet nous avons procédé à une revue complémentaire de la littérature pour documenter les variables incertaines du modèle. En effet, certaines variables de description sont potentiellement incertaines et doivent alors le cas échéant, être représentées par des variables aléatoires. Pour rappel, les variables de description sont l'ensemble des variables qu'elles soient dites de conception  $\{X_D\}$ , de projet  $\{X_P\}$  ou environnementales  $\{X_E\}$ . Elles permettent la description du comportement d'une alternative de même que l'évaluation de cette alternative via la détermination des variables critères  $\{X_C\}$ .

Cette démarche de documentation est en grande partie justifiée par l'existence dans la littérature de nombreuses valeurs différentes pour une même variable (incertitudes épistémiques). Le *Tableau V-2* illustre cette disparité pour la *variable environnementale DNI* (rayonnement direct normal en Australie Méridionale) et la *variable de conception  $C_{SF}$*  correspondant au coût d'investissement associé à la construction du champ solaire d'une centrale PTC de 100 MW de capacité de production.

*Tableau V-2 : Exemples de valeurs associées aux variables DNI et  $C_{SF}$*

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_E$	DNI	kWh/m <sup>2</sup> /an	2299	(AUSTELA, 2013)
			2080	(3TIER, 2010)
			[2055 ; 2070]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			[2444 ; 2453]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
$X_D$	$C_{SF}$	\$/m <sup>2</sup>	[1800 ; 2400]	(Solargis, 2013)
			364	(Morin, et al., 2012)
			426	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			295	(Mehos, et al., 2016)
			300	(Black & Veatch, 2012)

La disparité des valeurs annuelles moyennes de *DNI* pour l'Australie Méridionale peut s'expliquer notamment par leur résolutions spatiale (plus ou moins fine) et temporelle (séries d'années de mesure plus ou moins longues). D'autre part, les valeurs de coût  $C_{SF}$  présentées correspondent toutes à une même technologie, le miroir parabolique, pour des centrales CSP de capacité de production identiques. De plus, elles ont toutes été converties en \$/m<sup>2</sup> et exemptées des coûts liés à la localisation des sites (Facteur de localisation) par souci d'uniformisation. De ce fait, la disparité peut être principalement imputée aux différences des choix de conception.

Chacune de ces variables aléatoires est de ce fait définie par une distribution de probabilité. La variabilité est ensuite propagée sur l'ensemble du processus via la réalisation de tirages aléatoires (N simulation de Monte Carlo) dans la distribution de chaque variable. Les distributions de probabilité des variables ont été définies sur la base des différentes valeurs disponibles suite à la revue de littérature. Cette revue a pour vocation à être enrichie, ce qui permettra d'affiner les distributions des probabilités des variables incertaines.

Nous décrivons dans un premier temps la documentation des variables incertaines pour les *variables de conception* et les *variables projet*, puis pour les *variables environnementales*.

### ***V.2.2.1 Les variables de conception et les variables projet incertaines***

Les *variables de conception* et les *variables projet* appartiennent au projet. Les *variables projet* sont dites fixées contrairement aux *variables de conception* sur lesquelles il est possible d'agir. Même si elles sont fixées, certaines de ces variables sont incertaines du fait de leur connaissance imparfaite et nécessitent, sous réserve de disposer d'une information suffisante, de rechercher par quelle distribution connue elles peuvent être représentées.

La démarche de documentation des variables incertaines est illustrée à travers l'exemple du *facteur de capacité* annuel moyen de la centrale solaire CSP ( $CF$ ) dont la valeur (ici la distribution de valeurs) est conditionnée par celle du *multiple solaire* ( $SM$ ) au niveau de

généricité  $CB$  (Tableau IV-2). En effet, un  $SM$  voisin de un traduit une absence de dispositif de stockage d'énergie contrairement à un  $SM$  supérieur ou égal à 2 correspond à la présence d'un dispositif de stockage d'énergie. L'importance de ce système de stockage d'énergie (en heures de stockage) est proportionnelle à la valeur du  $SM$ .

Le Tableau V-3 présente pour trois valeurs de  $SM$  ( $SM=1.4$ ,  $SM=2$  et  $SM>2$ ) les valeurs de  $CF$  associées que nous avons répertoriées dans la littérature pour des centrales CSP de capacité de production identiques (100MW). L'échantillon se compose de valeurs uniques ou d'intervalles de valeurs. Dans ce deuxième cas, l'intervalle a été substitué par ses bornes.

Tableau V-3 : Valeurs de  $CF$  associées à différents  $SM$

$SM = 1,4$		$SM = 2$		$SM > 2$	
Valeurs de $CF$	Références	Valeurs de $CF$	Références	Valeurs de $CF$	Références
26	(Turchi et al., 2010)	41	(Turchi et al., 2010)	50	(Fichtner, 2010)
43	(Turchi, 2010)	[47 ; 48]	(Turchi, 2010)	56	(Fichtner, 2010)
23	(Hinkley, 2011)	43	(Hinkley, 2011)	67	(Fichtner, 2010)
41	(Hinkley, 2011)	48	(Kolb et al., 2011)	68	(Fichtner, 2010)
[25 ; 28]	(IRENA, 2013)	54	(Fichtner, 2010)	79	(Fichtner, 2010)
[22 ; 24]	(IRENA, 2013)	29	(IRENA, 2013)	43	(IRENA, 2013)
[20 ; 25]	(Purohit, et al., 2013)	55	(IRENA, 2013)	70	(IRENA, 2013)
24	(Zhang, et al., 2013)	56	(Purohit, et al., 2013)	78	(Purohit, et al., 2013)

L'objectif est de construire un modèle stochastique de cette variable afin d'en établir la représentation de sa variabilité par la fonction de répartition cumulée la plus adéquate. La difficulté est que la précision de la modélisation stochastique est directement impactée par la fiabilité et le nombre de données utilisées pour sa modélisation.

L'ajustement d'une loi de probabilité à l'échantillon de valeurs de  $CF$  observées nécessite dans un premier temps le calcul de la fonction de répartition expérimentale. La Figure V-4 (a) présente ces fonctions de répartition expérimentales de  $CF$  pour les trois  $SM$  considérés.

Dans un second temps, les paramètres de la loi théorique sont calculés. Ici, la variable aléatoire  $CF$  suit une loi log-normale de paramètres  $\mu^{log}$  et  $\sigma^{log}$  (moyenne et écart-type du logarithme de la variable) et son logarithme suit donc une loi normale de paramètres  $\mu$  et  $\sigma$  (moyenne et écart-type de la variable) tels que pour une variable aléatoire  $cf > 0$  :

$$f(cf; \mu; \sigma) = \frac{1}{cf} \cdot \frac{1}{\sigma^{log} \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{\ln(cf) - \mu^{log}}{\sigma^{log}} \right)^2} \quad (36)$$

La loi log-normale a été retenue car mieux adaptée à la distribution asymétrique des valeurs empiriques. La Figure V-4 (b) représente les modèles stochastiques associés à la variable incertaine  $CF$ , au niveau de généricité  $CB$ , suivant la valeur prise par le  $SM$ .



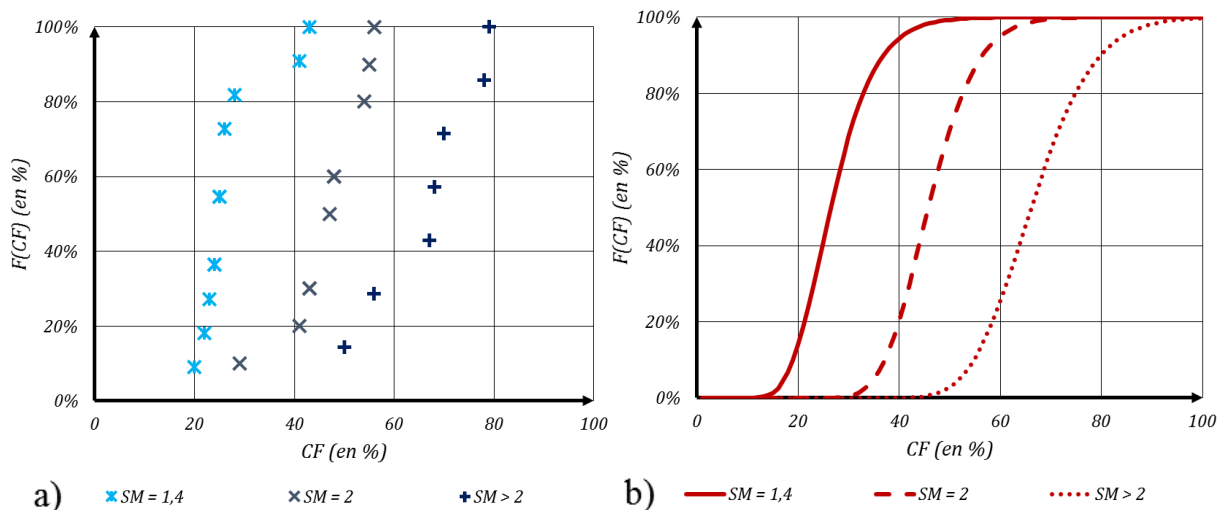


Figure V-4 : Fonctions de répartition expérimentales de  $CF$  pour les trois  $SM$  considérés (a) et modèles stochastiques associés (b)

Le Tableau V-4 résume l'ensemble des paramètres associés aux modèles de  $CF$  pour les trois  $SM$  considérés. Il présente également le coefficient de détermination  $R^2$ , l'erreur type  $RMSE$  (Root Mean Square Error) et l'erreur absolue moyenne  $M.abs$  pour chacun des modèles.

Tableau V-4 : Paramètres du modèle (log-normale) de la variable incertaine  $CF$  au niveau de généralité  $CB$ .

	$SM = 1,4$	$SM = 2$	$SM > 2$
$\mu$	27,36	46,40	66,86
$\sigma$	7,19	7,64	9,89
$\mu^{log}$	3,28	3,82	4,19
$\sigma^{log}$	0,26	0,16	0,15
$R^2$	0,992	0,997	0,997
$RMSE$	0,037	0,019	0,037
$M.abs$	0,015	0,004	0,009

La démarche présentée a été reproduite pour l'ensemble des variables incertaines du projet  $\{X_D\}$  et  $\{X_P\}$  (Annexe IV).

### V.2.2.2 Les variables environnementales

Nous avons cité au paragraphe IV.1.3.2 (p91) L'ensemble des variables environnementales  $\{X_E\}$  permettant de décrire l'environnement du projet. Quatre de ces variables (le facteur de localisation ( $FL$ ), le rayonnement solaire global horizontal ( $GHI$ ), l'ensoleillement direct normal ( $DNI$ ) et le taux de salissure des miroirs ( $Cl$ )) sont traitées de façon identique aux variables incertaines du projet et sont décrites par des modèles stochastiques résultant des valeurs disponibles dans la littérature. A la différence des autres variables environnementales, ces variables interviennent directement dans les calculs du coût et de l'électricité produite et sont exclusivement décrites quantitativement sur des échelles continues. En revanche, elles diffèrent des variables projet et conception par leur dépendance à la localisation géographique du site d'implantation de la centrale.

Pour l'ensemble des autres  $\{X_E\}$  décrites au paragraphe *IV.1.3.2 (p91)* l'enjeu consiste à identifier un modèle de représentation compatible avec les informations disponibles et qui permet la propagation des incertitudes dans le processus - les indicateurs globaux. Ces indicateurs globaux se présentent sous des formats divers (qualitatifs/quantitatifs), avec des échelles disparates et demandent un traitement homogène.

La démarche appliquée à l'ensemble de ces autres  $\{X_E\}$  sera illustrée sur l'exemple de la  $\{X_E\}$  « Absence de Violence et de Terrorisme » décrite à partir du niveau de généralité *BB*.

Les résultats expliqués pour les autres  $\{X_E\}$  seront présentés en Annexe V.

Comme expliqué dans le *Tableau V-5*, cette variable est construite par agrégation de cinq indicateurs issus de la littérature (*PSAVT*, *TRII*, *TRI2*, *ICRG (IC)* et *ICRG (EC)*). Ces indicateurs sont décrits sur des échelles différentes tant par leurs bornes que par leur caractère continu ou discret ou encore quantitatif ou qualitatif.

Le résumé *Tableau V-5* les caractéristiques de ces cinq indicateurs.

*Tableau V-5 : Caractéristiques des indicateurs environnementaux utilisés pour la description de la variable environnementale « Absence de Violence et de Terrorisme ».*

Indicateurs	Références	Qualitatif/Quantitatif	Continu/Discret	Bornes
<i>PSAVT</i>	(Kaufmann, et al., 2010)	Quantitatif	Continu	[-2.5 ; 2.5]
<i>TRII</i>	(The PRS Group, 2015)	Qualitatif	Discret	Low ; very high
<i>TRI2</i>	(The PRS Group, 2015)	Qualitatif	Discret	Low ; very high
<i>ICRG (IC)</i>	(The PRS Group, 2015)	Quantitatif	Continu	[0 ; 12]
<i>ICRG (EC)</i>	(The PRS Group, 2015)	Quantitatif	Continu	[0 ; 12]

L'objectif de la démarche explicitée est celui de la fusion d'informations hétérogènes (origines différentes, nature numérique ou symbolique, valeurs contradictoires) que l'on souhaite représenter dans un cadre unique. Cette démarche se compose de trois étapes qui sont la renormalisation (1), la discrétisation (2) et l'agrégation (3).

La première étape est la renormalisation sur l'échelle continue [-3 ; 3] choisie pour décrire les  $\{X_E\}$ . Dans le cas d'un indicateur décrit qualitativement, comme pour *TRII* et *TRI2*, l'échelle qualitative [Low ; Very high] est transformée en échelle discrète à quatre niveaux [1 ; 4] :

- Low Risk : 4,
- Moderate Risk :3,
- High Risk : 2,
- Very High Risk : 1.

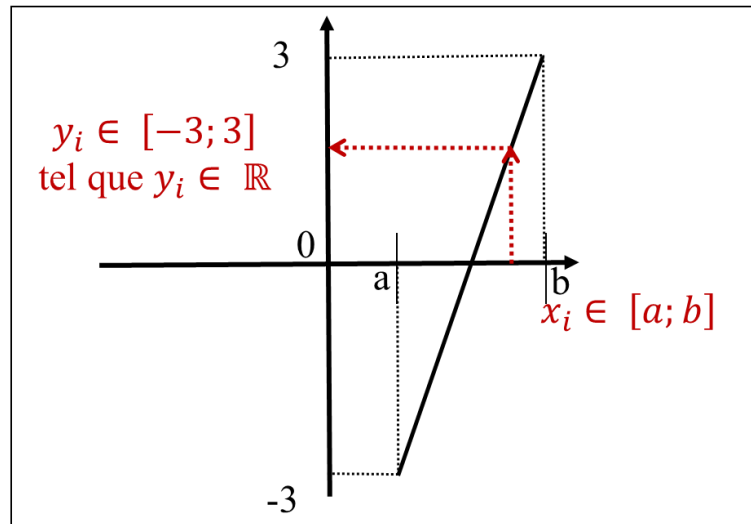
Tout indicateur décrit par une valeur  $x_i$  sur une échelle  $[a ; b]$ , est ensuite renormalisé en une variable  $y_i$  sur l'échelle continue  $[-3 ; 3]$ .

$$y = \alpha x + \beta \quad (37)$$

Avec  $\alpha = \frac{-6}{a-b}$  (38)

$$\beta = \frac{6b}{a-b} + 3 \quad (39)$$

où  $\alpha$  est le coefficient directeur et  $\beta$  l'ordonnée à l'origine de la droite de renormalisation. Cette transformation des valeurs initiales des indicateurs environnementaux est illustrée graphiquement par la *Figure V-5*.



*Figure V-5 : Schéma du processus de renormalisation d'un indicateur décrit par la valeur  $x_i$  sur l'échelle  $[a ; b]$ . La valeur  $x$  devient alors la valeur renormalisée  $y_i$  sur l'échelle continue  $[-3 ; 3]$ .*

La deuxième étape de la démarche est celle de la discrétisation sur l'échelle discrète à sept niveaux  $[-3 ; 3]$ .

Par conséquent, la valeur renormalisée  $y_i$  est représentée par la probabilité  $P(Y_i)$  associée à chacune des valeurs discrètes comprises entre -3 et 3 qu'elle est susceptible de prendre. Cette distribution de probabilité est représentée par une Gaussienne  $\mathcal{N}(y_i ; q_i)$  où  $q_i$  est un paramètre que nous avons introduit dans le modèle afin de caractériser la fiabilité de la référence de l'indicateur. Ce paramètre  $q_i$  est d'autant plus faible que la fiabilité de la référence est grande. Par exemple, nous estimons qu'il est égal à 0.3 pour la Banque Mondiale (*PSAVT*) et à 0.7 dans le cas d'un avis d'expert.

Alors, la probabilité  $P(Y_i)$  que l'indicateur  $y_i$  soit compris dans l'intervalle  $]y_1; y_2]$  est :

$$P(y_1 < Y_i \leq y_2) = \int_{y_1}^{y_2} f(y) dy \quad (40)$$

$$\text{tel que } f(y) = \frac{1}{q\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{y-y_i}{q}\right)^2} \text{ avec } y \in [-3; 3] \text{ tel que } y \in \mathbb{N} \quad (41)$$

On dispose à ce stade, sur l'échelle discrète de Likert à sept niveaux de plusieurs distributions correspondant aux valeurs des différents indicateurs  $y_i$  (ici, pour la  $\{X_E\}$  Absence de violence et terrorisme AVT, cinq indicateurs sont considérés PSAVT, TRI1, TRI2, ICRG (IC) et ICRG (EC)).

La troisième et dernière étape de la démarche est celle de l'agrégation des différentes valeurs renormalisées et discrétisées des indicateurs environnementaux utilisés pour la construction de la  $\{X_E\}$ . Chacun des indicateurs est représenté par sa distribution de probabilité  $P(Y_i)$ . De ce fait, à chaque simulation, suivant la valeur (comprise entre -3 et 3) prise par chacun des indicateurs, le résultat de l'agrégation sera différent.

Alors, la probabilité  $P(X_E)$  que la variable environnementale  $X_E$  soit comprise dans l'intervalle  $]y_1; y_2]$  est :

$$P(y_1 < X_E \leq y_2) = \int_{y_1}^{y_2} f(x_E) dx_E \quad (42)$$

$$\text{Tel que } f(x_E) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x_E-\mu}{\sigma}\right)^2} \text{ avec } x_E \in [-3; 3] \text{ tel que } x_E \in \mathbb{N} \quad (43)$$

$$\text{Avec } \sigma > 0.1 \text{ et } \mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (44)$$

où  $\mu$  est la moyenne des valeurs discrètes  $y_i$  (comprises entre -3 et 3) prises par l'ensemble des indicateurs à agréger et  $\sigma$  leur écart type ne pouvant être inférieur à 0.1.

Le *Tableau V-6* présente les résultats de cette démarche pour les indicateurs environnementaux relatifs à la  $\{X_E\}$  Absence de Violence et de Terrorisme pour les sites Australie et Maroc.

Tableau V-6 : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  sur l'échelle continue [-3 ; 3], des probabilités  $P(Y)$  sur l'échelle discrète [-3 ; 3] pour chaque indicateur. Sont également présentées la distribution de probabilité associée à la variable environnementale pour une réalisation possible. Deux sites sont considérés, l'Australie et le Maroc

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
PSAVT	1,1	1,3	0,3	0%	0%	0%	0%	75%	25%	0%
TRI1	4,0	3,0	0,5	0%	0%	0%	0%	0%	16%	84%
TRI2	4,0	3,0	0,5	0%	0%	0%	0%	0%	16%	84%
ICRG (IC)	9,5	1,8	0,5	0%	0%	0%	1%	30%	62%	7%
ICRG (EC)	11,0	2,5	0,5	0%	0%	0%	0%	2%	48%	50%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Absence de violence et de terrorisme (AVT) - Australie				0%	0%	0%	2%	14%	39%	46%

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
PSAVT	-0,4	-0,5	0,3	0%	0%	46%	54%	0%	0%	0%
TRI1	3,0	1,5	0,5	0%	0%	0%	2%	48%	48%	2%
TRI2	3,0	1,5	0,5	0%	0%	0%	2%	48%	48%	2%
ICRG (IC)	7,0	0,5	0,5	0%	0%	2%	48%	48%	2%	0%
ICRG (EC)	9,5	1,8	0,5	0%	0%	0%	1%	30%	62%	7%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Absence de violence et de terrorisme (AVT) - Maroc				0%	2%	14%	39%	35%	10%	1%

Dans cet exemple, deux informations principales ressortent de l'analyse des distributions de probabilité pour chaque indicateur environnemental. Les notes des indicateurs environnementaux sont meilleures (proches de 3) pour l'Australie que pour le Maroc. Il en est de même en ce qui concerne la dispersion. En effet, elle est nettement inférieure pour l'Australie que pour le Maroc, retranscrivant de ce fait des incertitudes moindres vis-à-vis de la possibilité de violence et de terrorisme dans le pays.

### V.2.3 La formalisation des incertitudes via l'ajout d'une vue dédiée aux risques au sein du cadre de modélisation

Le cadre de modélisation présenté au *paragraphe IV.1 (p 83)* a pour objectif de représenter l'ensemble des concepts décrivant un projet et son environnement de même que les nombreuses interactions qui lui sont associées. Ce cadre doit également être applicable à l'intégralité du processus de gestion des risques, de l'identification jusqu'au traitement. Nous avons choisi de développer une vue adaptée à la représentation des risques, tout en conservant les deux dimensions de la déclinaison : généricité et dérivation. Ce cadre est présenté *en Figure V-6*.

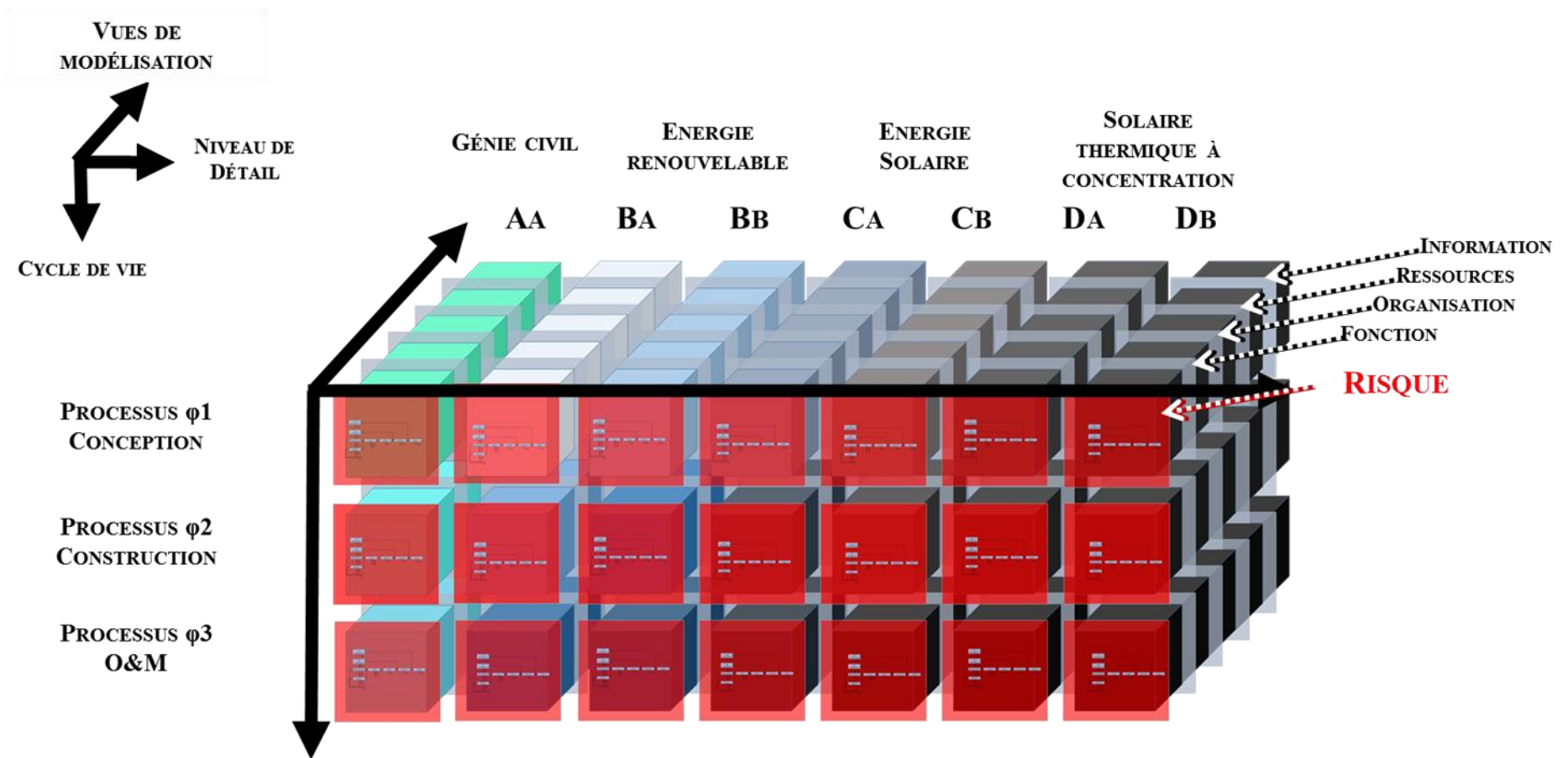


Figure V-6 : Le cadre de modélisation du projet décliné suivant les trois axes de la génération, de la dérivation et de la généralité. Une cinquième vue dénommée vue risque est ajoutée aux quatre vues classiques

L'ajout de cette vue risque permet d'adapter le modèle à la prise en compte des incertitudes et donc de leur effet dans le cadre de la gestion de projet et de la prise de décision. Elle traduit l'enjeu de formaliser les incertitudes qui ont été identifiées et documentées.

Le processus de formalisation met en jeu deux mécanismes selon lesquels les incertitudes vont affecter le déroulement du projet :

- Le premier (1) est celui de la représentation des variables projet, conception et environnementales incertaines et modélisées via des variables aléatoires ;
- Le second (2) est celui de l'occurrence des événements risqués induits par les facteurs de risque exogènes relatifs uniquement aux variables environnementales.

Ces deux mécanismes sont illustrés par la *Figure V-7*.

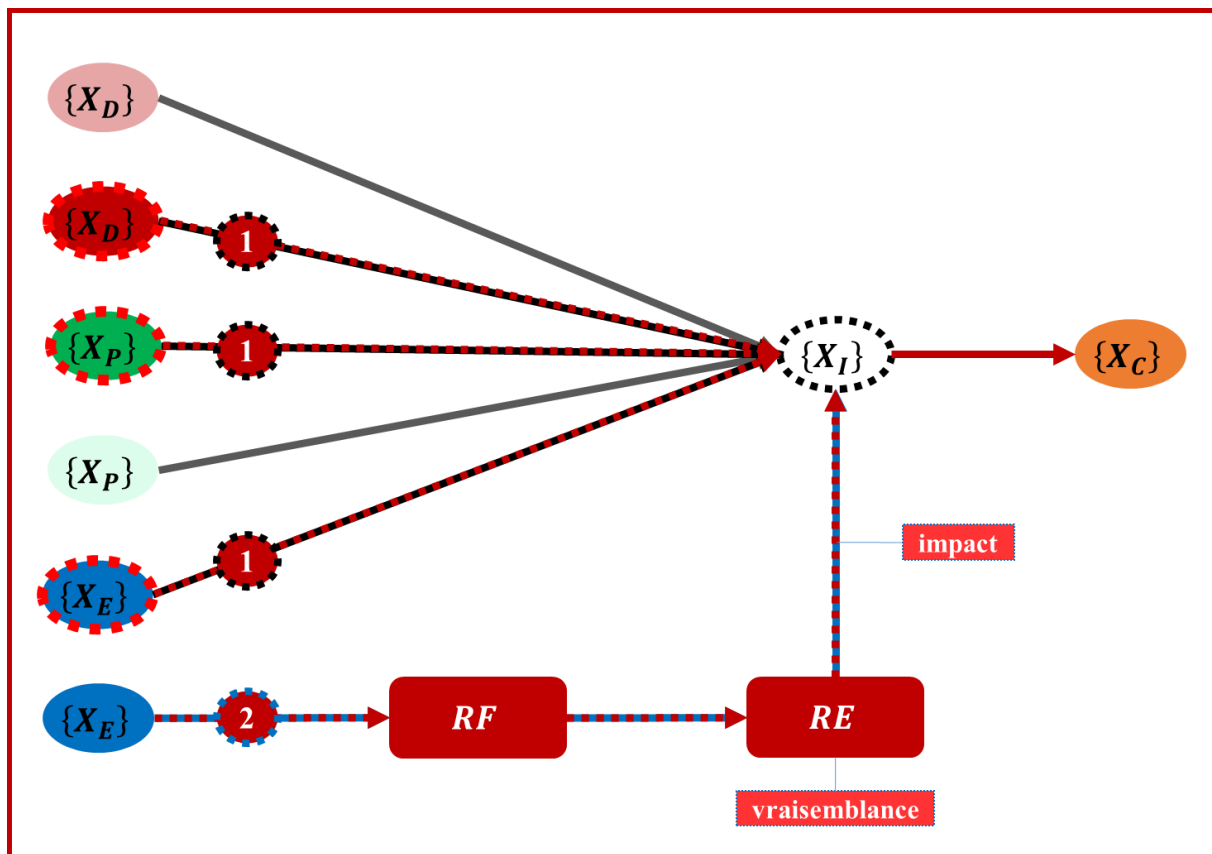


Figure V-7 : Schéma explicatif des deux mécanismes de formalisation des incertitudes mis en jeu dans la vue risque.

Les variables grisées sont déterministes. Les variables conception (en rouge), projet (en vert) et environnementales (en bleu) entourées de pointillés rouges sont probabilistes. Les incertitudes relatives aux variables conception, projet et à certaines  $\{X_E\}$  (facteur de localisation (FL), rayonnement solaire global horizontal (GHI), l'ensoleillement normal direct (DNI) et le taux de salissure des miroirs (CI)) sont formalisées via le mécanisme (1). Elles sont

incertaines et permettent la propagation des incertitudes à travers les variables intermédiaires (en blanc) aboutissant aux variables critères (en orange).

L'effet des autres  $\{X_E\}$  incertaines est formalisé à travers le mécanisme (2) (*Tableau V-7*). En effet, ces variables constituent autant de facteurs de risques (RF) et sont donc susceptibles d'induire l'occurrence d'évènements risqués (RE). Ces RE ont une vraisemblance qui dépend de la note prise par la  $\{X_E\}$  lors de la réalisation (simulation). Ils ont également un impact positif ou négatif dépendant également de  $\{X_E\}$ , sur les  $\{X_I\}$  et par conséquent sur les  $\{X_C\}$ . Ce mécanisme n'est mis en œuvre que durant les phases 2 (construction) et 3 (exploitation et maintenance). Nous avons fait le choix de ne considérer en phase de conception, que les variables faisant appel au mécanisme de propagation des incertitudes (1).





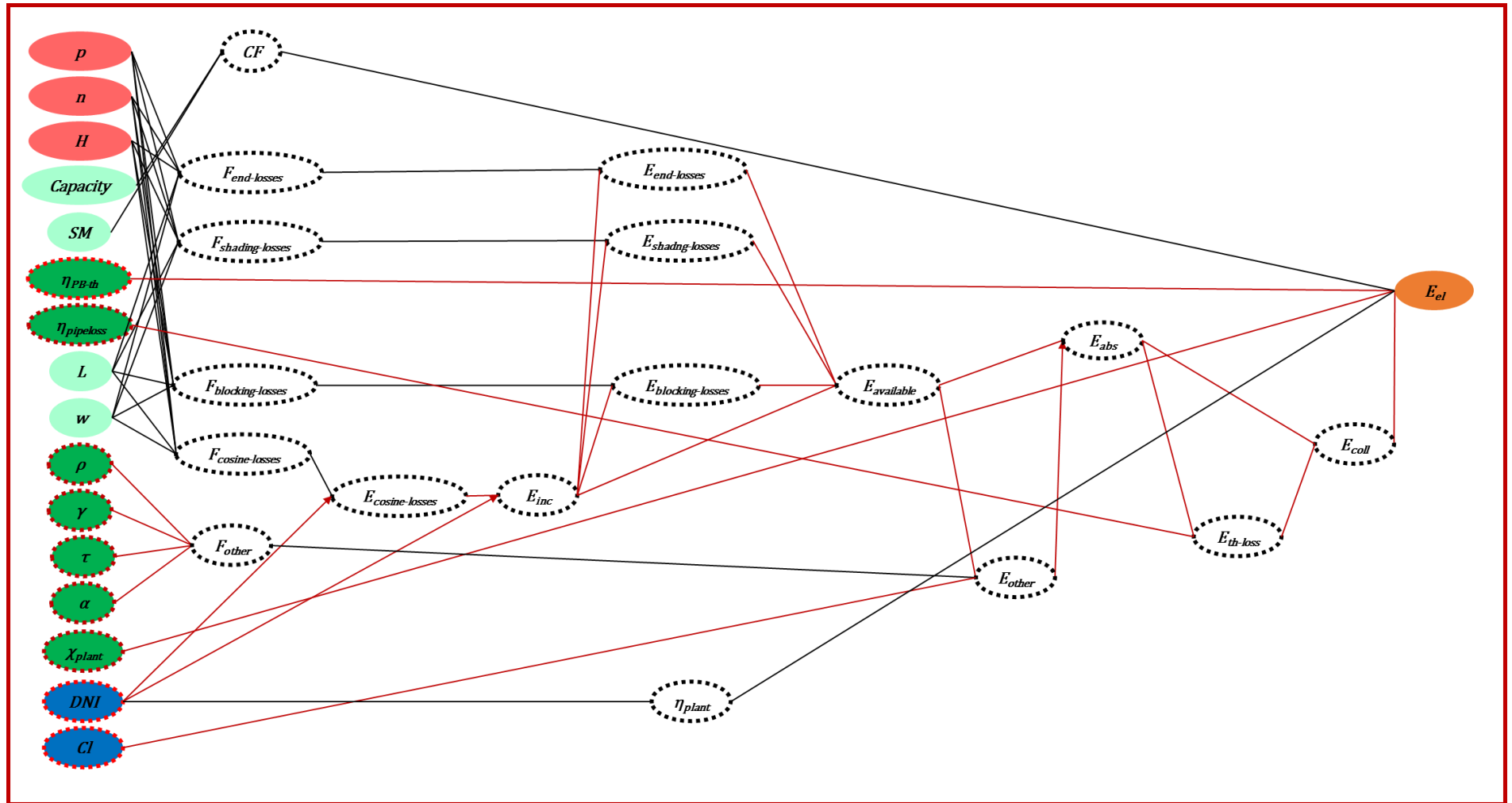


Figure V-8 : Représentation des variables projet (en vert), conception (en rouge), environnementales (en bleu), intermédiaires (en blanc) et critères (en orange) pour le niveau de généricité DB. Les variables incertaines sont entourées de pointillés rouges.

### **V.3 La propagation et l'évaluation des incertitudes**

Une fois les incertitudes inhérentes au projet et à son environnement identifiées et décrites, il est nécessaire de les propager via le processus de simulation du projet. Ce processus n'est donc plus déterministe comme dans le chapitre IV, mais probabiliste. La simulation numérique s'appuie sur le principe des simulations de Monte Carlo, aboutissant à de nombreux tirages aléatoires des valeurs relatives aux différentes variables décrivant le projet et son environnement. Les processus de décision doivent être aussi adaptés à la prise en compte la dispersion et donc les incertitudes.

Cette partie a pour objectif de présenter la propagation et l'évaluation des incertitudes en décrivant le processus de simulation probabiliste, puis la propagation des incertitudes à travers les simulations Monte Carlo et enfin la prise en compte de la dispersion liée à ces incertitudes dans le processus de prise de décision.

#### **V.3.1 Description du processus de simulation probabiliste**

La *Figure V-9* décrit l'enchaînement des étapes constituant le processus de simulation probabiliste du projet. Ce processus est sensiblement identique à celui présenté dans la section 4 (processus de simulation déterministe du projet).

En effet, les étapes, (1) choix du niveau de cycle de vie, (2) choix du niveau de généralité, (3) choix du niveau de détail, et (4) choix des  $\{X_P\}$  et  $\{X_D\}$  sont similaires.

L'étape (5) consiste en l'attribution des valeurs des  $\{X_P\}$  et  $\{X_D\}$  déterministes. Ces valeurs sont disponibles dans la base de données constituée. La principale différence réside dans les étapes (6) et (7). En effet, à chaque simulation (6), un tirage aléatoire (7) des valeurs des  $\{X_P\}$  (7.a),  $\{X_D\}$  (7.b) et  $\{X_E\}$  (7.c) est effectué. Les distributions décrivant ces variables aléatoires sont également décrites dans la base de données présentée précédemment.

S'en suit le calcul des  $\{X_I\}$  (8), des  $\{X_C\}$  (9.a) et des  $\{X_S\}$  (9.b) pour chaque alternative explorée. Une fois l'ensemble des simulations réalisé, les  $\{X_O\}$  sont calculées (9.c), aboutissant ainsi au choix de l'alternative optimale (9.d).

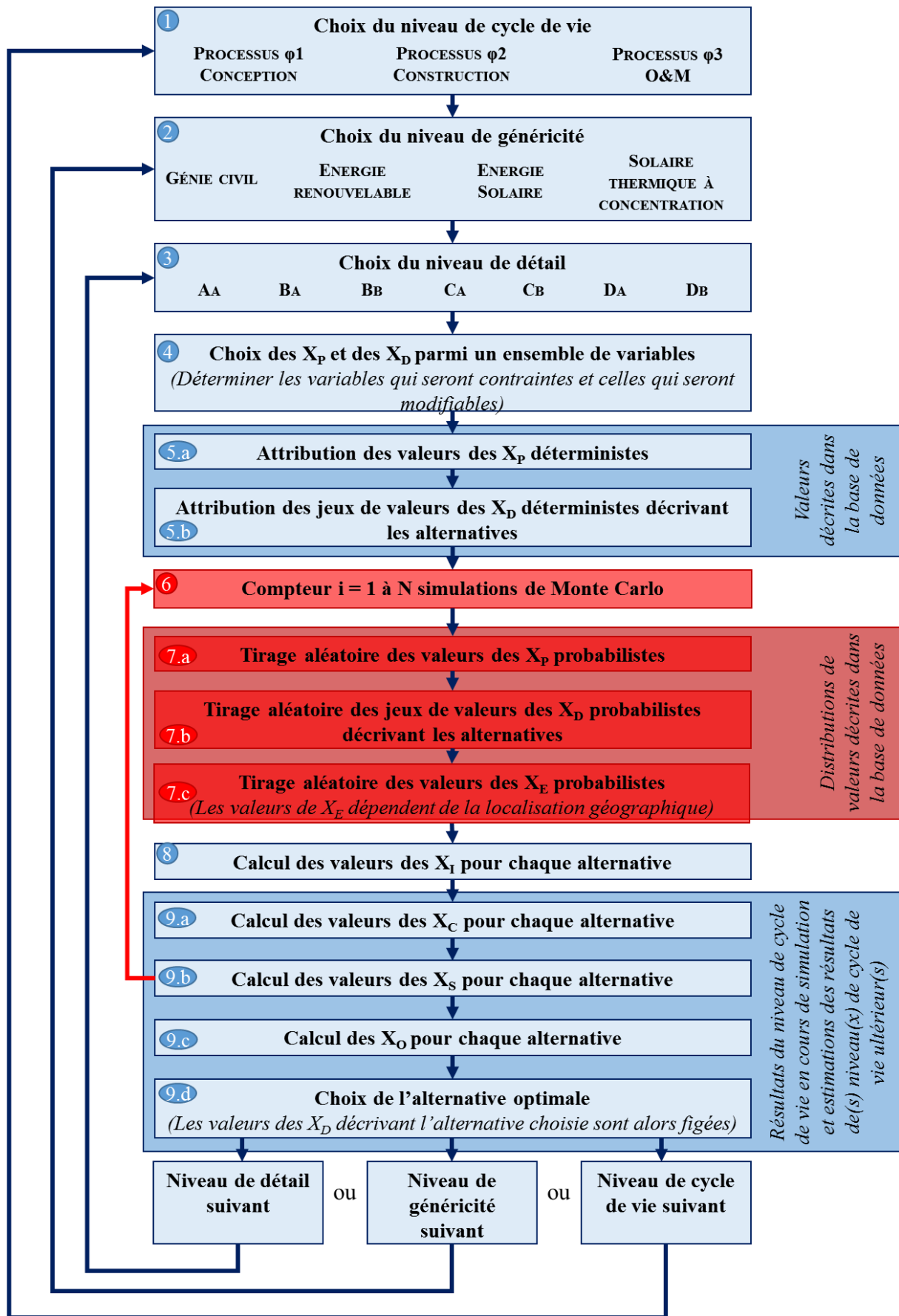


Figure V-9 : Processus de simulation probabiliste du projet.

### **V.3.2 La propagation des incertitudes via les simulations de Monte Carlo**

Choisir l'alternative optimale du projet décrit par un formalisme probabiliste n'est pas chose aisée. La simulation aléatoire permet cette évaluation.

Les simulations de Monte Carlo (MCS) sont utilisées pour simuler des systèmes déterministes avec des paramètres d'entrée stochastiques. Elles ont pour essence l'utilisation d'expériences répétées pour évaluer le système. Les MCS permettent de générer par tirage aléatoire un grand nombre  $N$  de valeurs respectant les distributions de probabilité associées aux différentes variables aléatoires. En effet, à chaque simulation, les valeurs des variables d'entrée incertaines sont échantillonnées aléatoirement à partir des distributions de probabilité qui auront été décrites en entrée. A chaque tirage aléatoire, la réponse du système est évaluée. L'échantillon et les résultats obtenus pour une itération sont enregistrés. Cette opération est répétée des centaines voire des milliers de fois. Dans notre cas, 1000 itérations sont effectuées. Le résultat de l'ensemble des itérations est une distribution des probabilités des différentes issues possibles.

Les MCS présentent plusieurs avantages par rapport à l'analyse déterministe. En effet, elles peuvent permettre notamment d'effectuer des analyses de sensibilité et donc d'identifier les variables produisant le plus d'effet sur les *variables critères*. De plus, leur application est générale et simple. Bien que consommatrices de calculs, ces MCS sont adaptées et fréquemment utilisées pour la simulation de systèmes complexes (Lemaire, 2005).

La simulation de Monte Carlo permet donc d'envisager toutes les conséquences possibles d'une décision et d'en évaluer l'impact pour une meilleure approche face à l'incertitude.

### **V.3.3 La prise en compte des incertitudes et donc de la dispersion dans le processus de décision**

Deux modèles sont nécessaires à la prise en compte des incertitudes et donc à celle de la dispersion dans le processus de décision.

Le premier modèle est celui de *l'interprétation des préférences du décideur*. Dans le processus probabiliste Cette étape est identique à celle présentée dans le *paragraphe IV.2.3 (p112)* (processus déterministe), à l'exception de la valeur attribuée à la variable  $r$ . Cette *variable de conception* caractérise l'entité du *rôle organisationnel*. Elle intervient dans la formalisation des préférences du décideur via le calcul des *variables de satisfaction*  $\{X_s\}$  grâce aux fonctions de désirabilité.

Dans le modèle déterministe,  $r$  est volontairement choisie comme égale à un. Par conséquent, la désirabilité augmente linéairement jusqu'à la valeur cible. Le décideur est alors neutre vis-à-vis du risque.

Dans le modèle probabiliste, la valeur de  $r$  peut être modifiée, ce qui permet d'ajuster la courbure de la fonction de désirabilité. Pour une valeur fixée de  $x_{Ci}$  (valeur de la variable critère), plus  $r$  est grand, plus la désirabilité  $x_{Si}$  associée à  $x_{Ci}$  aura tendance à tendre vers 0.

Une valeur de  $r$  supérieure à 1 transcrit une faible tolérance aux écarts en dehors du domaine de satisfaction ( $x_{Si} = 1$ ). La fonction de désirabilité est alors convexe, et le décideur est qualifié d'averse aux risques. A contrario, une valeur de  $r$  inférieure à 1, est caractéristique d'une certaine tolérance du décideur vis-à-vis de ces mêmes écarts. La fonction de désirabilité est concave et le décideur est alors dit preneur de risques. Les différentes configurations de la fonction de désirabilité de Derringer et Suich – *unilatérale croissante* sont présentées en Figure V-10.

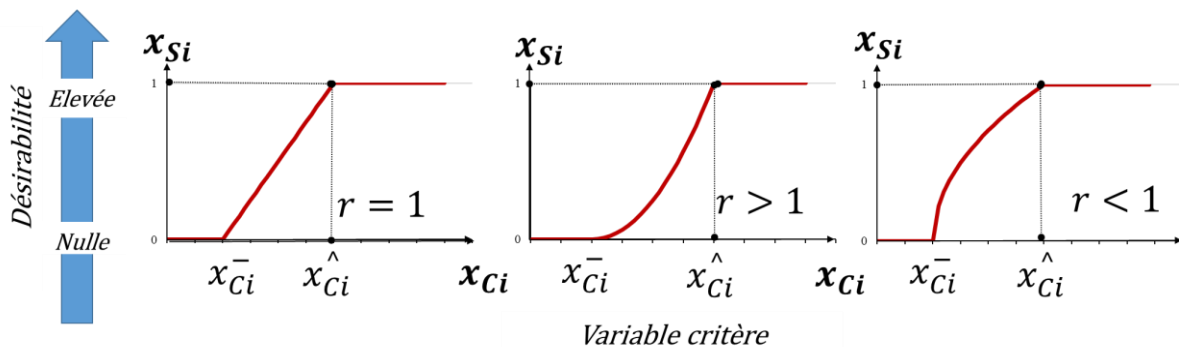


Figure V-10 : La fonction de Derringer et Suich – unilatérale croissante pour des valeurs de  $r = 1$  (à gauche), supérieur à 1 (au milieu) et inférieur à 1 (à droite).

Le deuxième modèle concerne la prise de décision qui se fait en trois temps :

- (1) pondération des critères ;
- (2) introduction de la dispersion ;
- (3) agrégation.

Une variable objectif  $\{X_o\}$  est une valeur numérique unique qui traduit l'appréciation globale de chaque alternative étudiée. Cette  $\{X_o\}$  est obtenue suite à l'agrégation de l'ensemble des valeurs des  $\{X_s\}$  par le biais d'un opérateur d'agrégation.

La première étape (1), celle de la pondération des critères par le décideur (unité organisationnelle), est identique à celle présentée dans le modèle déterministe.

Durant la deuxième étape (2), une mesure de la dispersion est introduite dans la prise de décision via l'ajout de la variable  $\beta$  appelée coefficient de dispersion (Piegay, 2015). La  $\{X_o\}$  décrite par l'indice  $x_{oi}$  s'écrit donc par l'équation suivante :

$$x_{oi} = \mu(x_{Si}) - \beta_i \cdot \sigma(x_{Si}) \quad (45)$$

Une valeur de  $\beta = 0$  correspond à un comportement neutre du décideur face aux risques et conduit donc à la non prise de la dispersion des  $\{X_s\}$ . En revanche, une valeur de  $\beta > 0$ , traduit une aversion aux risques d'autant plus forte que la valeur de  $\beta$  est grande. Enfin, un comportement preneur de risques est traduit par une valeur de  $\beta < 0$ . Ce troisième cas n'étant pas réaliste, il n'est pas considéré dans le modèle.

Le modèle compte donc deux variables  $r$  et  $\beta$  permettant d'agir sur le niveau d'aversion ou à contrario d'appétence du décideur face aux risques. Le coefficient de courbure  $r$  correspond au rôle organisationnel et aux variables de satisfaction, tandis que le coefficient de dispersion  $\beta$  caractérise l'unité organisationnelle et intervient directement dans la prise de décision via le calcul des variables objectif.

La troisième et dernière étape (3) est celle de l'agrégation des différentes variables objectif obtenues pour une alternative. Tout comme dans le modèle déterministe, cette agrégation se fait au moyen d'une moyenne arithmétique pondérée. Les indices  $x_{oi}$  sont additionnés, chacun étant pondéré par un poids  $w_i$ .

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n w_i x_{oi}}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (46)$$

Où  $X_o$  est le niveau de satisfaction global associé à une alternative.

## **V.4 Evaluation probabiliste de différentes alternatives en phase de conception : comparaison sur l'évaluation déterministe présentée au chapitre IV**

Afin d'illustrer la démarche probabiliste que nous venons de détailler, une comparaison de différentes alternatives en phase 1 (*conception*) est réalisée pour un site d'implantation situé en Australie. Cette comparaison est effectuée en considérant deux *variables critères* :

- L'estimation des *coûts de construction CAPEX* (\$/kW de capacité),
- L'estimation de *l'électricité produite Eel* (kWh/m<sup>2</sup>/an).

Il convient de préciser à ce stade que la comparaison entre le modèle déterministe et le modèle probabiliste porte avant tout sur le processus lui-même, et non sur les résultats. En effet, la description probabiliste est plus riche et lors de l'illustration du modèle par l'exemple au *paragraphe IV.3 (p116)*, les valeurs déterministes prises par certaines variables avaient été choisies sans réellement prêter attention à leur réelle représentativité.

Les données utilisées pour la description des alternatives proviennent de la base de connaissances présentée au début de ce chapitre. Elles sont récapitulées dans le *Tableau V-8* et le *Tableau V-9*.





Tableau V-9 : Récapitulatifs des variables  $\{X_D\}$  intervenant dans le calcul de Eel et de CAPEX en phase de conception.

Description des attributs		Niveaux de généricité																					
		Variables Conception $\{X_D\}$		Probabiliste						Ba		Bb		Ca		Cb			Da			Db	
		Unité	Déterministe	Méc.	Loi	Paramètres			Eolien	Solaire	10MW	100MW	PV	CSP	SM=1,4	SM=2	SM>2	PTC	T	LFR	H=9,6 ; n=22 ; p=1,4	H=9,6 ; n=48 ; p=2,9	
$CF$	Facteur de capacité	%		(1)	n	$\mu$	41,25	$\sigma$	6,98	x													
		%		(1)	n	$\mu$	31,42	$\sigma$	13,98		x												
$Capacity$	Capacité de production	kW	10 000									x											
		kW	100 000										x										
$\eta_{Plant}$	Rendement solaire-électrique de la centrale	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,30	$\sigma^{log}$	0,23														
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,66	$\sigma^{log}$	0,39														
$SM$	Multiple solaire	-	1,4																				
		-	2																				
		-	>2																				
$\eta_{Pipeless}$	Rendement thermique du récepteur	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,49	$\sigma^{log}$	0,07														
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,29	$\sigma^{log}$	0,02														
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,33	$\sigma^{log}$	0,02														
$\eta_{Optical}$	Rendement optique du réflecteur	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,22	$\sigma^{log}$	0,13														
		%		(1)	n	$\mu$	64,50	$\sigma$	10,50														
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,02	$\sigma^{log}$	0,18														
$p$	Espacement entre lignes de réflecteurs	m	1,4																				
		m	2,9																				
$n$	Nombre de lignes de réflecteurs	-	22																				
		-	48																				
$H$	Hauteur du récepteur	m	9,6																				
		m	9,6																				
$CAPEX_f$	Coût fixe d'investissement par kW de capacité	\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,60	$\sigma^{log}$	0,20	x													
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,99	$\sigma^{log}$	0,35		x												
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,87	$\sigma^{log}$	0,32			x											
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	8,09	$\sigma^{log}$	0,34				x										
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,88	$\sigma^{log}$	0,28					x									
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	8,52	$\sigma^{log}$	0,32						x								
		\$/kW		(1)	n	$\mu$	4493,03	$\sigma$	1048,57							x							
		\$/kW		(1)	n	$\mu$	6127,89	$\sigma$	896,15								x						
		\$/kW		(1)	n	$\mu$	7038,81	$\sigma$	1111,44									x					
$C_{Site}$	Côût d'investissement de l'amélioration du site	\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,90	$\sigma^{log}$	0,46														
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	17,53	$\sigma$	5,62														
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,77	$\sigma^{log}$	0,31														
$C_{SF}$	Côût d'investissement du champ solaire	\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	313,04	$\sigma$	67,29														
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	5,20	$\sigma^{log}$	0,22														
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	5,33	$\sigma^{log}$	0,13														
$C_{PB}$	Côût d'investissement du bloc électrique	\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	6,94	$\sigma^{log}$	0,21														
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,05	$\sigma^{log}$	0,17														
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	6,92	$\sigma^{log}$	0,14														

L'ensemble des variables relatives au modèle probabiliste d'interprétation des préférences du décideur et au modèle probabiliste de décision sont présentées dans le *Tableau V-10*. Le décideur considéré est le porteur du projet (*Developer*).

*Tableau V-10 : Variables des modèles probabilistes d'interprétation des préférences du décideur et de décision*

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité				
			Ba	Bb	Ca	Cb	Da
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$	"Developer"				
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$	0,5				
	Poids du critère	$w_i$	$E_{el}$	0,6			
			CAPEX	0,4			
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$E_{el}$	unilatérale croissante	bilatérale	unilatérale croissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		0	100 kWh/m <sup>2</sup> /an	180 kWh/m <sup>2</sup> /an	
		$x_{c+}$		-	350 kWh/m <sup>2</sup> /an	-	
		Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	3	180 kWh/m <sup>2</sup> /an	220 kWh/m <sup>2</sup> /an	
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	CAPEX	unilatérale décroissante			
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		-			
		$x_{c+}$		6000 \$/kW de capacité de production			
		Valeur cible de satisfaction		$x_c^{\wedge}$	2000 \$/kW de capacité de production		
		Coefficient de courbure	$r$	1,5			

L'ensemble des variables critères  $\{X_C\}$ , variables de satisfaction  $\{X_S\}$  et variables objectifs  $\{X_O\}$  considérées dans cet exemple sont synthétisées dans le *Tableau V-11* et dans le *Tableau V-12*.

*Tableau V-11 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité BA et BB.*

Description des variables			Niveaux de généricité				
Type de variables	Variables		Ba		Bb		
			Eolien	Solaire	10 MW	100 MW	
Variables critères $\{X_C\}$	$x_c$	$E_{el}$	$\mu$	-1	2	1	2
			$\sigma$	1	1	1	2
	CAPEX	$\mu$	2510	3901	3412	4299	
		$\sigma$	643	1610	1302	1712	
Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$x_s$	$E_{el}$	$\mu$	0,05	0,72	0,42	0,72
			$\sigma$	0,09	0,31	0,22	0,40
	CAPEX	$\mu$	0,80	0,47	0,56	0,39	
		$\sigma$	0,19	0,33	0,31	0,32	
Variable objectif $\{X_O\}$	$x_o$	$E_{el}$	0,01	0,57	0,31	0,52	
		CAPEX	0,71	0,30	0,41	0,23	
	$X_o$		0,29	0,46	0,35	0,40	

Tableau V-12 : Récapitulatif des  $\{X_c\}$ ,  $\{X_s\}$  et  $\{X_o\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généralité CA, CB, DA et DB.

Description des variables			Niveaux de généralité										
Type de variables	Variables		Ca		Cb			Da			Db		
			PV	CSP	SM = 1,4	SM = 2	SM > 2	PTC	T	LFR	H=9,6 ; n=22 ; p=1,4	H=9,6 ; n=48 ; p=2,9	
Variables critères $\{X_c\}$	$x_c$	$E_{el}$	$\mu$	187	331	362	468	728	295	226	206	233	133
			$\sigma$	99	186	106	82	114	140	101	98	64	36
	CAPEX	$\mu$	3388	6505	5525	7496	8616	5007	4930	1831	1700	1528	
		$\sigma$	1167	2499	1554	1469	1788	1440	1272	379	395	366	
Variables de satisfaction $\{X_s\}$	$x_s$	$E_{el}$	$\mu$	0,35	0,27	0,13	0,01	0,00	0,31	0,39	0,39	0,65	0,04
			$\sigma$	0,33	0,32	0,23	0,06	0,00	0,32	0,33	0,33	0,44	0,16
	CAPEX	$\mu$	0,57	0,12	0,16	0,01	0,01	0,22	0,21	0,97	0,98	0,99	
		$\sigma$	0,29	0,19	0,21	0,06	0,04	0,23	0,21	0,07	0,05	0,03	
Variable objectif $\{X_o\}$	$x_o$	$E_{el}$	0,18	0,11	0,02	-0,02	0,00	0,15	0,23	0,23	0,43	-0,04	
		CAPEX	0,42	0,02	0,05	-0,02	-0,02	0,10	0,11	0,93	0,96	0,98	
	$X_o$	0,28	0,08	0,03	-0,02	-0,01	0,13	0,18	0,51	0,64	0,37		

Dans un premier temps, il est important de préciser qu'afin que les résultats des deux exemples (chapitres IV et V) soient comparables, les paramètres des modèles d'interprétation et de décision sont conservés. La seule différence réside dans les valeurs de  $r$  et  $\beta$  qui traduisent la volonté de prendre en compte ou non les incertitudes. En effet, dans le chapitre IV, le décideur est neutre ( $r=1$  et  $\beta=0$ ). En revanche, il est averse au risque dans le chapitre V ( $r=1.5$  et  $\beta=0.5$ ).

Le premier constat est que les solutions optimales à chaque niveau de généralité restent inchangées dans la version probabiliste du modèle par rapport à la version déterministe. Toutefois, les niveaux de satisfaction des alternatives explorées sont différents. Nous constatons également qu'aux niveaux de généralité CB et DA, les solutions les moins favorables sont différentes. Dans la version déterministe, « SM>2 » et « T » sont les alternatives les moins favorables, contre « SM=2 » et « PTC » dans la version probabiliste.

La Figure V-11 décrit pour les niveaux de généralité DA et DB, le coût de construction estimé CAPEX en \$/kW de capacité de production en fonction de la quantité d'électricité produite  $E_{el}$  en kWh/m<sup>2</sup>/an (sont représentés les valeurs moyennes et les écarts types pour 1000 MCS).

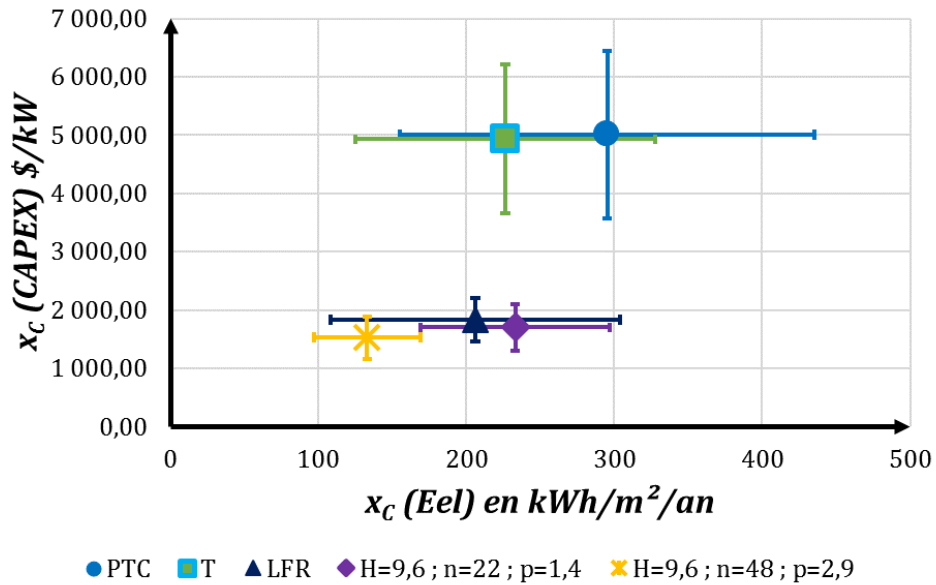


Figure V-11 : La variable critère CAPEX (en \$/kW) en fonction de la variable critère Eel (en kWh/m<sup>2</sup>/an) pour les niveaux de génécité DA et DB – sont représentées les valeurs moyennes ( $\mu$ ) avec leur écart-type en barre d'erreur ( $\sigma$ ).

Au niveau DA, la technologie LFR est nettement moins coûteuse que PTC et T. D'autre part, la comparaison de LFR aux niveaux DA et DB montre une réduction de la dispersion attachée à la variable critère Eel. De plus, au niveau DB, l'alternative « H=9.6, n=22 et p=1.4 » est favorisée par rapport à l'alternative « H=9.6, n=48 et p=2.9 » car pour un coût de construction quasi-similaire, la quantité d'électricité produite est supérieure de plus de 75%.

## V.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de décrire la prise en compte des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement dans la méthode de gestion de projet et d'aide à la décision. Pour cela, nous avons d'abord procédé à l'identification et à la description des incertitudes via la réalisation d'une base de connaissances relatives aux facteurs de risques et à la documentation des variables incertaines.

Les incertitudes ont ensuite été formalisées via l'ajout d'une vue dédiée aux risques dans le cadre de modélisation du projet. Cette vue, compatible avec les autres vues classiques du projet, présente les deux mécanismes que nous avons développé pour décrire comment les incertitudes affectent le déroulement du projet. Le premier mécanisme correspond à la propagation de la dispersion des valeurs des variables projet, conception et environnementales incertaines. Le second, est relatif à l'occurrence des événements risqués induits par les facteurs de risques issus des variables environnementales et qui peuvent affecter (ou pas) les performances du projet. Il en résulte une dispersion plus ou moins étendue des performances du projet.

Il était alors nécessaire de propager et d'évaluer ces incertitudes. A cette fin, les simulations de Monte Carlo ont été utilisées. Elles permettent, via un grand nombre de tirages aléatoires d'évaluer de façon répétée la réponse du système.

Enfin, ces incertitudes ont aussi été intégrées aux modèles de formalisation des préférences du décideur et de prise de décision au travers des paramètres ( $r$  et  $\beta$ ) retranscrivant le comportement du décideur (aversion, neutralité ou appétence) face aux risques.

Pour illustrer la manière dont ce modèle peut accompagner le processus de conception, un exemple de simulation a été produit. Cet exemple est le pendant probabiliste de l'exemple traité au chapitre IV.

Cependant, cet exemple n'est que partiel tant il ne considère que deux variables critères et ne décrit que le processus de conception.

C'est pourquoi nous allons dans un dernier chapitre illustrer comment le modèle développé peut s'appliquer pour l'ensemble des critères et pour les trois phases de cycle de vie du projet.

## **VI. Mise en œuvre de la méthode dans le cadre d'un projet de développement de centrale solaire thermodynamique à miroirs de Fresnel**

### **VI.1 Introduction et présentation du cas d'application : évaluation du potentiel d'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration en Australie Méridionale**

Dans les chapitres IV et V, la méthode de gestion de projet et d'aide à la décision adaptée aux spécificités des énergies renouvelables a été présentée selon une approche déterministe puis probabiliste. Nous allons maintenant montrer comment elle peut être mise en œuvre dans le cadre d'une application technique pour répondre à des questions de conception.

Nous souhaitons avertir le lecteur qu'il s'agit des premiers tests du modèle sur un projet réel. L'objectif est d'illustrer son applicabilité en contexte réaliste, aux différentes phases du projet et à différents niveaux de généricité. Toutes les potentialités ouvertes ne seront pas explorées dans cette application.

Le projet d'application est un projet réel se déroulant en Australie. Il consiste en l'étude du potentiel et de la faisabilité d'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration (CSP) pour la génération d'électricité dans une zone géographique située à proximité de la ville de Port Augusta dans l'Etat de l'Australie Méridionale.

Plusieurs choix ont déjà été arrêtés. Les variables de conception correspondantes seront donc des variables projet, à valeur imposée à ce stade de la conception. L'objectif est de concevoir, de construire et d'exploiter une centrale à l'échelle commerciale d'une capacité de 100 MW, sans système de stockage d'énergie ( $SM = 1.4$ ) au voisinage de centrales électriques existantes et d'un point de raccordement existant à Davenport. Cette centrale a donc vocation à jouer un rôle de support pour les autres centrales électriques situées à proximité.

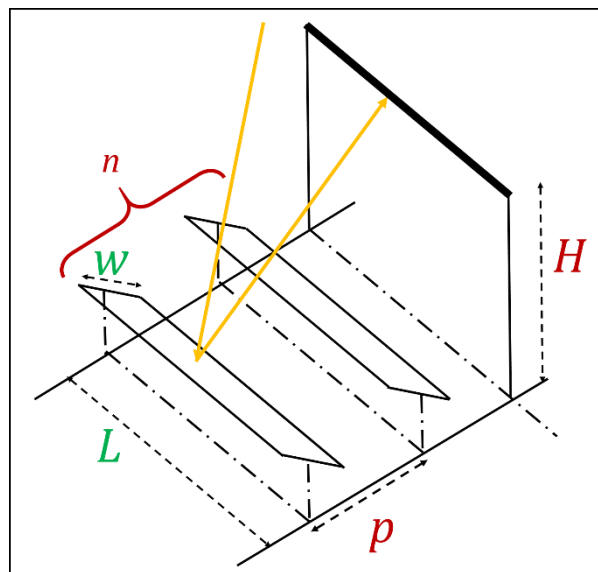
Pour cela, trois technologies CSP sont envisagées :

- Les miroirs paraboliques (PTC) ;
- Les tours solaires (T) ;
- Les miroirs de Fresnel (LFR).

Une fois la technologie choisie, il conviendra de configurer la centrale pour le site prédéfini, c'est-à-dire identifier les valeurs optimales des variables de conception optimales :

- L'espacement entre lignes de réflecteurs ( $p$ ) ;
- Le nombre de lignes de réflecteurs ( $n$ ) ;
- La hauteur du récepteur ( $H$ ).

Ces alternatives sont présentées dans la *Figure VI-1* et dans le *Tableau VI-1*. Ces combinaisons ont été retenues après consultation des partenaires industriels et revue de la littérature (Sharma, et al., 2016).



*Figure VI-1 : Schéma d'un collecteur du champ solaire d'une centrale LFR – comprenant n lignes de réflecteurs, espacées d'une distance p et associées à un récepteur de hauteur H.*

*Tableau VI-1 : Description des alternatives LFRn explorées en phase de conception, au niveau de généricité DB.*

$\{X_D\}$	H = 5,8	H = 7,7	H = 9,6	H = 11,5
	n = {14 ; 16 ; ... ; 32}	n = {18 ; 20 ; ... ; 42}	n = {22 ; 24 ; ... ; 52}	n = {28 ; 30 ; ... ; 64}
	p = {0,6 ; 0,7 ; ... ; 3}	p = {0,6 ; 0,7 ; ... ; 3}	p = {0,6 ; 0,7 ; ... ; 3}	p = {0,6 ; 0,7 ; ... ; 3}
Nombre d'alternatives	250	325	400	475
	<b>1450</b>			

Dans un premier temps, la phase de conception est modélisée, simulée puis évaluée pour les niveaux de généricité *DA* et *DB*. La comparaison des résultats obtenus à ces deux niveaux permettra d'évaluer l'effet du changement d'échelle.

Dans un second temps, la phase de construction sera elle aussi modélisée, simulée puis évaluée pour le niveau de généricité *DB*, suivant la technologie retenue. Afin d'apprécier l'influence de l'environnement et des événements risqués qui en sont issus, on comparera ces résultats avec un site analogue en termes de superficie et de ressource solaire disponible, situé au Maroc.

Enfin, la phase d'exploitation et de maintenance sera également modélisée, simulée puis évaluée. Les résultats seront également décrits pour le niveau de généricité *DB* et pour les deux sites comparés (Australie et Maroc).



## VI.2 Simulation de la phase de conception du projet aux niveaux de généricité $DA$ et $DB$ (Solaire thermique à concentration)

### VI.2.1 Description des alternatives explorées en phase de conception

Les niveaux de généricité  $DA$  et  $DB$  du modèle correspondent à la filière du solaire thermique à concentration (CSP). Au premier niveau  $Da$ , l'objectif est de choisir la technologie optimale vis-à-vis des critères du décideur. Dans cette application, nous nous plaçons du point de vue du porteur du projet (le « Developer »).

Au niveau de généricité suivant  $DB$ , le choix de la technologie est arrêté. L'objectif est alors de sélectionner, pour cette technologie, la configuration optimale vis-à-vis des critères du décideur.

A ces niveaux de généricité, plusieurs variables sont déjà définies, elles constituent les *variables projet* des alternatives explorées. En revanche, d'autres variables sont à déterminer, il s'agit des variables conception permettant de distinguer les alternatives. Les *variables environnementales* caractérisent l'environnement au sens large du projet, elles sont fonction de la localisation du site d'implantation. Les *variables intermédiaires* sont déterminées à partir des *variables de description*. Les différentes alternatives sont évaluées via les *variables critères*. Les *variables de satisfaction* mesurent le degré de satisfaction et donc le niveau d'acceptabilité d'une alternative du point de vue du décideur. Les *variables objectifs* traduisent l'appréciation globale du décideur pour chacune des alternatives testées.

Le *Tableau VI-2* récapitule le nombre de variables utilisées pour la modélisation, la simulation et l'évaluation des alternatives. Elles sont présentées suivant leur type et le niveau de généricité auquel elles s'appliquent.

*Tableau VI-2 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_D\}$ ,  $\{X_P\}$ ,  $\{X_E\}$ ,  $\{X_I\}$ ,  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  pour les niveaux de généricité  $DA$  (PTC ; T ; LFR) et  $DB$  (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de conception.*

Type de variable		Niveaux de généricité				
		Da			Db	
		PTC	T	LFR	LFR n	
Variables de description	$\{X_P\}$	15	15	15	9	<b>54</b>
	$\{X_D\}$	10	10	10	26	<b>56</b>
	$\{X_E\}$	2	2	2	2	<b>8</b>
	<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>37</b>	<b>118</b>
	$\{X_I\}$	5	5	5	22	<b>37</b>
	$\{X_C\}$	5	5	5	6	<b>21</b>
	$\{X_S\}$	5	5	5	6	<b>21</b>
	$\{X_O\}$	5	5	5	6	<b>21</b>
	<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>77</b>	<b>218</b>

Le *Tableau VI-3* présente les variables critères qui sont prises en compte dans cette application. Chaque alternative est calculée sur la base de quatre variables critères au niveau  $DA$  et de six variables critères au niveau  $DB$ .

Tableau VI-3 : Synthèse des variables  $\{X_C\}$  pour les niveaux de généricité DA et DB en phase de conception.

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité				Type de variable
	Variables		Da			Db	
			PTC	T	LFR	LFR n	
Rt	CAPEX	Coût de construction	x	x	x	x	$\{X_C\}$
Rt	OPEX	Coût d'exploitation et de maintenance	x	x	x	x	$\{X_C\}$
Rt	$Q_{Team}$	Qualité du travail collaboratif	x	x	x	x	$\{X_C\}$
Rt	$E_{el}$	Quantité d'énergie électrique produite	x	x	x	x	$\{X_C\}$
Rt	$R_{CP}$	Complexité d'exécution	x	x	x	x	$\{X_C\}$
Rt	$\eta_{Land}$	Pourcentage d'utilisation du sol				x	$\{X_C\}$

Le Tableau VI-4 et le Tableau VI-5 synthétisent les différentes valeurs probabilistes ou déterministes associées aux différentes variables de description suivant le niveau de généricité DA ou DB.

Les variables critères sont respectivement :

- L'estimation du coût de construction  $CAPEX(\$)$  ;
- L'estimation de la quantité d'énergie électrique produite par an et par mètre carré  $E_{el}(\text{kWh/m}^2/\text{an})$  ;
- L'estimation du coût annuel d'exploitation et de maintenance  $OPEX(\$)$  ;
- Le pourcentage d'utilisation des sols du site d'implantation  $\eta_{Land}(\%)$  ;
- La complexité d'exécution  $R_{CP}$ .

L'ensemble de ces valeurs / distributions de valeurs réalistes pour les variables déterministes et probabilistes proviennent de la base de connaissance.

L'ensemble de équations permettant le calcul des variables a été présenté dans les chapitre IV et V.

Tableau VI-4 : Synthèse des différentes valeurs probabilistes ou déterministes associées aux différentes variables projet suivant le niveau de généralité DA ou DB pour la phase de conception.

Description des attributs				Niveaux de généralité				Type de variable																					
Variables Projet $\{X_p\}$		Unité	Déterministe	Probabiliste					Da			Db																	
				Méc.	Loi	Paramètres			PTC	T	LFR	LFR n																	
<i>Capacity</i>	Capacité de production	kW	100 000					x	x	x	x	$\{X_p\}$																	
<i>At</i>	Surface totale au sol	m <sup>2</sup>	850 000									x				$\{X_p\}$													
		m <sup>2</sup>	1 300 000																$\{X_p\}$										
		m <sup>2</sup>	500 000																							$\{X_p\}$			
<i>SM</i>	Multiple solaire	–	1,4					x	x	x	x	$\{X_p\}$																	
$\eta_{PB-th}$	Rendement du bloc électrique	%						(1)	ln	$\mu^{log}$	3,61	$\sigma^{log}$	0,11	x	x	x	x	$\{X_p\}$											
$\eta_{PipeLoss}$	Rendement thermique du récepteur	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,49	$\sigma^{log}$	0,07					x	$\{X_p\}$														
$\rho$	Réfectivité des miroirs	%		(1)	n	$\mu$	91,40	$\sigma$	2,15					x	$\{X_p\}$														
$\gamma$	Facteur d'interception	%		(1)	n	$\mu$	92,00	$\sigma$	0,10					x	$\{X_p\}$														
$\tau$	Transmissivité des miroirs	%		(1)	n	$\mu$	94,75	$\sigma$	0,25					x	$\{X_p\}$														
$\alpha$	Aborptivité du tube absorbeur	%		(1)	n	$\mu$	94,00	$\sigma$	0,10					x	$\{X_p\}$														
<i>L</i>	Longueur d'une ligne de réflecteur	m	1000											x	$\{X_p\}$														
<i>w</i>	Largeur d'une ligne de réflecteur	m	0,6																			x	$\{X_p\}$						
$\chi_{Plant}$	Disponibilité de la centrale	%	96																										
<i>CR<sub>Site</sub></i>	Coût des ressources consommables (amélioration du site)	\$/m <sup>2</sup>										(1)	n																
<i>HR<sub>Site</sub></i>	Coût des ressources humaines (amélioration du site)	\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	3,35	$\sigma$	1,06	x	$\{X_p\}$																		
<i>CR<sub>SF</sub></i>	Coût des ressources consommables (construction du champ solaire)	\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	166,07	$\sigma$	22,38	x	$\{X_p\}$																		
<i>HR<sub>SF</sub></i>	Coût des ressources humaines (construction du champ solaire)	\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	41,52	$\sigma$	5,59	x	$\{X_p\}$																		
<i>CR<sub>PB</sub></i>	Coût des ressources consommables (construction du bloc électrique)	\$/kW		(1)	n	$\mu$	918,58	$\sigma$	128,20	x	$\{X_p\}$																		
<i>HR<sub>PB</sub></i>	Coût des ressources humaines (construction du bloc électrique)	\$/kW		(1)	n	$\mu$	102,06	$\sigma$	14,24	x	$\{X_p\}$																		
<i>Ci</i>	Coûts indirects	%		(1)	n	$\mu$	21,20	$\sigma$	6,20	x	x	x	x	$\{X_p\}$															
<i>OPEX<sub>f</sub></i>	Coût fixe d'exploitation et de maintenance	\$/kW		(1)	n	$\mu$	67,98	$\sigma$	6,98					x	$\{X_p\}$														
<i>OPEX<sub>v</sub></i>	Coût variable d'exploitation et de maintenance	\$/kWh		(1)	n	$\mu$	3,03	$\sigma$	0,66									x	$\{X_p\}$										

Tableau VI-5 : Synthèse des différentes valeurs probabilistes ou déterministes associées aux différentes variables de conception et variables environnementales suivant le niveau de généricité DA ou DB pour la phase de conception.

Description des attributs										Niveaux de généricité				Type de variable		
Variables Conception $\{X_D\}$ et Variables Environnementales $\{X_E\}$		Unité	Déterministe	Probabiliste						Da			Db			
				Méc.	Loi	Paramètres			PTC	T	LFR	LFR n				
$\eta_{PipeLoss}$	Rendement thermique du récepteur	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,49	$\sigma^{log}$	0,07	x					$\{X_D\}$	
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,29	$\sigma^{log}$	0,02		x				$\{X_D\}$	
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,33	$\sigma^{log}$	0,02				x			$\{X_D\}$
$\eta_{Optical}$	Rendement optique du réflecteur	%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,22	$\sigma^{log}$	0,13	x					$\{X_D\}$	
		%		(1)	n	$\mu$	64,50	$\sigma$	10,50		x				$\{X_D\}$	
		%		(1)	ln	$\mu^{log}$	4,02	$\sigma^{log}$	0,18				x			$\{X_D\}$
$p$	Espacement entre lignes de réflecteurs	m	{0,6 ; 0,7 ; ... ; 3}											x	$\{X_D\}$	
$n$	Nombre de lignes de réflecteurs	-	{14 ; 16 ; ... ; 64}											x	$\{X_D\}$	
$H$	Hauteur du récepteur	m	{5,8 ; 7,7 ; 9,6 ; 11,5}											x	$\{X_D\}$	
$C_{Site}$	Coût d'investissement de l'amélioration du site	\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,90	$\sigma^{log}$	0,46	x						$\{X_D\}$
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	17,53	$\sigma$	5,62		x					$\{X_D\}$
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	2,77	$\sigma^{log}$	0,31				x			$\{X_D\}$
$C_{SF}$	Coût d'investissement du champ solaire	\$/m <sup>2</sup>		(1)	n	$\mu$	313,04	$\sigma$	67,29	x						$\{X_D\}$
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	5,20	$\sigma^{log}$	0,22		x				$\{X_D\}$	
		\$/m <sup>2</sup>		(1)	ln	$\mu^{log}$	5,33	$\sigma^{log}$	0,13				x			$\{X_D\}$
$C_{PB}$	Coût d'investissement du bloc électrique	\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	6,94	$\sigma^{log}$	0,21	x						$\{X_D\}$
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	7,05	$\sigma^{log}$	0,17		x				$\{X_D\}$	
		\$/kW		(1)	ln	$\mu^{log}$	6,92	$\sigma^{log}$	0,14				x		$\{X_D\}$	
$OPEX_f$	Coût fixe d'exploitation et de maintenance	\$/kW		(1)	n	$\mu$	73,18	$\sigma$	4,18	x						$\{X_D\}$
		\$/kW		(1)	n	$\mu$	87,73	$\sigma$	16,73		x				$\{X_D\}$	
		\$/kW		(1)	n	$\mu$	67,98	$\sigma$	6,98				x		$\{X_D\}$	
$OPEX_v$	Coût variable d'exploitation et de maintenance	\$/kWh		(1)	n	$\mu$	2,57	$\sigma$	0,20	x						$\{X_D\}$
		\$/kWh		(1)	n	$\mu$	4,49	$\sigma$	0,18		x				$\{X_D\}$	
		\$/kWh		(1)	n	$\mu$	3,03	$\sigma$	0,66				x		$\{X_D\}$	
$S_z$	Taille des éléments manufacturés	-	[-3;0]							x	x				$\{X_D\}$	
		-		[1;3]									x		$\{X_D\}$	
$Alt$	Altitude de travail	-	[-3;0]							x					$\{X_D\}$	
		-		3							x	x			$\{X_D\}$	
$q$	Stratégie constructive / Exploitation et maintenance	-	[0,5;1,0]							x	x	x	x		$\{X_D\}$	
$DNI$	Rayonnement solaire direct normal	kWh/m <sup>2</sup> /an		(1)	n	$\mu$	2190	$\sigma$	355						$\{X_E\}$	
$Cl$	Taux de salissure des miroirs	%		(1)	n	$\mu$	60	$\sigma$	5						$\{X_E\}$	

## VI.2.2 Synthèse des résultats obtenus

### VI.2.2.1 Comparaison des alternatives au niveau de généricité DA

Le *Tableau VI-6* synthétise l'ensemble de variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision qui ont été considérées pour aboutir au choix de l'alternative optimale au niveau de généricité DA pour la phase de conception.

*Tableau VI-6 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généricité DA pour la phase de conception*

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité		
			Da		
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$	"Developer"		
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$	1		
	Poids du critère	$w_i$	$E_{el}$	0,4	
			CAPEX	0,3	
			OPEX	0,2	
$R_{CP}$			0,1		
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$E_{el}$	bilatérale	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c^-}$		100 kWh/m <sup>2</sup> /an	
		$x_{c^+}$		350 kWh/m <sup>2</sup> /an	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		180 kWh/m <sup>2</sup> /an	
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	CAPEX	unilatérale décroissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c^-}$		-	
		$x_{c^+}$		6000 \$/kW de capacité de production	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		2000 \$/kW de capacité de production	
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	OPEX	unilatérale décroissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c^-}$		-	
		$x_{c^+}$		9 000 000 \$/an	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		6 000 000 \$/an	
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$R_{CP}$	unilatérale croissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c^-}$		-2	
		$x_{c^+}$		-	
Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	3			
Coefficient de courbure		$r$	1,5		

La *Figure VI-2*, la *Figure VI-3* et la *Figure VI-4* présentent les principaux résultats obtenus après simulation de la phase de conception pour le niveau de généricité DA.

La *Figure VI-2 (a)* présente les trois fonctions de répartition obtenues pour la variable critère  $E_{el}$  pour les trois technologies envisagées (PTC, T et LFR) au niveau DA. La *Figure VI-2 (b)* montre les fonctions de répartition obtenues pour la variable de satisfaction associée à la variable critère  $E_{el}$  pour les mêmes alternatives.

La comparaison des fonctions de répartition des technologies PTC, T et LFR au niveau DA vis-à-vis du critère de l'électricité produite annuellement par mètre carré, montre que la technologie du PTC se distingue clairement des deux autres avec des quantités d'électricité produite supérieures. Néanmoins, les valeurs obtenues montrent une plus grande dispersion. Du point de la vue de désirabilité, au niveau DA l'électricité est une variable critère que le décideur souhaite cibler. En effet, les trois technologies considérées ici sont de tailles ( $A\hat{t}$ ) très

différentes, et afin d'être comparables, les valeurs de quantité d'électricité produite sont toutes ramenées au mètre carré. Partant de ce postulat, la technologie la moins désirable est celle du PTC.

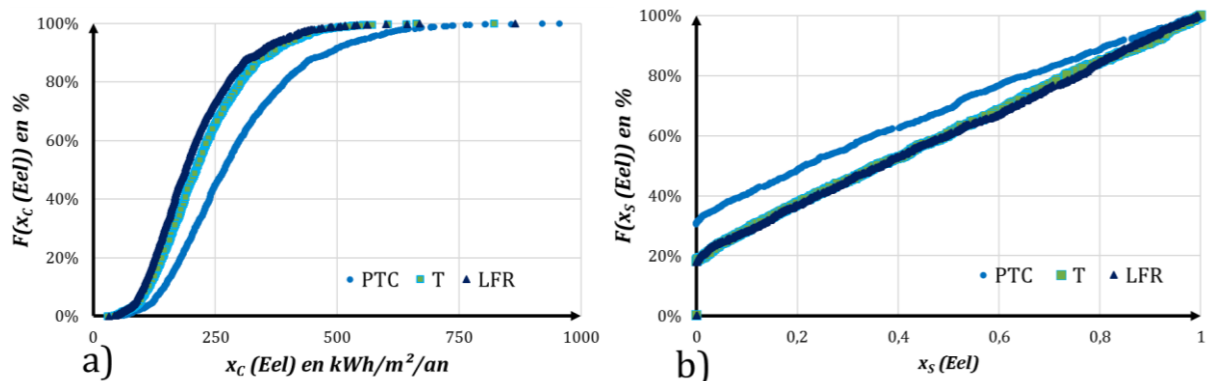


Figure VI-2 : Fonctions de répartition de la variable critère  $x_c(Eel)$  (a) et fonctions de réparation de la désirabilité  $x_s(Eel)$  associée à cette variable (b) pour le niveau de genericité DA

La Figure VI-3 (a) et la Figure VI-3 (b) présentent respectivement les trois fonctions de répartition obtenues pour la variable critère CAPEX pour les trois technologies envisagées (PTC, T et LFR) au niveau DA et les fonctions de répartition obtenues pour la variable de satisfaction associée à la variable critère CAPEX. Les mêmes alternatives sont envisagées.

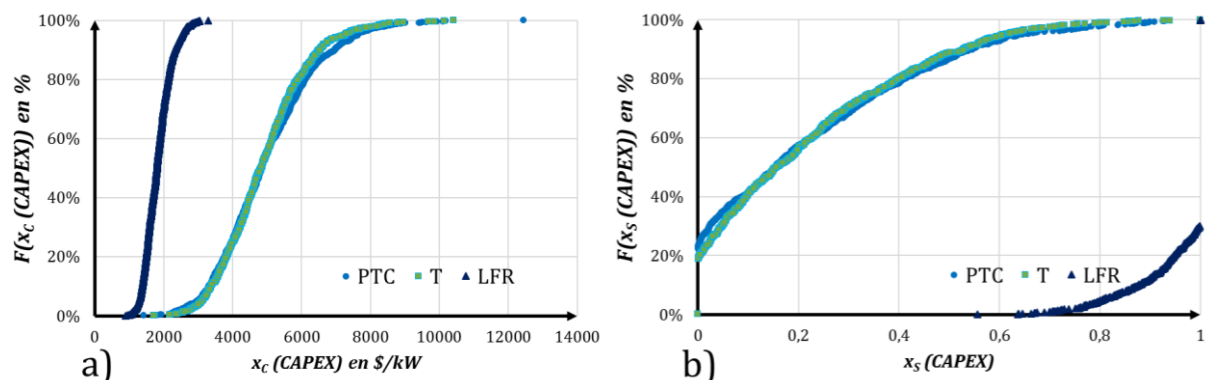


Figure VI-3 : Fonctions de répartition de la variable critère  $x_c(CAPEX)$  (a) et fonctions de réparation de la désirabilité  $x_s(CAPEX)$  associée à cette variable (b) pour le niveau de genericité DA

L'analyse de la Figure VI-3 (a) traduit d'une part une nette différence entre les coûts de construction associés aux trois technologies, T étant la plus coûteuse et LFR la plus abordable, et d'autre part un écart entre les dispersions de ces coûts. Cela se traduit sur la Figure VI-3 (b) par une désirabilité nettement plus élevée pour la technologie LFR.

La Figure VI-4 (a) et la Figure VI-4 (b) présentent respectivement les trois fonctions de répartition obtenues pour la variable critère OPEX pour les trois technologies envisagées (PTC, T et LFR) au niveau DA et les fonctions de répartition obtenues pour la variable de satisfaction associée à la variable critère OPEX. Les mêmes alternatives sont envisagées.

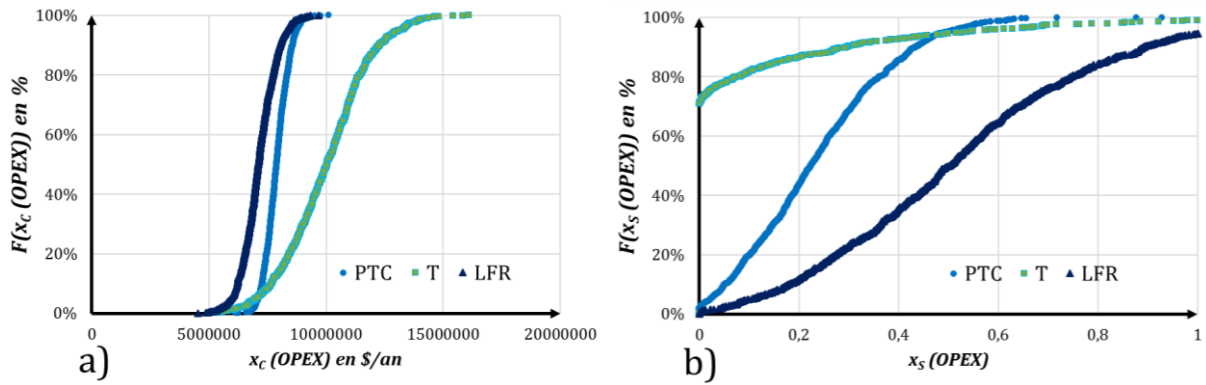


Figure VI-4 : Fonctions de répartition de la variable critère  $x_c(OPEX)$  (a) et fonctions de réparation de la désirabilité  $x_s(OPEX)$  associée à cette variable (b) pour le niveau de généralité DA

L'analyse de la *Figure VI-4 (a)* traduit d'une part qu'il existe une différence réduite entre les coûts annuels d'exploitation associés aux technologies PTC et LFR, bien que celle du LFR étant la moins onéreuse. D'autre part, la technologie de la tour solaire T présente un coût très supérieur et plus dispersé. Cela se traduit sur la *Figure VI-4 (b)* par une désirabilité nettement plus élevée pour la technologie LFR, suivie de PTC et enfin de T.

Le *Tableau VI-7* récapitule les résultats obtenus du point de vue du porteur du projet. Ce décideur est considéré comme étant averse au risque ( $\beta=1$ ). Il a été choisi d'évaluer les trois alternatives vis-à-vis des variables *CAPEX*, *OPEX*, *E<sub>el</sub>* et *R<sub>CP</sub>*.

En effet, la variable  $Q_{Team}$  n'est pas considérée dans cet exemple car elle ne permet pas de discriminer les différentes alternatives ici choisies. Il serait judicieux d'intégrer cette variable lorsque l'on souhaite par exemple faire un choix de composition des équipes d'acteurs impliqués (rôles opérationnels). Dans cette application, une seule combinaison d'acteurs est considérée.

Tableau VI-7 : Récapitulatif des  $\{X_c\}$ ,  $\{X_s\}$  et  $\{X_o\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité DA

Description des variables			Niveaux de généricité		
Type de variables	Variables		Da		
			PTC	T	LFR
Variables critères $\{X_c\}$	$E_{el}$	$\mu$	295	226	206
		$\sigma$	140	101	98
	CAPEX	$\mu$	5 007	4 930	1 831
		$\sigma$	1 440	1 272	379
	OPEX	$\mu$	7 910 072	10 016 090	7 120 314
		$\sigma$	507 319	1 804 193	727 432
	$R_{CP}$	$\mu$	0,82	-1,16	2,16
		$\sigma$	0,69	0,37	0,37
Variables de satisfaction $\{X_s\}$	$E_{el}$	$\mu$	0,31	0,39	0,39
		$\sigma$	0,32	0,33	0,33
	CAPEX	$\mu$	0,22	0,21	0,97
		$\sigma$	0,23	0,21	0,07
	OPEX	$\mu$	0,24	0,08	0,51
		$\sigma$	0,15	0,19	0,26
	$R_{CP}$	$\mu$	0,32	0,07	0,71
		$\sigma$	0,18	0,03	0,13
Variable objectif $\{X_o\}$	$E_{el}$		-0,01	0,07	0,07
			-0,01	0,00	0,90
			0,09	-0,11	0,26
			0,15	0,04	0,58
	$X_o$		0,03	0,01	0,41

L'alternative sélectionnée suite à cette phase de conception au niveau de généricité DA est celle du LFR qui offre le niveau de satisfaction globale le plus important.

Notons que ce choix aurait été différent pour une autre unité organisationnelle. En effet, contrairement à un autre décideur, tel que l'exploitant, le porteur du projet se doit de considérer tous les aspects du projet.

### VI.2.2.2 Influence des critères retenus

La Figure VI-5 (a) présente les trois fonctions de répartition obtenues pour la variable  $E_{el}$  pour les trois technologies envisagées (PTC, T et LFR) au niveau DA. La Figure VI-5 (b) montre quant à elle les fonctions de répartition obtenues pour la variable de satisfaction associée à cette variable.  $E_{el}$  est l'électricité produite par an par la centrale.

Ces résultats sont présentés afin de montrer la différence existant entre la production d'électricité à l'échelle du mètre carré et à l'échelle de la centrale dans son intégralité. En effet, contrairement à la Figure VI-2 (a), la Figure VI-5 (a) illustre une différence marquée entre les trois technologies. De plus, alors que PTC est la productive au mètre carré, à l'échelle d'une centrale, la technologie T est plus performante. Cela est due au fait que les centrales T sont généralement beaucoup plus vastes que les autres types de centrales. Il est donc important de choisir le critère ( $E_{el}$  ou  $E_{el}$ ) reflétant au mieux les attentes du décideur.



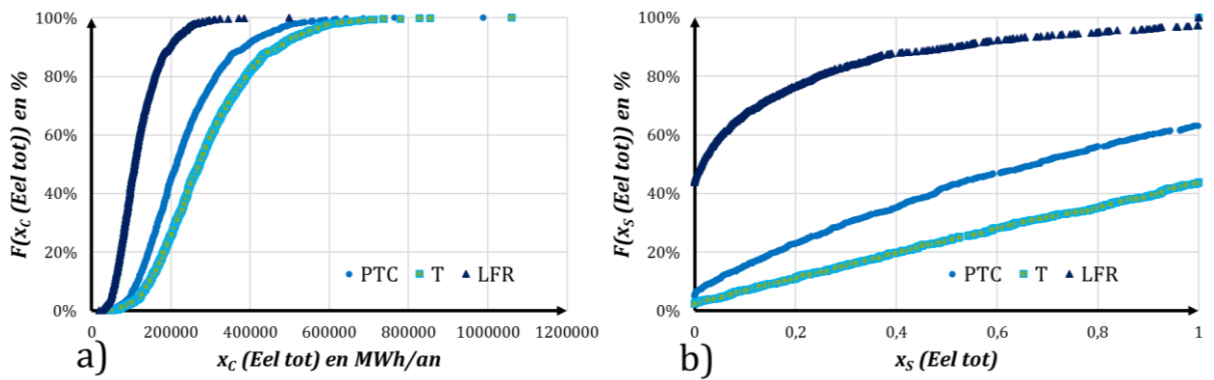


Figure VI-5 : Fonctions de répartition de la variable critère  $x_c(Eel\ tot)$  (a) et fonctions de réparation de la désirabilité  $x_s(Eel\ tot)$  associée à cette variable (b) pour le niveau de généricité DA

Enfin, l’observation des désirabilités associées à ces trois technologies traduit un niveau d’acceptabilité supérieur pour T par rapport aux autres technologies. Cela correspond au choix du type de fonction de désirabilité (Derringer et Suich unilatérale croissante) de même qu’au choix des paramètres de cette fonction.

Dans le paragraphe précédent (cf *Tableau VI-6*) *Eel* était une variable, exprimée au mètre carré, que le décideur souhaitait cibler (fonction de désirabilité bilatérale). Cela traduisait la volonté de produire une quantité d’énergie optimale (pour répondre à la demande) pour une centrale dont la surface était fonction de la technologie utilisée.

Ici, à titre d’illustration, la fonction bilatérale est remplacée par la fonction unilatérale croissante et l’électricité n’est plus exprimée par mètre carré mais pour la centrale dans son ensemble. Le décideur souhaite donc, quelle que soit la technologie et quelle que soit la superficie requise pour cette technologie, produire la plus grande quantité d’électricité possible. Les paramètres illustrant cela sont présentés dans le *Tableau VI-8*.

Les préférences vis-à-vis des autres critères restent inchangés : les coûts (*CAPEX*, *OPEX*) sont à minimiser et a contrario, la complexité d’exécution ( $R_{CP}=3$  pour une complexité minimale et  $R_{CP}=-3$  pour une complexité maximale) est à maximiser.

Tableau VI-8 : Variables des modèles d’interprétation des préférences du décideur au niveau de généricité DA pour la phase de conception – variante de la variable *Eel*

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité	
			Da	
$R_{OR}$	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$E_{el\ tot}$	unilatérale croissante
	Bornes de l’intervalle de désirabilité	$x_c^-$		100 000 MWh/an
		$x_c^+$		-
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^*$		250 000 MWh/an
	Coefficient de courbure	$r$		1,5

Le *Tableau VI-9* récapitule les résultats obtenus du point de vue du porteur du projet. Ce décideur est considéré comme étant averse au risque ( $\beta=1$ ). Il a été choisi d’évaluer les trois alternatives vis-à-vis des variables *CAPEX*, *OPEX*, *Eel* et *R<sub>CP</sub>*.

Tableau VI-9 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité DA - variante de la variable Eel

Description des variables			Niveaux de généricité				
Type de variables	Variables		Da				
			PTC	T	LFR		
Variables critères $\{X_C\}$	$x_c$	$E_{el\ tot}$	$\mu$	236041	291718	118702	
			$\sigma$	112025	130848	56396	
		CAPEX	$\mu$	5 007	4 930	1 831	
			$\sigma$	1 440	1 272	379	
		OPEX	$\mu$	7 910 072	10 016 090	7 120 314	
			$\sigma$	507 319	1 804 193	727 432	
	$R_{CP}$	$\mu$	0,82	-1,16	2,16		
		$\sigma$	0,69	0,37	0,37		
	Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$x_s$	$E_{el\ tot}$	$\mu$	0,61	0,76	0,14
				$\sigma$	0,38	0,34	0,25
CAPEX			$\mu$	0,22	0,21	0,97	
			$\sigma$	0,23	0,21	0,07	
OPEX			$\mu$	0,24	0,08	0,51	
			$\sigma$	0,15	0,19	0,26	
$R_{CP}$		$\mu$	0,32	0,07	0,71		
		$\sigma$	0,18	0,03	0,13		
Variable objectif $\{X_O\}$		$x_o$	$E_{el\ tot}$	0,22	0,43	-0,11	
			CAPEX	-0,01	0,00	0,90	
	OPEX		0,09	-0,11	0,26		
	$R_{CP}$		0,15	0,04	0,58		
	$X_o$		0,12	0,15	0,34		

En raison de son coût attractif, LFR reste l'alternative optimale. En revanche, T et maintenant préférée à PTC. En effet, T permet une production accrue d'électricité notamment grâce aux surfaces très importantes sur lesquelles s'étendent ce type de centrale.

### VI.2.2.3 Comparaison des alternatives au niveau DB

Une fois le choix de la technologie effectué au niveau DA, deux possibilités se présentent : passer au niveau de cycle de vie suivant (construction), ou passer au niveau de généricité inférieur (DB). Dans cette application, il est entrepris de passer au niveau de généricité DB et donc de modéliser, de simuler et d'évaluer les différentes configurations de champ solaire possibles pour la technologie LFR. A l'issue de cette étape, la configuration optimale vis-à-vis des préférences du porteur du projet sera sélectionnée.

Le Tableau VI-10 synthétise l'ensemble de variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision qui ont été considérées pour aboutir au choix de l'alternative optimale au niveau de généricité DB pour la phase de conception.

Tableau VI-10 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généricité DB pour la phase de conception.

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité	
			Db	
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$		"Developer"
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$		1
	Poids du critère	$w_i$	$E_{el}$	0,4
			CAPEX	0,2
			OPEX	0,2
$\eta_{Land}$			0,1	
		$R_{CP}$	0,1	
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$E_{el}$	unilatérale croissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		180 kWh/m <sup>2</sup> /an
		$x_{c+}$		-
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		220 kWh/m <sup>2</sup> /an
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	CAPEX	unilatérale décroissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		-
		$x_{c+}$		6000 \$/kW de capacité de production
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		2000 \$/kW de capacité de production
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	OPEX	unilatérale décroissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		-
		$x_{c+}$		9 000 000 \$/an
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		6 000 000 \$/an
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$\eta_{Land}$	unilatérale croissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		15%
		$x_{c+}$		-
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		40%
Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$R_{CP}$	unilatérale croissante	
Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		0	
	$x_{c+}$		-	
Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		3	
Coefficient de courbure	$r$			1,5

A partir des valeurs présentées dans le *Tableau VI-4*, le *Tableau VI-5* et le *Tableau VI-10*, les 1450 alternatives de LFR ont été modélisées, simulées et évaluées. Le *Tableau VI-11* présente les résultats obtenus pour huit de ces alternatives, parmi lesquelles se trouvent la solution optimale « H=5.8, n=18 et p=1.1 » et la solution la moins désirable « H=9.6, n=50 et p=2.5 » vis-à-vis de l'ensemble des critères considérés. Dans ce tableau sont également représentées :

- la plus productrice d'électricité « H=11.5, n=28 et p=1.2 » ;
- la moins productrice d'électricité « H=5.8, n=32 et p=3.0 » ;
- la plus coûteuse à construire « H=5.8, n=26 et p=2.6 » ;
- la moins coûteuse à construire « H=5.8, n=14 et p=3.0 » ;
- la plus onéreuse à maintenir « H=5.8, n=18 et p=1.1 » ;
- la moins onéreuse à maintenir « H=9.6, n=42 et p=2.0 ».

Tableau VI-11 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  utilisés dans cette application pour les niveaux de généricité DB

Description des variables			Niveaux de généricité							
Type de variables	Variables		Db							
			(H=5,8 ; n=32 ; p=3,0)	(H=5,8 ; n=26 ; p=2,6)	(H=9,6 ; n=50 ; p=2,5)	(H=11,5 ; n=28 ; p=1,2)	(H=5,8 ; n=14 ; p=3)	(H=5,8 ; n=26 ; p=0,6)	(H=9,6 ; n=42 ; p=2,0)	(H=5,8 ; n=18 ; p=1,1)
Variables critères $\{X_C\}$	$E_{el}$	$\mu$	115	154	137	236	199	156	170	227
		$\sigma$	31	43	37	64	52	44	46	62
	CAPEX	$\mu$	1 546	1 581	1 574	1 742	1 511	1 970	1 559	1 827
		$\sigma$	355	374	362	400	340	470	359	419
	OPEX	$\mu$	8 308 673	8 301 208	8 295 892	8 443 180	8 193 666	8 378 746	8 138 319	8 572 719
		$\sigma$	1 533 774	1 588 730	1 541 924	1 612 201	1 486 773	1 675 996	1 514 947	1 646 492
	$\eta_{Land}$	$\mu$	15%	19%	18%	30%	15%	50%	20%	35%
$R_{CP}$	$\mu$	3,00	3,00	0,00	-3,00	3,00	1,00	-1,00	1,00	
Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$E_{el}$	$\mu$	0,01	0,14	0,05	0,68	0,43	0,15	0,23	0,62
		$\sigma$	0,09	0,31	0,20	0,43	0,45	0,32	0,38	0,44
	CAPEX	$\mu$	0,99	0,99	0,99	0,98	1,00	0,94	0,99	0,96
		$\sigma$	0,03	0,04	0,04	0,06	0,02	0,10	0,03	0,07
	OPEX	$\mu$	0,27	0,27	0,27	0,25	0,28	0,27	0,30	0,23
		$\sigma$	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33	0,30
	$\eta_{Land}$	$\mu$	0,00	0,06	0,04	0,48	0,00	1,00	0,09	0,69
$R_{CP}$	$\mu$	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,19	0,00	0,19	
Variable objectif $\{X_O\}$	$X_o$	$E_{el}$	-0,08	-0,17	-0,15	0,25	-0,02	-0,17	-0,15	0,17
		CAPEX	0,96	0,95	0,95	0,92	0,98	0,84	0,96	0,89
		OPEX	-0,05	-0,05	-0,05	-0,07	-0,04	-0,06	-0,03	-0,07
		$\eta_{Land}$	0,00	0,06	0,04	0,48	0,00	1,00	0,09	0,69
		$R_{CP}$	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,19	0,00	0,19
	$X_o$		25,0%	21,9%	12,5%	31,7%	28,0%	20,9%	13,7%	32,1%

Notons que du point de vue des variables critères, l'alternative « H=5.8, n=32 et p=3.0 » est effectivement celle qui produit la plus faible quantité d'énergie. Elle a donc la plus faible désirabilité  $x_s$  du point de vue du critère  $E_{el}$ . En revanche, elle ne présente pas le niveau d'acceptabilité  $x_o$  le plus bas. Cela peut s'expliquer par le fait qu'elle est effectivement en moyenne moins productrice mais que sa dispersion est inférieure à celle d'autres alternatives. En effet, les alternatives « H=5.8, n=26 et p=0.6 » et « H=5.8, n=26 et p=2.6 » produisent plus d'électricité en moyenne mais pour une dispersion plus importante. Elles ont donc un niveau d'acceptabilité  $x_o$  inférieur vis-à-vis du critère  $E_{el}$ .

La Figure VI-6 présente les Fonctions de répartition des variables critère  $x_c$  (CAPEX) (a),  $x_c$  (OPEX) (b) et  $x_c$  ( $E_{el}$ ) (c) pour le niveau de généricité DB pour les alternatives optimale « H=5.8, n=18 et p=1.1 » et défavorable « H=9.6, n=50 et p=2.5 » vis-à-vis de l'ensemble des critères.

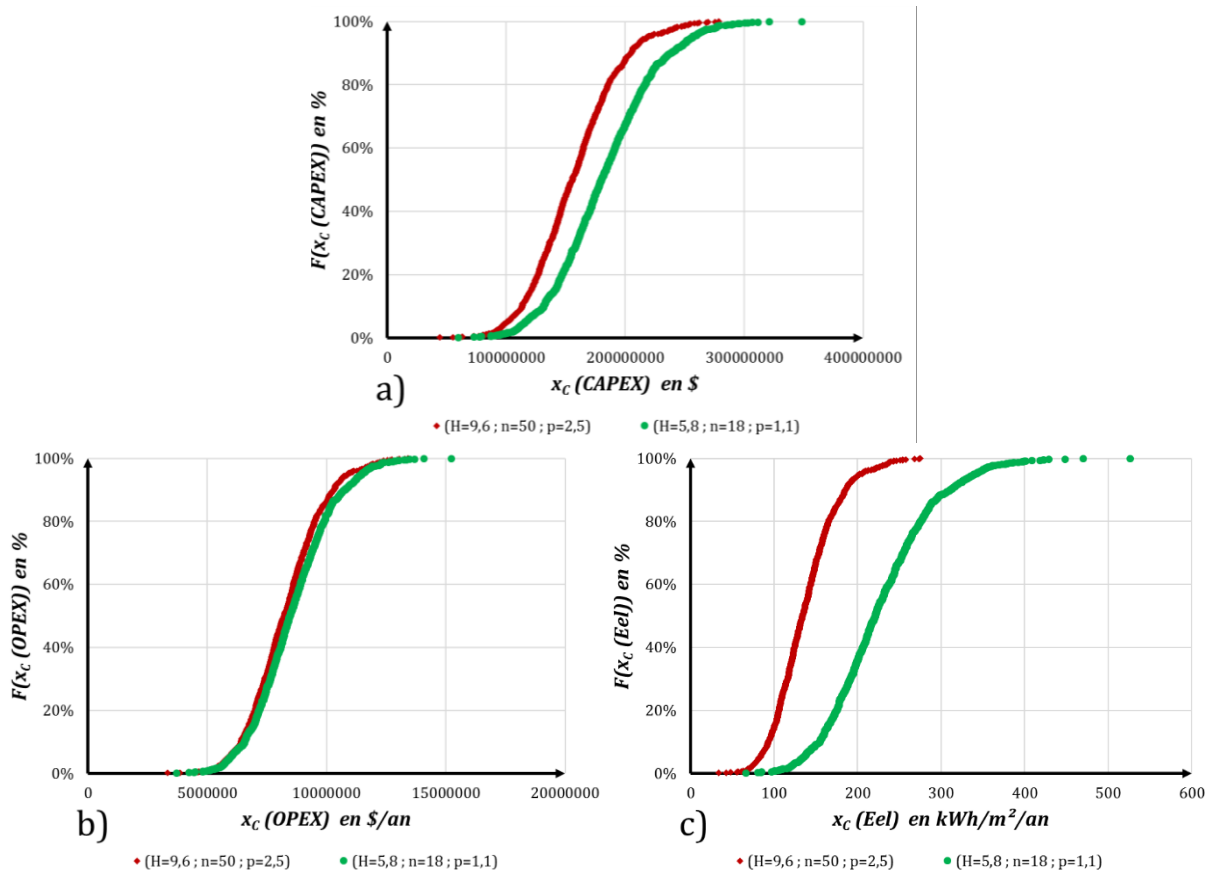


Figure VI-6 : Fonctions de répartition des variables critère  $x_c(\text{CAPEX})$  (a),  $x_c(\text{OPEX})$  (b) et  $x_c(\text{Eel})$  (c) pour le niveau de généricité DB

D'après l'observation de la *Figure VI-6*, la principale information à retenir est que les critères *Eel* et *CAPEX* sont discriminant à l'inverse du critère *OPEX* qui ne permet pas de privilégier une alternative plutôt qu'une autre à ce niveau de généricité.

Les moyennes et écarts types de ces mêmes alternatives sont représentés dans la *Figure VI-7* de même que les résultats, pour les variables *CAPEX* et *Eel* correspondant, pour chacune des 1450 alternatives, aux moyennes sur 1000 MCS.

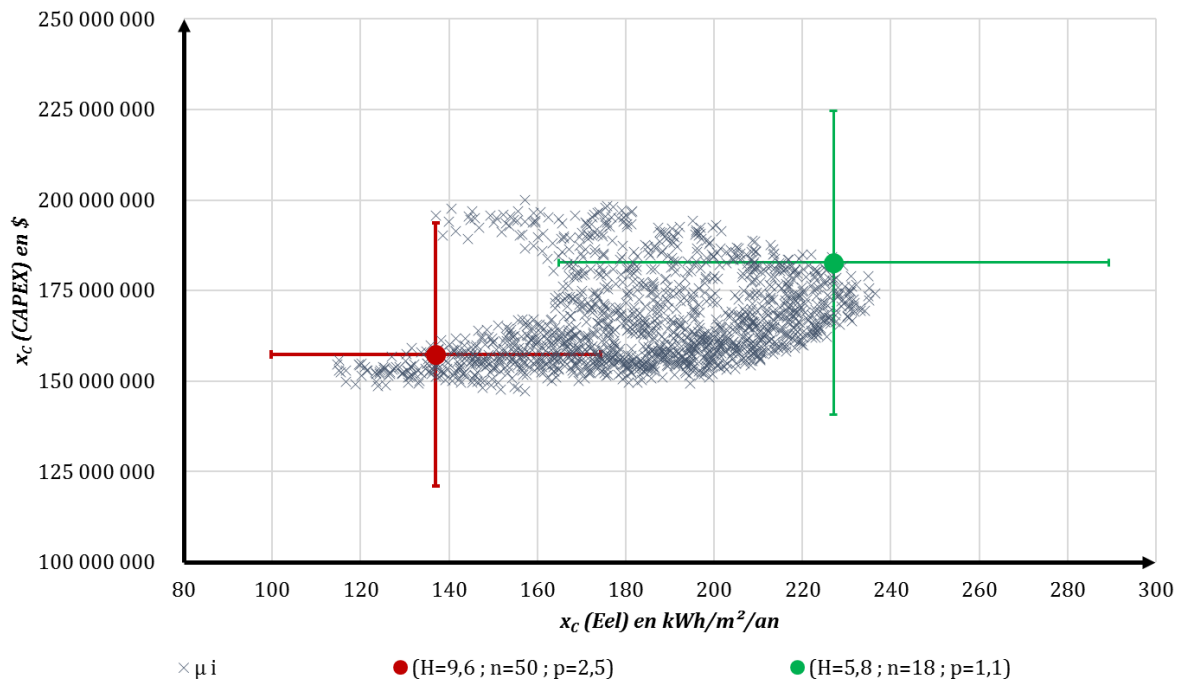


Figure VI-7 : Moyenne de la variable critère CAPEX en fonction de la moyenne de la variable critère Eel pour les 1450 configurations associées aux alternatives optimale et défavorable vis-à-vis des variables critères.

Pour mieux apprécier l'impact de la configuration du champ solaire sur ces deux variables critères, elles sont représentées sur les trois graphiques de la Figure VI-8 en fonction valeurs de  $p$ ,  $n$  et  $H$ .

De ce fait il apparait que les variations des valeurs moyennes de CAPEX sont pilotées par la variable  $p$ . En effet, les alternatives ayant des valeurs de  $p$  très petites sont coûteuses contrairement à celles ayant des valeurs de  $p$  très élevées, les valeurs intermédiaires de  $p$  entraînant des CAPEX intermédiaires. Cette variabilité peut s'expliquer par l'augmentation du nombre de collecteurs qu'il est possible de construire sur un site de surface contrainte quand  $p$  diminue. Effectivement, pour une même surface au sol, plus  $p$  est petit plus le nombre de collecteurs et par conséquent le coût de construction associé augmente.

En revanche, les valeurs de  $n$  influent principalement sur la quantité d'électricité produite annuellement par mètre carré Eel. En effet, pour de faibles nombres de lignes de réflecteur, la production d'électricité est plus élevée. A contrario, plus le nombre de lignes augmente, plus la production d'électricité tend à diminuer. Cela s'explique par les pertes optiques d'énergie qui sont accrues à mesure que  $n$  augmente.

La hauteur du récepteur ne semble pas influencer CAPEX et Eel. Cette variable joue néanmoins un rôle sur la complexité d'exécution qui est d'autant plus faible que  $H$  est petit.

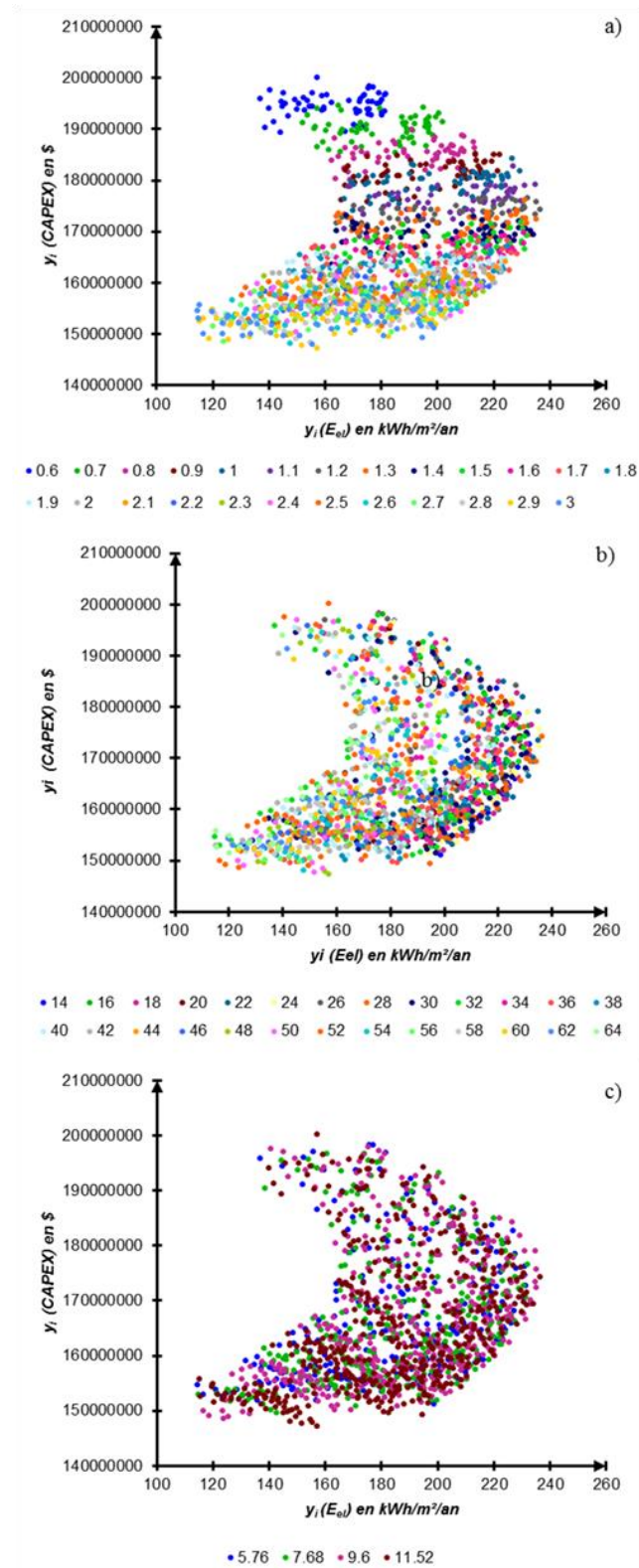


Figure VI-8 : Moyenne de la variable critère CAPEX en fonction de la moyenne de la variable critère Eel pour les 1450 configurations suivant les valeurs de  $p$  (espacement entre deux lignes de réflecteurs en m) (a), de  $n$  (nombre de lignes de réflecteurs) (b) et  $H$  (hauteur du récepteur) (c).

#### VI.2.2.4 Comparaison entre les niveaux DA et DB

Afin de comparer la technologie LFR aux niveaux de généricité DA et DB, la Figure VI-9 présente les fonctions de répartition de la variable critère *Eel* en kWh/m<sup>2</sup>/an.

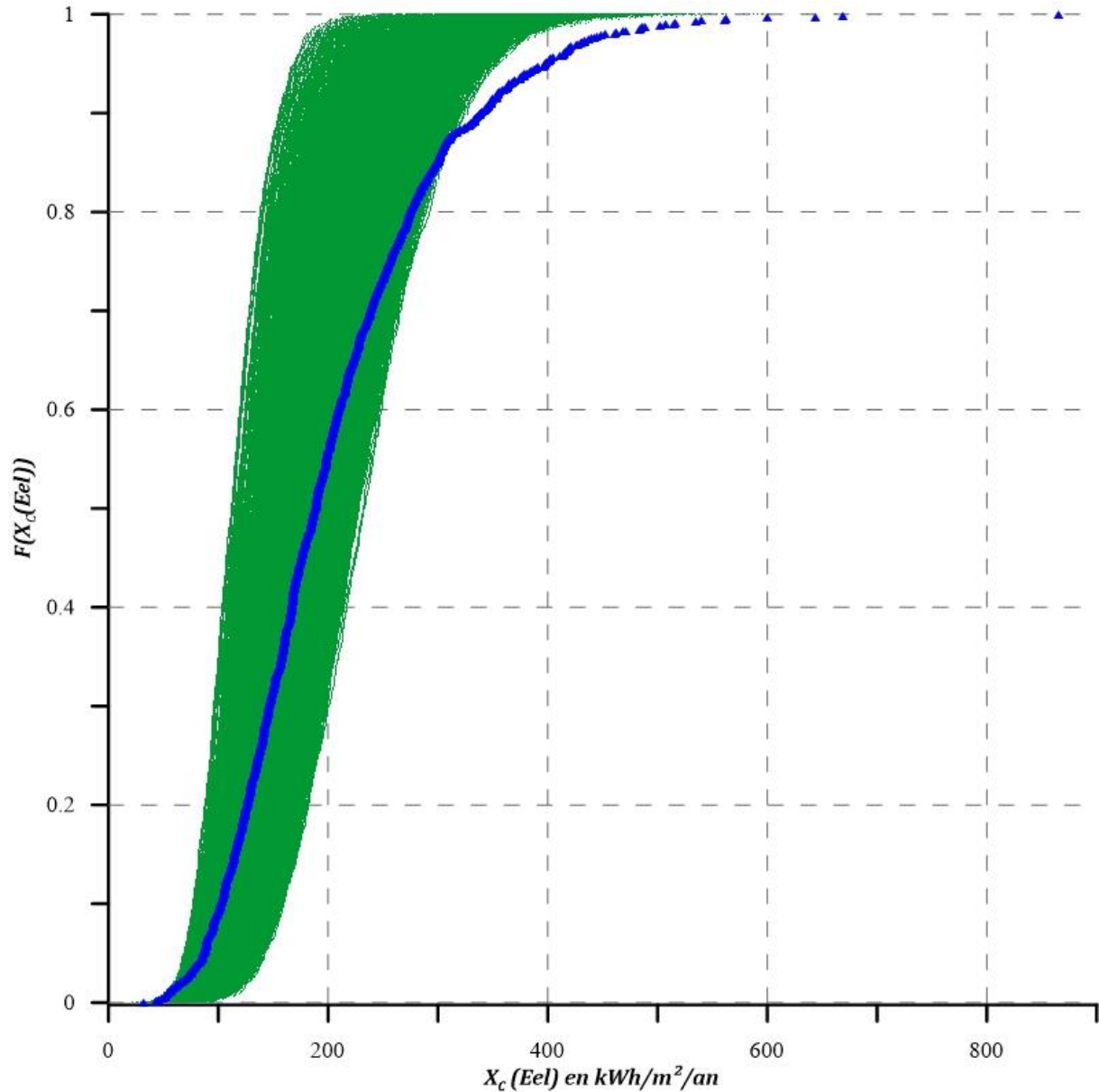


Figure VI-9 : Fonctions de répartition de la variable critère *Eel* aux niveaux de généricité DA (une alternative en bleu) et DB (1450 alternatives en vert).

La comparaison de la technologie du LFR aux niveaux DA et DB souligne l'effet du changement d'échelle qui se traduit par une réduction de la dispersion des résultats obtenus. Par conséquent, l'augmentation du nombre de variables de description d'une alternative (raffinement du modèle via l'augmentation du niveau de généricité) résulte en une diminution des incertitudes sur l'appréciation de cette alternative.



## **VI.3 L'effet du cycle de vie sur le choix d'une alternative de projet : simulation de la phase de construction au niveau de généricité Db**

### **VI.3.1 Description des alternatives explorées en phase de construction**

Dans un second temps, la phase de construction est elle aussi modélisée, simulée puis évaluée pour le niveau de généricité *DB*, suivant la technologie (LFR) et la configuration du champ solaire retenue ( $H = 5.8$ ,  $n = 18$  et  $p = 1.1$ ). Afin d'apprécier l'influence de l'environnement et des événements risqués qui en sont issus, on comparera les résultats avec ceux d'un site analogue en termes de superficie et de ressource solaire disponible, situé au Maroc.

L'objectif de la simulation de la phase de construction est le calcul de son coût effectif (*CAPEX*) que l'on comparera à l'estimation faite en phase de conception. Cette simulation permet :

- D'apprécier comment la prise en compte des événements risqués permet de mieux estimer les performances ;
- D'ajouter d'autres critères d'évaluation relatifs aux coûts, aux délais et la qualité d'exécution associée.

A cette phase du cycle de vie, les variables relatives à la conception de la centrale sont déjà définies et constituent les variables projet  $\{X_P\}$  des alternatives explorées. En revanche, d'autres variables sont à déterminer : il s'agit des variables conception  $\{X_D\}$  permettant de distinguer les alternatives les unes des autres. Lors de la construction, les  $\{X_D\}$  sont relatives aux choix stratégiques de gestion des ressources qu'elles soient consommables ou humaines.

L'autre spécificité de la construction est liée aux variables environnementales  $\{X_E\}$  qui caractérisent l'environnement au sens large du projet, et qui sont fonction de la localisation du site d'implantation. Les  $\{X_E\}$  considérées sont plus nombreuses qu'en conception et sont maintenant susceptibles d'entraîner l'occurrence d'événements risqués perturbant le déroulement du projet selon le mécanisme 2 de la *Figure V-7 (p140)*.

Le *Tableau V-7 (p142)* synthétise les variables environnementales  $\{X_E\}$  suivant les phases de cycle de vie et les niveaux de généricité pour lesquels elles sont considérées. Les mécanismes mis en jeu dans la vue risque sont également indiqués.

Les variables intermédiaires  $\{X_I\}$  sont déterminées à partir des variables  $\{X_P\}$ ,  $\{X_D\}$  et  $\{X_E\}$ . Les différentes alternatives sont évaluées via les variables critères  $\{X\}$ . Les variables de satisfaction  $\{X_S\}$  mesurent le degré de satisfaction et donc le niveau d'acceptabilité d'une alternative du point de vue du décideur. Les variables objectifs  $\{X_O\}$  traduisent l'appréciation globale du décideur pour chacune des alternatives testées.

Le *Tableau VI-12* récapitule le nombre de variables utilisées pour la modélisation, la simulation et l'évaluation des alternatives de construction selon le site d'implantation. Elles sont présentées suivant leur type.

*Tableau VI-12 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_D\}$ ,  $\{X_P\}$ ,  $\{X_E\}$ ,  $\{X_I\}$ ,  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  pour le niveau de généricité DB (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction*

Type de variable		Niveaux de généricité	
		Db	LFR n
Variables de description	$\{X_P\}$	6	
	$\{X_D\}$	17	
	$\{X_E\}$	10	
	<b>Total</b>	33	
	$\{X_I\}$	18	
	$\{X_C\}$	3	
	$\{X_S\}$	3	
	$\{X_O\}$	3	
	<b>Total</b>	60	

Les *Tableau VI-14*, *Tableau VI-13* et *Tableau VI-15* résument respectivement les variables  $\{X_P\}$ ,  $\{X_D\}$ ,  $\{X_E\}$ ,  $\{X_I\}$  et  $\{X_C\}$  pour le niveau de généricité DB en phase de construction.

*Tableau VI-13 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_I\}$  pour le niveau de généricité DB (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction*

Entités	Description des variables		Niveau de généricité	
			Db	Type de variable
	Variables		LFR n	
<i>Rs</i>	$HR_{eff}$	Efficacité des ressources humaines	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$HR_c$	Côût journalier des ressources humaines	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$HR_{Abs}$	Nombre d'opérateurs absents par jour	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$HR_{QtM}$	Nombre d'opérateurs mobilisés par jour	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$TS_{th}$	Date théorique de livraison des ressources consommables	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$TS_r$	Date réelle de livraison des ressources consommables	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$D$	Quantité de ressources consommables stockées	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$\Delta D_m$	Quantité de ressources consommables manquantes	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$d_{th}$	Quantité théorique de ressources consommables consommées par jour	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$d$	Quantité réelle de ressources consommables consommées par jour	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$\Delta Tr$	Durée de pénurie	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$\Delta Tint$	Durée d'interruption	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$TA_{th}$	Taux d'avancement théorique	x	$\{X_I\}$
<i>A</i>	$TA_r$	Taux d'avancement réel	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$CR_L$	Coût de lancement total	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$CR_{cd}$	Nombre de livraison	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$CR_c$	Coût d'approvisionnement	x	$\{X_I\}$
<i>Rs</i>	$Cx$	Variation de coût	x	$\{X_I\}$

Tableau VI-14 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_D\}$ ,  $\{X_P\}$  et  $\{X_E\}$  pour le niveau de généralité DB (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction

Entités	Description des variables		Niveau de généralité	Type de variable
	Variables		Db LFR n	
$R_{OP}$	$SL_i$	Niveau de compétences	x	$\{X_D\}$
$R_{OP}$	$Qcoll_i$	Capacité à collaborer	x	$\{X_D\}$
$Rs$	$\Delta Ts$	Délai entre deux livraisons successives	x	$\{X_D\}$
$Rs$	$D/l$	Quantité de ressources consommables par livraison	x	$\{X_D\}$
$Rs$	$HR_{QTR}$	Nombre requis d'opérateurs	x	$\{X_D\}$
$Rs$	$t_{stock}$	Taux de possession des ressources consommables	x	$\{X_D\}$
$R_{OR}$	$\beta_i$	Coefficient de dispersion	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$w_i$	Poids du critère	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$r$	Coefficient de courbure	x	$\{X_P\}$
$R_{OP}$	$q$	Stratégie constructive / Exploitation et maintenance	x	$\{X_P\}$
$UO$	$t(UO)$	Type d'unité organisationnelle	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$f(x_c)$	Type de fonction de désirabilité	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$x_{c^-}; x_{c^+}$	Bornes de l'intervalle de désirabilité	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$x_c^*$	Valeur cible de satisfaction	x	$\{X_P\}$
$R_{OP}$	$n(R_{OP})$	Nombres d'acteurs affectés	x	$\{X_P\}$
$A$	$T_i$	Date théorique de début de construction	x	$\{X_P\}$
$A$	$T_f$	Date théorique de fin de construction	x	$\{X_P\}$
$A$	$R_{CP}(\varphi_1)$	Complexité d'exécution	x	$\{X_P\}$
$Rs$	$C_i$	Coûts indirects	x	$\{X_P\}$
$Rs$	$CR_p$	Coût d'achat des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$Rs$	$CR_r$	Coût de pénurie des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$Rs$	$CR_l$	Coût de livraison des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$Rs$	$HR_{CU}$	Côt journalier d'un opérateur	x	$\{X_P\}$
$Env_t$	$AVT$	Absence de violence et de terrorisme	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$AC$	Absence de corruption	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$VL$	Valeur de la loi	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$QSR$	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$FL$	Facteur de location	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$SSE$	Stabilité de la structure économique et financière	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$PMO$	Productivité de la main d'œuvre	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$DMO$	Disponibilité de la main d'œuvre	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$QI$	Qualité des infrastructures	x	$\{X_E\}$
$Env_t$	$AEN$	Absence d'événements naturels extrêmes	x	$\{X_E\}$

Tableau VI-15 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_C\}$  pour le niveau de généralité DB (LFRn : 1450 alternatives de miroir de Fresnel) en phase de construction

Entités	Description des variables		Niveau de généralité	Type de variable
	Variables		Db LFR n	
$R_t$	$CAPEX$	Coût de construction	x	$\{X_C\}$
$R_t$	$Q_{CP}$	Qualité d'exécution	x	$\{X_C\}$
$R_t$	$Duration$	Durée d'exécution de l'activité	x	$\{X_C\}$

Le *Tableau VI-16* résume les différentes  $\{X_E\}$  se manifestant via le mécanisme 2 de la vue « Risque » du modèle. Elles sont présentées en fonction des phases du cycle de vie du projet et des niveaux de généralité auxquels elles interviennent.

Pour chacune de ces variables, ont été représentés des facteurs de risque et événements risqués qu'elles sont susceptibles d'induire. Enfin, pour chacun des événements risqués, est associée la variable intermédiaire du projet qu'il peut impacter en cas d'occurrence.

Cette liste a été construite à partir de la base de données présentée au chapitre V. Elle constitue l'ensemble des facteurs de risque et événements risqués considérés dans cette application. Bien que n'étant pas exhaustive car n'intégrant pas tous les facteurs de risque et événements risqués recensés dans la base de données, elle permet de couvrir l'ensemble des aspects de l'environnement du projet. De cette façon, elle autorise donc la comparaison entre deux environnements différents.

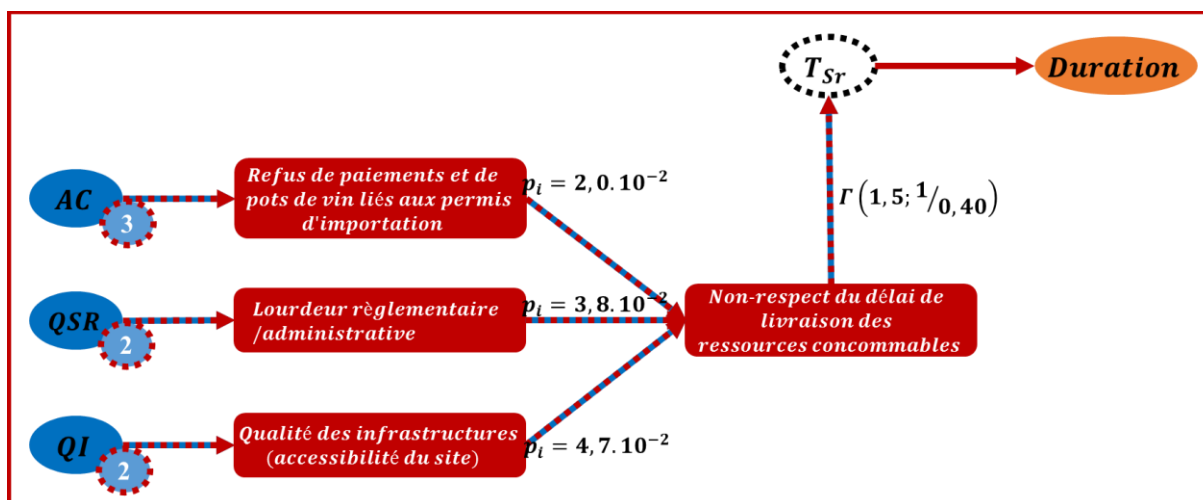


La *Figure VI-10* présente un exemple d'évènement risqué : « non-respect du délai de livraison des ressources consommables ». Cet évènement est caractérisé d'une part par sa vraisemblance (*Tableau VI-17*) et d'autre part par son impact (*Tableau VI-18*). Ces deux caractéristiques sont directement fonction de la note prise à chaque simulation par les variables  $\{X_E\}$  sources de cet évènement risqué.

L'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » peut être induit par trois variables environnementales que sont *l'Absence de corruption* (note de 3 dans cet exemple), *la Qualité / Stabilité de la réglementation et de l'administration* (note de 2 dans cet exemple) et la *Qualité des infrastructures* (note de 2 dans cet exemple).

En cas d'occurrence, l'impact de cet évènement sur la variable intermédiaire  $T_{Sr}$  (*Date réelle de livraison des ressources consommable*) sera modélisé dans ce cas par une loi gamma  $\Gamma$  de paramètres  $\alpha$  et  $\beta$ .

Les valeurs de vraisemblance de même que celles des impacts des différents évènements risqués sont valables pour un pas de temps de simulation à l'échelle de la journée. Nous avons déterminé ces valeurs, après consultation, de façon à ce qu'elles soient les plus représentatives de la réalité.



*Figure VI-10 : Schéma explicatif de l'occurrence de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les trois variables environnementales  $\{X_E\}$  qui en sont la source et les notes associées.*

*Tableau VI-17 : Vraisemblance de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les variables environnementales  $\{X_E\}$  qui en sont la source.*

Description des variables		Vraisemblance de l'évènement risqué ( $\Delta t=1$ jour)						
		Non-respect du délai de livraison des ressources consommables						
Variables		-3	-2	-1	0	1	2	3
AC	Absence de corruption	2,0E-01	1,5E-01	1,0E-01	5,0E-02	4,0E-02	3,0E-02	2,0E-02
QSR	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration	2,5E-01	1,9E-01	1,3E-01	6,3E-02	5,0E-02	3,8E-02	2,5E-02
QI	Qualité des infrastructures	3,1E-01	2,3E-01	1,6E-01	7,8E-02	6,3E-02	4,7E-02	3,1E-02

Tableau VI-18 : Impact (en jours) de l'évènement risqué « non-respect du délai de livraison des ressources consommables » selon les variables environnementales  $\{X_E\}$  qui en sont la source.

Durée de l'interruption modélisée par une loi gamma	Impact de l'évènement risqué						
	Non-respect du délai de livraison des ressources consommables						
	-3	-2	-1	0	1	2	3
$\alpha$	1,4	1,8	2,6	4,2	5,0	1,5	0,7
$\beta$	1,2	0,8	0,5	0,3	0,2	0,4	0,6

Les vraisemblance et impact des autres évènements risqués sont présentés en Annexe VI.

### VI.3.2 Evaluation des alternatives

Cette sous-partie a pour objectif de présenter les équations utilisées pour calculer les  $\{X_I\}$  et  $\{X_C\}$  en phase de construction. Le calcul des  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  reste inchangé par rapport à la phase précédente. Trois variables critères sont considérées dans cette phase du projet.

Dans un premier temps, la qualité d'exécution ( $Q_{CP}$ ) est déterminée à partir de l'équation 1 :

$$Q_{CP}(\varphi 2) = \left( \left( \frac{1}{6} \cdot \min[Q_{Team}(\varphi 1); Q_{Team}(\varphi 2)] + \frac{1}{2} \right) \cdot \left( \frac{1}{6} \cdot R_{CP}(\varphi 1) + \frac{1}{2} \right) \right) \cdot 6 - 3 \quad (47)$$

Avec  $Q_{Team}(\varphi 1)$  et  $Q_{Team}(\varphi 2)$  respectivement la qualité de travail collaboratif en phase de conception et de construction et  $R_{CP}(\varphi 1)$  la complexité d'exécution estimée en phase de conception.

Le calcul des délais et des coûts en phase de construction est fait en simulant le processus chronologique, au cours duquel le déroulement effectif peut différer du comportement attendu :

- soit parce que les variables ont des valeurs différentes des valeurs attendues ;
- soit du fait de l'occurrence des évènements risqués.

S'ensuit le calcul de la variable critère délai de d'exécution  $Duration(\%)$ . Cette variable est déterminée à partir des équations 48 à 53 :

$$D(t) = \begin{cases} D(t-1) \cdot (1 - \Delta D_m(t)) + \frac{D}{I} - d_{th} \cdot HR_{eff} \cdot \frac{HR_{QtM}}{HR_{QtR}} & \text{si } t = TS_{ri} \\ 0 & \text{si } D(t-1) = 0 \\ D(t-1) \cdot (1 - \Delta D_m(t)) & \text{si } D(t-1) \cdot (1 - \Delta D_m(t)) < d_{th} \cdot HR_{eff} \cdot \frac{HR_{QtM}}{HR_{QtR}} \\ D(t-1) \cdot (1 - \Delta D_m(t)) - d_{th} \cdot HR_{eff} \cdot \frac{HR_{QtM}}{HR_{QtR}} & \text{sinon} \end{cases} \quad (48)$$

où  $D(t)$  est la quantité stockée de ressources consommables au pas de temps  $t$ ,  $\Delta D_m(t)$  est la quantité manquante de ressources consommables stockées au pas de temps  $t$ ,  $D/l$  la quantité de ressources consommables reçues par livraison,  $d_{th}$  la quantité de ressources consommables consommées théoriquement à chaque pas de temps  $t$ ,  $HR_{eff}$  l'efficacité des opérateurs au pas de temps  $t$ ,  $HR_{QtM}$  la quantité d'opérateurs mobilisée au pas de temps  $t$ ,  $HR_{QtR}$  la quantité d'opérateurs requise au pas de temps  $t$  et  $TS_{ri}$  la date effective de la  $n^{ième}$  livraison. A partir de là, la quantité  $d(t)$  de ressources consommables consommée au pas de temps  $t$  est calculée avec l'équation 49 :

$$d(t) = \begin{cases} D(t-1) - D(t) + \frac{D}{l} & \text{si } t = TS_{ri} \\ D(t-1) - D(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad (49)$$

Le taux d'avancement effectif au pas de temps  $t$ ,  $TA_r(t)$  est calculé à partir de l'équation 50 :

$$TA_r(t) = \begin{cases} TA_r(t-1) + TA_{th} \cdot \frac{d(t)}{d_{th}} & \text{si } \Delta T_{int} = 0 \\ TA_r(t-1) & \text{sinon} \end{cases} \quad (50)$$

tel que  $TA_{th}$  (%) soit le taux d'avancement théorique au pas de temps  $t$  calculé en fonction de la date théorique de fin  $T_f$  et de la date de début  $T_i$  (équation 51) :

$$TA_{th} = \frac{1}{T_f - T_i} \quad (51)$$

$TS_{ri}$  la date effective de livraison est déterminée via l'équation 52 :

$$TS_{ri} = \begin{cases} TS_{th\ i-1} + \Delta TS & \text{si } \Delta Tr_i = 0 \\ TS_{th\ i-1} + \Delta TS + \Delta Tr_i & \text{sinon} \end{cases} \quad (52)$$

avec  $TS_{th\ i-1}$  la date théorique de la précédente livraison,  $\Delta TS$  le délai entre deux livraisons successives et  $\Delta Tr_i$  la durée du retard de livraison. Les variables  $HR_{eff}$ ,  $\Delta T_{int}$ ,  $\Delta Tr_i$  et  $\Delta D_m(t)$  dépendent de l'occurrence des événements risqués dont les vraisemblances et impacts sont présentés en Annexe VI. Alors *Duration* peut se calculer à partir de l'équation 53 :

$$Duration = \frac{(t-T_i)-(T_f-T_i)}{T_f-T_i} \quad \text{si } TA_r(t) = 1 \quad (53)$$

Pour le calcul du coût de construction *CAPEX* effectif, il est nécessaire de déterminer au préalable le coût total de lancement des commandes  $CR_L$  (équation 54), le coût d'approvisionnement des ressources consommables au pas de temps  $t$ ,  $CR_C(t)$ , (équation 55),  $CR_C$ , le coût total d'approvisionnement (équation 56), le coût associé aux ressources humaines



au pas de temps  $t$ ,  $HR_C(t)$ , (équation 57) et le coût total associé aux ressources humaines  $HR_C$  (équation 58).

$$CR_L = CR_{li} * CR_{Cd} \quad (54)$$

avec  $CR_{li}$ , le coût de lancement d'une commande et  $CR_{Cd}$ , le nombre de livraisons durant la période considérée.

$$CR_C(t) = \begin{cases} d(t) \cdot t_{stock} \cdot CR_p \cdot Fl \cdot Cx & \text{si } d(t) > 0 \\ CR_r & \text{sinon} \end{cases} \quad (55)$$

Avec  $t_{stock}$  le taux de possession des ressources consommables,  $CR_p$  le prix d'achat unitaire des ressources consommables,  $Fl$  le facteur de localisation,  $Cx$  la variation de coût associée à l'occurrence des événements risqués et  $CR_r$  le coût de pénurie.

$$CR_C = \sum_{t=Ti}^{Ti+Da} CR_C(t) + CR_L \quad (56)$$

$$HR_C(t) = HR_{QtR} \cdot HR_{CU} \quad (57)$$

avec  $HR_{CU}$  le coût associé à un opérateur par pas de temps.

$$HR_C = \sum_{t=Ti}^{Ti+Da} HR_C(t) \quad (58)$$

$$CAPEX = (CR_C + HR_C) \cdot (1 + Ci) \quad (59)$$

avec  $Ci$  le coût indirect.

Les variables conception sont notées en gras et sont de couleur rouge.

### **VI.3.3 Synthèse des principaux résultats obtenus**

Dans un premier temps nous nous intéressons à la variable intermédiaire  $TA_r$  (taux d'avancement). Cette variable traduit l'impact des événements risqués se produisant durant le déroulement de l'activité. La *Figure VI-11* représente cette variable  $TA_r$  (%) en fonction de la variable critère délai d'exécution (%).

L'avancement théorique de l'activité est représenté en rouge. D'autre part, quatre exemples (2 pour le Maroc et 2 pour l'Australie) sont également tracés. Précisons qu'un délai d'exécution de 100 % correspond à la date de fin initialement estimée, et donc souhaitée.

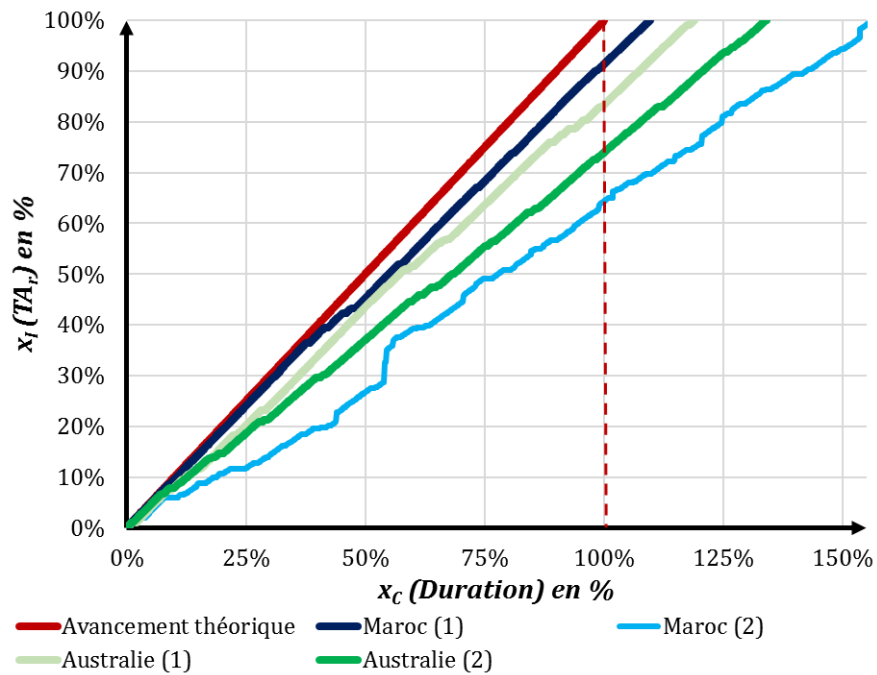


Figure VI-11 : Taux d'avancement  $TA_r$  (en %) de l'activité en fonction de la variable critère délai d'exécution (Duration en %).

La comparaison de l'avancement théorique avec les quatre autres exemples témoigne des perturbations engendrées par l'occurrence des évènements risqués sur les performances en termes de délais. Pour un même site, cet avancement peut être plus ou moins perturbé. De plus, la comparaison des deux sites (Maroc et Australie) laisse supposer que la fréquence d'occurrence des évènements risqués impactant les délais est plus élevée au Maroc qu'en Australie.

Ce constat serait en accord avec les notes prises par les variables environnementales du Maroc qui sont pour la plupart inférieures à celles de l'Australie.

Le *Tableau VI-19* synthétise l'ensemble des paramètres des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision qui ont été utilisés pour aboutir au choix de site optimal en phase de construction au niveau de généricité *DB* pour l'alternative LFR retenue.

Tableau VI-19 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généricité DB pour la phase de construction.

Entités	Description des variables		Niveaux de généricité	
			Db	
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$		"Developer"
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$		1
	Poids du critère	$w_i$	Duration	0,4
CAPEX			0,6	
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	Duration	unilatérale décroissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_c^-$		-
		$x_c^+$		100%
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^*$		120%
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	CAPEX	unilatérale décroissante
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_c^-$		-
		$x_c^+$		1000 \$/kW de capacité de production
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^*$		3000 \$/kW de capacité de production
Coefficient de courbure	$r$		1,5	

Les Figure VI-12, Figure VI-13 et Figure VI-14 présentent les principaux résultats obtenus après simulation de la phase de construction pour la configuration de champ solaire retenue ( $H = 5.8$ ,  $n = 18$  et  $p = 1.1$ ) et pour chaque site potentiel d'implantation, au Maroc et en Australie.

Dans un premier temps, les résultats des 1000 MCS sont présentés dans le repère liant la variable critère CAPEX (en \$/kW) à la variable critère délai d'exécution (Duration en %) (Figure VI-12). Parallèlement, les fonctions de répartition des variables critères CAPEX et Duration sont respectivement représentées en Figure VI-13 (a) et (b). Enfin la Figure VI-14 présente la désirabilité associée à ces variables critères : CAPEX (a) et Duration (b). Un délai de 100 % correspond à un temps de construction égal à celui qui a été prévu.

Il est à noter que nous avons fait l'hypothèse que le délai d'exécution de la construction ne peut être inférieur à celui qui a été estimé. En effet, l'avancement de l'activité dépend du nombre de ressources mobilisées et ce nombre ne peut être qu'inférieur à celui requis. Il n'y a donc pas de « risque positif » vis-à-vis des délais. En revanche, la connotation du risque est bien neutre pour les deux autres critères.

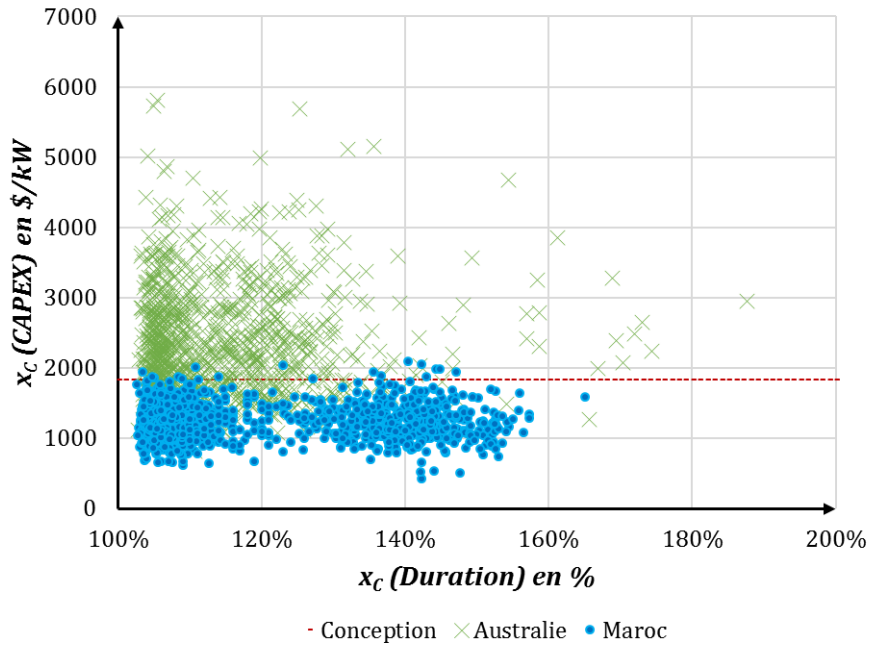


Figure VI-12 : Variable critère CAPEX (\$) en fonction de la variable critère (%). Pour chaque graphique sont représentées en bleu les 1000 MCS du Maroc et en vert celles de l’Australie.

Dans un premier temps, les coûts de construction associés à un site d’implantation en Australie sont en moyenne supérieurs à ceux estimés pour un site d’implantation au Maroc. Cette observation est expliquée par le facteur de localisation (FL) qui est supérieur en Australie.

En ce qui concerne les délais, ils sont en moyenne plus importants et plus variables au Maroc qu’en Australie. Ces observations sont confirmées par la Figure VI-13 (a) et (b).

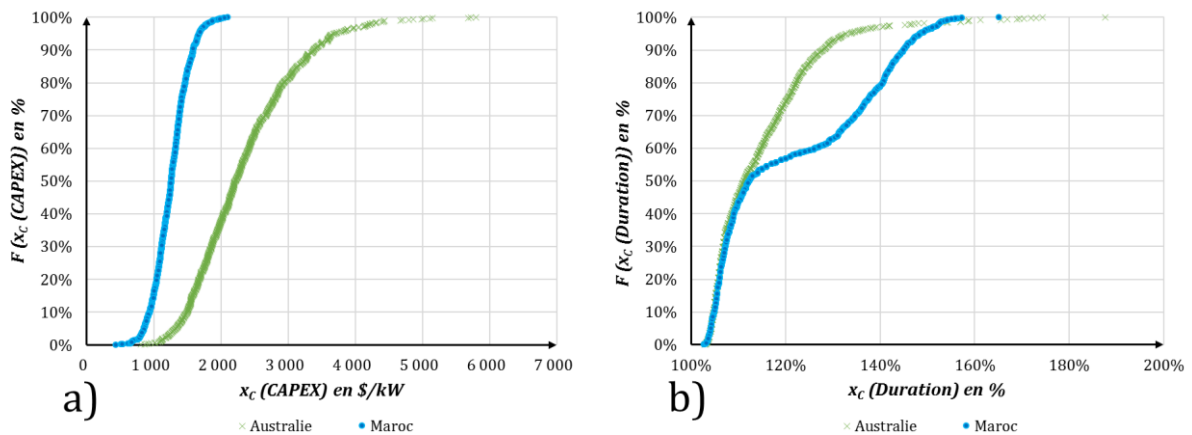


Figure VI-13 : Fonctions de répartition des variables critères CAPEX (a) et Duration (b).

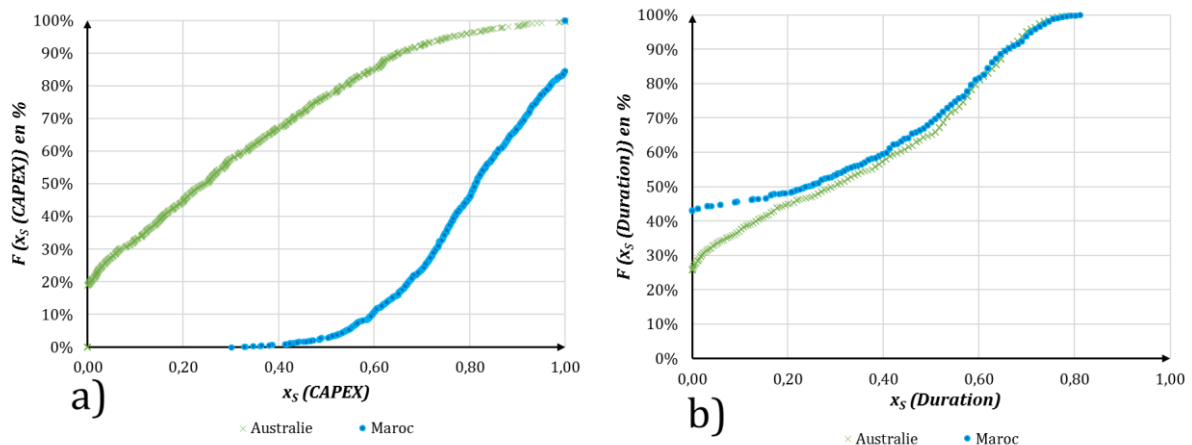


Figure VI-14 : Fonctions de répartition des désirabilité associées aux variables critères CAPEX (a) et Duration (b).

Les fonctions de répartition des désirabilités des variables critères confirment les précédentes observations : les coûts sont plus bas et donc plus désirables au Maroc qu'en Australie en revanche, les délais sont en moyenne moins favorables au Maroc.

Le *Tableau VI-20* récapitule les résultats obtenus du point de vue du porteur du projet. Ce décideur est considéré comme étant averse au risque ( $\beta=1$ ). Les deux sites d'implantation sont évalués vis-à-vis des variables  $x_o$  CAPEX et *Duration* déterminées à partir des variables  $x_c$  et  $x_s$  correspondantes.

La variable critère  $Q_{CP}$  n'a pas été considérée pour cette application en phase de construction : elle ne dépend pas de l'environnement du projet, mais de la complexité d'exécution de la configuration retenue précédemment et de la qualité des rôles opérationnels travaillant en équipe. Cet aspect organisationnel n'a pas été approfondi.

Tableau VI-20 : Récapitulatif des  $\{X_c\}$ ,  $\{X_s\}$  et  $\{X_o\}$  pour l'alternative «  $H=5.8$ ,  $n=18$  et  $p=1.1$  » en Australie (Conception et Construction) et au Maroc (Construction).

Description des variables				Niveaux de généricité			
Type de variables	Variables			Db			
				Australie (Conception)	Australie (Construction)	Maroc (Construction)	
Variables critères $\{X_c\}$	$x_c$	Duration	$\mu$	–	115%	122%	
			$\sigma$	–	11%	17%	
			cv	–	10%	14%	
	CAPEX	$\mu$	1827	2344	1259		
		$\sigma$	419	769	254		
		cv	23%	33%	20%		
Variables de satisfaction $\{X_s\}$	$x_s$	Duration	$\mu$	–	0,14	0,05	
			$\sigma$	–	0,31	0,20	
		CAPEX	$\mu$	–	0,29	0,80	
			$\sigma$	–	0,26	0,15	
		Variable objectif $\{X_o\}$	$x_o$	Duration	–	-0,17	-0,15
				CAPEX	–	0,03	0,65
$X_o$	–			-5,0%	33,1%		

La comparaison des résultats obtenus pour l'Australie en phase de conception et en phase de construction montre que le coût effectif de la construction est en moyenne supérieur à

celui qui avait été estimé. De plus, les valeurs obtenues en phase de construction sont plus dispersées. Effectivement, contrairement au coût de construction estimé, le coût de construction effectif intègre les incertitudes relatives à l'environnement du projet, qui se manifestent via les événements risqués.

D'autre part, ce coût effectif est supérieur en moyenne pour l'Australie. Cela se traduit par une désirabilité moindre vis-à-vis du critère coût en Australie et par conséquent un niveau d'acceptabilité inférieur.

En ce qui concerne les délais d'exécution de la phase de construction, ils sont en moyennes plus importants au Maroc.

Les paramètres des modèles d'évaluation, d'interprétation et de décision font du Maroc, le site optimal pour la construction de la centrale utilisant la technologie du miroir de Fresnel LFR dont la configuration a été figée en phase de conception.

Une fois la phase de construction modélisée, simulée et évaluée, il est possible de procéder de même façon pour la phase suivante d'exploitation et de maintenance en comparant soit deux stratégies d'exploitation et de maintenance différentes pour un même site, soit une même stratégie d'exploitation et de maintenance pour deux sites potentiels d'implantation de la centrale de production d'énergie électrique. La deuxième possibilité est retenue dans cette application.

## **VI.4 L'effet du cycle de vie sur le choix d'une alternative de projet : simulation de la phase d'exploitation et maintenance au niveau de généricité DB**

### **VI.4.1 Description des alternatives explorées en phase d'exploitation et maintenance**

Dans un troisième temps, la phase d'exploitation et maintenance est elle aussi modélisée, simulée puis évaluée pour le niveau de généricité *DB*, suivant la technologie (LFR) et la configuration du champ solaire retenue ( $H = 5.8$ ,  $n = 18$  et  $p = 1.1$ ). La période d'exploitation simulée est d'une durée de dix ans. Afin d'apprécier l'influence de l'environnement et des évènements risqués qui en sont issus, on comparera, comme pour la phase de construction, ces résultats avec un site analogue en termes de superficie et de ressource solaire disponible, situé au Maroc.

L'objectif de la simulation de la phase d'exploitation et maintenance est le calcul du coût effectif (*OPEX*) que l'on comparera à l'estimation faite en phase de conception. On calculera également la quantité effective d'énergie électrique produite *Eel*, toujours en comparaison de l'estimation faite en phase de conception. Enfin, la qualité de la maintenance sera évaluée à partir du taux de performance  $\alpha$  qui traduit la dégradation de la centrale au fil des ans.

A cette phase du cycle de vie, les variables relatives à la conception de la centrale sont déjà définies, elles constituent les variables projet  $\{X_P\}$  des alternatives explorées. En revanche, d'autres variables sont à déterminer : il s'agit des variables conception  $\{X_D\}$  permettant de distinguer les alternatives.

Dans cette phase, les  $\{X_D\}$  sont relatives aux choix stratégiques d'entretien de la centrale. Tout comme pour la phase de construction, et à la différence de la phase de conception, la phase d'exploitation et de maintenance dépend des variables environnementales  $\{X_E\}$  qui sont fonction de la localisation du site d'implantation. Les  $\{X_E\}$  considérées sont plus nombreuses qu'en conception et qu'en construction et sont toujours susceptibles d'entraîner l'occurrence d'évènements risqués perturbant le déroulement du projet (mécanisme deux).

Le *Tableau VI-21* récapitule le nombre de variables utilisées pour la modélisation, la simulation et l'évaluation des alternatives d'exploitation et maintenance selon le site d'implantation. Elles sont présentées suivant leur type.

Tableau VI-21 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_D\}$ ,  $\{X_P\}$ ,  $\{X_E\}$ ,  $\{X_I\}$ ,  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_o\}$  pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et de maintenance

Type de variable		Niveaux de généralité		
		Db		
		LFR n		
Variables de description	$\{X_P\}$	8		
	$\{X_D\}$	32		
	$\{X_E\}$	12		
	<b>Total</b>	52		
		$\{X_I\}$	36	
		$\{X_C\}$	3	
		$\{X_S\}$	3	
		$\{X_o\}$	3	
		<b>Total</b>	97	

Les Tableau VI-23, Tableau VI-22, Tableau VI-24 et Tableau VI-25 résument les variables  $\{X_D\}$ ,  $\{X_P\}$ ,  $\{X_E\}$ ,  $\{X_I\}$ ,  $\{X_C\}$ , pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et maintenance.

Tableau VI-22 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_E\}$  pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et de maintenance

Entités	Description des variables		Niveau de généralité		Type de variable
			Db		
	Variables		LFR n		
Envnt	AVT	Absence de violence et de terrorisme		x	$\{X_E\}$
Envnt	AC	Absence de corruption		x	$\{X_E\}$
Envnt	VL	Valeur de la loi		x	$\{X_E\}$
Envnt	QSR	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration		x	$\{X_E\}$
Envnt	FL	Facteur de location		x	$\{X_E\}$
Envnt	SSE	Stabilité de la structure économique et financière		x	$\{X_E\}$
Envnt	PMO	Productivité de la main d'œuvre		x	$\{X_E\}$
Envnt	DMO	Disponibilité de la main d'œuvre		x	$\{X_E\}$
Envnt	QI	Qualité des infrastructures		x	$\{X_E\}$
Envnt	AEN	Absence d'événements naturels extrêmes		x	$\{X_E\}$
Envnt	DNI	Rayonnement solaire direct normal		x	$\{X_E\}$
Envnt	CI	Taux de salissure des miroirs		x	$\{X_E\}$



Tableau VI-23 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_D\}$  et  $\{X_P\}$  pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et de maintenance

Entités	Description des variables		Niveau de généralité	Type de variable
	Variables		Db LFR n	
$R_{OP}$	$SL_i$	Niveau de compétences	x	$\{X_D\}$
$R_{OP}$	$Q_{coll_i}$	Capacité à collaborer	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$\Delta T_s$	Délai entre deux livraisons successives	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$D/l$	Quantité de ressources consommables par livraison	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$HR_{QTR}$	Nombre requis d'opérateurs	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$t_{stock}$	Taux de possession des ressources consommables	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$\Delta T_E$	Délai entre deux entretiens successifs	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$\Delta T_{RC}$	Délai de retour à la performance cible de la centrale	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$\alpha_{cible i}$	Performance cible de la centrale au début de la phase d'O&M	x	$\{X_D\}$
$R_S$	$\alpha_{nat/jr}$	Performance sans maintenance de la centrale	x	$\{X_D\}$
$R_{OR}$	$\beta_i$	Coefficient de dispersion	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$w_i$	Poids du critère	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$r$	Coefficient de courbure	x	$\{X_P\}$
$R_{OP}$	$q$	Stratégie constructive / Exploitation et maintenance	x	$\{X_P\}$
$UO$	$t(UO)$	Type d'unité organisationnelle	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$f(x_c)$	Type de fonction de désirabilité	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$x_{c^-}; x_{c^+}$	Bornes de l'intervalle de désirabilité	x	$\{X_P\}$
$R_{OR}$	$x_c^{\wedge}$	Valeur cible de satisfaction	x	$\{X_P\}$
$R_{OP}$	$n(R_{OP})$	Nombres d'acteurs affectés	x	$\{X_P\}$
$A$	$Q_{CP(\phi^2)}$	Qualité d'exécution de la phase de construction	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$C_i$	Coûts indirects	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$CR_p$	Coût d'achat des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$CR_r$	Coût de pénurie des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$CR_l$	Coût de livraison des ressources consommables	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$HR_{CU}$	Coût journalier d'un opérateur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$p$	Espacement entre lignes de réflecteurs	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$n$	Nombre de lignes de réflecteurs	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$H$	Hauteur du récepteur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$At$	Surface totale au sol	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$Capacity$	Capacité de production de la centrale	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$SM$	Multiple solaire	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\eta_{PB-th}$	Rendement du bloc électrique	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\eta_{PipeLoss}$	Rendement thermique du récepteur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\rho$	Réflectivité des miroirs	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\gamma$	Facteur d'interception	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\tau$	Transmissivité des miroirs	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\alpha$	Absorptivité du tube absorbeur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$L$	Longueur d'une ligne de réflecteur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$w$	Largeur d'une ligne de réflecteur	x	$\{X_P\}$
$R_S$	$\chi_{Plant}$	Disponibilité de la centrale	x	$\{X_P\}$

Tableau VI-24 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_I\}$  pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et de maintenance

Description des variables		Niveau de généralité	Type de variable
Variables		Db LFR n	
$HR_{eff}$	Efficacité des ressources humaines	x	$\{X_I\}$
$HR_C$	Côût journalier des ressources humaines	x	$\{X_I\}$
$HR_{Abs}$	Nombre d'opérateurs absents par jour	x	$\{X_I\}$
$HR_{QtM}$	Nombre d'opérateurs mobilisés par jour	x	$\{X_I\}$
$TS_{th}$	Date théorique de livraison des ressources consommables	x	$\{X_I\}$
$TS_r$	Date réelle de livraison des ressources consommables	x	$\{X_I\}$
$D$	Quantité de ressources consommables stockées	x	$\{X_I\}$
$d_{th}$	Quantité théorique de ressources consommables consommées par jour	x	$\{X_I\}$
$d$	Quantité réelle de ressources consommables consommées par jour	x	$\{X_I\}$
$Tr$	Durée de pénurie	x	$\{X_I\}$
$Tint$	Durée d'interruption	x	$\{X_I\}$
$TA_{th}$	Taux d'avancement théorique	x	$\{X_I\}$
$TA_r$	Taux d'avancement réel	x	$\{X_I\}$
$\eta_{Plant}$	Rendement solaire-électrique de la centrale	x	$\{X_I\}$
$CF$	Facteur de capacité	x	$\{X_I\}$
$E_{coll}$	Energie thermique collectée par le récepteur	x	$\{X_I\}$
$E_{abs}$	Energie absorbée par le fluide caloporteur	x	$\{X_I\}$
$E_{th-loss}$	Energie dissipée	x	$\{X_I\}$
$E_{available}$	Energie disponible pour le récepteur	x	$\{X_I\}$
$E_{other}$	"Autres" pertes d'énergie	x	$\{X_I\}$
$F_{other}$	Facteur des "autres" pertes d'énergie	x	$\{X_I\}$
$E_{inc}$	Energie incidente	x	$\{X_I\}$
$E_{end-losses}$	Pertes d'énergie aux extrémités du réflecteur	x	$\{X_I\}$
$E_{shading-losses}$	Pertes dues à l'ombrage	x	$\{X_I\}$
$E_{blocking-losses}$	Pertes dues au blocage	x	$\{X_I\}$
$E_{cosines-losses}$	Pertes par effet cosinus	x	$\{X_I\}$
$F_{cosine-losses}$	Facteur de pertes par effet cosinus	x	$\{X_I\}$
$F_{end-losses}$	Facteur de pertes aux extrémités	x	$\{X_I\}$
$F_{shading-losses}$	Facteur de pertes par ombrage	x	$\{X_I\}$
$F_{blocking-losses}$	Facteur de pertes par blocage	x	$\{X_I\}$
$A_a$	Surface réfléchissante du champ solaire	x	$\{X_I\}$
$N$	Nombre de collecteurs	x	$\{X_I\}$
$CR_L$	Coût de lancement total	x	$\{X_I\}$
$CR_{Cd}$	Nombre de livraison	x	$\{X_I\}$
$CR_C$	Coût d'approvisionnement	x	$\{X_I\}$
$Cx$	Variation de coût	x	$\{X_I\}$

Tableau VI-25 : Synthèse de l'ensemble des variables  $\{X_C\}$  pour le niveau de généralité DB en phase d'exploitation et de maintenance

Description des variables		Niveau de généralité	Type de variable
Variables		Db LFR n	
$OPEX$	Coût d'exploitation et maintenance annuel	x	$\{X_C\}$
$\alpha_d$	Performance de la centrale au pas de temps t	x	$\{X_C\}$
$E_{el}$	Quantité d'énergie électrique produite	x	$\{X_C\}$

## VI.4.2 Evaluation des alternatives

Cette sous-partie a pour objectif de présenter les équations utilisées pour calculer les  $\{X\}$  et  $\{X_C\}$  en phase de construction. Le calcul des  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  reste inchangé par rapport aux deux phases précédentes. Trois variables critères sont considérées dans cette phase du projet.

La variable critère  $\alpha_d$  le taux de performance de la centrale traduisant sa dégradation au fil des ans est déterminée à partir des équations 60 à 63.

$$\Delta\alpha_E(t) = \begin{cases} \alpha(t-1) - \frac{\alpha_{cible}(t+\Delta T_{RC})}{\Delta T_{RC}} & \text{si } T_S = T_E = t \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (60)$$

avec  $\Delta\alpha_E(t)$  l'écart de performance  $\alpha$  de la centrale au pas de temps  $t$  à rattraper dans un laps de temps  $\Delta T_{RC}$  correspondant à la durée de retour imposée à la performance cible  $\alpha_{cible}(t)$ .  $T_S$  et  $T_E$  sont respectivement les dates de livraison des ressources consommables et les dates d'entretien.

$$\alpha_{cible}(t) = \alpha_{cible}(t-1) - \frac{\alpha_{cible\ i}}{\Delta T_E} \quad (61)$$

avec  $\alpha_{cible\ i}$  la performance cible initiale imposée au début de la phase d'exploitation et de maintenance et  $\Delta T_E$  le délai entre deux entretiens successifs.

$$d(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \Delta D_m(t) > 0 \\ D(t-1) - D(t) & \text{si } (t-1) - D(t) > 0 \\ \frac{D/l}{\Delta T_S} \cdot \frac{HR_{QtM}(t)}{HR_{QtR}(t)} & \text{sinon} \end{cases} \quad (62)$$

avec  $d(t)$  la quantité de ressources consommables consommée au pas de temps  $t$ .

$$\alpha_d(t) = \begin{cases} \alpha(t-1) - \frac{\alpha_{cible\ i}}{\Delta T_E} & \text{si } d(t) = d_{th} \\ \alpha(t-1) - \frac{\alpha_{nat\ i}}{\Delta T_E} & \text{si } d(t) = 0 \\ \alpha(t-1) - \left( \frac{\alpha_{cible\ i}}{\Delta T_E} \cdot \frac{D/l}{\Delta T_S \cdot d(t)} \right) & \text{si } d(t) < d_{th} \\ \alpha(t-1) + \sum_{t=t-\Delta T_{RC}}^t \Delta\alpha_E(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad (63)$$

avec  $\alpha_{nat\ i}$  la performance initiale de la centrale sans maintenance.

Le calcul de la quantité d'électricité produite par mètre carré  $E_{el}$  est déterminée par l'équation 64 :

$$E_{el}(t) = E_{coll}(t) \cdot \eta_{PBth-el} \cdot \chi_{plant} \cdot \alpha(t) \quad (64)$$

Le calcul des coûts d'exploitation et de maintenance est effectué de manière analogue à celui des coûts de construction (équations 54 à 59).

### VI.4.3 Synthèse des principaux résultats obtenus

Le *Tableau VI-26* synthétise l'ensemble des paramètres des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision qui ont été utilisés pour aboutir au choix de site optimal en phase d'exploitation et de maintenance au niveau de généralité *DB* pour l'alternative LFR retenue.

*Tableau VI-26 : Variables des modèles d'interprétation des préférences du décideur et de décision au niveau de généralité DB pour la phase d'exploitation et de maintenance.*

Entités	Description des variables		Niveaux de généralité		
			Db		
UO	Type d'unité organisationnelle	$t(UO)$	"Developer"		
	Coefficient de dispersion	$\beta_i$	1		
	Poids du critère	$w_i$	$E_{el}$	0,5	
			OPEX	0,3	
$\alpha_d$			0,2		
ROR	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$E_{el}$	unilatérale croissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		180 kWh/m <sup>2</sup> /an	
		$x_{c+}$		-	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	220 kWh/m <sup>2</sup> /an		
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	OPEX	unilatérale décroissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		-	
		$x_{c+}$		4 500 000 \$/an	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$	8 500 000 \$/an		
	Type de fonction de désirabilité	$f(x_c)$	$\alpha_d$	unilatérale croissante	
	Bornes de l'intervalle de désirabilité	$x_{c-}$		87%	
		$x_{c+}$		-	
	Valeur cible de satisfaction	$x_c^{\wedge}$		90%	
Coefficient de courbure	$r$	1,5			

Dans un premier temps nous nous intéressons à la variable critère  $\alpha_d$  (taux de performance de la centrale). Cette variable permet de visualiser l'impact des événements risqués se produisant durant l'exploitation de la centrale.

La *Figure VI-15* représente cette variable  $\alpha_d$  (%) en fonction du temps en jours (période de dix ans). Le taux de performance théorique est représenté en rouge. Les autres courbes représentent respectivement les taux de performance  $\alpha_d$  effectifs pour 100 simulations en Australie (a) et au Maroc (b).

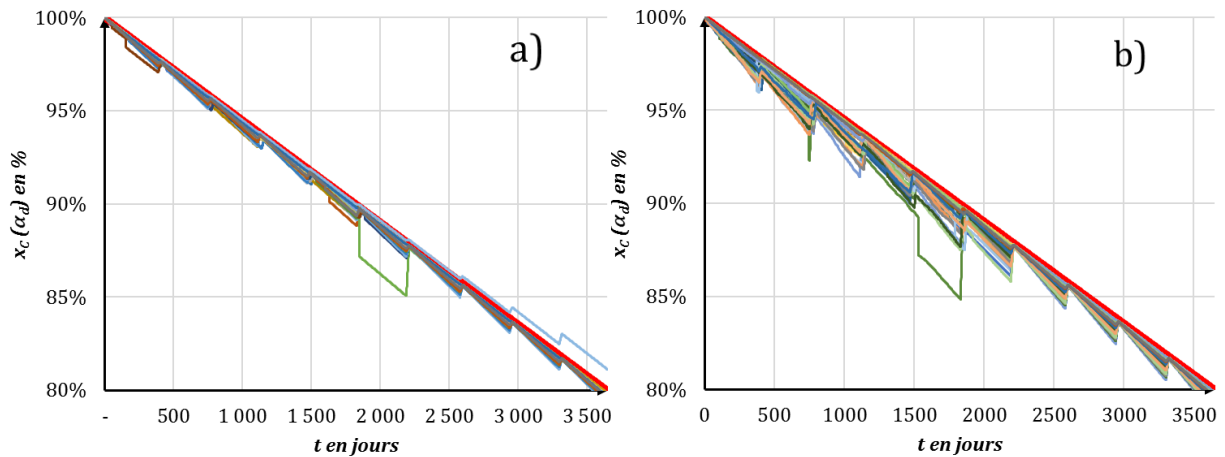


Figure VI-15 : Taux de performance de la centrale  $\alpha$  (%) en fonction du temps (jours) en Australie (a) et au Maroc (b).

L'analyse des variations de ces taux de performance témoigne des perturbations engendrées par l'occurrence des événements risqués. Pour un même site, ce taux de performance peut être plus ou moins perturbé. La comparaison des deux sites (Maroc et Australie) montre que la fréquence d'occurrence des événements risqués impactant la performance de la centrale en phase d'exploitation et de maintenance est plus élevée au Maroc qu'en Australie. Le résultat est donc une dégradation plus importante de la centrale affectant la production d'énergie et le coût associé à la maintenance (*OPEX*).

La Figure VI-16 résume les principaux résultats obtenus après simulation de la phase d'exploitation et de maintenance pour la configuration de champ solaire retenue ( $H = 5.8$ ,  $n = 18$  et  $p = 1.1$ ) et pour chaque site potentiel d'implantation, au Maroc et en Australie. Dans un premier temps, les résultats des 1000 MCS sont présentés : la variable critère *OPEX* (en \$) en fonction de la variable critère  $E_{el}$ .

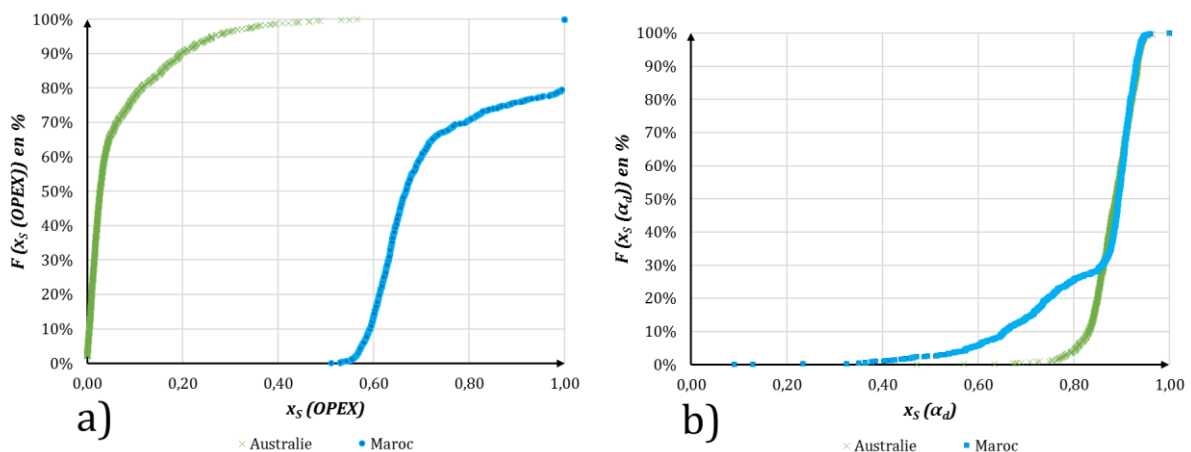


Figure VI-16 : Fonctions de répartition des variables de satisfaction *OPEX* (a) et  $\alpha_d$  (b).

Le critère *OPEX* est un critère très déterminant dans le choix du site de la centrale pour la phase d'exploitation et de maintenance. Il est très clairement plus désirable au Maroc qu'en

Australie et ce malgré les nombreuses perturbations imputables aux évènements risqués au Maroc. Cela s'explique par les coûts relatifs aux ressources qui sont moins élevés au Maroc.

Le critère  $\alpha_d$  est également discriminant vis-à-vis des deux sites. Les désirabilités associées à l'Australie sont supérieures à celles relatives au Maroc. De plus, elles sont moins incertaines.

Le *Tableau VI-27* récapitule les résultats obtenus du point de vue du porteur du projet. Ce décideur est considéré comme étant averse au risque ( $\beta=1$ ). Les deux sites d'implantation sont évalués vis-à-vis des variables  $x_o$  OPEX,  $E_{el}$  et  $\alpha_d$  déterminées à partir des variables  $x_c$  et  $x_s$  correspondantes.

*Tableau VI-27 : Récapitulatif des  $\{X_C\}$ ,  $\{X_S\}$  et  $\{X_O\}$  pour l'alternative « H=5.8, n=18 et p=1.1 » en Australie (Conception et Exploitation et Maintenance) et au Maroc (Exploitation et Maintenance).*

Description des variables				Niveaux de généricité		
Type de variables	Variables			Db		
				Australie (Conception)	Australie (O&M)	Maroc (O&M)
Variables critères $\{X_C\}$	$x_c$	$E_{el}$	$\mu$	227	222	203
			$\sigma$	62	62	56
			cv	27%	28%	28%
		OPEX	$\mu$	8 572 719	7 719 657	6 275 549
			$\sigma$	1 646 492	1 775 521	1 819 909
			cv	19%	23%	29%
	$\alpha_d$	$\mu$	-	89,76%	89,66%	
		$\sigma$	-	0,10%	0,28%	
		cv	-	0,11%	0,32%	
Variables de satisfaction $\{X_S\}$	$x_s$	$E_{el}$	$\mu$	-	0,50	0,48
			$\sigma$	-	0,45	0,46
		OPEX	$\mu$	-	0,09	0,42
			$\sigma$	-	0,05	0,13
		$\alpha_d$	$\mu$	-	0,88	0,84
			$\sigma$	-	0,05	0,12
	Variable objectif $\{X_O\}$	$x_o$	$E_{el}$	-	0,045	0,026
			OPEX	-	0,042	0,294
$\alpha_d$			-	0,835	0,715	
$X_o$		-	20,2%	24,4%		

La comparaison des résultats obtenus pour l'Australie en phase de conception et en phase d'exploitation et maintenance met en exergue les lacunes du modèle en phase d'exploitation et de maintenance. En effet, il n'y a pas de différence significative entre la conception et l'exploitation et la maintenance vis-à-vis de l'électricité produite en Australie, d'une part et d'autre part entre l'Australie et le Maroc vis-à-vis du même critère. En ce qui concerne les coûts effectifs, en Australie, ils sont inférieurs mais plus dispersés que ceux estimés en phase de conception. De plus, le Maroc présente des coûts réduits par rapport à l'Australie. Cela se traduit par une désirabilité moindre vis-à-vis du critère coût en Australie et par conséquent un niveau d'acceptabilité inférieur.

Dans cette application, l'alternative optimale retenue en phase d'exploitation et de maintenance est celle de l'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration (CSP) utilisant la technologie du miroir de Fresnel (LFR) au Maroc.

Il est important de préciser que pour les phases de construction et d'exploitation et maintenance, une même alternative a été comparée pour deux sites différents. Il serait également intéressant de considérer pour un même site plusieurs alternatives différentes et de ce fait déterminer les variables de conception optimales.

## VII. Conclusion générale

L'objectif de ces travaux de thèse était de développer une méthode de gestion des risques projet adaptée aux spécificités des énergies renouvelables.

Pour cela, nous avons établi le cahier des charges de cette méthode sur la base d'un état de l'art non exhaustif des domaines de la gestion de projet, de la modélisation d'entreprise, de la gestion des risques et de la prise de décision. Cet état de l'art avait pour vocation de mettre en exergue les principaux écueils des domaines susmentionnés.

Il en ressort que bien que le projet soit un processus unique, les points de vue portés sur lui peuvent être multiples et dépendent des acteurs et des considérations portées (vision temporelle, organisationnelle, etc.). Il convient d'en avoir une représentation multi-échelle (permettant de passer d'une vision fine à une vision macroscopique) et multi-facette. De plus, l'analyse de la notion de projet et l'approche systémique nous ont conduit à retenir un ensemble de huit concepts permettant de décrire le projet (*objectifs, résultats, performances, activités, ressources, décisions, environnement, information, acteurs*), dont les principales caractéristiques sont la complexité, le caractère incertain et changeant de son environnement avec lequel il interagit, l'incertitude et donc le risque. De plus, il est inscrit dans une dynamique temporelle irréversible via les prises de décision et l'occurrence des événements risqués.

Nous avons par la suite fait le constat que la majorité des outils de la gestion de projet ne prennent pas en considération toutes ces propriétés essentielles. Nous nous sommes donc intéressés à la modélisation d'entreprise et à son application au projet car ce domaine permet de formaliser et de représenter le fonctionnement de systèmes complexes à l'aide de concepts capables de décrire leur structure, leur évolution dans le temps et leurs relations avec l'environnement. La comparaison des principales architectures de référence selon les différents axes que sont le cycle de vie du projet, l'instanciation, les vues de modélisation, les facettes du projet prises en compte, l'aspect dynamique et la possible intégration du risque a conduit à retenir l'architecture de référence GERAM, la mieux à même de représenter l'intégralité des concepts du projet et de permettre l'intégration du risque.

Par ailleurs, nous avons proposé un modèle conceptuel de la notion fortement polysémique du « risque ». Conformément à la norme ISO 31000 nous définirons le risque projet comme étant relatif à la possible occurrence d'événements, d'origine interne ou externe au projet, susceptibles d'affecter l'obtention de l'objectif et à l'effet de ces événements sur l'objectif de projet. Après analyse, nous avons pu faire le constat que la grande majorité des outils de gestion des risques n'est pas applicable à l'ensemble du processus de gestion des risques, que les méthodes communes à l'identification, l'analyse, l'évaluation et le traitement des risques, telles que le brainstorming, sont peu structurées, manipulent des informations uniquement qualitatives et sont limitées par l'expérience de l'utilisateur. De plus, nous avons constaté que le risque est en général abordé de manière isolée, indépendamment du projet et de son environnement et enfin que la description et la prise en compte des interactions est difficile et embryonnaire.



Enfin, nous avons abordé la décision ; évènement modifiant irréversiblement la trajectoire d'un projet, et dont la fiabilité repose sur la prise en compte des sources d'erreur dans la prise de décision, à savoir l'incertitude, les changements inhérents via l'occurrence des évènements risqués et l'influence de la présence de l'être humain. C'est ainsi que nous avons identifié les limites des outils usuels d'aide à la décision.

Sur la base de ce constat, nous avons construit le cahier des charges de la méthode de gestion des risques projet que nous allons développer. Cette dernière doit :

- être applicable à l'intégralité du processus de gestion de risque, de l'identification jusqu'au traitement ;
- être multi-vues afin de prendre en compte tous les aspects du projet ;
- permettre de représenter et de prendre en compte les interactions entre risques, projet et environnement.
- être dynamique pour considérer l'évolution du projet qui n'est en aucun cas figé dans le temps ;
- être multi-échelles pour permettre de l'adapter au niveau de détails souhaité ;
- être compatible avec le cadre et les méthodes de gestion de projet (pour faciliter une intégration naturelle du processus de gestion des risques) ;
- permettre la prise de décision.

Dans un second temps, nous nous sommes intéressés au domaine des énergies renouvelables avec un focus particulier sur la filière solaire dans le but d'acquérir de la connaissance. Ce chapitre avait pour objectif de présenter du point de vue de la gestion des risques les enjeux et les principaux aspects des projets dans le domaine des énergies renouvelables.

Pour cela, nous avons comparé succinctement les principales caractéristiques des types de technologie CSP (parabolique, Fresnel et tour). Le miroir parabolique, technologie la plus mature et répandue, présente néanmoins de nombreuses améliorations possibles, aussi bien techniques qu'économiques. Elle est à ce jour progressivement délaissée pour des centrales à tour et à miroir de Fresnel qui permettent de réduire les coûts d'investissement et d'améliorer les performances. Le miroir de Fresnel est actuellement à un stade prototypique mais son caractère « low-cost » est à l'origine d'efforts d'accompagnement vers la maturité économique et technologique.

Nous avons ensuite considéré les similarités et différences dans ces projets en comparaison des projets mettant en jeu des énergies qualifiées de conventionnelles pour lesquelles il existe un important retour d'expérience susceptible d'être utile pour les énergies renouvelables. Il résulte de cette analyse que les facteurs de risque projet endogènes relatifs aux aspects techniques ont un impact économique le plus souvent modéré et sont bien représentés dans les analyses de risque. A contrario, les facteurs de risque exogènes relevant de l'environnement du projet et en particulier des aspects politiques, ont un impact économique conséquent et sont peu ou mal représentés dans les analyses de risque actuelles. Ces facteurs exogènes sont principalement dus à la localisation géographique de ces projets dans des pays qui présentent des contextes politiques instables. Ces sources d'incertitudes sont également

inhérentes aux projets ER. Il convient donc d'attacher une grande importance à ces facteurs de risque environnementaux dans les projets ER, qui de plus présentent des facteurs de risque supplémentaires relatifs au manque de maturité du marché, au faible retour d'expérience et à leur forte dépendance vis-à-vis des incitations financières mises en place dans le cadre des politiques publiques.

Pour finir, les différentes filières ER ont été comparées selon différents critères que sont la sensibilité à la politique publique, l'offre et la demande, la disponibilité des données technologiques et environnementales, la possible intégration au réseau existant, les conditions d'exploitation de la centrale, le contexte social ou encore le retour d'expérience en matière de gestion des risques projet. Il en résulte que la filière solaire est la filière renouvelable la plus sujette aux incertitudes sur les ressources énergétiques à exploiter du fait du manque de données de qualité relatives aux conditions météorologiques. De plus, cette filière est soumise à de nombreuses incertitudes en phase d'exploitation, en particulier pour les aspects relatifs à la maintenance. Enfin, la filière solaire est celle pour laquelle le retour d'expérience en gestion de risque projet est le plus faible surtout si l'on considère la technologie du solaire thermique.

Par la suite, la méthode proposée a été présentée. Elle a été construite sur la base du cahier des charges précédemment établi. A cette fin, un cadre de modélisation servant de support à la méthode et ayant pour but de faciliter la modélisation du projet en tant que système complexe a été déterminé. Ce cadre repose sur l'architecture de référence GERAM et les normes ISO 19439 et ISO 19440. Il est construit suivant les trois axes que sont le cycle de vie, la généricité et les vues de modélisation. Le cycle de vie répond à la prise en compte de l'aspect dynamique du projet via l'intégration des principaux processus et activités constituant le projet. La généricité permet d'être conforme au caractère multi-échelles du projet. Cet axe permet d'adapter le modèle aux différents domaines explorés que sont les énergies renouvelables incluant les énergies solaires englobant elles-mêmes la technologie CSP. Les vues de modélisation sont constituées de l'ensemble des entités de projet. Chaque entité est caractérisée par des attributs. L'usage des vues de modélisation est une réponse aux problématiques de l'intégration de tous les aspects du projet et de la compatibilité avec les méthodes de gestion de projet. De plus, la représentation des interactions inhérentes au projet et la prise de décision sont rendues possibles par la nature des attributs ( $X_P$ ,  $X_D$ ,  $X_E$ ,  $X_I$ ,  $X_C$ ,  $X_S$  et  $X_O$ ) et les différents modèles d'évaluation, d'interprétation et de choix des alternatives. Un exemple partiel a été mis en œuvre pour illustrer comment l'ensemble du processus peut être mis en œuvre en phase de conception.

Le risque étant l'effet de l'incertitude, il paraît à ce stade indispensable de prendre en compte cette incertitude dans le cadre de gestion de projets et de la prise de décision, en particulier dans un domaine novateur tel que les énergies renouvelables où le retour d'expérience est restreint. C'est pour cela que la méthode a été adaptée à la prise en compte des incertitudes inhérentes au projet et à son environnement. Pour cela, nous avons d'abord procédé à l'identification et à la description des incertitudes via la réalisation d'une base de connaissances relatives aux facteurs de risques et à la documentation des variables incertaines. Les incertitudes ont ensuite été formalisées via l'ajout d'une vue dédiée aux risques dans le cadre de modélisation du projet. Cette vue, compatible avec les autres vues classiques du projet, représente les deux mécanismes que nous avons développé pour décrire comment les incertitudes affectent le déroulement du projet. Le premier mécanisme correspond à la propagation de la dispersion des valeurs des variables projet, conception et environnementales

incertaines. Le second, est relatif à l'occurrence des événements risqués induits par les facteurs de risques issus des variables environnementales et qui peuvent affecter (ou pas) les performances du projet. Il en résulte une dispersion plus ou moins étendue des performances du projet. La propagation et l'évaluation des incertitudes a été possible via l'utilisation des simulations de Monte Carlo. Ces incertitudes ont aussi été intégrées aux modèles de formalisation des préférences du décideur et de prise de décision. L'effet des incertitudes dans le processus de conception a été illustré par un exemple analogue à celui du chapitre précédent.

Enfin, le dernier chapitre a été consacré à la mise en œuvre de la méthode développée pour répondre à des questions de conception dans le cadre d'une application technique : évaluation de la faisabilité d'implantation d'une centrale solaire thermique à concentration au Maroc et en Australie.

Ces premiers tests ont permis d'apprécier l'effet de la généricité sur le choix des alternatives optimales (comparaison des niveaux  $DA$  et  $DB$  en phase de conception). La comparaison de la technologie du LFR aux niveaux  $DA$  et  $DB$  souligne l'effet du changement d'échelle qui se traduit par une réduction de la dispersion des résultats obtenus. Par conséquent, l'augmentation du nombre de variables de description d'une alternative (raffinement du modèle via l'augmentation du niveau de généricité) résulte en une diminution des incertitudes sur l'appréciation de cette alternative.

Nous avons également analysé l'effet du cycle de vie sur ce choix (comparaison des phases de conception, construction et exploitation et maintenance pour un même site, l'Australie). Cela a permis de constater l'effet des perturbations occasionnées par l'occurrence des événements risqués, tant en phase de construction que d'exploitation et de maintenance. La comparaison des résultats obtenus pour l'Australie en phase de conception et en phase de construction montre une modification des performances du projet, en moyenne et en dispersion.

Enfin, l'effet de l'environnement a également été apprécié grâce à la comparaison de deux sites d'implantation différents (Australie et Maroc). La comparaison d'une même alternative aux mêmes phases de projet a permis de juger du caractère favorable ou défavorable d'un site d'implantation. De plus, elle a également permis de rendre compte de la bonne représentativité des variables environnementales choisies. Une perspective immédiate serait de comparer les fréquences d'occurrence des événements risqués pour ces deux sites et d'évaluer leur impact sur les performances du projet.

Cette méthode présente un potentiel d'amélioration. Il serait en effet judicieux de déterminer les sources d'incertitudes les plus influentes sur les performances du projet via la réalisation d'analyses de sensibilité. De plus, l'influence des différents paramètres d'interprétation des préférences du décideur et de décision pourrait également être appréciée.

Par la suite, il serait intéressant et nécessaire d'enrichir le modèle et la base de connaissances afin de permettre une meilleure intégration des aspects organisationnels et d'étendre les niveaux de généricité les plus détaillés à d'autres types de projets d'énergies renouvelables. Enfin, il faudrait comparer les résultats des différentes simulations avec ceux de projets réels en cours ou achevés afin d'évaluer la pertinence de la méthode développée.



## BIBLIOGRAPHIE

---

### [A]

Aloui, S., 2007. *Contribution à la modélisation et l'analyse du risque dans une organisation de santé au moyen d'une approche système*, Alès: Ecole des Mines.

Andersen, E., 1996. Warning: activity planning is hazardous to your project's health!. *International Journal of Project Management*, 14(2), pp. 89-94.

AS/NZS, 1999. *AS/NZS 4360 - Risk Management*, Strathfield, Australia: Australian Standards / New Zealand Standardss.

Atkinson, R., Crawford, L. & Ward, S., 2006. Fundamental uncertainties in projects and the scope of project management. *International Journal of Project Management*, 24(8), pp. 687-698.

### [B]

Baccarini, D. & Archer, R., 2001. The risk ranking of projects: a methodology. *International Journal of Project Management*, 19(3), pp. 139-145.

Bakir, S., 2003. *Contribution à une démarche d'intégration des processus de gestion des risques et des projets : étude de la fonction planification*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Barki, H., Rivard, S. & Talbot, J., 1993. Toward an assessment of software development risk. *Journal of Management Information Systems*, 10(2), pp. 203-225.

Berg, H., 2010. Risk management: procedures, methods and experiences.. *Reliability and Risk Analysis: Theory and Applications*, 1(2), pp. 79-95.

Bernard, J. et al., 2002. *Le risque : un modèle conceptuel d'intégration*, Montréal, Canada: CIRANO, Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations.

Black & Veatch, 2012. *Cost and performance data for power*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory.

Boutinet, J., 2015. *Anthropologie du projet*. 3ème édition éd. Paris: PRESSES UNIVERSITAIRES DE FRANCE.

Braesch, C., 2002. *Me modèle OLYMPIOS*, Albi-Carmaux, France: Groupement pour la recherche en Productique.

Braesch, C., Haurat, A. & Beving, J., 1995. L'entreprise système. *Ma modélisation systémique en entreprise*, pp. 83-88.

Breysse, D., 2009. *Maîtrise des risques en génie civil*. Lavoisier éd. Paris, France: Hermes Science.

Breysse, D. et al., 2013. Project risk management in construction projects: Developing modelling tools to favor a multidisciplinary approach.. Dans: G. Deodatis, B. Ellingwood & D. Frangopol, éd. *Safety, Reliability, Risk and Life-Cycle Performance of Structures and Infrastructures*. London: Taylor & Francis.

Broesamle, H., Mannstein, H., Schillings, C. & Trieb, F., 2001. Assessment of Solar Electricity Potentials in North Africa Based on Satellite Data and a Geographic Information System. *Solar Energy*, Volume 70, pp. 1-12.

## [C]

Cagliano, A., Grimaldi, S. & Rafele, C., 2015. Choosing project risk management techniques. A theoretical framework.. *Journal of Risk Research*, 18(2), pp. 232-248.

Cantzler, O., 1997. *Une architecture conceptuelle pour la pérennisation d'historiques globaux de conception de produits industriels complexes*, Paris, France: Ecole Centrale Paris.

Carrier, G., 2002. *Notes de cours en analyse du risque*, s.l.: s.n.

Carr, V. & Tah, J., 2001. A fuzzy approach to construction project risk assessment and analysis: construction project risk management system. *Advances in Engineering Software* , 32(10-11), pp. 847-857.

CEA, 2010. Énergies du XXI<sup>e</sup> siècle. *Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives*, septembre, pp. 13-19.

CEAEQ, C. d. e. a. e. d. Q., 1998. *Procédure d'évaluation du risque écotoxicologique pour la réhabilitation des terrains contaminés*, Québec, Canada: Ministère de l'environnement et de la faune, Gouvernement du Québec.

Choo, E., Schoner, B. & Wedley, W., 1985. Optimal criteria weights in repetitive multicriteria decision making. *Journal of Operational Research Society*, Volume 36, pp. 983-992.

COSO, 2004. *Enterprise Risk Management - Integrated Framework*, s.l.: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway.

Courtot, H., 1998. *La gestion des risques dans les projets*. Economica éd. Paris, France: s.n.

CSA/ACNOR, 1991. *CAN/CSA-Q634-91 Exigences et guides pour l'analyse de risques*, Toronto, Canada: Canadian Standards Association.

CSA, 1997. *CAN/CSA-Q850-97 - Risk management : Guideline for Decision Makers*, Toronto, Canada: Canadian Standards Association.

CSPToday, 2008. *An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East*, London, U.K.: CSP Today.

## [D]

Darras, F., 2004. *Proposition d'un cadre de référence pour la conception et l'exploitation d'un progiciel de gestion intégré*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Declerck, R., Debourse, J. & Navarre, C., 1983. *La Méthode de Direction générale : le management stratégique*. Paris: Hommes et Techniques.

Del Cano, A. & De La Cruz, M., 2002. Integrated methodology for project risk management. *Journal of Construction Engineering and Management*, 128(6), pp. 473-485.

Derringer, G. & Suich, R., 1980. Simultaneous optimization of several response variables. *Journal of Quality Technology*, 12(4), pp. 214-219.

DoD, 2003. *Risk management guide for DoD acquisition*, Ft. Belvoir, Virginia (U.S.): Department of Defense, Defense acquisition university press.

Doumeingts, G., 1984. *Méthode GRAI - méthode de conception des systèmes en productique*, Bordeaux, France: Université de Bordeaux 1.

Doumeingts, G., Chen, D., Vallespir, B. & Fénié, P., 1993. *GIM (GRAI Integrated Methodology) and its evolutions - A methodology to design and specify advanced manufacturing systems..* Tokyo, Japan, s.n.

Ducq, Y., 2007. *Evaluation de la performance d'entreprise par les modèles*, Bordeaux, France: Université Bordeaux I.

Duffie, J. & Beckman, W., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4th edition éd. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.

Dupuy, M., 2005. *Contributions à l'analyse des systèmes industriels et aux problèmes d'ordonnement à machines parallèles flexibles : application aux laboratoires de contrôle qualité en industrie pharmaceutique*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

## [E]

Eck, M. et al., 2013. *Guidelines for CSP yield analysis - Optical losses of line focusing systems; definitions, sensitivity analysis and modeling approaches*. s.l., Solar PACES, Energy Procedia.

EER, 2010. *Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010-2025*, Cambridge, U.S.: Emerging Energy Research / IHS.

El Mhamedi, A., 2002. *La méthode ACNOS*, Albi-Carmaux, France: Groupement pour la recherche en Productique.

Ernst & Young, 2011. *MENA Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power*, Washington D.C., U.S.: The World Bank / Ernst & Young and Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

## [F]

Fathallah, A., 2011. *Modélisation d'Entreprise : Proposition d'une démarche de construction et de validation de modèles réalisant la cohérence des systèmes de l'entreprise.*, Paris, France: Ecole Centrale.

FDX50-117, 2003. *Management de projet - Gestion du risque - Management des risques d'un projet*, s.l.: AFNOR.

Fumey, M., 2001. *Méthode d'Evaluation des Risques Agrégés : application au choix des investissements de renouvellement d'installations*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

## [G]

Gadd, S., Leeming, D. & Riley, T., 1998. *Transport Riskat : the HSE quantified risk assessment tool for toxic and flammable dangerous goods transport by road and rail in Great Britain*. s.l., 9th International Symposium Loss Prevention and Safety Promotion in the Process Industries.

Garcia, P., 2007. *Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur*, Perpignan, France: Université de Perpignan.

Garel, G., Giard, V. & Midler, C., 2001. *Management de projet et gestion des ressources humaines*, Paris: IAE de Paris, Université Paris 1 Panthéon Sorbonne, GREGOR.

Giard, V. & Midler, C., 1997. *Management et gestion de projet : bilan et perspectives. Encyclopédie de gestion.*

Gourc, D., 2006. *Vers un modèle général du risque pour le pilotage et la conduite des activités de biens et de services - Propositions pour une conduite des projets et une gestion des risques intégrées*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Grenelot, D., 1998. *Manager dans la complexité - Réflexions à l'usage des dirigeants*. s.l.:INSEP Consulting.

Grimaldi, S., Rafele, C. & Cagliano, A., 2012. A Framework to Select Techniques Supporting Project Risk Management. Dans: N. Banaitiene, éd. *Risk Management - Current Issues and Challenges*. s.l.:InTech.

Günther, M., Eickhoff, M., Khalil, T. & Meyer-Grünefeldt, M., s.d. *Linear Fresnel Technology*, s.l.: EnerMENA / DLR.



Günther, M., Joemann, M. & Csambor, S., s.d. *Parabolic Trough Technology*, s.l.: EnerMENA / DLR.

Günther, M. & Joemann, M., s.d. *Site assessment*, s.l.: EnerMENA / DLR.

Gupta, P., 2011. Risk management in Indian companies: EWRM concerns and issues. *The Journal of Risk Finance* , 12(2), pp. 121-139.

## [H]

Harrington, E. J., 1965. The desirability function. *Industrial Quality Control*, 21(10), pp. 494-498.

Head, G., 1967. An alternative to defining risk as uncertainty. *The Journal of Risk and Insurance*, 34(2), pp. 205-214.

Hilson, D., 2003. Using a Risk Breakdown Structure in project management. *Journal of Facilities Management*, 2(1), pp. 85-97.

## [I]

IEA/ETSAP & IRENA, 2013. *Concentrating Solar Power - Technology brief*, s.l.: Energy Technology Systems Analysis Programme / International Renewable Energy Agency.

IEEE, 1990. *IEEE standard computer dictionary: a compilation of IEEE standard computer glossaries*. New York: s.n.

IEEE, 2001. *IEEE 1540 - Software Engineering Risk Management: Measurement-Based Life Cycle Risk Management*, New York , U.S.: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IFAC/IFIP Task Force, 1999. *Generalised Enterprise Reference Architecture and Methodology*, s.l.: IFAC/IFIP.

IFC, 2012. *Utility Scale Solar Power Plants: A Guide for Developers and Investors*, Washington D.C., U.S.: International Finance Corporation.

IFC, 2015. *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*, Washington D.C., U.S.: International Finance Corporation.

IRENA, 2012. *Renewable energy technologies : cost analysis series - Concentrating solar power*, Bonn, Germany: International Renewable Energy Agency.

Ishikawa, K., 1985. *What Is Total Quality Control?: The Japanese Way*. Prentice Hall éd. s.l.:s.n.

ISO/IEC, 2002. *ISO/IEC Guide 73 - Management du risque - Vocabulaire - Lignes directrices pour l'utilisation dans les normes*, s.l.: ISO.

ISO10006, 2003. *Systèmes de management de la qualité - Lignes directrices pour le management de la qualité dans les projets*, s.l.: ISO.

ISO19439, 2006. *Entreprise intégrée - Cadre de modélisation d'entreprise*, s.l.: International Organization for Standardization.

ISO19440, 2004. *Enterprise integration - Constructs for enterprise modelling*, Geneva, CH: International Organization for Standardization.

ISO31000, 2010. *NF ISO 31000 Management du risque - Principes et lignes directrices*, s.l.: ISO.

## [J]

Jarrosson, B., 1999. *Décider ou ne pas décider - Réflexions sur les processus de la décision*. Laurent Du Mesnil éd. s.l.:Maxima .

## [K]

Kaplan, S. & Garrick, B., 1981. On the quantitative definition of risk. *Risk Analysis*, 1(1), pp. 11-27.

Kervern, G. & Rubise, P., 1991. *L'Archipel du danger - Introduction aux cyndiniques*. Economica éd. Paris, France: s.n.

Kerzner, H., 2013. *Project Management: Approach to Planning, Scheduling, and Controlling*. Onzième édition éd. s.l.:John Wiley & Sons.

Kontio, J., 2001. *Software Engineering Risk Management: A Method, Improvement Framework, and Empirical Evaluation.*, s.l.: s.n.

## [L]

Le Moigne, J., 1990. *La modélisation des systèmes complexes*. Paris: Dunod.

Lemaire, M., 2005. *Fiabilité des structures - Couplage mécano-fiabiliste statique*. Lavoisier éd. Paris, France: Hermès science.

## [M]

Malbranche, P., 2013. Le solaire photovoltaïque - Technologies photovoltaïques et production centralisée d'électricité. *Clefs CEA*, N°61 Printemps, pp. 32-35.

Marle, F., 2002. *Modèle d'informations et méthodes pour aider à la prise de décision en management de projets*, Paris, France: Ecole Centrale.

Marle, F., 2011. *Aide à la gestion des risques et vulnérabilités induits par la complexité - Application à la conception et au pilotage de projets complexes et (donc) risqués*, Nantes, France: Université de Nantes.

Marmier, F., 2014. *Contribution au pilotage des projets et des processus par la prise en compte d'informations relatives aux activités, aux produits, aux ressources et aux risques*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Masson, M., 2005. *Apports de la théorie des possibilités et des fonctions de croyance à l'analyse de données imprécises*, Compiègne: Université de Technologie de Compiègne.

Mehdizadeh, R., 2012. *Dynamic and multi-perspective risk management of construction projects using tailor-made Risk Breakdown Structures*, Bordeaux, France: Université de Bordeaux I.

Meinadier, J., 1998. *Ingénierie et intégration des systèmes*. s.l.:Hermes Science Publications.

Menzel, C. & Meyer, R. J., 1998. The IDEF Family of Languages. Dans: *Handbook on Architectures of Information Systems*. s.l.:Springer Berlin Heidelberg, pp. 209-241.

Michelez, J. et al., 2011. *Risk quantification and risk management in renewable energy projects*, Hamburg, Germany: Altran.

Midler, C., 2012. *L'Auto qui n'existait pas - Management des projets et transformation de l'entreprise*. Paris: Dunod.

Montes, M., Abànades, A., Martinez-Val, J. & Valdés, M., 2009. Solar multiple optimization for a solar solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic through collectors. *Solar Energy*, Volume 83, pp. 2165-2176.

Morin, G. et al., 2012. Comparison of linear Fresnel and parabolic trough collector power plants. *Solar Energy*, Volume 86, pp. 1-12.

Morin, G. et al., 2012. Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. *Solar Energy*, Volume 86, pp. 1-12.

[N]

Nguyen, T., 2011. *Contribution à la planification de projet : proposition d'un modèle d'évaluation des scénarios de risque-projet*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Nicolet-Monnier, M., 1996. Integrated regional risk assessment : the situation in Switzerland. *International Journal of Environmental and Pollution*, 6(4-6), pp. 441-461.

## [O]

OCDE, 1992. *Accidents chimiques : Principes directeurs pour la prévention, la préparation et l'intervention - Orientations à l'intention des pouvoirs publics, de l'industrie, des travailleurs et d'autres parties intéressées.*, Paris, France: Organisation de Coopération et de Développement Economique.

Okudan, G. & Tauhid, S., 2008. Concept selection methods-a literature review from 1980 to 2008. *International Journal of Design Engineering*, 1(3), pp. 243-277.

Ozouf, V., 2009. *Comment conserver un niveau de risques acceptable dans un contexte de conception / industrialisation de plus en plus rapide d'un produit de plus en plus complexe ?*, s.l.: Université de Savoie.

## [P]

Pahl, G., Beitz, W., Feldhusen, J. & Grote, K., 2007. *Engineering Design A Systematic Approach*. 3ème éd. London; U.K.: Springer-Verlag.

Panetto, H., 2006. *Méta-modèles et modèles pour l'intégration et l'interopérabilité des applications d'entreprises de production*, Nancy, France: s.n.

Parsons Brinckerhoff, 2014. *Port Augusta solar thermal generation feasibility study - Stage 1 - Pre-feasibility study - Options study report*, Brisbane, Australia: Alinta Energy, Parsons Brinckerhoff.

Pasandideh, S. & Niaki, S., 2006. Multi-response simulation optimization using genetic algorithm within desirability function framework. *Applied Mathematics and Computation*, 175(1), pp. 366-382.

Paté-Cornell, M., 2002. Risk and uncertainty analysis in government safety decisions. *Risk Analysis*, 22(3), pp. 633-646.

Perilhon, P., 2003. *MOSAR : Présentation de la méthode*, SE 4060: Techniques de l'ingénieur.

Perminova, O., Gustafsson, M. & Wikström, K., 2008. Defining uncertainty in projects – a new perspective. *International Journal of Project Management*, 26(1), pp. 73-79.

Perret, P. et al., 2012. *Management des projets complexes - guide pratique pour la maîtrise et la Gestion des Risques*, s.l.: s.n.

Pingaud, H., 2005. *Modélisation d'entreprise*, Toulouse, France: s.n.

Pinto, J. & Millet, I., 1999. *Successful Information System Implementation: The Human Side*. Project Management Institute éd. s.l.:s.n.

PMI, 2004. *A Guide to the Project Management Body of Knowledge*, s.l.: Project Management Institute.

PMI, 2008. *A Guide to the Project Management Body of Knowledge*, Newtown Square, Pennsylvania, U.S.: Project Management Institute.

PMToday, 2001. *Project and programme planning software survey*, s.l.: Project Manager Today, Larchdrift Projects Ltd.,

Pourcel, C. & Gourc, D., 2002. *Modélisation MECI*, Albi-Carmaux: Groupement pour la recherche en Productique.

Purohit, I., Purohit, P. & Shekhar, S., 2013. Evaluating the potential of concentrating solar power generation in Northwestern India. *Energy Policy*, Volume 62, pp. 157-175.

## [R]

Ravelomanantsoa, M., 2009. *Contribution à la définition d'un cadre générique pour la définition, l'implantation et l'exploitation de la performance : Application à la méthode ECOGRAI*, s.l.: s.n.

Roche, P., Rosenthal-Sabroux, C. & Zacklad, M., 1998. *Ingénierie des connaissances pour la gestion de projet*. Pont-à-Mousson, France, IC, Ingénierie des Connaissances.

Rodney-Turner, J. & Müller, R., 2003. On the nature of the project as a temporary organization. *International Journal of Project Management*, Volume 21, pp. 1-8.

Roque, M., 2005. *Contribution à la définition d'un langage générique de modélisation d'entreprise*, Bordeaux, France: Université de Bordeaux I.

Rosemann, M. & Zur Muehlen, M., 2005. *Integrating Risks in Business Process Models*. Sydney, New South Wales, Australia, s.n.

## [S]

Scheer, A. & Schneider, K., 2006. ARIS — Architecture of Integrated Information Systems. Dans: *Handbook on Architectures of Information Systems*. s.l.:Springer Berlin Heidelberg, pp. 606-623.

SEFI, s.d. *Scoping Study on Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects*, s.l.: Sustainable Energy Finance Initiative.

Sharma, V., Khanna, S., Nayak, J. & Kedare, S., 2016. Effects of shading and blocking in compact linear fresnel reflector field. *Energy*, Volume 94, pp. 633-653.

Sharma, V., Nayak, J. & Kedare, S., 2015. Effects of shading and blocking in linear Fresnel reflector field. *Solar Energy*, Volume 113, pp. 114-138.

Sienou, A., 2009. *Proposition d'un cadre méthodologique pour le management intégré des risques et des processus d'entreprise*, Toulouse, France: Institut National Polytechnique de Toulouse.

Simon, H., 1960. *The new science of management decision*. New York, USA: Harper and Row.

Sperandio, S., 2005. *Usage de la modélisation multi-vue d'entreprise pour la conduite des systèmes de production*, Bordeaux, France: Université de Bordeaux I.

Stal-Le Cardinal, J., 2000. *Etude des dysfonctionnements dans la prise de décision. Application au choix d'acteur.*, Paris, France: Ecole Centrale Paris.

## [T]

Tardieu, H., Rochfeld, A. & Colletti, R., 1983. *La méthode MERISE, Principes et outils*. Paris: Les éditions d'organisation.

Taylor, M., Daniel, K., Ilaas, A. & So, E., 2015. *Renewable power generation costs in 2014*, Bonn, Germany: IRENA, International Renewable Energy Agency.

Tepeli, E., 2014. *Processus formalisé et systématique de management des risques par des projets de construction complexes et stratégiques.*, Bordeaux: Université de Bordeaux.

Théroutte, F., 2002. *Formalisme et système pour la représentation et la mise en oeuvre des processus de pilotage des relations entre donneurs d'ordres et fournisseurs*, Grenoble: Institut National Polytechnique de Grenoble.

Tixier, J., Dusserre, G., Salvi, O. & Gaston, D., 2002. Review of 62 risk analysis methodologies of industrial plants. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 15(4), pp. 291-303.

Tomiyaama, T. et al., 2009. *Design methodologies: Industrial and educational applications*. s.l., CIRP Annals - Manufacturing Technology.

Trieb, F. & Schillings, C., 2009. *Global Potential of Concentrating Solar Power*. Berlin, Germany, Solar Paces Conferences.

Turchi, C., 2010. *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model*, s.l.: NREL, National Renewable Energy Laboratory.

Turchi, C., Mehos, M., Ho, C. & Kolb, G., 2010. *Current and future costs for Parabolic trough and power tower systems in the US market*, s.l.: NREL, National Renewable Energy Laboratory.

Turney, D. & Fthenakis, V., 2011. Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants.. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), pp. 3261-3270.

## [U]

UNEP, 2004. *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects*, Oxford, U.K.: United Nations Environment Programme.

## [V]

Vallespir, B., Braesch, C., Chapurlat, V. & Crestani, D., 2003. *L'intégration en Modélisation d'Entreprise : les chemins d'U.E.M.L.*. Toulouse, France, s.n., pp. 140-145.

Vallespir, B. & Doumeingts, G., 2002. *La méthode GRAI*, Albi-Carmaux, France: Groupe de travail n°5 du Groupement pour la recherche en Productique.

Vaughan, E., 1996. *Risk Management*. première éd. s.l.:John Wiley & Sons .

Vernadat, F., 1996. *Enterprise Modeling and Integration*. s.l.:Springer.

Vernadat, F., 1999. Techniques de Modélisation en Entreprise : Application aux processus opérationnels. *Economica*.

Viebahn , P., Kronshage, S., Trieb, F. & Lechon, Y., 2008. *Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants*, s.l.: DLR / CIEMAT.

## [W]

Ward, S. & Chapman, C., 1995. Risk management perspective on the project lifecycle. *International Journal of Project Management*, 13(3), pp. 145-149.

Ward, S. & Chapman, C., 2003. Transforming project risk management into project uncertainty management. *International Journal of Project Management*, 21(2), pp. 97-105.

Williams, T., 1995. A classified bibliography of recent research relating to project risk management. *European Journal of Operational Research* , Volume 85, pp. 18-38.

Williams, T., 1995. Development of GERAM, A Generic Enterprise Reference Architecture and Enterprise Integration Methodology. Dans: *Integrated Manufacturing Systems Engineering*. s.l.:Springer, pp. 279-288.

Williams, T., 1999. The Purdue Enterprise Reference Architecture and Methodology (PERA). Dans: *Handbook of Life Cycle Engineering: Concepts, Models and Technologies*. s.l.:Springer Science & Business Media.

Wood, O., 1964. Evolution of the concept of risk. *The Journal of Risk and Insurance*, 31(1), pp. 83-91.

Wybo, J., 1998. *Introduction aux Cindyniques*. Eska éd. s.l.:s.n.

## [X]

X50-105, 1991. *Le management de projet - Concepts*, s.l.: AFNOR.

## [Z]

Zachman, J., 1987. A framework for information systems architecture. *IBM Systems Journal*, 26(3), pp. 276-292.

Zahler, C., Schwind, T., Häberle, A. & Berger, M., 2009. *Direct Steam Production in a Linear Concentrating Fresnel Collector*. Munich, Germany, ESTEC.

Zaidat, A., 2005. *Spécification d'un cadre d'ingénierie pour les réseaux d'organisations*, Saint-Etienne, France: Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne.



## NOTATIONS

---

CSP (Concentrated Solar Power) : solaire thermodynamique dit à concentration

PV : Photovoltaïque

LCOE (Levelized Cost of Electricity) : coût moyen actualisé de l'électricité

PTC (Parabolic Through Collector) : miroirs paraboliques

LFR (Linear Fresnel Reflector) : miroirs de Fresnel

T : Tour solaire

ER : Energies renouvelables

EC : Energies conventionnelles

*DNI* (Direct Normal Irradiation) : Rayonnement solaire direct normal.

$\varphi_1$  : Phase de conception.

$\varphi_2$  : Phase de construction.

$\varphi_3$  : Phase d'exploitation et maintenance.

*GHI* (Global Horizontal Irradiation) : Rayonnement solaire global.

$\{X_P\}$  : Variable de projet.

$\{X_D\}$  : Variable de conception.

$\{X_I\}$  : Variable intermédiaire.

$\{X_E\}$  : Variable environnementales.

$\{X_C\}$  : Variable critère.

$\{X_S\}$  : Variable de satisfaction.

$\{X_O\}$  : Variable objectif.

$\{X_{des}\}$  : Variable de description.

*Developer* : Porteur du projet.

*EPC Contractor* (Engineering Procurement and Construction) : Maître d'oeuvre.

*Facility O&M Contractor* (Operation and Maintenance) : Exploitant.

*Power Purchaser* : Distributeur.

*EPL* Caractère favorable de l'environnement politique et légal

*AVT* Absence de violence et de terrorisme

*AC* Absence de corruption

*VL* Valeur de la loi

*QSR* Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration

*EEF* : Caractère favorable de l'environnement économique et financier

*FL* : Facteur de location

*SSE* : Stabilité de la structure économique et financière

*ES* : Caractère favorable de l'environnement social

*PMO* : Productivité de la main d'œuvre

*DMO* : Disponibilité de la main d'œuvre

*ET* : Caractère favorable de l'environnement technique

*QI* : Qualité des infrastructures

*EN* : Caractère favorable de l'environnement naturel

$AEN$ : Absence d'évènements naturels extrêmes  
 $RE$ : Ressource énergétique  
 $Cl$ : Taux de salissure des miroirs  
 $SLi$ : Niveau de compétences  
 $Qcoll$ : Capacité à collaborer  
 $\Delta Ts$ : Délai entre deux livraisons successives  
 $D/l$ : Quantité de ressources consommables par livraison  
 $HR_{QtR}$ : Nombre requis d'opérateurs  
 $t_{stock}$ : Taux de possession des ressources consommables  
 $\Delta TE$ : Délai entre deux entretiens successifs  
 $\Delta TRC$ : Délai de retour à la performance cible de la centrale  
 $\alpha_{cible\ i}$ : Performance cible de la centrale au début de la phase d'O&M  
 $\alpha_{nat/jr}$ : Performance sans maintenance de la centrale  
 $\beta_i$ : Coefficient de dispersion  
 $w_i$ : Poids du critère  
 $r$ : Coefficient de courbure  
 $q$ : Stratégie constructive / Exploitation et maintenance  
 $t(UO)$ : Type d'unité organisationnelle  
 $f(xc)$ : Type de fonction de désirabilité  
 $xc^- ; xc^+$ : Bornes de l'intervalle de désirabilité  
 $xc^*$ : Valeur cible de satisfaction  
 $T_i$ : Date théorique de début de construction  
 $T_f$ : Date théorique de fin de construction  
 $Q_{CP}(\varphi_2)$ : Qualité d'exécution de la phase de construction  
 $C_i$ : Coûts indirects  
 $CR_p$ : Coût d'achat des ressources consommables  
 $CR_r$ : Coût de pénurie des ressources consommables  
 $CR_l$ : Coût de livraison des ressources consommables  
 $HR_{CU}$ : Coût journalier d'un opérateur  
 $p$ : Espacement entre lignes de réflecteurs  
 $n$ : Nombre de lignes de réflecteurs  
 $H$ : Hauteur du récepteur  
 $At$ : Surface totale au sol  
 $Capacity$ : Capacité de production de la centrale  
 $SM$ : Multiple solaire  
 $\eta_{PB-th}$ : Rendement du bloc électrique  
 $\eta_{PipeLoss}$ : Rendement thermique du récepteur  
 $\rho$ : Réflectivité des miroirs  
 $\gamma$ : Facteur d'interception  
 $\tau$ : Transmissivité des miroirs  
 $\alpha$ : Absorptivité du tube absorbeur  
 $L$ : Longueur d'une ligne de réflecteur

$w$ : Largeur d'une ligne de réflecteur  
 $\chi_{Plant}$ : Disponibilité de la centrale  
 $HR_{eff}$ : Efficacité des ressources humaines  
 $HR_C$ : Coût journalier des ressources humaines  
 $HR_{Abs}$ : Nombre d'opérateurs absents par jour  
 $HR_{QtM}$ : Nombre d'opérateurs mobilisés par jour  
 $TS_{th}$ : Date théorique de livraison des ressources consommables  
 $TS_r$ : Date réelle de livraison des ressources consommables  
 $D$ : Quantité de ressources consommables stockées  
 $d_{th}$ : Quantité théorique de ressources consommables consommées par jour  
 $d$ : Quantité réelle de ressources consommables consommées par jour  
 $\Delta D_m$ : Quantité de ressources consommables manquantes  
 $Tr$  Durée de pénurie  
 $T_{int}$ : Durée d'interruption  
 $TA_{th}$ : Taux d'avancement théorique  
 $TA_r$ : Taux d'avancement réel  
 $\eta_{plant}$ : Rendement solaire-électrique de la centrale  
 $CF$ : Facteur de capacité  
 $E_{coll}$ : Energie thermique collectée par le récepteur  
 $E_{abs}$ : Energie absorbée par le fluide caloporteur  
 $E_{th-loss}$ : Energie dissipée  
 $E_{available}$ : Energie disponible pour le récepteur  
 $E_{other}$ : "Autres" pertes d'énergie  
 $F_{other}$ : Facteur des "autres" pertes d'énergie  
 $E_{inc}$ : Energie incidente  
 $E_{end-losses}$ : Pertes d'énergie aux extrémités du réflecteur  
 $E_{shading-losses}$ : Pertes dues à l'ombrage  
 $E_{blocking-losses}$ : Pertes dues au blocage  
 $E_{cosines-losses}$ : Pertes par effet cosinus  
 $F_{cosine-losses}$ : Facteur de pertes par effet cosinus  
 $F_{end-losses}$ : Facteur de pertes aux extrémités  
 $F_{shading-losses}$ : Facteur de pertes par ombrage  
 $F_{blocking-losses}$ : Facteur de pertes par blocage  
 $A_a$ : Surface réfléchissante du champ solaire  
 $N$ : Nombre de collecteurs  
 $CRL$ : Coût de lancement total  
 $CRC_d$ : Nombre de livraison  
 $CRC$ : Coût d'approvisionnement  
 $C_x$ : Variation de coût  
 $OPEX$ : Coût d'exploitation et maintenance annuel  
 $\alpha_d$ : Performance de la centrale au pas de temps  $t$   
 $E_{el}$ : Quantité d'énergie électrique produite

*Q<sub>CP</sub>* : Qualité d'exécution

*Duration* : Durée d'exécution de l'activité

## ANNEXES

---

### Liste des annexes

Annexe I.....	vi
Annexe II.....	i
Annexe III.....	v
Annexe IV.....	iii
Annexe V.....	xi
Annexe VI.....	i

### Liste des tableaux

Tab. i : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	i
Tab. ii : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	ii
Tab. iii : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	iii
Tab. iv : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	iv
Tab. v : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	v
Tab. vi : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	vi
Tab. vii : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	vii
Tab. viii : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	viii
Tab. ix : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	ix

Tab. x : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	x
Tab. xi : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xi
Tab. xii : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xii
Tab. xiii : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xiii
Tab. xiv : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xiv
Tab. xv : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xv
Tab. xvi : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.....	xvi
Tab. xvii : Facteurs de risque environnementaux recensés et références associées.....	i
Tab. xviii : Facteurs de risque environnementaux génériques et variables environnementales associées.....	i
Tab. xix : Valeurs de $\eta_{plant}$ (CSP) recensées dans la littérature et références associées.....	iii
Tab. xx : Valeurs de $\eta_{plant}$ (PV) recensées dans la littérature et références associées.....	iii
Tab. xxi : Valeurs de $\eta_{PB-th}$ recensées dans la littérature et références associées.....	iii
Tab. xxii : Valeurs de $\eta_{optical}$ (PTC) recensées dans la littérature et références associées.....	iii
Tab. xxiii: Valeurs de $\eta_{optical}$ (T) recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxiv: Valeurs de $\eta_{optical}$ (LFR) recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxv: Valeurs de $\eta_{PipeLoss}$ (PTC) recensées dans la littérature et références associées....	iv
Tab. xxvi : Valeurs de $\eta_{PipeLoss}$ (T) recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxvii : Valeurs de $\eta_{PipeLoss}$ (LFR) recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxviii : : Valeurs de $\rho$ recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxix : : Valeurs de $\tau$ recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxx : : Valeurs de $\alpha$ recensées dans la littérature et références associées.....	iv
Tab. xxxi : : Valeurs de $\gamma$ recensées dans la littérature et références associées.....	v

Tab. xxxii : : Valeurs de Csite (PTC) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxiii : Valeurs de Csite (T) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxiv : Valeurs de Csite (LFR) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxv : Valeurs de CSF (PTC) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxvi : Valeurs de CSF (T) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxvii : Valeurs de CSF (LFR) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxviii : Valeurs de CPB (PTC) recensées dans la littérature et références associées. ....	v
Tab. xxxix : Valeurs de CPB (T) recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xl : Valeurs de CPB (LFR) recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xli : Valeurs de Ci recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xlii : Valeurs de CAPEX f (Solaire) recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xliii : Valeurs de CAPEX f (Eolien) recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xliv : Valeurs de CAPEX f (100MW) recensées dans la littérature et références associées. ....	vi
Tab. xlv : Valeurs de CAPEX f (10MW) recensées dans la littérature et références associées. ....	vii
Tab. xlvi : Valeurs de CAPEX f (PV) recensées dans la littérature et références associées. ....	vii
Tab. xlvii : Valeurs de CAPEX f (CSP) recensées dans la littérature et références associées. ....	vii
Tab. xlviii : Valeurs de CAPEX f (SM>2) recensées dans la littérature et références associées. ....	vii
Tab. xlix : Valeurs de CAPEX f (SM=2) recensées dans la littérature et références associées. ....	vii
Tab. l : Valeurs de CAPEX f (SM=1.4) recensées dans la littérature et références associées. ....	viii
Tab. li : Valeurs de CF (Eolien) recensées dans la littérature et références associées. ....	viii
Tab. lii : Valeurs de CF (Solaire) recensées dans la littérature et références associées. ....	viii
Tab. liii : Valeurs de OPEX (PTC) recensées dans la littérature et références associées. ....	viii
Tab. liv : Valeurs de OPEX (T) recensées dans la littérature et références associées. ....	viii

Tab. Iv : Valeurs de OPEX (LFR) recensées dans la littérature et références associées.....	viii
Tab. Ivi : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QSR pour une réalisation possible en Australie. ....	xi
Tab. Ivii : : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QSR pour une réalisation possible au Maroc.....	xi
Tab. Iviii : : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale VL pour une réalisation possible en Australie.....	xi
Tab. Ilix : : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale VL pour une réalisation possible au Maroc. ....	xii
Tab. Ix : : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale CR pour une réalisation possible en Australie.....	xii
Tab. Ixi : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale CR pour une réalisation possible au Maroc. ....	xii
Tab. Ixii : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale SSE pour une réalisation possible en Australie. ....	xii
Tab. Ixiii : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale SSE pour une réalisation possible au Maroc. ....	xii
Tab. Ixiv : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale PMO pour une réalisation possible en Australie.....	xiii
Tab. Ixv : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale PMO pour une réalisation possible au Maroc.....	xiii
Tab. Ixvi : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QI pour une réalisation possible en Australie. ....	xiii
Tab. Ixvii : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QI pour une réalisation possible au Maroc. ....	xiv



Tab. Ixviii : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale AEN pour une réalisation possible en Australie. ....	xiv
Tab. Ixix : Récapitulatif des valeurs initiales $x_i$ , des valeurs renormalisées $y_i$ et des probabilités $P(Y)$ pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale AEN pour une réalisation possible au Maroc. ....	xiv
Tab. Ixx : Vraisemblance de l'évènement risqué « Variation de coût des ressources consommables » .....	i
Tab. Ixxi : Impact de l'évènement risqué « Variation de coût des ressources consommables »	i
Tab. Ixxii : Vraisemblance de l'évènement risqué « Interruption temporaire de l'activité en cours » .....	i
Tab. Ixxiii : Impact de l'évènement risqué « Interruption temporaire de l'activité en cours »...	i
Tab. Ixxiv Vraisemblance de l'évènement risqué « Vol / endommagement du stock de ressources consommables » .....	i
Tab. Ixxv : Impact de l'évènement risqué « Vol / endommagement du stock de ressources consommables » .....	i
Tab. Ixxvi : Vraisemblance de l'évènement risqué « Opérateur absent » .....	ii
Tab. Ixxvii : Vraisemblance de l'évènement risqué « Variation de l'efficacité des opérateurs » .....	ii
Tab. Ixxviii : Impact de l'évènement risqué « Variation de l'efficacité des opérateurs » .....	ii

## Annexe I

### Calcul des facteurs F de pertes d'énergie pour la technologie du miroir de Fresnel au niveau de généricité DB (Sharma, et al., 2016).

$$\beta_{i,r,t} = \left| \frac{\psi_t + \chi_{i,r}}{2} \right| \quad \text{i}$$

Avec  $\beta_{i,r,t}$  l'angle de suivi (tracking angle) du réflecteur i de la configuration r à un instant t,  $\psi_t$  l'angle fait par la projection des rayons du soleil dans un plan transversal (plan perpendiculaire à l'axe du collecteur) avec la verticale ( $^\circ$ ) et  $\chi_{i,r}$  l'angle fait par la projection du rayon réfléchi du réflecteur i dans un plan transversal (plan perpendiculaire à l'axe du collecteur) avec la verticale ( $^\circ$ ).

Tel que

$$\psi_t = \tan^{-1}[\sin \gamma_{s,t} \tan \theta_{z,t}] \quad \text{ii}$$

Avec  $\gamma_{s,t}$  l'azimut et  $\theta_{z,t}$  le zénith.

Et

$$\chi_{i,r} = \begin{cases} \tan^{-1}\left[\frac{(\frac{3n+1}{2}-i)p}{H}\right] & \text{si } \text{dir}_{i,r} = E \\ \tan^{-1}\left[\frac{(\frac{n+1}{2}-i)p}{H}\right] & \text{si } \text{dir}_{i,r} = W \end{cases} \quad \text{iii}$$

Où  $\text{dir}_{i,r} = E$  signifie que le réflecteur I de la configuration r dirige les rayons du soleil vers l'Est et  $\text{dir}_{i,r} = W$  signifie que le réflecteur I de la configuration r dirige les rayons du soleil vers l'Ouest.

Alors l'azimut  $\gamma_{\text{sur},i,r,t}$ , est défini par

$$\gamma_{\text{sur},i,r,t} = \begin{cases} 90^\circ, & \text{si } \psi_t + \chi_{i,r} > 0^\circ \\ 270^\circ, & \text{si } \psi_t + \chi_{i,r} < 0^\circ \end{cases} \quad \text{iv}$$

$A_{\text{end},i,r,t}$  est la surface du réflecteur I, de la configuration r sujette à l'effet "end" à un instant t.  $L_{\text{end},i,r,t}$  et  $w_{\text{end},i,r,t}$ , correspondent à la longueur et à la largeur de cette surface.  $w$  est la largeur du réflecteur et  $H$  la hauteur du récepteur.

$$L_{\text{end},i,r,t} = \left| \frac{\sin\theta_{z,t} \sin(\gamma_{s,t} - \gamma_{\text{sur},i,r,t})}{\cos\chi_{i,r} \sqrt{1 - \sin^2\theta_{z,t} \sin^2(\gamma_{s,t} - \gamma_{\text{sur},i,r,t})}} \right| H \quad \text{v}$$

$$w_{\text{end},i,r,t} = w \quad \text{vi}$$

$A_{s,i,r,t}$  est la surface ombragée du réflecteur  $i$  de la configuration  $r$  a un instant  $t$  avec  $L_{s,i,r,t}$  et  $w_{s,i,r,t}$  la longueur et la largeur de cette surface.  $n$  est le nombre de lignes de réflecteurs.

$$A_{s,i,r,t} = \begin{cases} 0 & \text{si } (180^\circ < \gamma_{s,t} < 360^\circ \text{ et } i = 1) \\ 0 & \text{si } (0^\circ \leq \gamma_{s,t} \leq 180^\circ \text{ et } i = 2n) \\ L_{s,i,r,t} w_{s,i,r,t} & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{vii}$$

$$L_{s,i,r,t} = L - L_{\text{end},i,r,t} \quad \text{viii}$$

$$w_{s,i,r,t} = \max\{w_{s,i,j,r,t}\} \quad \text{ix}$$

$$w_{s,i,j,r,t} = \begin{cases} 0 & \text{si } (j < i \text{ et } 0^\circ < \gamma_{s,r,t} < 180^\circ) \text{ or } (j > i \text{ et } 180^\circ < \gamma_{s,r,t} < 360^\circ) \text{ ou } (j = i) \\ \min\{[\frac{w}{2} - l(\text{DE})]^+, w\} & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{x}$$

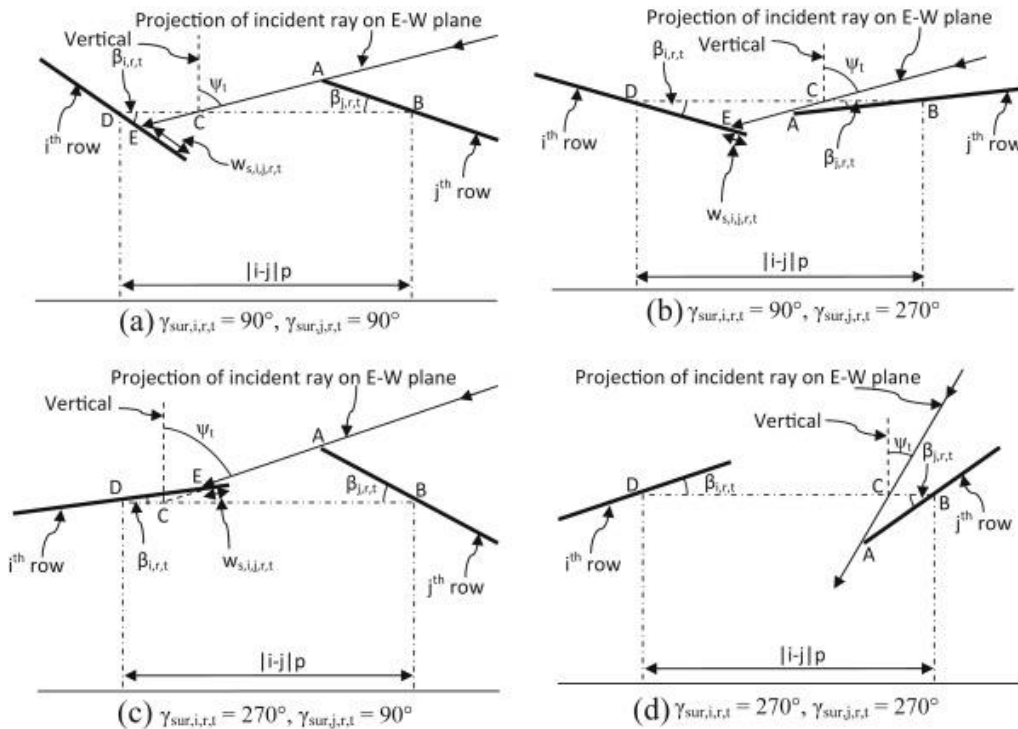


Figure i: Vue des  $i^{\text{ème}}$  et  $j^{\text{ème}}$  réflecteurs selon l'axe N-S.

$$w_{s,ij,r,t} = \begin{cases} 0 & \text{si } (j < i \text{ et } 0^\circ < \gamma_{s,r,t} < 180^\circ) \text{ ou } (j > i \text{ et } 180^\circ < \gamma_{s,r,t} < 360^\circ) \text{ ou } (j = i) \\ \min \left\{ \left[ \frac{w}{2} - \frac{2|i-j|p\cos\psi_t - w\cos\{\beta_{j,r,t}\sin\gamma_{sur,j,r,t} - \psi_t\}}{2\cos\{\beta_{i,r,t}\sin\gamma_{sur,i,r,t} - \psi_t\}} \right]^+ , w \right\} & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{xii}$$

$A_{b,i,r,t}$  est la surface bloquée du réflecteur  $i$  de la configuration  $r$  a un instant  $t$  avec  $L_{b,i,r,t}$  et  $w_{b,i,j,r,t}$  la longueur et la largeur de cette surface.

$$w_{b,ij,r,t} = \begin{cases} [l(E'F') - w_{s,i,r,t}]^+ , & \text{si la partie basse est à l'ombre et bloquée} \\ [l(E'F') - w_{s,i,r,t}]^+ , & \text{si la partie haute est à l'ombre et bloquée} \\ l(E'F') , & \text{si la partie basse est à l'ombre et la partie haute est bloquée et } \{l(E'F') + w_{s,i,r,t} \leq w\} \\ l(E'F') , & \text{si la partie haute est à l'ombre et la partie basse est bloquée et } \{l(E'F') + w_{s,i,r,t} \leq w\} \\ w - l(E'F') , & \text{si la partie basse est à l'ombre et la partie haute est bloquée et } \{l(E'F') + w_{s,i,r,t} > w\} \\ w - l(E'F') , & \text{si la partie haute est à l'ombre et la partie basse est bloquée et } \{l(E'F') + w_{s,i,r,t} > w\} \end{cases} \quad \text{xiii}$$

$$L_{b,i,r,t} = L - L_{end,i,r,t} \quad \text{xiii}$$

$$A_{b,i,r,t} = \begin{cases} 0 & \text{si } dir_{i,r} = E \text{ et il n'y a pas de ligne entre la } i^{\text{ème}} \text{ ligne et le receveur est} \\ 0 & \text{si } dir_{i,r} = W \text{ et il n'y a pas de ligne entre la } i^{\text{ème}} \text{ ligne et le receveur ouest} \\ L_{b,i,r,t} w_{b,i,r,t} & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{xiv}$$

$$l(E'F') = \min \left\{ \left[ \frac{w}{2} - \frac{2|i-j|p\cos\chi_{i,r} - w|\cos\{\beta_{j,r,t}\sin\gamma_{sur,j,r,t} - \chi_{i,r}\}|}{2|\cos\{\beta_{i,r,t}\sin\gamma_{sur,i,r,t} - \chi_{i,r}\}|} \right]^+ , w \right\} \quad \text{xv}$$

$a_{end,i,r,t}$  est le rapport entre la surface soumise à l'effet « end » et la surface du réflecteur.

$$a_{end,i,r,t} = \frac{A_{end,i,r,t}}{wL} \quad \text{xvi}$$

$a_{s,i,r,t}$  est le rapport entre la surface ombragée et la surface du réflecteur.

$$a_{s,i,r,t} = \frac{A_{s,i,r,t}}{wL} \quad \text{xvii}$$

Et  $a_{b,i,r,t}$  est le rapport entre la surface bloquée et la surface du réflecteur.

$$a_{b,i,r,t} = \frac{A_{b,i,r,t}}{wL} \quad \text{xviii}$$

$E_{\cos\_loss,i,r,t}$  l'énergie perdue par effet cosinus avec  $I_{bn,t}$  le rayonnement solaire direct normal instantané (en W).

$$E_{\cos\_loss,i,r,t} = (1 - \cos\theta_{i,r,t})wL I_{bn,t} \quad \text{xix}$$

$$\cos\theta_{i,r,t} = \sin\phi\sin\delta_t\cos\beta_{i,r,t} + \sin\phi\cos\delta_t\cos\gamma_{sur,i,r,t}\cos\omega_t\sin\beta_{i,r,t} + \cos\phi\cos\delta_t\cos\omega_t\cos\beta_{i,r,t} - \cos\phi\sin\delta_t\cos\gamma_{sur,i,r,t}\sin\beta_{i,r,t} + \cos\delta_t\sin\gamma_{sur,i,r,t}\sin\omega_t\sin\beta_{i,r,t} \quad \text{xx}$$

Avec  $\delta_t$  l'angle de déclinaison ( $^\circ$ ),  $\phi$  la latitude ( $^\circ$ ) et  $\omega_t$  l'angle horaire ( $^\circ$ ).

$$E_{\cos\_loss,r} = \int_{t_1}^{t_2} [\sum_{i=1}^{2n} E_{\cos\_loss,i,r,t}] dt \quad \text{xxi}$$

$$E_{\cos\_loss,r} \approx \sum_{k=1}^N [\sum_{i=1}^{2n} E_{\cos\_loss,i,r,k}(\Delta t)] \quad \text{xxii}$$

$F_{\cos,r}$  le facteur de perte d'énergie par effet cosinus.

$$F_{\cos,r} = \frac{E_{\cos\_loss,r}}{\int_{t_1}^{t_2} [2nwL I_{bn,t}] dt} \approx \frac{E_{\cos\_loss,r}}{\sum_{k=1}^N [2nwL I_{bn,k}(\Delta t)]} \quad \text{xxiii}$$

$$E_{inc,i,r,t} = wL I_{bn,t} - E_{\cos\_loss,i,r,t} \quad \text{xxiv}$$

$E_{inc,r}$  l'énergie incidente (W).

$$E_{inc,r} = \int_{t_1}^{t_2} [\sum_{i=1}^{2n} E_{inc,i,r,t}] dt \approx \sum_{k=1}^N [\sum_{i=1}^{2n} E_{inc,i,r,k}(\Delta t)] \quad \text{xxv}$$

$E_{end\_loss,i,r,t}$  l'énergie perdue du fait de l'effet « end ».

“end”.

$$E_{end\_loss,i,r,t} = a_{end,i,r,t} E_{inc,i,r,t} \quad \text{xxvi}$$

$E_{s\_loss,i,r,t}$  l'énergie perdue du fait de l'ombrage.

$$E_{s\_loss,i,r,t} = a_{s,i,r,t} E_{inc,i,r,t} \quad \text{xxvii}$$

Et  $E_{b\_loss,i,r,t}$  l'énergie perdue en raison du blocage.

$$E_{b\_loss,i,r,t} = a_{b,i,t} E_{inc,i,r,t} \quad \text{xxviii}$$

$$E_{end\_loss,r} = \int_{t_1}^{t_2} [\sum_{i=1}^{2n} E_{end\_loss,i,r,t}] dt \approx \sum_{k=1}^N [\sum_{i=1}^{2n} E_{end\_loss,i,r,k}(\Delta t)] \quad \text{xxix}$$

$$E_{s\_loss,r} = \int_{t_1}^{t_2} [\sum_{i=1}^{2n} E_{s\_loss,i,r,t}] dt \approx \sum_{k=1}^N [\sum_{i=1}^{2n} E_{s\_loss,i,r,k}(\Delta t)] \quad \text{xxx}$$

Et

$$E_{b\_loss,r} = \int_{t_1}^{t_2} [\sum_{i=1}^{2n} E_{b\_loss,i,r,t}] dt \approx \sum_{k=1}^N [\sum_{i=1}^{2n} E_{b\_loss,i,r,k}(\Delta t)] \quad \text{xxxii}$$

$F_{end,r}$  le facteur de perte d'énergie par effet "end".

$$F_{end,r} = \frac{E_{end\_loss,r}}{E_{inc,r}} \quad \text{xxxiii}$$

$F_{s,r}$  le facteur de perte d'énergie du fait de l'ombre.

$$F_{s,r} = \frac{E_{s\_loss,r}}{E_{inc,r}} \quad \text{xxxiiii}$$

$F_{b,r}$  le facteur de perte d'énergie du fait du blocage.

$$F_{b,r} = \frac{E_{b\_loss,r}}{E_{inc,r}} \quad \text{xxxv}$$

**Valeurs des facteurs F de pertes d'énergie en Australie pour la technologie du miroir de Fresnel au niveau de généricité DB (1450 alternatives).**

Tab. i : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

		H = 5,8 m									
		n									
p		14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
		0,6	24%	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	27%
	0,7	24%	24%	24%	24%	25%	26%	26%	27%	27%	28%
	0,8	24%	24%	25%	25%	25%	26%	27%	27%	28%	28%
	0,9	25%	25%	25%	25%	26%	27%	27%	28%	28%	29%
	1,0	25%	25%	25%	25%	26%	27%	28%	28%	29%	30%
	1,1	25%	25%	26%	26%	27%	28%	28%	29%	30%	30%
	1,2	25%	25%	26%	26%	27%	28%	29%	30%	30%	31%
	1,3	26%	26%	27%	27%	28%	29%	29%	30%	31%	31%
	1,4	26%	26%	27%	27%	28%	29%	30%	30%	31%	32%
	1,5	27%	27%	28%	28%	29%	30%	30%	31%	31%	32%
	1,6	27%	28%	29%	29%	29%	30%	31%	31%	32%	32%
	1,7	28%	28%	29%	29%	30%	31%	31%	32%	32%	33%
	1,8	28%	29%	30%	30%	31%	31%	32%	32%	33%	33%
	1,9	28%	29%	30%	30%	31%	31%	32%	32%	33%	33%
	2,0	29%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	33%	33%	34%
	2,1	29%	30%	31%	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%
	2,2	29%	30%	31%	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%
	2,3	30%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%
	2,4	30%	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%
	2,5	30%	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%
	2,6	30%	31%	32%	32%	33%	33%	34%	35%	35%	36%
	2,7	31%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%
	2,8	31%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	36%	36%
	2,9	31%	32%	33%	33%	33%	34%	35%	35%	36%	37%
	3,0	31%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%

Tab. ii : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur  $H$  de 7.7 m,  $n$  lignes de réflecteurs espacées de  $p$ .

<b>H = 7,7 m</b>		<b>n</b>												
		18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42
p	0,6	24%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	26%	26%	27%	27%
	0,7	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	28%
	0,8	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	27%	27%	28%	28%
	0,9	25%	25%	25%	25%	25%	25%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	29%
	1,0	25%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	27%	27%	28%	28%	29%	30%
	1,1	25%	25%	26%	26%	26%	26%	27%	28%	28%	28%	29%	30%	30%
	1,2	26%	26%	26%	26%	26%	27%	27%	28%	29%	29%	30%	30%	31%
	1,3	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	29%	29%	29%	30%	31%	31%
	1,4	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%	32%
	1,5	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	32%
	1,6	27%	27%	27%	29%	29%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	32%	32%
	1,7	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	33%
	1,8	28%	28%	28%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	33%	33%
	1,9	28%	28%	29%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%
	2,0	28%	29%	29%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%
	2,1	29%	29%	29%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%
	2,2	29%	29%	30%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%
	2,3	29%	30%	30%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%
	2,4	30%	30%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%
	2,5	30%	30%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%
2,6	30%	31%	31%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	
2,7	31%	31%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	
2,8	31%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	
2,9	31%	32%	33%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	37%	
3,0	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	



Tab. iii : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 9,6 m		n															
		22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
p	0,6	23%	23%	23%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	27%
	0,7	23%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	27%	27%	27%
	0,8	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%
	0,9	23%	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%
	1,0	24%	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%
	1,1	24%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	29%	29%	29%	30%
	1,2	24%	25%	25%	25%	26%	26%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%
	1,3	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%	31%
	1,4	25%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	31%
	1,5	26%	26%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	31%	32%
	1,6	27%	27%	27%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%
	1,7	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	32%	32%	32%	33%
	1,8	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%
	1,9	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%
	2,0	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%
	2,1	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%
	2,2	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%
	2,3	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%
	2,4	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%
	2,5	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%
2,6	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	
2,7	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	
2,8	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	
2,9	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	
3,0	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	36%	

Tab. iv : Facteur de perte d'énergie par effet cosinus (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 11,5 m		n																		
		28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64
P	0,6	23%	23%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	27%	27%
	0,7	23%	23%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	28%	28%
	0,8	23%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	28%	28%	28%
	0,9	24%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	28%	29%
	1,0	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	29%
	1,1	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%
	1,2	24%	25%	25%	25%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%
	1,3	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%
	1,4	26%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%
	1,5	26%	27%	27%	27%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%
	1,6	27%	27%	28%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%
	1,7	28%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%
	1,8	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%
	1,9	29%	29%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%
	2,0	29%	29%	29%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%
	2,1	29%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%
	2,2	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%
	2,3	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%
	2,4	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%
	2,5	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%
2,6	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	
2,7	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	36%	
2,8	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	36%	36%	
2,9	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	36%	36%	36%	
3,0	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	36%	36%	36%	36%	

Tab. v : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

		<b>H = 5,8 m</b>									
		<b>n</b>									
p		14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
		0.6	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
	0.7	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
	0.8	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	0.9	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
	1.0	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
	1.1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
	1.2	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
	1.3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
	1.4	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1.5	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1.6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1.7	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1.8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	1.9	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2.0	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2.1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2.2	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2.3	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2.4	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2.5	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2.6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	2.7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	2.8	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	2.9	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	3.0	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Tab. vi : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 7,7 m		n												
		18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42
p	0,6	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
	0,7	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
	0,8	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	0,9	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
	1,0	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
	1,1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
	1,2	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
	1,3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
	1,4	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,5	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,7	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	1,9	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,0	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,2	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,3	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,4	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,5	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
2,6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,8	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,9	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
3,0	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	

Tab. vii : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 9,6 m		n															
		22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
p	0,6	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
	0,7	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
	0,8	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	0,9	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
	1,0	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
	1,1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
	1,2	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
	1,3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
	1,4	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,5	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,7	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	1,9	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,0	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,2	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,3	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,4	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,5	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
2,6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,8	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,9	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
3,0	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	

Tab. viii : Facteur de perte d'énergie due à l'ombrage (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 11,5 m		n																			
		28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	
p	0,6	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	
	0,7	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
	0,8	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	0,9	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
	1,0	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
	1,1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
	1,2	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
	1,3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
	1,4	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,5	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	1,6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,7	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	1,8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	1,9	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,0	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
	2,1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,2	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,3	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,4	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	2,5	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
2,6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,7	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,8	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
2,9	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
3,0	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	

Tab. ix : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

		H = 5,8 m									
		n									
p		14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
	0.6		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	5%
0.7		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%
0.8		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%
0.9		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%
1.0		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%
1.1		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%
1.2		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%
1.3		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%
1.4		0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%
1.5		0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	5%
1.6		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
1.7		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
1.8		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
1.9		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.0		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.1		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.2		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.3		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.4		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.5		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.6		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.7		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.8		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
2.9		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
3.0		0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%

Tab. x : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 7.7 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 7,7 m		n													
		18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	
P	0,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%	5%	
	0,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	5%	5%	
	0,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
	0,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
	1,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	
	1,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	1,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	1,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	2,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	2,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	2,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
	2,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	
	2,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	
	2,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	
2,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	5%		
2,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%		
2,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%		
2,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%		
3,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%		



Tab. xi : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 9,6 m		n															
		22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
p	0,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	0,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	0,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	0,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	5%
	1,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	1,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
	2,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
	2,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
	2,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
	2,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
	2,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%
	2,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%
2,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	
2,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
2,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
2,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	
3,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	

Tab. xii : Facteur de perte d'énergie due au blocage (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 11,5 m		n																		
		28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64
p	0,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%
	0,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%
	0,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%
	0,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
	1,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
	1,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
	1,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
	1,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	1,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
	2,5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
2,6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	5%	
2,7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
2,8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
2,9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
3,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	

Tab. xiii : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 5.8 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

		H = 5,8 m									
		n									
p		14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
		0.6	30%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	34%
	0.7	30%	31%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%
	0.8	31%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	35%	35%
	0.9	31%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	36%
	1.0	31%	32%	33%	33%	34%	35%	35%	36%	37%	37%
	1.1	32%	33%	33%	34%	35%	35%	36%	37%	38%	39%
	1.2	32%	33%	34%	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%
	1.3	33%	34%	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%
	1.4	33%	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%
	1.5	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	44%
	1.6	34%	36%	37%	37%	39%	40%	41%	42%	44%	45%
	1.7	35%	36%	37%	38%	40%	41%	42%	43%	45%	46%
	1.8	35%	37%	38%	39%	41%	42%	43%	45%	46%	47%
	1.9	36%	38%	39%	40%	41%	43%	44%	45%	47%	48%
	2.0	36%	38%	39%	40%	42%	44%	45%	46%	48%	49%
	2.1	37%	39%	40%	41%	43%	45%	46%	47%	48%	50%
	2.2	37%	39%	40%	42%	44%	46%	47%	48%	49%	50%
	2.3	38%	40%	41%	42%	45%	47%	48%	49%	50%	51%
	2.4	38%	40%	42%	43%	46%	48%	49%	50%	51%	52%
	2.5	39%	41%	42%	44%	46%	49%	50%	51%	52%	53%
	2.6	39%	41%	43%	45%	47%	49%	50%	52%	53%	54%
	2.7	40%	42%	44%	46%	48%	50%	51%	52%	54%	55%
	2.8	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	53%	55%	56%
	2.9	41%	43%	45%	47%	49%	51%	52%	54%	55%	57%
	3.0	41%	44%	46%	48%	50%	51%	53%	55%	56%	58%

Tab. xiv : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur  $H$  de 7.7 m,  $n$  lignes de réflecteurs espacées de  $p$ .

<b>H = 7,7 m</b>		<b>n</b>												
		18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42
P	0,6	30%	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%
	0,7	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%
	0,8	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%
	0,9	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	36%
	1,0	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%
	1,1	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%
	1,2	32%	32%	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	38%	39%	40%
	1,3	32%	33%	34%	34%	35%	36%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	41%
	1,4	33%	34%	34%	35%	36%	37%	37%	38%	39%	40%	40%	41%	42%
	1,5	33%	34%	35%	36%	37%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	42%	43%
	1,6	34%	35%	36%	37%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	44%
	1,7	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%
	1,8	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%
	1,9	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%
	2,0	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	46%	47%	48%	49%
	2,1	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	49%	50%
	2,2	37%	38%	39%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	51%
2,3	38%	39%	40%	41%	42%	43%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	
2,4	38%	39%	41%	42%	43%	44%	45%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	
2,5	39%	40%	41%	42%	44%	45%	46%	47%	48%	50%	51%	52%	53%	
2,6	39%	41%	42%	43%	44%	46%	47%	48%	49%	50%	52%	53%	54%	
2,7	40%	41%	42%	44%	45%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	55%	
2,8	40%	42%	43%	44%	46%	47%	48%	49%	51%	52%	53%	55%	56%	
2,9	41%	42%	43%	45%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	55%	57%	
3,0	41%	43%	44%	45%	47%	48%	49%	51%	52%	54%	55%	56%	58%	

Tab. xv : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 9.6 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 9,6 m		n															
		22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
p	0,6	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%
	0,7	30%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%
	0,8	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%
	0,9	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	36%
	1,0	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	36%	37%	37%
	1,1	31%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	36%	37%	37%	38%	38%
	1,2	31%	32%	32%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	40%
	1,3	32%	32%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	37%	37%	38%	38%	39%	40%	40%	41%
	1,4	32%	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	42%
	1,5	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	38%	39%	40%	40%	41%	42%	43%	43%
	1,6	34%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	42%	42%	43%	44%	44%
	1,7	34%	35%	36%	36%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%
	1,8	35%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%
	1,9	35%	36%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%	48%
	2,0	36%	37%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%	48%	49%
	2,1	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%
	2,2	37%	38%	39%	40%	41%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%
	2,3	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%
	2,4	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%
	2,5	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%
2,6	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	
2,7	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	
2,8	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	
2,9	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	53%	54%	55%	56%	57%	
3,0	41%	42%	43%	44%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	56%	57%	58%	

Tab. xvi : Facteur de perte d'énergie due à l'effet « end » (%) pour une hauteur de récepteur H de 11.5 m, n lignes de réflecteurs espacées de p.

H = 11,5 m		n																		
		28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64
p	0,6	30%	31%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%
	0,7	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	35%
	0,8	31%	31%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%
	0,9	31%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	35%	36%	36%	36%
	1,0	31%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	35%	36%	36%	36%	37%	37%	37%
	1,1	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	36%	37%	37%	37%	38%	38%	39%
	1,2	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	39%	39%	39%	40%
	1,3	32%	33%	33%	34%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	41%
	1,4	33%	33%	34%	34%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	41%	42%	42%
	1,5	33%	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	41%	42%	42%	43%	44%
	1,6	34%	35%	35%	36%	36%	37%	38%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	42%	42%	43%	44%	44%	45%
	1,7	35%	35%	36%	37%	37%	38%	38%	39%	40%	40%	41%	42%	42%	43%	43%	44%	45%	45%	46%
	1,8	35%	36%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	45%	46%	47%	47%
	1,9	36%	36%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	47%	48%
	2,0	36%	37%	38%	38%	39%	40%	41%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%	48%	49%
	2,1	37%	38%	38%	39%	40%	41%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%	49%	49%	50%
	2,2	37%	38%	39%	40%	40%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%	49%	50%	50%	51%
	2,3	38%	39%	40%	40%	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	47%	47%	48%	49%	50%	50%	51%	52%
	2,4	39%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%	47%	48%	49%	50%	51%	51%	52%	53%
	2,5	39%	40%	41%	42%	42%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	51%	52%	53%	54%
2,6	40%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	51%	52%	53%	54%	55%	
2,7	40%	41%	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	
2,8	41%	42%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	
2,9	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	
3,0	42%	43%	44%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	55%	56%	57%	58%	58%	

## Annexe II

---

### **Références utilisées pour la constitution de la base de connaissances sur les risques projet**

AECOM, 2010. *Pre-feasibility study for a solar power precinct*, Sydney, Australia: AECOM Australia.

Al Khattab, A., Anchor, J. & Davies, E., 2007. Managerial perceptions of political risk in international projects. *International Journal of Project Management*, Volume 25, pp. 734-743.

Aragones-Beltran, P., Chaparro-Gonzalez, F., Pastor-Ferrando, J. & Rodriguez-Pozo, F., 2010. An ANP-based approach for the selection of photovoltaic solar power plant investment projects. *Review and Sustainable Energy Reviews*, Volume 14, pp. 249-264.

Bing, L., Akintoye, A., Edwards, P. & Hardcastle, C., 2005. The allocation of risk in PPP/PFI construction projects in the UK. *International Journal of Project Management*, Volume 23, pp. 25-35.

BLS, 2016. *Labor Productivity and Costs by Industry Tables*, Washington, US: Bureau of Labor Statistics - United States Department of Labor.

Boyd, R., Rosenberg, A. & Hobbs, A., 2014. *The Role of Public Finance in CSP Case Study: Eskom CSP, South Africa*, s.l.: Climate Policy Initiative - San Giorgio Group - Climate Investment Funds.

Chan, A. et al., 2011. Empirical study of risk assessment and allocation of public-private partnership projects in china. *International Journal of Project Management*, Volume 27, pp. 136-148.

Cheung, E. & Chan, A., 2011. Risk factors of public-private partnership projects in china: Comparison between the water, power, and transportation sectors. *Journal of Urban Planning and Development*, Volume 137, pp. 409-415.

Chou, J. & Pramudawardhani, D., 2015. Cross-country comparisons of key drivers, critical success factors and risk allocation for public-private partnership projects. *International Journal of Project Management*, Volume 33, pp. 1136-1150.

Chou, J., Tserng, H., Lin, C. & Yeh, C., 2012. Critical factors and risk allocation for PPP policy: Comparison between HSR and general infrastructure projects. *Transport Policy*, Volume 22, pp. 36-48.

Falconer, A. & Frisari, G., 2012. *San Giorgio Group Case Study: Ourzazate I CSP*, s.l.: Climate Policy Initiative.

Gakkhar, N. & Soni, M., 2014. *Techno-economic parametric assessment of CSP power generations technologies in India*. s.l., Energy Procedia, pp. 152-160.

Heravi, G. & Hajihosseini, Z., 2012. Risk allocation in public–private partnership infrastructure projects in developing countries: Case study of the Tehran–Chalus toll road. *Journal of Infrastructure Systems*, Volume 18, pp. 210-217.

Hwang, B., Zhao, X. & Gay, M., 2013. Public private partnership projects in Singapore: Factors, critical risks and preferred risk allocation from the perspective of contractors. *International Journal of Project Management*, Volume 31, pp. 424-433.

IFC, 2012. *Utility Scale Solar Power Plants: A Guide for Developers and Investors*, Washington D.C., U.S.: International Finance Corporation.

Jinrong, H. & Enyi, Z., 2011. *Engineering risk management planning in energy performance contracting in China*. s.l., Systems Engineering Procedia , pp. 195-205.

Jin, X., 2010. Determinants of efficient risk allocation in privately financed public infrastructure projects in Australia. *Journal of Construction Engineering Management*, Volume 136, pp. 138-150.

Justice, S., 2009. *Private financing of renewable energy - a guide for policymakers*, s.l.: UNEP Sustainable Energy Finance Initiative.

Kaufmann, D., Kraay, A. & Mastruzzi, M., 2010. *The worldwide Governance Indicators - Methodological and Analytical Issues*, s.l.: The World Bank - Development Research Group - Macroeconomics and Growth Team.

Ke, Y., Wang, S., Chan, A. & Lam, P., 2010. Preferred risk allocation in China's public–private partnership (PPP) projects. *International Journal of Project Management*, Volume 28, pp. 482-492.

Komendantova, N. & Patt, A., 2014. Employment under vertical and horizontal transfer of concentrated solar power technology to North African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 40, pp. 1192-1201.

Komendantova, N., Patt, A., Barras, L. & Battaglini, A., 2012. Perception of risks in renewable energy projects: the case of concentrated solar power in North Africa. *Energy Policy*, Volume 40, pp. 103-109.



Komendantova, N., Patt, A. & Williges, K., 2011. Solar power investment in North Africa: reducing perceived risks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, pp. 4829-4835.

Komendantova, N., Pfenninger, S. & Patt, A., 2014. Governance barriers to renewable energy in North Africa. *The International Spectator*, 49(2), pp. 60-65.

Li, J. & Zou, P., 2011. Fuzzy AHP-based risk assessment methodology for PPP projects. *Journal of Construction Engineering and Management*, Volume 137, pp. 1205-1209.

Lowder, T., Mendelson, M., Speer, B. & Hill, R., 2013. *Continuing developments in PV Risk Management: strategies, solutions and implications*, Denver, Colorado, US: NREL, National Renewable Energy Laboratory.

Michelez, J. et al., 2011. *Risk quantification and risk management in renewable energy projects*, Hamburg, Germany: Altran.

OECD, 2016. *Compendium of Productivity Indicators*, Paris, France: OECD.

Pierpont, B., Varadarajan, U., Nelson, D. & Schopp, A., 2011. *Renewable energy financing and climate policy effectiveness*, s.l.: Climate Policy Initiative.

Ping Tserng, H. et al., 2009. A study of ontology-based risk management framework of construction projects through project life cycle. *Automation in Construction*, Volume 18, pp. 994-1008.

Sckinko, T., 2015. *Governance of risks in financing concentrated solar power investments in North Africa*, Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis.

Singh, B. & Kalidindi, S., 2006. Traffic revenue risk management through Annuity Model of PPP road projects in India. *International of Project Management*, Volume 24, pp. 605-613.

Soni, M. & Gakkhar, N., 2014. Techno-economic parametric assessment of solar power in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 40, pp. 326-334.

Stadelmann, M., Frisari, G. & Konda, C., 2014. *The role of public finance in CSP - Case study: Rajasthan sun technique, India*, s.l.: Climate Policy Initiative.

The PRS Group, 2015. *Political Risk Services (PRS) Methodology*, s.l.: The PRS Group.

The PRS Group, 2015. *The International Country Risk Guide (ICRG) Methodology*, s.l.: The PRS Group.

Trading Economics, 2016. *Trading Economics*. [En ligne]  
Available at: <http://www.tradingeconomics.com/australia/productivity>  
[Accès le juillet 2016].

UNEP, 2004. *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects*, Oxford, U.K.: United Nations Environment Programme.

World Economic Forum, 2016. *The Global Competitiveness Report 2016-2017*, Geneva, CH: World Economic Forum.

Xu, Y. et al., 2010. Developing a risk assessment model for PPP projects in China – A fuzzy synthetic evaluation approach. *Automation in Construction*, Volume 19, pp. 929-943.

Zou, P., Zhang, G. & Wang, J., 2007. Understanding the key risks in construction projects in China. *International Journal of Project Management*, Volume 25, pp. 601-614.

## **Annexe III**

---

### **Liste des facteurs de risques exogènes et des facteurs de risques génériques exogènes**

Tab. xvii : Facteurs de risque environnementaux recensés et références associées.

"Risques"	(Bing, et al., 2005)	(Hwang, et al., 2013)	(Chou, et al., 2012)	(Ke, et al., 2010)	(Chan, et al., 2011)	(Jin, 2010)	(Xu, et al., 2010)	(Li & Zou, 2011)	(Heravi & Hajjhosseini, 2012)	(Cheung & Chan, 2011)	(Singh & Kalidindi, 2006)	(Chou & Pramudawardhani, 2015)	(Boyd, et al., 2014)	(Aragones-Beltran, et al., 2010)	(Falconer & Frisari, 2012)	(Gakkhar & Soni, 2014)	(Soni & Gakkhar, 2014)	(Jinrong & Enyi, 2011)	(Al Khattab, et al., 2007)	(Komendantova, et al., 2012)	(Komendantova, et al., 2011)	(Komendantova & Patt, 2014)	(Komendantova, et al., 2014)	(Sekinko, 2015)	(Zou, et al., 2007)	(Ping Tserng, et al., 2009)	(Stadelmann, et al., 2014)	(Lowder, et al., 2013)	(UNEP, 2004)	(Justice, 2009)	(Pierpont, et al., 2011)	(AECOM, 2010)	(IFC, 2012)	(Michelez, et al., 2011)				
Unstable government																																						
Expropriation or nationalization of assets	X	X	X	X	X																																	
Poor public decision-making process		X	X	X	X																																	
Strong political opposition/hostility	X	X	X	X	X																																	
Lack of support from government		X	X	X	X																																	
Corruption and bribery			X	X	X																																	
Government's intervention			X	X	X																																	
Government's reliability			X	X	X																																	
Withdrawal of government support network								X																														
Termination of concession by government									X																													
Inflation rate volatility		X	X	X	X																																	
Interest rate volatility		X	X	X	X																																	
Influential economic events		X	X	X	X																																	
Foreign exchange and convertibility		X	X	X	X																																	
Financial risk		X	X	X	X																																	
Legislation change		X	X	X	X																																	
Change in tax regulation		X	X	X	X																																	
Industrial regulatory change		X	X	X	X																																	
Lack of legal/regulatory framework																																						
Excessive contract variation		X	X	X	X																																	
Immature juristic system			X	X	X																																	
Improper contract			X	X	X																																	
Lack of standard model for PPP agreement									X																													
Lack of tradition of private provision of public services		X	X	X	X																																	
Level of public opposition to project		X	X	X	X																																	
Market demand change		X	X	X	X																																	
Force majeure		X	X	X	X																																	
Geotechnical conditions		X	X	X	X																																	
Weather		X	X	X	X																																	
Environment		X	X	X	X																																	
Land acquisition (site availability)		X	X	X	X																																	
Uncompetitive tender																																						
Financial attraction of project to investors		X	X	X	X																																	
Delay in project approvals and permits		X	X	X	X																																	
Material/labor availability		X	X	X	X																																	
Poor quality workmanship		X	X	X	X																																	
Site safety and security		X	X	X	X																																	
Staff Crises	X																																					
Tariff change			X	X	X																																	

resource levels (solar radiation) on a given site	X		
adverse weather conditions (e.g. dust) or events (e.g. storms or droughts)	X		
Foreign exchange rate risk	X		
Political approvals (e.g. environmental, power generation licenses, investment by a public entity), guarantees and exemptions (e.g. local content requirements)	X		
Changes in the energy policy		X	
Approval by the Local Body		X	
Obtaining of construction license		X	
Estimation of flood risks		X	
Estimation of effective solar radiation hours		X	
Earthworks		X	
Geotechnical problems of the terrain		X	
Connection to the electric grid		X	
Revenue estimation based on effective solar radiation time		X	
Revenue estimation due to the climate change		X	
Earthworks resources		X	
Flood prevention works		X	
Solution of geotechnical problems		X	
Costs of connection to electric grid		X	
Possibility of constructing the power connection line		X	
Changes in power demand		X	
Changes in the price of money		X	
Changes in energy prices		X	
Delays in obtaining the Local Body Approval		X	
Delays in obtaining the EIS		X	
Delays in obtaining the construction license		X	
Changes in specific legislation (RE technologies)		X	
Changes in general legislation		X	
Legislative changes in the Administrative Authorization of the power distribution line		X	
Legislative changes in the obtaining of the plant Startup Act		X	
Obtaining of the Registration in the Register of Production Facilities in special Regime - changes in the legislation of REPE (Special Regime of Electric Power Generation). REPE depends on the Local Authorities)		X	
Legislative changes in the EIS changes in the environmental regulations that may include new corrective measures to be implemented during project execution.		X	
Theft		X	
Vandalism		X	
Social consequences resulting from land acquisition		X	
Electricity Price set in the PPA			X
Reduced solar irradiation levels			X
PPA termination			X
Policy risk			X
Loan Interest rate			X
Payback period			X
Inflation rate			X



Unauthorized sale of public property and licenses	X	
Manipulation of regulations, contracts and loans	X	
Missue off inside knowledge and confidential information	X	
Expectation of momey and gifts by officials	X	
Complexity, instability and corruption of bureaucratic procedures		X
Complex processes and long time frames for obtaining permits and licenses for renewable energy projects		X
Instability of national regulations (feed in tariffs, renewable energy targets, etc.)		X
Instability of bureaucratic processes and of the legal situation		X
Low level of political stability		X
Lack of support from local government		X
Poor rule of law and institutions		X
Poor governance		X
Uncertainty regarding (or absence of) governmental energy strategies		X
Limitations to energy market liberalization		X
Uncertainty related to access, the competitive environment and price outlook for renewable energy		X
Market distortions such as high subsidies for fossil fuels		X
Uncertainty due to unstable exchange rates		X
Uncertainty regarding long term electricity purchase		X
Lack of standards for the integration of renewable electricity sources into the grid		X
Differences in standards between Europe and North Africa		X
Inadequate or antiquated grid infrastructure, e.g. lack of transmission lines from the renewable power plant to load centers		X
Limited access to the grid		X
Instability of the grid		X
Uncertainty over the construction of new transmission infrastructure		X
Natural and human made disasters including war, terrorism and sabotage		X
Limitations in civil infrastructure		X
Actual or potential threat of adverse effects on living organisms and the environment by effluents, emissions, wastes, resource depletion, etc., arising out of an organization's activities		X
Price inflation of construction materials		X
Inadequate site information (soil test and survey report)		X
Bureaucracy of government		X
Excessive procedures of government approvals		X
Price inflation of construction materials		X
Unavailability of sufficient amount of skilled labour		X
Unavailability of sufficient professionals and managers		X
Poor competency of labour		X
Lack of readily available utilities on site		X
Poor competency of labour		X
Contracting and administration procedure		X
Land acquisition schedule		X
Constrained contracting		X
Administration delay		X
Insufficient human resource		X
Site condition		X

Site surrounding condition				X
Site geotechnical condition				X
Land property				X
Impact of neighbor				X
Material price fluctuation				X
Regulatory change				X
Infrastructure risk				X
Water availability				X
Currency risk				X
Solar resource risk				X
Level of confidence of historical solar data				X
Resource estimation				X
Resource-related shortfalls				X
Site characterization				X
Environmental constraints				X
Environmental prohibitions				X
Infrastructures constraints				X
Transmission cost overruns				X
Transport/installation risks				X
Components shipping/installation practices				X
Resource inadequacy				X
Transmission/distribution and interconnection availability				X
Transmission/distribution and interconnection cost				X
Guaranteed revenues in PPA				X
Under-negotiated price during pricing				X
Underbidding				X
Injuries				X
Property/equipment damage				X
Weather and natural disasters				X
Policy/regulatory risks				X
Incentives change/expire				X
Failure to access incentives				X
Failure to obtain permits				X
Site control				X
Multi-contracting losses (uncovered losses)				X
Price volatility				X
Market prices change				X
Resource/related production losses				X
Catastrophes and force majeure events				X
Weather damage				X
Theft/Vandalism				X
Government stability				X
Status and maturity of the legal system				X
Transparency of business dealings				X
Currency risks				X
Wars				X
Famines				X
Strikes				X
Inflation risks				X
Interest rates				X
Exchange rate				X
Currency controls				X





Regional investment incentives	X
Independency of the justice	X
Aribitration in case of recourse	X
Enforcement of court award	X
Tax incentives / restrictions	X
Environmental permitting for water	X
Economical crisis: impact on energy consumption	X
Footprint on eco-systems and landscape	X
Site securization in aeas of intability (sabotage, terrorism)	X
Material durability (given high temperatures involved)	X
Local environmental and social impact of large scale plants (public acceptance)	X
Dirt build up on mirror	X
Requirements for local content and lack af available competent resources	X
Increased need for maintenance due to dirt build up on mirror	X
Limited strategic storage capacity exposure to natural disasters or international crisis	X
Local preference for new licensing towards National Oil Companies	X
International interfaces for supply routes development	X
High volatility on world traded commodities (impact of BRIC countries increasing consumption)	X
Demographic pressure on coastal areas (urbanization)	X
Lack or obsolescence of infrastructure (business disruption)	X

*Tab. xviii : Facteurs de risque environnementaux génériques et variables environnementales associées.*

<b>Facteur de risque</b>	<b>Variable environnementale</b>
Weather and natural disasters	Absence d'évènements naturels extrêmes
Corruption and bribery	Absence de corruption
Government / political stability	Absence de violence et de terrorisme
Support from local government	Absence de violence et de terrorisme
Government's intervention	Absence de violence et de terrorisme
Government's reliability	Absence de violence et de terrorisme
Theft	Absence de violence et de terrorisme
Vandalism / property and equipment damage	Absence de violence et de terrorisme
Motivated violence and terrorism	Absence de violence et de terrorisme
Wars, demonstrations, riots and insurrection	Absence de violence et de terrorisme
Crime	Absence de violence et de terrorisme
Poor governance	Absence de violence et de terrorisme
Famines	Absence de violence et de terrorisme
Strikes	Absence de violence et de terrorisme
Location	Caractère favorable de l'environnement
Influential economic events	Caractère favorable de l'environnement économique et financier
Market stability and competitiveness	Caractère favorable de l'environnement économique et financier
Market conditions	Caractère favorable de l'environnement économique et financier
Site availability	Caractère favorable de l'environnement naturel
Local climate and site condition (soil)	Caractère favorable de l'environnement naturel
Water availability	Caractère favorable de l'environnement naturel
Legislation, politics and bureaucracy quality	Caractère favorable de l'environnement politique et légal
Local preference for new licensing towards National Oil Companies	Caractère favorable de l'environnement politique et légal
Level of public opposition / acceptance to project	Caractère favorable de l'environnement social
Staff Crises	Caractère favorable de l'environnement social
Connection to the electric grid	Caractère favorable de l'environnement technique

Labour availability	Disponibilité de la main d'œuvre
Labour competency	Productivité de la main d'œuvre
Public decision-making process quality	Qualité de la réglementation et de l'administration
Quality of legal/regulatory framework	Qualité de la réglementation et de l'administration
Duration of licensing and permitting	Qualité de la réglementation et de l'administration
Stability and transparency of bureaucratic processes	Qualité de la réglementation et de l'administration
Governmental energy strategies	Qualité de la réglementation et de l'administration
Access, competitiveness of environment and price outlook for renewable energy	Qualité de la réglementation et de l'administration
Market distortions such as high subsidies for fossil fuels	Qualité de la réglementation et de l'administration
Uncertainty regarding long term electricity purchase	Qualité de la réglementation et de l'administration
Standards for the integration of renewable electricity sources into the grid	Qualité de la réglementation et de l'administration
Differences in standards between Europe and North Africa	Qualité de la réglementation et de l'administration
Policy and regulatory durability / stability (taxes, import/export restrictions, feed in tariffs, renewable energy targets, incentives, permits, authorisations and licences)	Qualité de la réglementation et de l'administration
Land acquisition	Qualité de la réglementation et de l'administration
Environmental permitting	Qualité de la réglementation et de l'administration
Number of permitting authorities	Qualité de la réglementation et de l'administration
Infrastructure quality	Qualité des infrastructures
Resource levels (estimation, intermittency)	Ressource énergétique
Exchange rate stability	Stabilité de la structure économique et financière
Inflation rate stability	Stabilité de la structure économique et financière
Interest rate stability	Stabilité de la structure économique et financière
Price volatility	Stabilité de la structure économique et financière
Cleanliness of Mirrors	Taux de salissure
Expropriation or nationalization or confiscation	Valeur de la loi
Legislation quality, maturity, stability and independency	Valeur de la loi
Contract quality (excessive variation, enforceability, improper, incomplete, repudiation, uncovered losses in multi-contracting)	Valeur de la loi
Lack of standard model for PPP agreement	Valeur de la loi
Lack of tradition of private provision of public services	Valeur de la loi
PPA quality (early termination, price setting, guaranteed revenues)	Valeur de la loi
Illegal surveillance	Valeur de la loi
Under-negotiated price during pricing	Valeur de la loi
Underbidding	Valeur de la loi
Arbitration in case of recourse	Valeur de la loi
Enforcement of court award	Valeur de la loi

## Annexe IV

### Documentation des variables incertaines du projet

Tab. xix : Valeurs de  $\eta_{plant}$  (CSP) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{Plant}$ (CSP)	%	[7-20]	(IRENA, 2012)
			[8-20]	(Purohit, et al., 2013)
			14	(Zhang, et al., 2013)
			[10-16]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			[7-17]	(S&L, 2003)
			[13-39]	(Zhang, 2009)
			[8-17]	(EASAC, 2011)
			[11-18]	(Desideri & Campana, 2014)
			[8-35]	(Ummadisingu & Soni, 2011)
			[13-15]	(Beerbaum & Weinrebe, 2000)
			[9-15]	(Morin, et al., 2012)
			[9-16]	(Kulichenko & Wirth, 2011)
			[23-27]	(Montes et al, 2008)
			[13-18]	(Mehos, et al., 2016)
[11-19]	(IRENA, june 2012)			

Tab. xx : Valeurs de  $\eta_{plant}$  (PV) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{Plant}$ (PV)	%	[10-11]	(Desideri & Campana, 2014)
			[5-15]	(IRENA, june 2012)

Tab. xxi : Valeurs de  $\eta_{PB-th}$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	$\eta_{PB-th}$	%	40	(Zhang, et al., 2013)
			[38-43]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			30	(Sharma et al., 2015)
			[41-42]	(Mehos, et al., 2016)
			[32-36]	(Morin, et al., 2012)

Tab. xxii : Valeurs de  $\eta_{optical}$  (PTC) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{Optical}$ (PTC)	%	75	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			[57-58]	(Morin, et al., 2012)
			75	(Montes et al, 2008)
			[74-76]	(Gupta & Kaushik, 2010)
			75	(Izquierdo, et al., 2010)
			75	(Cau & Cocco, 2014)
70	(Rafeq, et al., 2013)			

Tab. xxiii: Valeurs de  $\eta_{optical}$  ( $T$ ) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{optical}$ ( $T$ )	%	75	(Montes et al, 2008)
			54	(Izquierdo, et al., 2010)

Tab. xxiv: Valeurs de  $\eta_{optical}$  ( $LFR$ ) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{optical}$ ( $LFR$ )	%	67	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			43	(Morin, et al., 2012)
			61	(Izquierdo, et al., 2010)
			67	(Cau & Cocco, 2014)
			45,6	(Sharma et al., 2015)

Tab. xxv: Valeurs de  $\eta_{PipeLoss}$  ( $PTC$ ) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{PipeLoss}$ ( $PTC$ )	%	[84-85]	(Morin, et al., 2012)
			98	(Montes et al, 2009)

Tab. xxvi : Valeurs de  $\eta_{PipeLoss}$  ( $T$ ) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{PipeLoss}$ ( $T$ )	%	75	(Xu et al. 2011)
			[71-74]	(Zhang, et al., 2013)

Tab. xxvii : Valeurs de  $\eta_{PipeLoss}$  ( $LFR$ ) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	$\eta_{PipeLoss}$ ( $LFR$ )	%	[74-76]	(Morin, et al., 2012)
			77,2	(Sharma et al., 2015)

Tab. xxviii : : Valeurs de  $\rho$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	$\rho$	%	92	(Montes et al, 2009)
			90	(Häberle, et al., 2002)
			94	Enjavi-Arsanjani, et al., 2014)
			88	(Rafeq, et al., 2013)
			93	(EASAC, 2011)

Tab. xxix : : Valeurs de  $\tau$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	$\tau$	%	94,5	(Montes et al, 2009)
			95	(Häberle, et al., 2002)

Tab. xxx : : Valeurs de  $\alpha$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	$\alpha$	%	94,0	(Montes et al, 2009)
			94,2	(Häberle, et al., 2002)

Tab. xxxi : : Valeurs de  $\gamma$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	$\gamma$	%	92,0	(Montes et al, 2009)

Tab. xxxii : : Valeurs de  $C_{site}$  (PTC) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{site}$ (PTC)	$\$/m^2$	9,3	(Morin, et al., 2012)
			[30-33]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			9,3	(Desideri & Campana, 2014)
			20	(Mehos, et al., 2016)

Tab. xxxiii : Valeurs de  $C_{site}$  (T) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{site}$ (T)	$\$/m^2$	[15-25]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			[10-20]	(Mehos, et al., 2016)

Tab. xxxiv : Valeurs de  $C_{site}$  (LFR) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{site}$ (LFR)	$\$/m^2$	9,2	(Sharma et al., 2015)
			[20-21]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)

Tab. xxxv : Valeurs de  $CSF$  (PTC) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{SF}$ (PTC)	$\$/m^2$	364,2	(Morin, et al., 2012)
			350;426	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			364,2	(Desideri & Campana, 2014)
			190;245;295	(Mehos, et al., 2016)
			282,1	(Izquierdo, et al., 2010)
			300	(Black & Veatch, 2012)

Tab. xxxvi : Valeurs de  $CSF$  (T) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{SF}$ (T)	$\$/m^2$	180;219,8	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			260;160;165;120	(Mehos, et al., 2016)
			198,7	(Izquierdo, et al., 2010)

Tab. xxxvii : Valeurs de  $CSF$  (LFR) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variabes	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{SF}$ (LFR)	$\$/m^2$	200	(Sharma et al., 2015)
			177,7;245	(Parsons Brinckerhoff, 2014)

Tab. xxxviii : Valeurs de  $CPB$  (PTC) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{PB} (PTC)$	\$/kW	800	(Morin, et al., 2012)
			830,0;1164,9	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			1059,6	(Desideri & Campana, 2014)
			940;875	(Mehos, et al., 2016)
			1275;1475	(Black & Veatch, 2012)

Tab. xxxix : Valeurs de CPB (T) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{PB} (T)$	\$/kW	1203;1230	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			880;1050;1140;1550	(Mehos, et al., 2016)

Tab. xl : Valeurs de CPB (LFR) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D / X_P$	$C_{PB} (LFR)$	\$/kW	1059,6	(Sharma et al., 2015)
			830;1172,3	(Parsons Brinckerhoff, 2014)

Tab. xli : Valeurs de  $C_i$  recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	$C_i$	%	20	(Desideri & Campana, 2014)
			25	(Mehos, et al., 2016)
			30	(Black & Veatch, 2012)
			[11-19]	(Parsons Brinckerhoff, 2014)

Tab. xlii : Valeurs de CAPEX f (Solaire) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	CAPEX f Solaire	\$/kW	3753	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			3804	(Black & Veatch, 2012)
			1886	
			2096	
			3776	
			5440	
			4440	
			2544	
			1800	
			2736	
			2224	

Tab. xliii : Valeurs de CAPEX f (Eolien) recensées dans la littérature et références associées.

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	CAPEX f (Eolien)	\$/kW	2438	(EASAC, 2011)
			1980 - 3230	(Black & Veatch, 2012)

Tab. xliv : Valeurs de CAPEX f (100MW) recensées dans la littérature et références associées.



Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (100MW)	\$/kW	2357	(EASAC, 2011)
			2620	(Black & Veatch, 2012)
			4720	
			6800	

Tab. xlv : Valeurs de CAPEX f (10MW) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (10MW)	\$/kW	2357	(Beerbaum & Weinrebe, 2000)
			3180	(Black & Veatch, 2012)
			2250	
			3420	
			2780	

Tab. xlvii : Valeurs de CAPEX f (PV) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (PV)	\$/kW	4755	(EASAC, 2011)
			4000	(Hernandez-Moro & Martinez-Duart, 2013)
			2357 ; 2620	(Black & Veatch, 2012)

Tab. xlviii : Valeurs de CAPEX f (CSP) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (CSP)	\$/kW	6910	(Wagner & Rubin, 2014)
			4691	(EASAC, 2011)
			4200	(Hernandez-Moro & Martinez-Duart, 2013)
			8780	(Wagner & Rubin, 2014)

Tab. xlix : Valeurs de CAPEX f (SM>2) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (SM>2)	\$/kW	7380	(IRENA, 2012)
			7550	
			9140	
			9060	
			10520	
			7135	(Black & Veatch, 2012)

Tab. l : Valeurs de CAPEX f (SM=2) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_p$	CAPEX f (SM=2)	\$/kW	8000	(IRENA, 2012)
			8950	
			9810	
			7732	
			6300	
			7427	
			7463	
			7720	
			[5465-7135]	(Black & Veatch, 2012)

Tab. l : Valeurs de CAPEX f (SM=1.4) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_P$	CAPEX f (SM=1,4)	\$/kW	3813	(Black & Veatch, 2012)
			4957	
			4720	
			6800	
			4600	(IRENA, 2012)
			7144	
			7280	

Tab. li : Valeurs de CF (Eolien) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	CF (Eolien)	%	33	(Black & Veatch, 2012)
			46	
			36	
			50	

Tab. lii : Valeurs de CF (Solaire) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	CF (Solaire)	%	31	(Tidball, et al., 2010)
			42	
			32	
			73	
			36	
			22	
			22	
			23	
			21	
			25	
			24	
			26	

Tab. liii : Valeurs de OPEX (PTC) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	OPEX f (PTC)	\$/kW/an	69,0	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			77,4	
$X_D$	OPEX v (PTC)	\$/kW/an	2,4	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			2,8	

Tab. liv : Valeurs de OPEX (T) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	OPEX f (T)	\$/kW/an	71,0	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			104,5	
$X_D$	OPEX v (T)	\$/kW/an	4,7	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			4,3	

Tab. lv : Valeurs de OPEX (LFR) recensées dans la littérature et références associées

Description des variables				
Type	Variables	Unité	Valeurs	Références
$X_D$	OPEX f (LFR)	\$/kW/an	61,0	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			75,0	
$X_D$	OPEX v (LFR)	\$/kW/an	2,4	(Parsons Brinckerhoff, 2014)
			3,7	

## **Références utilisées pour la documentation des variables incertaines**

Beerbaum, S. & Weinrebe, G., 2000. Solar thermal power generation in India - a techno-economic analysis. *Renewable Energy*, Volume 21, pp. 153-174.

Black & Veatch, 2012. *Cost and performance data for power*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory.

Cau, G. & Cocco, D., 2014. Comparison of medium-size concentrating solar power plants based on parabolic trough and linear Fresnel collectors. *Energy Procedia* , Volume 45, pp. 101-110.

Desideri, U. & Campana, P., 2014. Analysis and comparison between a concentrating solar and a photovoltaic power plant. *Applied energy*, Volume 113, pp. 422-433.

EASAC, 2011. *Concentrating solar power: its potential contribution to sustainable energy future*, Halle, Germany: European Academies Science Advisory Council, EASAC.

Enjavi-Arsanjani, M., Hirbodi, K. & Yaghoubi, M., 2014. *Solar energy potential and performance assessment of CSP plants in different areas of Iran*. s.l., SolarPACES .

Gupta, M. & Kaushik, S., 2010. Exergy analysis and investigation for various feed water heaters of direct steam generation solar-thermal power plant. *Renewable Energy*, Volume 35, pp. 1228-1235.

Häberle, A. et al., 2002. *The Solarmundo line focusing Fresnel collector - Optical and thermal performance and cost calculations*. Zürich, Switzerland, International Solar PACES Symposium.

Hernandez-Moro, J. & Martinez-Duart, J., 2013. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 20, pp. 119-132.

IRENA, 2012. *Renewable energy technologies : cost analysis series - Concentrating solar power*, Bonn, Germany: International Renewable Energy Agency.

IRENA, june 2012. *Solar Photovoltaics*, Bonn, Germany: International Renewable Energy Agency.

Izquierdo, S., Montanes, C., Dopazo, C. & Fueyo, N., 2010. Analysis of CSP plants for the definition of energy policies: the influence on electricity cost of solar multiples, capacity factors and energy storage. *Energy policy*, 38(10), pp. 6215-6221.

Kulichenko, N. & Wirth, J., 2011. *Regulatory and financial incentives for scaling up concentrating solar power in developing countries*, Washington, US: The World Bank.

Mehos, M. et al., 2016. *On the path to Sunshot: advancing concentrating solar power technology and dispatchability*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory, NREL, Sandia National Laboratories, SAND.

Morin, G. et al., 2012. Comparison of linear Fresnel and parabolic trough collector power plants. *Solar Energy*, Volume 86, pp. 1-12.

Parsons Brinckerhoff, 2014. *Port Augusta solar thermal generation feasibility study - Stage 1 - Pre-feasibility study - Options study report*, Brisbane, Australia: Alinta Energy, Parsons Brinckerhoff.

Purohit, I., Purohit, P. & Shekhar, S., 2013. Evaluating the potential of concentrating solar power generation in Northwestern India. *Energy Policy*, Volume 62, pp. 157-175.

Rafeq, S. et al., 2013. *Preliminary study of CST in Malaysia based on field optical efficiency*. Malaysia, International tribology conference malaysia 2013.

S&L, 2003. *Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts*, Chicago, U.S.: Sargent & Lundy, National Renewable Energy Laboratory, NREL.

Sharma, V., Nayak, J. & Kedare, S., 2015. Effects of shading and blocking in linear Fresnel reflector field. *Solar Energy*, Volume 113, pp. 114-138.

Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N. & Knoke, S., 2010. *Cost and performance for modeling electricity generation technologies*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory, NREL.

Ummadisingu, A. & Soni, M., 2011. Concentrating solar power - Technology, potential and policy in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, pp. 5169-5175.

Wagner, S. & Rubin, E., 2014. Economic implications of thermal energy storage for concentrated solar power. *Renewable Energy*, Volume 61, pp. 81-95.

Zhang, H., Baeyens, J., Degève, J. & Cacères, G., 2013. Concentrated solar power plants: review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 22, pp. 466-481.

Zhang, W., 2009. *Concentrating solar power - state of the art, cost analysis and pre-feasibility study for the implementation in China*, s.l.: Universität de Stuttgart.

## Annexe V

### Documentation des variables environnementales pour les sites du Maroc et de l'Australie

*Tab. lvi : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QSR pour une réalisation possible en Australie.*

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>RQ</i>	1,9	2,2	0,3	0%	0%	0%	0%	1%	80%	20%
<i>GE</i>	1,6	1,9	0,3	0%	0%	0%	0%	9%	89%	2%
<i>ICRG (BQ)</i>	4,0	3,0	0,5	0%	0%	0%	0%	0%	16%	84%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Qualité de la réglementation et de l'administration (QSR) - Australie</i>				0%	0%	0%	0%	2%	36%	61%

*Tab. lvii : : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QSR pour une réalisation possible au Maroc.*

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>RQ</i>	0,0	0,0	0,3	0%	0%	5%	90%	4%	0%	0%
<i>GE</i>	-0,1	-0,2	0,3	0%	0%	13%	85%	1%	0%	0%
<i>ICRG (BQ)</i>	2,0	0,0	0,5	0%	0%	16%	68%	16%	0%	0%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Qualité de la réglementation et de l'administration (QSR) - Maroc</i>				0%	7%	54%	36%	2%	0%	0%

*Tab. lviii : : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale VL pour une réalisation possible en Australie.*

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>ROL</i>	1,9	2,3	0,3	0%	0%	0%	0%	0%	73%	27%
<i>ICRG (LAO)</i>	5,5	2,5	0,5	0%	0%	0%	0%	2%	48%	50%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Valeur de la loi (VL) - Australie</i>				0%	0%	0%	0%	8%	42%	50%

Tab. lix : : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale VL pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
ROL	-0,1	-0,1	0,3	0%	0%	8%	89%	3%	0%	0%
ICRG (LAO)	4,5	1,5	0,3	0%	0%	0%	0%	50%	50%	0%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Valeur de la loi (VL) - Maroc				0%	0%	8%	42%	42%	8%	0%

Tab. lx : : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale CR pour une réalisation possible en Australie.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
COC	1,9	2,2	0,3	0%	0%	0%	0%	1%	80%	20%
ICRG (C)	4,5	1,5	0,5	0%	0%	0%	2%	48%	48%	2%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Absence de corruption (CR)- Australie				0%	0%	0%	8%	42%	42%	8%

Tab. lxi : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale CR pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
COC	-0,3	-0,3	0,3	0%	0%	27%	73%	0%	0%	0%
ICRG (C)	2,5	-0,5	0,3	0%	0%	50%	50%	0%	0%	0%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Absence de corruption (CR)- Maroc				3%	5%	9%	15%	18%	18%	32%

Tab. lxii : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale SSE pour une réalisation possible en Australie.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
AIRC	6,5	0,9	0,5	0%	0%	0%	21%	67%	11%	0%
ERS	9,0	2,4	0,5	0%	0%	0%	0%	4%	54%	42%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Stabilité de la structure économique et financière (SSE) - Australie				0%	1%	3%	11%	22%	28%	36%

Tab. lxiii : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de

probabilité associée à la variable environnementale SSE pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
AIRC	7,5	1,5	0,5	0%	0%	0%	2%	48%	48%	2%
ERS	10,0	3,0	0,5	0%	0%	0%	0%	0%	16%	84%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Stabilité de la structure économique et financière (SSE) - Maroc				0%	1%	3%	11%	22%	28%	36%

Tab. lxiv : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale PMO pour une réalisation possible en Australie.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
Avis d'expert	2,0	2,4	0,7	0%	0%	0%	0%	10%	46%	44%
Avis d'expert	2,0	2,4	0,7	0%	0%	0%	0%	10%	46%	44%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Productivité de la main d'œuvre (PMO) - Australie				0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%

Tab. lxv : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale PMO pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
Avis d'expert	-0,5	-0,6	0,7	0%	10%	46%	39%	6%	0%	0%
Avis d'expert	1,5	1,8	0,7	0%	0%	0%	3%	30%	51%	16%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Productivité de la main d'œuvre (PMO) - Maroc				4%	11%	22%	28%	22%	11%	4%

Tab. lxvi : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale QI pour une réalisation possible en Australie.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
GE	3,0	1,5	0,5	0%	0%	0%	2%	48%	48%	2%
LP	1,6	1,9	0,3	0%	0%	0%	0%	9%	89%	2%
IQ	4,6	1,6	0,5	0%	0%	0%	1%	41%	54%	4%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
Qualité de l'infrastructure (QI) - Australie				0%	0%	7%	54%	36%	2%	0%

Tab. lxvii : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale  $QI$  pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>GE</i>	2,1	0,2	0,5	0%	0%	8%	64%	28%	0%	0%
<i>LP</i>	-0,1	-0,2	0,3	0%	0%	13%	85%	1%	0%	0%
<i>IQ</i>	3,4	0,4	0,5	0%	0%	4%	54%	41%	1%	0%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Qualité de l'infrastructure (QI) - Maroc</i>				0%	7%	54%	36%	2%	0%	0%

Tab. lxviii : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale  $AEN$  pour une réalisation possible en Australie.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>Avis d'expert</i>	2,0	2,4	0,7	0%	0%	0%	0%	10%	46%	44%
<i>Avis d'expert</i>	1,8	2,2	0,7	0%	0%	0%	1%	16%	51%	31%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Absence d'évènements naturels extrêmes (AEN) - Australie</i>				0%	0%	0%	8%	42%	42%	8%

Tab. lxix : Récapitulatif des valeurs initiales  $x_i$ , des valeurs renormalisées  $y_i$  et des probabilités  $P(Y)$  pour chaque indicateur. Est également présentée la distribution de probabilité associée à la variable environnementale  $AEN$  pour une réalisation possible au Maroc.

Indicateurs	Valeur initiale $x_i$	Valeur renormalisée $y_i$	Fiabilité de la source $q$	Distributions de probabilité $P(Y_i)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
				-3	-2	-1	0	1	2	3
<i>Avis d'expert</i>	0,5	0,6	0,7	0%	0%	6%	39%	46%	10%	0%
<i>Avis d'expert</i>	-0,5	-0,6	0,7	0%	10%	46%	39%	6%	0%	0%
Variable environnementale				Exemple de distribution de probabilité $P(X_E)$ sur l'échelle discrète [-3;3]						
<i>Absence d'évènements naturels extrêmes (AEN) - Maroc</i>				0%	8%	42%	42%	8%	0%	0%



## Annexe VI

### Vraisemblances et impacts des évènements risqués considérés dans l'application du chapitre VI.

*Tab. lxx : Vraisemblance de l'évènement risqué « Variation de coût des ressources consommables »*

Description des variables		Vraisemblance de l'évènement risqué						
		Variation du coût d'approvisionnement des ressources consommables						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
QSR	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration	1,0E-02	9,0E-03	8,0E-03	7,0E-03	4,4E-03	4,0E-03	2,0E-03
SSE	Stabilité de la structure économique et financière	5,0E-03	4,5E-03	4,0E-03	3,5E-03	2,2E-03	2,0E-03	1,0E-03

*Tab. lxxi : Impact de l'évènement risqué « Variation de coût des ressources consommables »*

Variation de coût modélisée par une loi normale	Impact de l'évènement risqué						
	Variation du coût d'approvisionnement des ressources consommables						
	-3	-2	-1	0	1	2	3
$\mu$	32,00	28,00	24,00	20,00	16,00	12,00	8,00
$\sigma$	8,00	7,00	6,00	5,00	4,00	3,00	2,00

*Tab. lxxii : Vraisemblance de l'évènement risqué « Interruption temporaire de l'activité en cours »*

Description des variables		Vraisemblance de l'évènement risqué						
		Interruption temporaire du déroulement de l'activité en cours						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
AVT	Absence de violence et de terrorisme	1,0E-03	1,0E-04	1,5E-05	1,0E-05	1,0E-06	1,0E-07	1,0E-08
VL	Valeur de la loi	5,0E-03	2,5E-03	5,0E-04	2,5E-04	5,0E-05	2,5E-05	5,0E-07
QSR	Qualité/Stabilité de la réglementation et de l'administration	1,0E-02	5,0E-03	1,0E-03	5,0E-04	1,0E-04	5,0E-05	1,0E-06
QI	Qualité des infrastructures	1,1E-01	1,0E-01	9,0E-02	8,0E-02	7,0E-02	6,0E-02	5,0E-02
AEN	Absence d'évènements naturels extrêmes	6,0E-02	5,0E-02	4,0E-02	3,0E-02	2,0E-02	1,0E-02	5,0E-03

*Tab. lxxiii : Impact de l'évènement risqué « Interruption temporaire de l'activité en cours »*

Durée d'interruption modélisée par une loi gamma	Impact de l'évènement risqué						
	Interruption temporaire du déroulement de l'activité en cours						
	-3	-2	-1	0	1	2	3
$\alpha$	2,88	3,60	5,14	8,34	10,00	3,00	1,33
$\beta$	2,36	1,67	0,93	0,53	0,40	0,80	1,20

*Tab. lxxiv Vraisemblance de l'évènement risqué « Vol / endommagement du stock de ressources consommables »*

Description des variables		Vraisemblance de l'évènement risqué						
		Vol / Endommagement du stock de ressources consommables						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
AVT	Absence de violence et de terrorisme	5,0E-02	4,0E-02	2,0E-02	1,0E-02	5,0E-03	2,0E-03	1,0E-03
AEN	Absence d'évènements naturels extrêmes	7,0E-03	6,0E-03	5,0E-03	2,0E-04	1,0E-04	1,0E-05	1,0E-06

*Tab. lxxv : Impact de l'évènement risqué « Vol / endommagement du stock de ressources consommables »*

Perte de stock modélisée par une loi normale	Impact de l'évènement risqué						
	Vol / Endommagement du stock de ressources consommables						
	-3	-2	-1	0	1	2	3
$\mu$	64,00	56,00	48,00	40,00	32,00	24,00	16,00
$\sigma$	16,00	14,00	12,00	10,00	8,00	6,00	4,00

Tab. lxxvi : Vraisemblance de l'évènement risqué « Opérateur absent »

Description des variables		Vraisemblance de l'évènement risqué						
		Opérateur(s) absent(s)						
Variables		-3	-2	-1	0	1	2	3
DMO	Disponibilité de la main d'œuvre	2,2E-01	2,1E-01	1,9E-01	1,8E-01	1,6E-01	1,4E-01	1,1E-01

Tab. lxxvii : Vraisemblance de l'évènement risqué « Variation de l'efficacité des opérateurs »

Variables		Vraisemblance de l'évènement risqué						
		Variation de l'efficacité des opérateurs						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
PMO	Productivité de la main d'œuvre	1,0E-02	7,5E-03	7,0E-03	5,0E-03	3,5E-03	2,5E-03	5,0E-04

Tab. lxxviii : Impact de l'évènement risqué « Variation de l'efficacité des opérateurs »

Variation modélisée par une loi normale	Impact de l'évènement risqué						
	Variation de l'efficacité des opérateurs						
	-3	-2	-1	0	1	2	3
$\mu$	1,44	1,80	2,57	4,17	5,00	1,50	0,67
$\sigma$	1,18	0,83	0,47	0,26	0,20	0,40	0,60

