

Université
de Liège



Université de Liège – Faculté des sciences appliquées
Année académique 2014 – 2015

Analyse comparative et optimisation des stratégies d'assemblage pour l'industrie éolienne offshore

TRAVAIL DE FIN D'ÉTUDE RÉALISÉ EN VUE DE L'OBTENTION DU GRADE DE
MASTER INGÉNIEUR CIVIL DES CONSTRUCTIONS

PAR CYTRYN STÉPHANE

Composition du Jury :

Promoteur : Philippe RIGO
Mario COOLS
Jean-Pierre JASPART
Jean-David CAPRACE

Résumé

Analyse comparative et optimisation des stratégies d'assemblage pour l'industrie éolienne offshore

CYTRYN Stéphane

Deuxième année du grade de master en ingénieur civil des constructions

Année académique 2014-2015

Les enjeux climatiques actuels et la raréfaction des énergies fossiles ont poussé au développement des énergies renouvelables et en particulier de l'énergie éolienne. Le manque de terrains exploitables et l'irrégularité des vents terrestres expliquent l'intérêt croissant pour le marché éolien offshore. Avec une capacité énergétique totale de 8GW et visant les 40GW pour 2020, l'Europe est le leader de ce marché en pleine expansion. Cependant la construction des éoliennes offshore est très complexe. La distance à la côte, la profondeur du fond marin et les conditions en mer comme la météo, la vitesse du vent et les vagues demandent une nouvelle approche de la production, de l'installation et de la maintenance. De plus, relativement récent, le marché éolien offshore est peu standardisé et les stratégies d'installation et d'assemblage sont multiples.

Les première et deuxième parties de ce travail sont consacrées à la présentation de l'état de l'art et à celle du marché éolien offshore. Les différents composants d'un parc éolien offshore, les navires de transport et d'installation, les ports employés ainsi que les différentes stratégies d'installation et d'assemblage y sont expliqués. Un travail de recensement des parcs éoliens européens en production, en construction, approuvés et en projets ainsi que de leurs caractéristiques a également été effectué.

La troisième partie a pour objectif l'analyse et la comparaison des trois principales stratégies d'assemblage des éoliennes offshore. Les stratégies « single blade », « bunny ears » et « rotor star » se différencient par le pré-assemblage onshore ou non d'une partie des composantes de turbine. Les durées de construction en fonction de la date de début de chantier sont analysées afin de comprendre l'influence des conditions météorologiques sur les différentes opérations de construction. Les phases de mise en place des pieux et des fondations, de transport ainsi que d'installation des composantes de turbine seront comparées dans le cas d'une année avec des conditions météorologiques moyennes, mauvaises et bonnes. L'ensemble de cette étude permettra d'optimiser le choix de la stratégie afin de réduire au maximum les retards de planification.

L'ensemble des analyses ont été réalisées à l'aide du logiciel « EOSIM » développé au département ANAST de l'Université de Liège. Celui-ci utilise la simulation d'événements discrets pour simuler les différentes étapes de construction en considérant le risque lié aux conditions météorologiques via l'implémentation de données météo réelles de plusieurs années.

Summary

Comparative analysis and optimization of assembly strategies for the offshore wind market

CYTRYN Stéphane

Second year of the Master's degree in Civil Engineering

Academic year 2014-2015

Current climate issues and decrease of fossil energies has led to the development of renewable energies including wind power. The lack of suitable lands and the irregularity of onshore winds explain the growing interest for offshore wind market. With a cumulative offshore wind capacity of 8GW and targeting 40GW for 2020, Europe is the current leader of this expanding market. However, offshore wind farm construction is highly complex. Distance to shore, water depth and weather conditions as wind speed or wave height require new production, installation and maintenance approaches. Moreover, fairly recent, the offshore wind market is not standardized yet with various installation and assembly strategies.

The two first parts of that work are dedicated to state of art and to the offshore wind market presentation. The different offshore wind components, transport and installation vessels, specialized ports as well as installation and assembly strategies are explained in those chapters. An offshore wind farm inventory has also been made for current projects in production, in construction, consented and planned.

The purpose of the third part is the analysis and comparison of the three main offshore wind assembly strategies. The strategies “single blade”, “bunny ears” and “rotor star” distinguish through pre-assembly or not of some turbine components. The leadtime depending on the starting date are analysed to understand weather influence on the different construction operations. The piling, jacket, transport and components installation phases are compared in case of a year with average, good and bad weather. This study will allow the optimisation of each strategy choice to reduce as much as possible planning delays.

The analyses were realized thanks to software “EOSIM” software developed in ANAST department of University of Liege. This software uses discrete event simulation in order to simulate the different construction steps considering the risk linked to weather conditions through the implementation of real weather data for many years.

Remerciements

Ce TFE n'aurait pu se réaliser sans l'aide et le soutien de nombreuses personnes auxquels j'aimerais exprimer ma profonde gratitude.

Je tiens tout d'abord à remercier mon promoteur, Monsieur Philippe Rigo, pour sa disponibilité, ses conseils et son soutien.

J'aimerais ensuite exprimer ma gratitude à Cristian Petcu et Yohannes Tekle pour m'avoir assisté et aiguillé tout au long de la réalisation de ce TFE. Merci Sans votre disponibilité et vos conseils avisés, ce TFE n'aurait pu voir le jour.

Je remercie également Monsieur Jean-Pierre Jaspard, Monsieur Mario Cools et Monsieur Jean-David Caprace d'avoir accepté d'être membres de mon jury.

Au fil des mois qui se sont écoulés, ma famille et mes proches m'ont soutenu, encouragé, réconforté et animé. Je remercie particulièrement mon cher musée des merveilles pour son ambiance chaleureuse ainsi que ses habitants, Clémence, Maxime et Milan, qui ont su veiller sur moi. Merci également à Flore d'avoir passé du temps avec moi en phase de relecture. A l'écriture de ces lignes, une pensée est également dédiée à Géraldine et à Gaby. Je dédie donc cet ouvrage à ces personnes.

Table des matières

Résumé.....	3
Summary	4
Remerciements	5
Table des matières.....	6
Liste des figures	9
Liste des tableaux.....	12
Chapitre I - Introduction	13
CHAPITRE II - ETAT DE L'ART	14
1. Introduction.....	14
2. Eléments constitutifs des éoliennes offshore.....	15
2.1 Fondations.....	15
2.1.1 Fixes.....	16
2.1.2 Flottantes.....	23
2.2 Le mat.....	26
2.3 La nacelle	27
2.4 Le moyeu.....	27
2.5 Les pales.....	27
3. Construction des parcs éoliens	28
3.1 Problèmes généraux de logistique.....	28
3.2 Navires.....	28
3.3 Ports.....	30
3.4 Stratégies d'installation.....	31
3.4.1 Pré-assemblage au port.....	32
3.4.2 Manufacture et pré-assemblage au port.....	32
3.4.3 Assemblage offshore.....	32
3.5 Stratégies d'assemblage	32
CHAPITRE III – INDUSTRIE EOLIENNE OFFSHORE	33
1. Introduction.....	33
2. Marché éolien offshore	34
2.1 Historique.....	34
2.2 Situation actuelle en Europe	35
2.2.1 Généralités	35
2.2.2 Parcs éoliens en production	36
2.2.3 Parcs éoliens en construction	39
2.2.4 Parcs éoliens approuvés	41
2.3 Perspectives d'avenir pour l'Europe.....	42
2.3.1 2020.....	42
2.3.2 2030.....	42
2.4 Situation dans le reste du monde.....	42
2.4.1 Marché éolien offshore.....	43
CHAPITRE IV – PRESENTATION EOSIM.....	44
1. Introduction.....	44
2. Stratégie d'installation.....	45
3. Implémentation des différentes stratégies d'assemblage	46

4. Données météorologiques	47
5. Simulation basée sur l'analyse de risque.....	48
5.1 Simulation d'Evènements Discrets (DES).....	48
5.2 Méthodologie	48
6. Interface	50
Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies	51
1. Introduction.....	51
2. Hypothèses.....	52
3. Analyse des stratégies	54
3.1 Méthodologie	54
3.2 Single blade	55
3.2.1 Moyenne	55
3.2.2 Moyenne- σ	59
3.2.3 Moyenne+ σ	62
3.2.4 Comparaison.....	65
3.3 Bunny ears	68
3.3.1 Moyenne	68
3.3.2 Moyenne - σ	72
3.3.3 Moyenne + σ	75
3.3.4 Comparaison.....	78
3.4 Rotor star	81
3.4.1 Moyenne	81
3.4.2 Moyenne - σ	85
3.4.3 Moyenne + σ	88
3.4.4 Comparaison.....	91
3.5 Comparaison des 3 stratégies	94
3.5.1 Délais moyens de construction.....	96
3.5.2 Phases de construction	98
CHAPITRE VI - CONCLUSIONS	102
Bibliographie	104
Articles et livres.....	104
Sites internet.....	105
Annexes.....	106
Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore.....	106
1.1 Projets éoliens en production – hors Mer du Nord	107
1.2 Projets éoliens en production – en Mer du Nord.....	111
1.3 Projets éoliens en construction – hors Mer du Nord	115
1.4 Projets éoliens en construction – en Mer du Nord	116
1.5 Projets éoliens approuvés – hors Mer du Nord.....	117
1.6 Projets éoliens approuvés – en Mer du Nord.....	120
1.7 Projets éoliens en projet – hors Mer du Nord.....	125
1.8 Projets éoliens en projet – en Mer du Nord	129
Annexe II - Chapitre V – Analyse et comparaison des différentes stratégies.....	132
2.1 Stratégie « Single Blade »	132
2.1.1 Moyenne	132
2.1.2 Moyenne- σ	135
2.1.3 Moyenne+ σ	138
2.2 Stratégie « Bunny Ears ».....	141
2.2.1 Moyenne	141
2.2.2 Moyenne- σ	144
2.2.3 Moyenne+ σ	147
2.3 Stratégie « Rotor Star »	150

Table des matières

2.3.1 Moyenne	150
2.3.2 Moyenne- σ	153
2.3.3 Moyenne+ σ	156

Liste des figures

FIGURE 1 - ELEMENTS CONSTITUTIFS D'UNE EOLIENNE OFFSHORE.....	15
FIGURE 2 - REPARTITION DES FONDATIONS EN EUROPE (2014).....	16
FIGURE 3 - FONDATIONS FIXES	16
FIGURE 4 - FONDATION DE TYPE MONO-PIEU.....	17
FIGURE 5 - MONO-PIEU BATTU PAR MARTEAU HYDRAULIQUE	18
FIGURE 6 - MONO-PIEU BATTU PAR MARTEAU VIBRANT	18
FIGURE 7 - CONCEPTION DE MONO-PIEU FORE EN BETON.....	19
FIGURE 8 - FONDATION GRAVITAIRE.....	20
FIGURE 9 - FONDATION DE TYPE JACKET.....	21
FIGURE 10 - TRANSPORT ET INSTALLATION DE FONDATION DE TYPE JACKET	21
FIGURE 11 - FONDATION DE TYPE TRIPODE	22
FIGURE 12 - FONDATION DE TYPE TRI-PIEUX.....	23
FIGURE 13 - PROFONDEUR ET DISTANCE DES EOLIENNES OFFSHORE	24
FIGURE 14 - FONDATIONS FLOTTANTES	25
FIGURE 15 - FONDATION TYPE BOUEE A ESPAR.....	26
FIGURE 16 - PALE	28
FIGURE 17 - NAVIRE AUTOELEVATEUR.....	29
FIGURE 18 - GRUE FLOTTANTE A JAMBE STABILISEE	29
FIGURE 19 - CARGO DE TRANSPORT LOURD.....	30
FIGURE 20 - GRUE FLOTTANTE SEMI-SUBMERSIBLE	30
FIGURE 21 - GRUE FLOTTANTE.....	30
FIGURE 22 - GRUE FLOTTANTE LEGERE	30
FIGURE 23 - STRATEGIES D'INSTALLATION.....	31
FIGURE 24 - STRATEGIES D'ASSEMBLAGE	32
FIGURE 25 - CAPACITE EOLIENNE OFFSHORE ANNUELLE ET CUMULATIVE [EWEA, 2015]	34
FIGURE 26 - CAPACITE EOLIENNE OFFSHORE POUR LES PROJETS EN PRODUCTION, EN CONSTRUCTION, APPROUVES ET PLANIFIES [EWEA, 2015].....	35
FIGURE 27 - CAPACITE MOYENNE DES PARCS EOLIENS OFFSHORE EN EUROPE [EWEA, 2015]	35
FIGURE 28 - CAPACITE MOYENNE DES TURBINES EN PRODUCTION EN EUROPE [EWEA, 2015].....	36
FIGURE 29 - POURCENTAGE DES DIFFERENTS TYPES DE FONDATION INSTALLEES [EWEA, 2015]	36
FIGURE 30 - NOMBRE DE TURBINE INSTALLEE PAR PAYS [EWEA, 2015]	37
FIGURE 31 - CAPACITE DE PRODUCTION PAR PAYS [MW] [EWEA, 2015].....	37
FIGURE 32 - CAPACITE DE PRODUCTION PAR MER [EWEA, 2015]	37
FIGURE 33 - NOMBRE DE TURBINE INSTALLEE PAR CONSTRUCTEUR [EWEA, 2015]	37
FIGURE 34 - CAPACITE PAR CONSTRUCTEUR [MW] [EWEA, 2015]	37
FIGURE 35 - PARC EOLIEN OFFSHORE DE LONDON ARRAY	38
FIGURE 36 - PARC EOLIEN OFFSHORE DE THORNTON BANK	39
FIGURE 37 - CAPACITE DE PRODUCTION PAR MER [EWEA, 2015]	40
FIGURE 38 - PARC EOLIEN OFFSHORE DE BORKUM RIFFGRUND I.....	40
FIGURE 39 - CAPACITE DE PRODUCTION PAR PAYS [EWEA, 2015].....	41
FIGURE 40 - CAPACITE DE PRODUCTION PAR MER [EWEA, 2015].....	41
FIGURE 41 - EVOLUTION DE CAPACITE EOLIENNE DANS LE MONDE [GWEC, 2014]	42
FIGURE 42 - TOP 10 DES PAYS AVEC LA PLUS GRANDE CAPACITE TOTALE DE PRODUCTION [GWEC, 2014]	43
FIGURE 43 - STRATEGIE D'INSTALLATION	45
FIGURE 44 - STRATEGIES D'ASSEMBLAGE	46
FIGURE 45 - DEROULEMENT DE LA SIMULATION	49
FIGURE 46 - PROBABILITE D'AVOIR UNE VITESSE DE VENT INFERIEURE A 5M/S ET UNE HAUTEUR DE VAGUE INFERIEURE A 2M, POUR UNE PLAGE DE TEMPS DE 3HEURES, SOIT 9,76% (ORANGE).....	49
FIGURE 47 - INTERFACE EOSIM.....	50
FIGURE 48 - INTERFACE EOSIM.....	50
FIGURE 49 - PROCESSUS D'ASSEMBLAGE POUR STRATEGIE « SINGLE BLADE » [PETCU, 2011].....	51
FIGURE 50 - PROCESSUS D'ASSEMBLAGE POUR STRATEGIE « BUNNY EARS » [PETCU, 2011]	51
FIGURE 51 - PROCESSUS D'ASSEMBLAGE POUR STRATEGIE « ROTOR STAR » [PETCU, 2011]	51
FIGURE 52 - DIFFERENTES DISTANCES ET VITESSES	52

Liste des figures

FIGURE 53 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS - MOYENNE	55
FIGURE 54 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/02/14	55
FIGURE 55 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/05/14	55
FIGURE 56 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE.....	56
FIGURE 57 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE – FEVRIER	57
FIGURE 58 – DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE - MAI	57
FIGURE 59 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET MAI	58
FIGURE 60 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS – MOYENNE- Σ	59
FIGURE 61 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/02/14	59
FIGURE 62 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/09/14	59
FIGURE 63 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER– MOYENNE- Σ	60
FIGURE 64 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ - FEVRIER	61
FIGURE 65 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ - SEPTEMBRE	61
FIGURE 66 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET SEPTEMBRE	61
FIGURE 67 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS – MOYENNE+ Σ	62
FIGURE 68 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/02/14	63
FIGURE 69 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/05/14.....	63
FIGURE 70 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER – MOYENNE+ Σ	63
FIGURE 71 – DISTRIBUTION DE GANTT - MOYENNE+ Σ – FEVRIER	64
FIGURE 72 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE+ Σ – MAI	64
FIGURE 73 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ – FEVRIER ET MAI	64
FIGURE 74 - DUREES MENSUELLES MOYENNES POUR LES DELAIS DE CONSTRUCTION MOYEN AVEC/SANS ECART-TYPE	65
FIGURE 75 - VARIATION MENSUELLE DE L'ECART-TYPE	66
FIGURE 76 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MAXIMAUX POUR LES DELAIS MOYENS AVEC/SANS ECART-TYPE	66
FIGURE 77 - COMPARAISON POURCENTAGES DE TEMPS D'ATTENTE PAR PHASE.....	67
FIGURE 78 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS - MOYENNE	68
FIGURE 79 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/02/14	68
FIGURE 80 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/08/14	68
FIGURE 81 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE	69
FIGURE 82 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE - FEVRIER	70
FIGURE 83 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE – AOUT	70
FIGURE 84 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET AOUT	71
FIGURE 85 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS - MOYENNE- Σ	72
FIGURE 86 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/02/14	72
FIGURE 87 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/09/14	72
FIGURE 88 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE DE LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE- Σ	73
FIGURE 89 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ - FEVRIER	74
FIGURE 90 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ – SEPTEMBRE	74
FIGURE 91 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET SEPTEMBRE	74
FIGURE 92 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS – MOYENNE+ Σ	75
FIGURE 93 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/12/14	76
FIGURE 94 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/05/14	76
FIGURE 95 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER – MOYENNE+ Σ	76
FIGURE 96 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE.....	77
FIGURE 97 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE+ Σ – MAI	77
FIGURE 98 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE ET MAI.....	78
FIGURE 99 - DUREES MENSUELLES MOYENNES POUR LES DELAIS DE CONSTRUCTION MOYEN AVEC/SANS ECART-TYPE	78
FIGURE 100 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MAXIMAUX POUR LES DELAIS MOYENS AVEC/SANS ECART-TYPE.....	79
FIGURE 101 - COMPARAISON POURCENTAGES DE TEMPS D'ATTENTE PAR PHASE.....	80
FIGURE 102 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS - MOYENNE.....	81
FIGURE 103 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/02/14	81
FIGURE 104 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE 1/08/14.....	81
FIGURE 105 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE.....	82
FIGURE 106 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE - FEVRIER	83
FIGURE 107 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE – AOUT.....	83
FIGURE 108 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET AOUT.....	84
FIGURE 109 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS - MOYENNE- Σ	85
FIGURE 110 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/02/14	85
FIGURE 111 - PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE- Σ 1/08/14	85

Liste des figures

FIGURE 112 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE- Σ	86
FIGURE 113 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ – FEVRIER.....	86
FIGURE 114 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE- Σ – AOUT	87
FIGURE 115 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET AOUT.....	87
FIGURE 116 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MENSUELS – MOYENNE+ Σ	88
FIGURE 117 – PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/12/14.....	89
FIGURE 118 – PHASAGE DE CONSTRUCTION – MOYENNE+ Σ 1/05/14.....	89
FIGURE 119 - PROPORTION MOYENNE PAR PHASE SUR LA DUREE TOTALE DU CHANTIER - MOYENNE+ Σ	89
FIGURE 120 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE+ Σ – DECEMBRE	90
FIGURE 121 - DISTRIBUTION DES ACTIVITES DE GANTT – MOYENNE+ Σ – MAI.....	90
FIGURE 122 - POURCENTAGE D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE ET MAI.....	91
FIGURE 123 - DUREES MENSUELLES MOYENNES POUR LES DELAIS DE CONSTRUCTION MOYEN AVEC/SANS ECART-TYPE	91
FIGURE 124 - DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MAXIMAUX POUR LES DELAIS MOYENS AVEC/SANS ECART-TYPE.....	92
FIGURE 125 - COMPARAISON POURCENTAGES DE TEMPS D'ATTENTE PAR PHASE	93
FIGURE 126 - SINGLE BLADE - ASSEMBLAGE DE LA TURBINE	94
FIGURE 127 – BUNNY EARS - ASSEMBLAGE DE LA TURBINE	94
FIGURE 128 – ROTOR STAR - ASSEMBLAGE DE LA TURBINE	95
FIGURE 129 – DUREES MENSUELLES MOYENNES DE CONSTRUCTION EN FONCTION DE LA STRATEGIE.....	96
FIGURE 130 – DUREE MOYENNE ANNUELLE ET ECARTS MAXIMAUX	97
FIGURE 131 – DUREES MENSUELLES MOYENNES DE CONSTRUCTION - Σ EN FONCTION DE LA STRATEGIE	98
FIGURE 132 – DUREES MENSUELLES MOYENNES DE CONSTRUCTION + Σ EN FONCTION DE LA STRATEGIE	98
FIGURE 133 - SINGLE BLADE - POURCENTAGE PAR PHASE	99
FIGURE 134 - BUNNY EARS - POURCENTAGE PAR PHASE	99
FIGURE 135 - ROTOR STAR - POURCENTAGE PAR PHASE	99
FIGURE 136 – POURCENTAGE DE TEMPS D'ATTENTE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER	100
FIGURE 137 - POURCENTAGE D'ATTENTE/INSTALLATION DE LA PHASE D'INSTALLATION - FEVRIER.....	101
FIGURE 138 – SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE - FEVRIER	133
FIGURE 139 - SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE - MAI.....	134
FIGURE 140 - SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ - FEVRIER	136
FIGURE 141 - SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ - SEPTEMBRE	137
FIGURE 142 - SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - FEVRIER.....	139
FIGURE 143 - SINGLE BLADE - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - MAI.....	140
FIGURE 144 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE - FEVRIER.....	142
FIGURE 145 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE – AOUT.....	143
FIGURE 146 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ - FEVRIER.....	145
FIGURE 147 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ - SEPTEMBRE.....	146
FIGURE 148 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE	148
FIGURE 149 - BUNNY EARS - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - MAI.....	149
FIGURE 150 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE - FEVRIER.....	151
FIGURE 151 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE – AOUT	152
FIGURE 152 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ - FEVRIER	154
FIGURE 153 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE- Σ – AOUT	155
FIGURE 154 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE	157
FIGURE 155 - ROTOR STAR - DIAGRAMME DE GANTT – MOYENNE+ Σ - MAI.....	158

Liste des tableaux

TABLEAU 1 - CARACTERISTIQUES DU PROJET EOLIEN OFFSHORE DE LONDON ARRAY [4COFFSHORE]	38
TABLEAU 2 – CARACTERISTIQUES DU PROJET EOLIEN OFFSHORE DE THORNTON BANK [4COFFSHORE]	39
TABLEAU 3 - CARACTERISTIQUES DU PROJET EOLIEN OFFSHORE DE BORKUM RIFFGRUND I [4COFFSHORE].....	41
TABLEAU 4 - DIFFERENTES DISTANCES ET VITESSES	53
TABLEAU 5 –PLAGES DE TEMPS PRATICABILITE	53
TABLEAU 6 – DUREE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET MAI.....	56
TABLEAU 7 - DUREE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET SEPTEMBRE.....	60
TABLEAU 8 - DUREE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ - FEVRIER ET MAI.....	63
TABLEAU 9 – DUREE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET AOUT.....	69
TABLEAU 10 - DUREE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET SEPTEMBRE.....	73
TABLEAU 11 - DUREE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ - DECEMBRE ET MAI	76
TABLEAU 12 – DUREE PAR PHASE – MOYENNE - FEVRIER ET AOUT	82
TABLEAU 13 – DUREE PAR PHASE – MOYENNE- Σ - FEVRIER ET AOUT.....	86
TABLEAU 14 – DUREE PAR PHASE – MOYENNE+ Σ – DECEMBRE ET MAI.....	89
TABLEAU 15 – PLAGES DE TEMPS ET LIMITES DE VITESSES DE VENT POUR LES 3 STRATEGIES	95
TABLEAU 16 - PROJETS EOLIENS EN PRODUCTION - HORS MER DU NORD - INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLES	108
TABLEAU 17 - PROJETS EOLIENS EN PRODUCTION - HORS MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, TOURS ET FONDATIONS.....	110
TABLEAU 18 - PROJETS EOLIENS EN PRODUCTION - EN MER DU NORD - INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLES	112
TABLEAU 19 - PROJETS EOLIENS EN PRODUCTION - EN MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, TOURS ET FONDATIONS	114
TABLEAU 20 - PROJETS EOLIENS EN CONSTRUCTION - HORS MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLES	115
TABLEAU 21 - PROJETS EOLIENS EN CONSTRUCTION - HORS MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, TOURS ET FONDATIONS.....	115
TABLEAU 22 - PROJETS EOLIENS EN CONSTRUCTION - EN MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLES....	116
TABLEAU 23 - PROJETS EOLIENS EN CONSTRUCTION - EN MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, TOURS ET FONDATIONS.....	116
TABLEAU 24 - PROJETS EOLIENS APPROUVES - HORS MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLE.....	117
TABLEAU 25 - PROJETS EOLIENS APPROUVES - HORS MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, ET FONDATIONS.....	119
TABLEAU 26 - PROJETS EOLIENS APPROUVES - EN MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES ET DATES CLE	121
TABLEAU 27 - PROJETS EOLIENS APPROUVES - EN MER DU NORD - CARACTERISTIQUES DES TURBINES, ROTORS, PALES, NACELLES, ET FONDATIONS.....	124
TABLEAU 28 - PROJETS EOLIENS EN PROJET - HORS MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES, DATES CLES ET CARACTERISTIQUES DE TURBINE	128
TABLEAU 29 - PROJETS EOLIENS EN PROJET - EN MER DU NORD – INFORMATIONS GENERALES, DATES CLES ET CARACTERISTIQUES DE TURBINE	131
TABLEAU 30 - SINGLE BLADE - MOYENNE	132
TABLEAU 31 - SINGLE BLADE - MOYENNE- Σ	135
TABLEAU 32 - SINGLE BLADE - MOYENNE+ Σ	138
TABLEAU 33 – BUNNY EARS - MOYENNE	141
TABLEAU 34 - BUNNY EARS - MOYENNE- Σ	144
TABLEAU 35 - BUNNY EARS - MOYENNE+ Σ	147
TABLEAU 36 - ROTOR STAR – MOYENNE	150
TABLEAU 37 - ROTOR STAR - MOYENNE- Σ	153
TABLEAU 38 - ROTOR STAR - MOYENNE+ Σ	156

Chapitre I - Introduction

La perspective d'une planète comptant 9 milliards d'habitants d'ici 2050 rend la question de la production énergétique toujours plus critique. Cette demande croissante d'énergie cumulée aux enjeux climatiques actuels et à la raréfaction des énergies fossiles, a accru l'intérêt pour les énergies renouvelables.

Les éoliennes représentent une forme très ancienne d'exploitation du vent. Depuis les années 70, les éoliennes actuelles se sont considérablement développées avec une importante évolution de leur utilisation et de leur conception. Le manque de terrains exploitables, particulièrement dans les pays à forte densité de population, et l'irrégularité des vents terrestres expliquent l'intérêt croissant pour le marché éolien offshore. En effet, possédant un haut potentiel énergétique, profitant de larges espaces, et présentant peu de nuisances des points de vue esthétique et sonore, les éoliennes offshore constituent une solution très attractive. Avec une capacité énergétique totale de 8GW et visant les 40GW pour 2020, l'Europe est le leader de ce marché en pleine expansion.

Cependant la construction des éoliennes offshore est très complexe. La distance à la côte, l'ancrage sur les fonds marins et les conditions en mer comme la météo, la vitesse du vent et les vagues demandent une nouvelle approche de la production, de l'installation et de la maintenance. De plus, relativement récent, le marché éolien offshore est peu standardisé et les dispositifs de transport, les stratégies d'installation ainsi que d'assemblage sont multiples.

Les première et deuxième parties de ce travail sont consacrées à la présentation de l'état de l'art et à celle du marché éolien offshore. Les différents composants d'un parc éolien offshore, les navires de transport et d'installation, les ports employés ainsi que les différentes stratégies d'installation et d'assemblage y sont expliqués. Un travail de recensement des parcs éoliens européens en production, en construction, approuvés et en projets ainsi que de leurs caractéristiques, a également été effectué.

La troisième partie a pour objectif l'analyse et la comparaison des trois principales stratégies d'assemblage des éoliennes offshore. Les stratégies « single blade », « bunny ears » et « rotor star » se différencient par le pré-assemblage onshore ou non d'une partie des composantes de turbine. Les durées de construction en fonction de la date de début de chantier sont analysées afin de comprendre l'influence des conditions météorologiques sur les différentes opérations de construction. Les phases de mise en place des pieux et des fondations, de transport ainsi que d'installation des composantes de turbine seront comparées dans le cas d'une année avec des conditions météorologiques moyennes, mauvaises et bonnes. L'ensemble de cette étude permettra d'optimiser le choix de la stratégie afin de réduire au maximum les retards de planification.

L'ensemble des analyses ont été réalisées à l'aide du logiciel « EOSIM » développé au département ANAST de l'Université de Liège. Celui-ci utilise la simulation d'événements discrets pour simuler les différentes étapes de construction en considérant le risque lié aux conditions météorologiques via l'implémentation de données météorologiques réelles de plusieurs années.

CHAPITRE II - ETAT DE L'ART

1. Introduction

Ce chapitre a pour objectif de présenter et de décrire les diverses technologies et les principales caractéristiques des parcs éoliens offshore.

La perspective d'une planète comptant 9 milliards d'habitants d'ici 2050 rend la question de la production énergétique toujours plus critique. Cette demande croissante d'énergie électrique cumulée à un épuisement des énergies fossiles et à des restrictions toujours plus grandes au niveau de la pollution a accru l'intérêt pour les énergies renouvelables. Celle qui occupe ce travail est le vent.

Ces dernières années, le marché éolien, et plus particulièrement le marché éolien offshore, s'est considérablement développé. En effet, possédant un haut potentiel énergétique, profitant de larges espaces, et présentant peu de nuisances des points de vue esthétique et sonore, les éoliennes offshore constituent une solution très attractive.

Cependant la construction des éoliennes offshore est bien plus complexe que celle des onshore. La distance à la côte, l'ancrage sur les fonds marins et les conditions en mer comme la météo, le vent et les vagues demandent une nouvelle approche de la production, de l'installation et de la maintenance.

Relativement récent, le marché éolien offshore est peu standardisé et les dispositifs de transport, les stratégies d'installation ainsi que d'assemblage sont multiples. Le choix dépend évidemment des coûts et du délai de réalisation.

2. Eléments constitutifs des éoliennes offshore

Les éoliennes offshore sont composées de différents éléments pouvant être assemblés sur terre ou en mer.

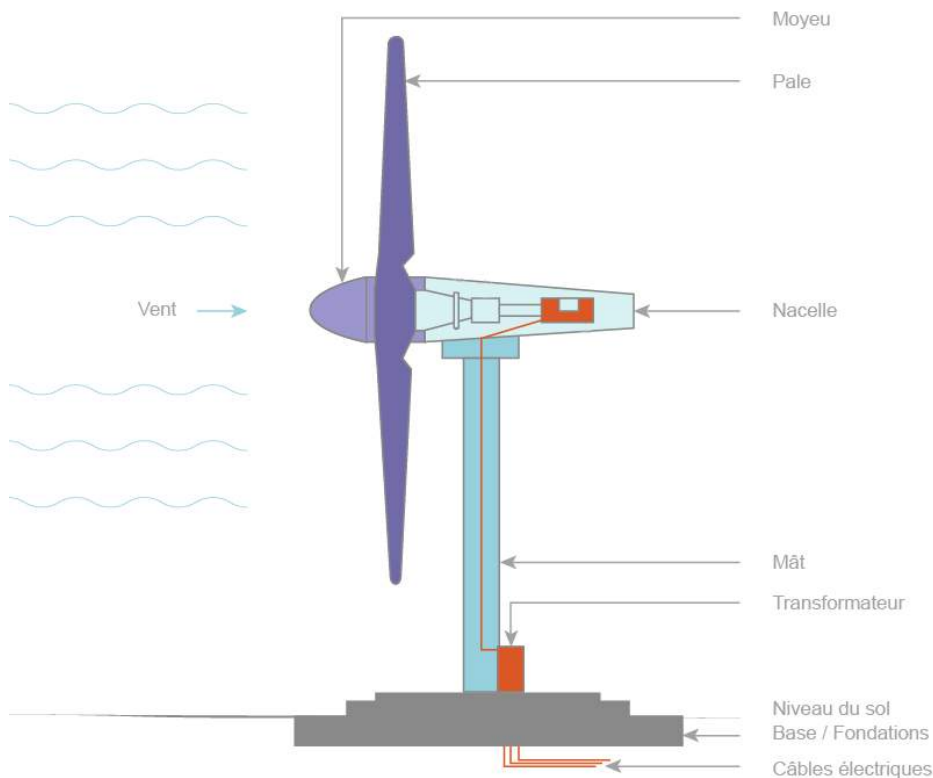


Figure 1 - Eléments constitutifs d'une éolienne offshore¹

Comme on peut le voir sur la *Figure 1*, une éolienne offshore est constituée des éléments suivants :

- les fondations
- le mât
- la nacelle
- le moyeu
- les pales

2.1 Fondations

Le choix de la fondation dépend des conditions spécifiques du site, climatiques et géologiques : profondeur d'eau, conditions de houle et de climat, hauteur des marées, caractéristiques du sol et du courant. Afin de prendre en compte ces différents paramètres, de nombreuses études de reconnaissance doivent être au préalable effectuées dans le but de réaliser une conception économique et efficace.

Les fondations existantes peuvent être réparties en deux catégories : fondations classiques, type fixes et fondations flottantes.

¹ Connaissance des énergies, Quels sont les constituants d'une éolienne? ,
<http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne-130125>
<http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne-130125>

A ce jour, en Europe, comme présenté à la *Figure 2*, les fondations type mono-pieu sont les plus courantes (78%).

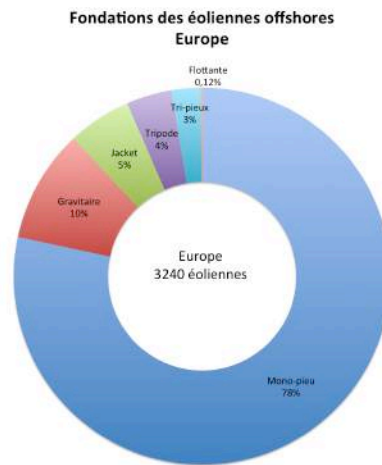


Figure 2 - Répartition des fondations en Europe (2014)

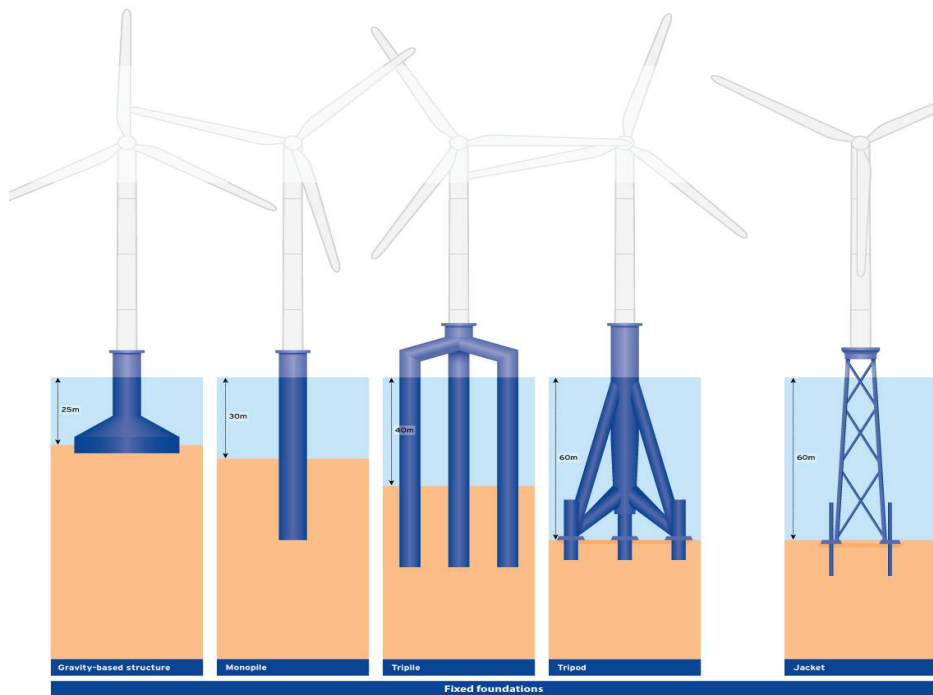


Figure 3 - Fondations fixes²

2.1.1 Fixes

Les fondations fixes sont les plus répandues. Il en existe de plusieurs types :

- Mono-pieu
- Gravitaine
- Jacket
- Tripode
- Tri-pieux

La *Figure 3* montre les différentes fondations fixes avec leurs limites de profondeur.

² Windpower offshore, Foundations types and depth limits-Alternative solutions,
<http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne-130125>

2.1.1.1 Mono-pieu

Le mono-pieu en acier est le type de fondation largement le plus utilisé pour les éoliennes offshore. La raison principale en est la simplicité de fabrication et d'installation.

Les fondations type mono-pieu sont de designs relativement simples, généralement constitués d'un tube cylindrique en acier qui supporte le mat, soit directement, soit le plus souvent via une pièce de transition connectée par des joints au mono-pieu. Celui-ci descend ensuite jusqu'au fond marin où il est encastré avec profondeur de pénétration ajustable pour s'adapter à l'environnement et aux conditions de fond marin (*Figure 4*).

Les limites de ce type de structures sont les limites de flèches et de vibration. Ces fondations sont soumises à des charges cycliques latérales et à des moments de flexion en plus des charges axiales. Ce type de structure est donc adapté pour sites de profondeur allant de 0 à 30 mètres. Son diamètre peut atteindre les 6m pour une épaisseur et un poids allant respectivement jusqu'à 150 millimètres et 650 tonnes. Cependant de nombreuses recherches sont effectuées actuellement afin d'augmenter le diamètre et donc la profondeur maximale.

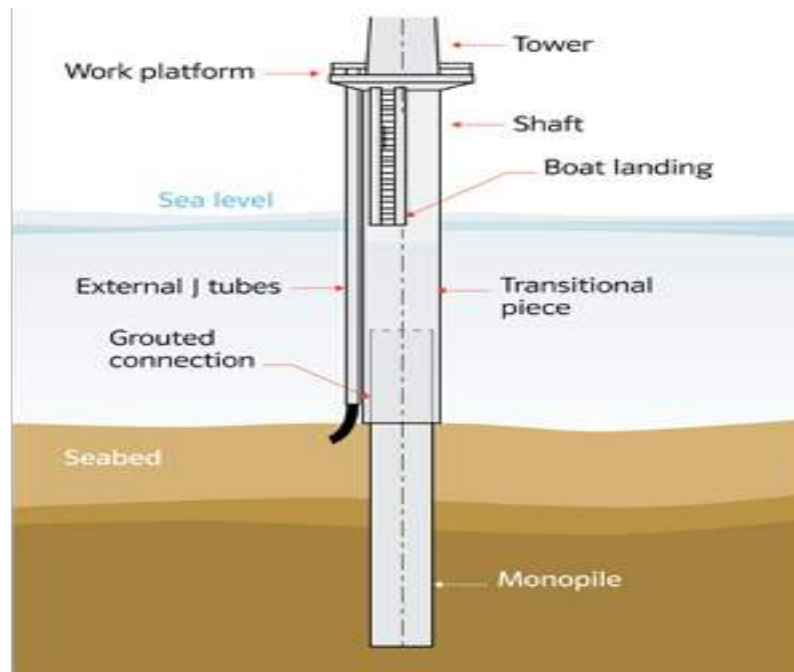


Figure 4 - Fondation de type mono-pieu³

Il existe trois méthodes d'installation de mono-pieu:

1. **Marteau** : méthode standard d'installation. Le mono-pieu est encastré à l'aide d'un marteau hydraulique ou à vapeur (*Figure 5*). Généralement le mono-pieu et le marteau sont maintenus à l'aide d'une barge autoélevatrice, et parfois d'un navire à grue. On parle alors de « mono-pieu battu ». Le principal inconvénient de cette technique est la nuisance sonore dangereuse pour les animaux marins.

³ 4C offshore, Monopiles Support Structures,
<http://www.4coffshore.com/windfarms/monopiles-support-structures-aid269.html>



Figure 5 - Mono-pieu battu par marteau hydraulique⁴

2. **Vibration** : l'installation se fait par marteau vibrant (*Figure 6*) présentant l'avantage d'être plus rapide et moins nuisant d'un point de vue sonore.



Figure 6 - Mono-pieu battu par marteau vibrant⁵

3. **Foré** : Cette méthode est en plein développement. Elle consiste à enfoncer dans le lit rocheux un mono-pieu en acier ou en béton à l'aide d'une foreuse à l'intérieur de ce dernier (*Figure 7*). On parle ici de « mono-pieu foré ». En béton, cette dernière solution présente l'avantage d'avoir un coût moindre et moins fluctuant que l'acier.

⁴ offshore-technology, MENCK – Specialty Hydraulic Hammers
<http://www.offshore-technology.com/contractors/dredging/menck/menck3.html>

⁵ PTC Fayat Group, Vibrofonçage offshore
<http://ptc.fayat.com/Vibrofonçage-offshore>



Figure 7 - Conception de mono-pieu foré en béton⁶

2.1.1.2 Gravitaire

Les fondations gravitaires sont d'énormes structures cylindriques ou coniques généralement en béton armé (parfois en acier) remplies de sable, de roches, ou de béton en fonction des disponibilités (*Figure 8*). Simplement posée sur le fond marin, ces fondations sont adaptées pour des faibles profondeurs allant jusqu'à 25 mètres. Elles étaient particulièrement populaires il y a quelques années, au Danemark notamment. Leur installation étant particulièrement coûteuse en raison de la nécessité de navires spéciaux et de moyens de levage de forte capacité, cette solution est aujourd'hui privilégiée lorsque le ballaste peut être fourni à moindre coût.

Ces structures sont construites à terre avant d'être remorquées jusqu'au site. La fondation est alors remplie d'eau, lui permettant de se poser sur le fond marin préalablement préparé. Du béton est alors injecté pour combler les espaces entre le socle et les fonds marins, assurant une bonne cohérence. Finalement, l'eau à l'intérieur de la structure est remplacée par du ballaste. Une protection contre l'affouillement est également nécessaire en raison du non-ancrage.

2.1.1.3 Jacket

Souhaitant des turbines plus puissantes, donc plus lourdes, plus larges et implantées en eaux plus profondes, les ingénieurs se sont tournés vers ce type de structure à la base utilisé dans l'industrie pétrolière. Les jackets sont des structures composées d'une combinaison de petits éléments en acier assemblés en treillis, ce qui permet de diminuer la quantité de matière, le poids et de faciliter des constructions de grandes tailles (*Figure 9*). En plein essor, ces fondations sont amenées à devenir de plus en plus courantes. La structure est connectée au lit rocheux par des pieux.

⁶ Zohaib Saleem, *Alternatives and modifications of monopile foundation or its installation technique for noise mitigation*, 2011, Delft University of Technology

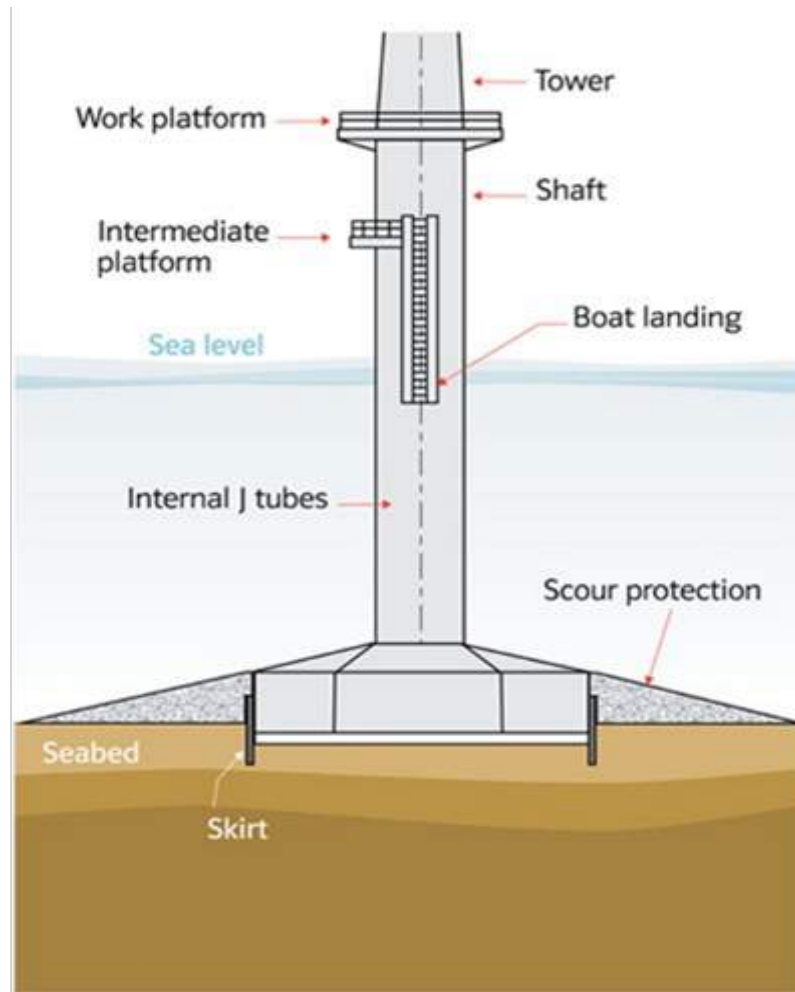


Figure 8 - Fondation gravitaire⁷

Bien que présentant actuellement des coûts élevés de fabrication, les fondations de type jacket s'avèrent particulièrement intéressante en eaux profondes, entre 20 et 50 mètres de profondeur, où les économies de matériaux compensent ceux de manufacture. De plus, le développement de processus de production automatisés permettra de réduire d'autant plus les coûts à l'avenir.

Il existe 2 méthodes d'installation des fondations de type jacket :

1. **pre-piling** : les pieux sont pré-battus ou pré-forés suivant les méthodes décrites pour les mono-pieux. Ensuite la structure pré-assemblée sur terre est tractée sur site (*Figure 10*) avant d'être raccordée aux pieux.
2. **post-piling** : La structure est également montée à terre et transportée sur site. Les pieux passent à travers une chemise liée au treillis avant d'être jointés par cimentation.

⁷ 4C offshore, Gravity Based Support Structures,
<http://www.4coffshore.com/windfarms/gravity-based-support-structures-aid274.html>

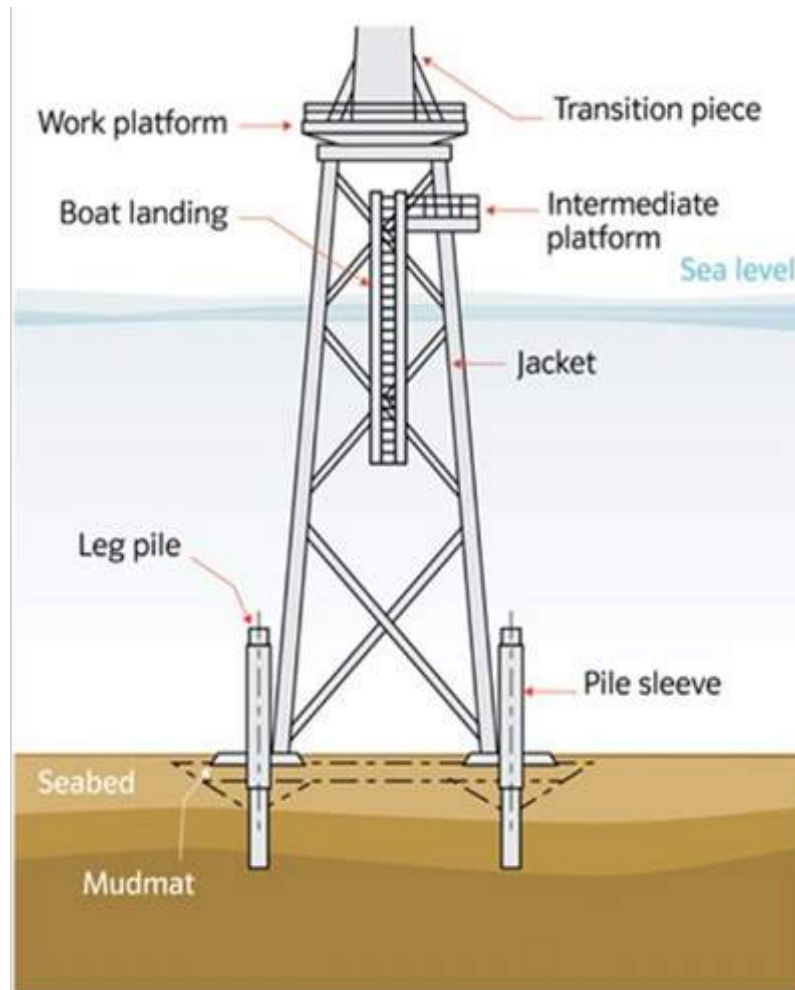


Figure 9 - Fondation de type jacket⁸



Figure 10 - Transport et installation de fondation de type jacket⁹

⁸ 4C offshore, Jacket or Lattice Structures,
<http://www.4coffshore.com/windfarms/jacket-or-lattice-structures-aid271.html>

⁹ Heavy lift specialist, Seaway Heavy Lifting's crane vessel installing a jacket for Borkum West II wind farm
<http://www.heavyliftspecialist.com/news/page/49/>

2.1.1.4 Tripode

Comme leur nom l'indique, les fondations « tripode » sont formées d'une structure en acier sur trois pieds ancrés dans le fond marin (*Figure 11*). Cette configuration donne à ce type de structure une raideur et une stabilité latérale plus importante que les mono-pieux, ce qui permet d'atteindre des profondeurs allant jusqu'à 60 mètres. Elles sont aujourd'hui utilisées exclusivement dans certains parcs en Allemagne, mais seront probablement amenées à disparaître car jugées trop lourdes.

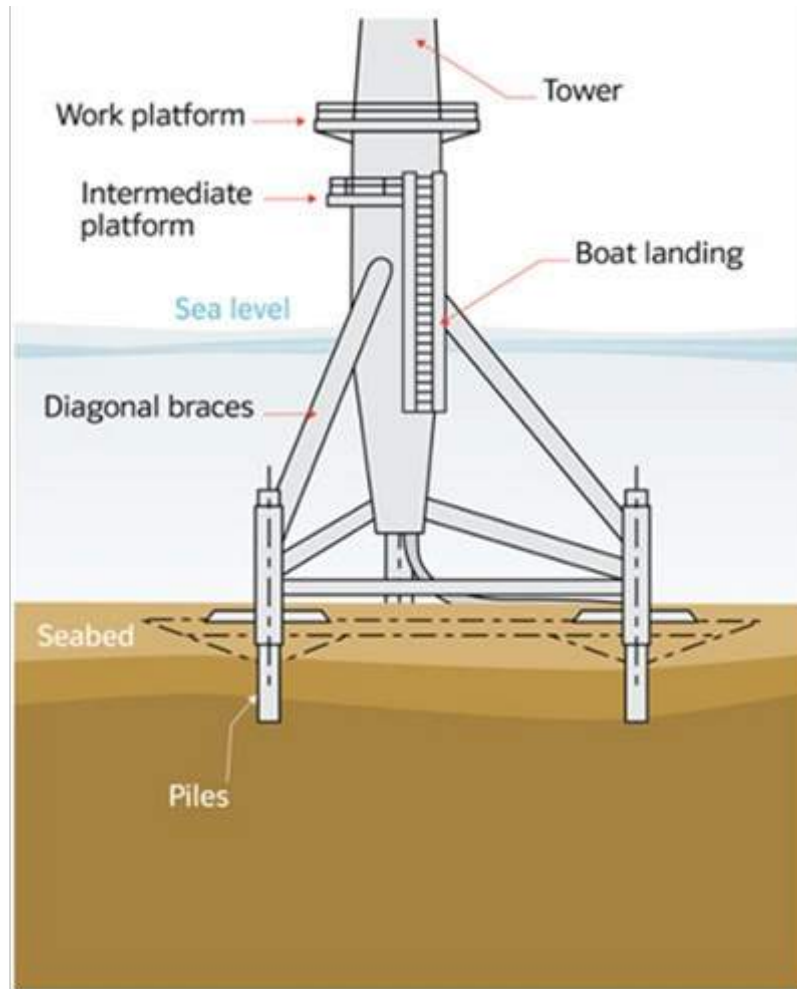


Figure 11 - Fondation de type tripode¹⁰

Lors de l'installation, le tripode pré-assemblé sur terre est transporté sur un navire de dimensions importantes jusqu'au site offshore. La structure est ensuite placée sur le fond marin et ancrée à l'aide de pieux cimentés aux chemises du tripode.

Ce type de fondation présente le désavantage d'être compliquée à transporter en raison d'un poids et de dimensions importants. De plus, sous certaines configurations, seul l'un des pieux reprend l'ensemble des charges.

2.1.1.5 Tri-pieux

Les structures de type tri-pieux constituent une variation des fondations « tripode » (*Figure 12*). Elles sont formées de trois pieux relativement larges mais inférieurs aux mono-pieux, ancrés dans le fond marin par battage, et fixés ensemble par une pièce de transition dont les trois branches se rejoignent

¹⁰ 4C offshore, Tripod Support Structures,
<http://www.4coffshore.com/windfarms/tripod-support-structures-aid273.html>

au-dessus du niveau de la mer. Ce type de fondation est adapté pour des profondeurs comprises entre 25 et 40 mètres.



Figure 12 - Fondation de type tri-pieux¹¹

Lors de l'installation, les 3 pieux sont encastrés à l'aide d'un marteau vibrant ou hydraulique avant de venir connecter la pièce de transition à l'aide d'un ciment spécial.

Ce type de fondation présente les désavantages d'être compliquée à transporter en raison de leurs dimensions importantes, tout comme les structures « tripode ». De plus, sous certaines configurations, seul l'un des pieux reprend l'ensemble des charges.

2.1.1.6 Succion caissons

Ce dernier type de structure fonctionne selon un type d'ancrage différent : elles utilisent l'effet ventouse. La fixation au fond marin se fait par descente lente dans la mer puis aspiration du fond, ce qui permet à la structure d'être solidement ancrée. Ce type de fondation est ainsi facile et rapide à l'installation et peut être facilement démantelé. Cependant, de larges protections à l'affouillement sont nécessaires et elles ne peuvent être utilisées que sur certains types de sols. Cette technologie est compatible avec les autres types de fondations, mais elle n'est aujourd'hui pas encore totalement maîtrisée, ce qui explique son très faible taux d'utilisation.

2.1.2 Flottantes

Comme l'industrie évolue et désire mieux exploiter les ressources énergétiques de la mer, les éoliennes offshore sont construites plus loin de la côte et en eaux plus profondes.

Fin 2014, la distance moyenne à la côte était de 32,9km et la profondeur moyenne des éoliennes offshore était de 22,4m. Les projets en construction, approuvés ou planifiés confirment la profondeur moyenne et les distances à la côte vont croître (*Figure 13*). On parle aujourd'hui de projets à 200km de la côte où les eaux ont des profondeurs de 215m. De même que les distances et les profondeurs vont augmenter, la largeur et la capacité des turbines vont également augmenter. Le design des

¹¹ 4C offshore, Tripile Support Structures,
<http://www.4coffshore.com/windfarms/tripile-support-structures-aid272.html>

éoliennes doit s'adapter en conséquence afin de trouver l'équilibre optimal entre production énergétique et coûts.

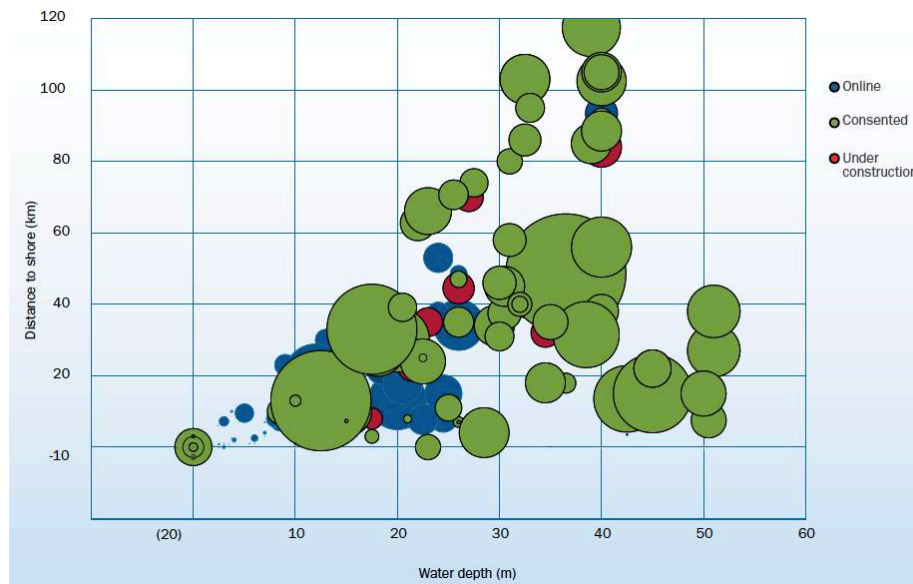


Figure 13 – Profondeur et distance des éoliennes offshore¹²

En plus de pouvoir être implantées en eaux profondes, les fondations flottantes présentent deux autres avantages majeurs : la facilité de démantèlement en cas de décommande et la non-nécessité d'utilisation de navires chers, celles-ci étant assemblées en eaux abritées et remorquées sur site.

Les fondations en eaux profondes sont nouvelles et doivent encore passer par différentes étapes de développement avant de s'imposer sur le marché. Ces différentes étapes sont les suivantes [EWEA, July 2013] :

- recherche et développement de designs variés à l'aide d'outils de modélisation ;
- démonstration numérique de la faisabilité du concept, incluant des expérimentations dédiées ;
- tester un modèle à petite échelle dans un environnement contrôlé pour fournir des indicateurs réalistes de faisabilité et d'efficacité économique ;
- tester des prototypes à pleine échelle pour évaluer la maturité du concept avant commercialisation ;
- déployer un nombre limité de ces éoliennes pour valider les principes généraux du système ainsi que les méthodes de manufacture et d'installation ;
- production en série.

Actuellement la phase la plus avancée est celle de prototypes à pleine échelle.

L'industrie n'a commencé à investir dans la recherche que dans le milieu des années 90 pour installer la première éolienne flottante en 2008 au large des côtes italiennes. En Europe, le développement de telles fondations va permettre au marché éolien offshore de conquérir la mer Méditerranée et l'océan Atlantique dont les eaux profondes limitent le marché actuellement.

A nouveau, sur base de l'industrie pétrolière offshore, trois types principaux de fondations flottantes pour l'éolienne offshore ont été développées (Figure 14) :

- bouée à espar ;
- plate-forme à lignes tendues ;
- semi-submersible.

¹² EWEA, *Key trends and statistics 2014*, January 2015

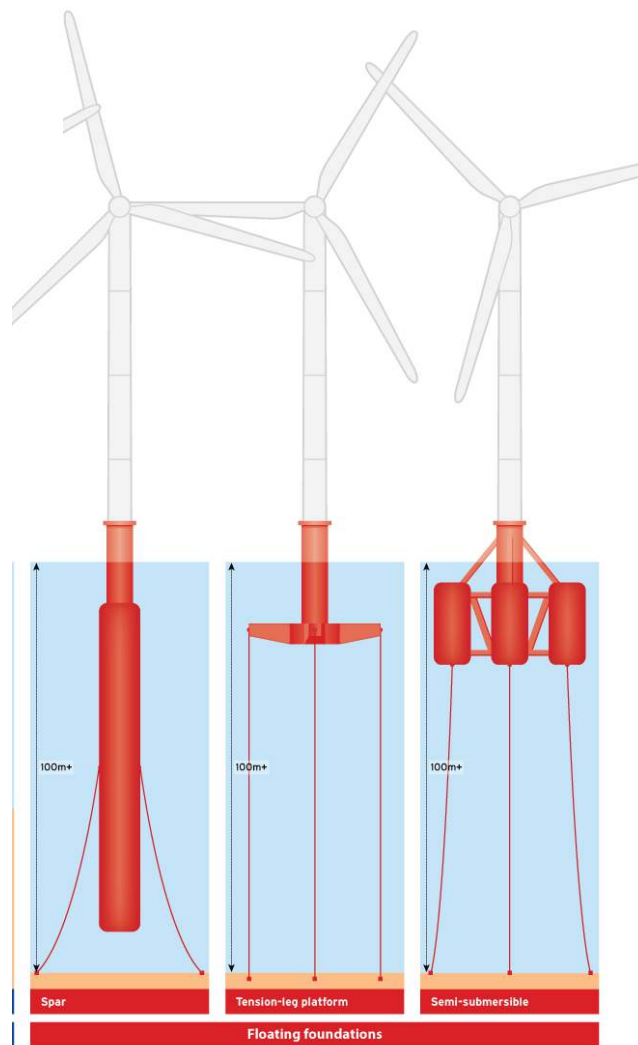


Figure 14 - Fondations flottantes¹³

2.1.2.1 Bouée à espar

Une bouée à espar est constituée d'une large bouée et de ballaste permettant de stabiliser l'éolienne (Figure 15). Le ballaste permet de rabaisser le centre de gravité plus bas dans l'eau que le centre de flottaison. En effet, les parties basses de la structure étant lourdes et les parties hautes légères, le centre de flottaison est situé au-dessus du centre de gravité. La bouée est connectée au sol à l'aide de câbles d'ancrage permettant d'atteindre des profondeurs allant jusqu'à 700m. Un exemple de ce type de structure, le projet Hywind Metcentre, est actuellement testé en Norvège.

L'installation de ce type de fondation est différente des fondations classiques. La fondation est construite puis remorquée jusqu'au site d'assemblage en eaux abritées où la structure est ballastée. La partie inférieure du mat est d'abord connectée, puis la partie haute et la nacelle pré-assemblées onshore. Finalement le rotor et les pales, également pré-assemblés onshore sont connectés au reste de la structure. La structure peut alors être remorquée et positionnée au lieu de son implantation.

¹³ Windpower offshore, Foundations types and depth limits-Alternative solutions,
<http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne-130125>

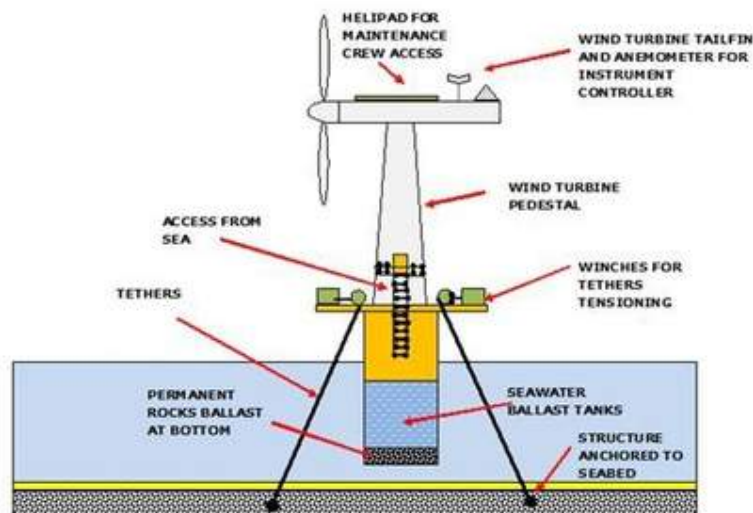


Figure 15 - Fondation type bouée à espar¹⁴

2.1.2.2 Plate-forme à lignes tendues

Une structure très flottante est semi-submergée. Des lignes d'ancrage tendues connectant la structure au fond marin permettent d'augmenter la flottaison et la stabilité. Ce type de structure fonctionne à des profondeurs supérieures à 50m.

Il s'agit du premier type de fondation flottante testé en Italie dans le cadre du projet BLUE-H.

La construction se fait de manière similaire à celle des bouées à espar. La turbine et la fondation sont assemblés puis remorqués jusqu'au lieu d'implantation à l'aide de flotteurs stabilisants composés de bouées cylindriques et d'un cadre en acier permettant d'équilibrer la structure pour qu'elle ne tangue pas. Une fois sur place, les câbles d'ancrage sont connectés et tendus en supprimant le ballaste des bouées.

2.1.2.3 Semi-submersible

Ce dernier type de fondation combine les principes des deux designs précédents où une structure semi-submersible est ajoutée.

En 2011, sur les côtes portugaises, un prototype, WindFloat, a été réalisé. Celui-ci peut être utilisé à des profondeurs supérieures à 40m.

Le processus d'assemblage est le même que pour les deux autres. Il est également possible d'assembler onshore la fondation et le mat comme ce fut le cas pour le projet WindFloat.

2.2 Le mat

Le mat est composé d'éléments tubulaires en acier et rigidifiés par des raidisseurs longitudinaux et circulaires. Sa hauteur moyenne est de 90 m pour un poids moyen variant entre 200 et 400 tonnes. Son diamètre est généralement de 6m à sa base et de 4m à son sommet. Il est généralement divisé en deux parties : inférieure et supérieure.

¹⁴ Brighthub, What's New in Wind Power Generation,
<http://www.brightclub.com/environment/renewable-energy/articles/79179.aspx>

Le rôle du mat est principalement de transférer les charges venant de la nacelle, du moyeu et des pales aux fondations. Il est donc dimensionné pour supporter ces charges ainsi que pour être résistant à la fatigue. La protection contre la corrosion est particulièrement importante en milieu marin. Il contient généralement des équipements électriques et de contrôle ainsi qu'un accès à la nacelle.

2.3 La nacelle

La nacelle est une pièce connectée au rotor permettant de convertir l'énergie de rotation en énergie électrique. En Europe, ses dimensions sont généralement de 10-15m x 4m x 4m pour un poids moyen de 170 tonnes. Cet élément inclut une boîte de vitesse, un générateur, un système de commande de lacet et un système de refroidissement.

2.4 Le moyeu

Le moyeu, aussi appelé rotor, est la pièce permettant de connecter les pales au moteur de la turbine. De forme sphérique, il est constitué d'un fer ductile pour une masse variant entre 30 et 40 tonnes [BVG ASSOCIATES].

2.5 Les pales

La plupart des éoliennes sont composées de trois pales. Cependant des recherches sont effectuées pour diminuer ce nombre. Récemment une start-up espagnole, Vortex Bladeless, a inventé une éolienne sans pales utilisant l'oscillation du mât pour produire de l'énergie.

Celles-ci sont fixées en haut du mât et sont entraînées par le vent actionnant le générateur permettant de produire de l'électricité.

En Europe, dans l'industrie offshore, leur longueur varie entre 17 et 75m pour une largeur d'environ 5m et un poids entre 1,62 et 33 tonnes. Les moyennes se situent autour de 60m et de 18 tonnes. Ces dernières années, le diamètre moyen des rotors s'est considérablement accru passant de 100 à plus de 160m en 12ans. La plupart des pales sont fabriquées à partir de matériaux composites alliant légèreté et solidité. La résistance à la corrosion pour les éoliennes offshore est également importante. Les matériaux sont des mélanges de fibre de verre, de fibre de carbone, de résines polyester ou de résines d'époxy. Le désir d'éoliennes de tailles toujours plus grandes pousse les chercheurs à concevoir des matériaux de plus en plus performants.

Afin de capter le plus de vent possible, leur conception est très soignée afin de trouver les compromis optimaux que ce soit la taille, l'épaisseur, le nombre ou les fixations pour un design le plus aérodynamique, léger et équilibré possible. Leur forme est définie par 4 paramètres principaux (*Figure 16*): la corde du profil, droite joignant le bord d'attaque au bord de fuite du profil, l'épaisseur, la torsion, c.-à-d. la rotation angulaire du profil, et la position du centre aérodynamique.

Les deux types de forme les plus répandues sont :

- l'éolienne Savonius : composée de deux demi-cylindres fixés en quinconce l'un en face de l'autre ;
- l'éolienne Darrieus : composée de plaques verticales ayant un profil aérodynamique (type aile d'avion).

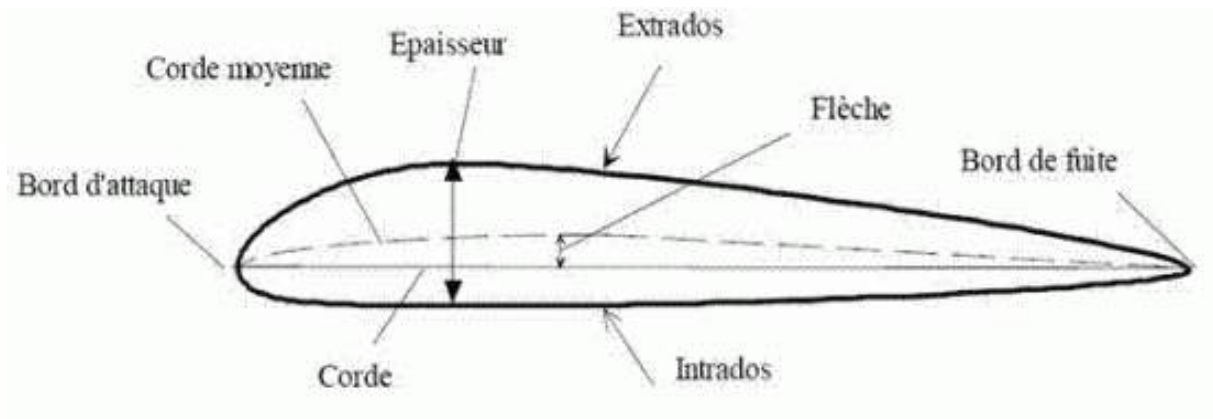


Figure 16 – Pale

3. Construction des parcs éoliens

3.1 Problèmes généraux de logistique

Actuellement, plusieurs problèmes liés à la chaîne logistique se posent, rendant les études compliquées. En effet, jusqu'à présent, aucune procédure standard n'a été établie pour le transport et l'installation des éoliennes offshore. Les différentes stratégies d'installation et d'assemblage, le nombre d'éoliennes, la distance à la côte, la profondeur des eaux, etc. constituent autant de variables à la procédure de construction. Les navires utilisés, provenant des secteurs pétroliers et gaziers ou du génie maritime, varient également en conséquence.

La disponibilité de navires d'installation est un challenge majeur pour le développement prévu de l'industrie éolienne offshore d'ici 2020. De plus, l'installation des éoliennes offshore est extrêmement complexe et exigeante dû au nombre important de jours d'opération et des processus d'installation répétitifs. Un grand nombre des vaisseaux d'installation ne sont pas idéaux pour les conditions d'installation ou déjà utilisés par l'industrie pétrolière et gazière. Ces dernières années, l'industrie éolienne offshore a encouragé la construction de navire de type jack-up pour assurer l'installation rapide et efficace des turbines.

Au niveau transport, peu de navires sont actuellement capables de transporter des structures lourdes comme les fondations (gravitaires, tripodes,...) et ne sont pas faits pour l'installation en série en raison de leur coût important.

3.2 Navires

Les navires utilisés dans l'industrie éolienne offshore proviennent généralement des secteurs pétroliers et gaziers ou du génie maritime. La plupart des vaisseaux existants ne sont donc pas parfaitement adaptés à l'installation en série d'éoliennes et ont des coûts journaliers très élevés. Cependant, le développement du marché et le désir d'accroître la capacité des éoliennes avec l'accroissement du poids, de la hauteur et du volume des éléments, nécessitant une adaptation en conséquence des navires d'installation en termes de capacités de transport et de levage, a encouragé le développement spécifique à ce marché. L'augmentation de la distance à la côte et donc de la profondeur amènent également un nouveau challenge de développement de ces navires qui ne sont pas spécialisés pour les eaux profondes et constituent un coût gigantesque de l'installation des éoliennes, surtout au vu de leur capacité de transport actuelle.

Il existe deux types principaux de navire : les navires de transport, dit feeder, et d'installation. Le premier est utilisé pour transporter les différentes composantes du port jusqu'au site de construction

où les éléments seront transférés à un navire d'installation. Le second sert à assembler et installer les composantes ou les fondations. D'autres types, moins spécialisés, sont également utilisés entre autres pour le transport d'équipement et de personnel. Ce paragraphe se focalise particulièrement sur les navires d'installation.

Il existe deux types principaux de vaisseaux d'installation : ceux construits exclusivement pour l'industrie éolienne offshore et ceux provenant d'autres secteurs comme l'industrie pétrolière et gazière. Le choix dépend de plusieurs facteurs : la performance, le coût, la capacité de levage, les dimensions, les limitations météorologiques de vitesses de vent et d'hauteurs de vague ou encore la disponibilité. Leur fonction est également variée : installation des fondations ou des composantes de turbine, l'entretien, l'installation des câbles ou des équipements.

- Navires/barges autoélevateurs (*Figure 17*) : c'est le navire fondamental de l'industrie éolienne offshore. Il sert à charger, transporter et installer les éléments des turbines. Provenant de l'industrie pétrolière, il existe aujourd'hui des versions spécialisées conçues pour répondre aux besoins de l'industrie éolienne offshore avec des capacités de transport et de levages plus importantes. L'avantage principal de ce type de vaisseau est qu'il peut rester en mer après avoir été élevé supportant même de mauvaises conditions météo. Ils permettent le chargement et la manipulation des éléments de la turbine de manière sécuritaire et fiable grâce à leurs jambes s'appuyant sur le fond marin, assurant leur grande stabilité essentielle aux opérations. La différence fondamentale entre les navires et les barges est l'autopropulsion du premier et non du second.



Figure 17 - Navire autoélevateur¹⁵



Figure 18 – Grue flottante à jambe stabilisée¹⁶

- Grues flottantes à jambe stabilisée (*Figure 18*) : Il n'existe que deux bateaux de ce type et sont propriétés de « A2 Sea ». De profil hydrodynamique, ces navires se déplacent rapidement. Cependant, adaptés aux eaux peu profondes, ces navires seront donc de moins en moins utilisés.
- Cargos de transport lourd DP2: Ces navires sont composés de navire cargo avec des grues puissantes. Ces navires pouvant être utilisés pour le transport, présentent l'avantage d'être rapide, peu cher, de posséder une grande capacité de levage et d'être opérationnel même sous mauvaises conditions de navigation. Cependant, ils ne sont pas adaptés à l'installation des turbines.
- Grue flottante semi-submersibles : Ces navires peuvent être ballastés d'eau pour augmenter leur stabilité. Leur coût est important.

¹⁵ Heavy Lift Specialist, Wind Turbine Installation Jack-up vessel,

<http://www.heavyliftspecialist.com/shipping-related-videos/offshore/wind-turbine-installation-jack-up-vessel-sea-installer/>

¹⁶ 4C Offshore, SEA POWER

<http://www.4coffshore.com/windfarms/vessel-sea-power-vid39.html>

- Grue flottante: il s'agit d'une barge équipée de grues à haute capacité portante utilisé en eaux abritées ou en eaux profondes si les conditions météorologiques le permettent.
- Grue flottante légère: Peu stables, elles sont utilisées pour le transport et de petites opérations.



Figure 19 – Cargo de transport lourd¹⁷



Figure 20 – Grue flottante semi-submersible¹⁸



Figure 21 – Grue flottante¹⁹



Figure 22 – Grue flottante légère²⁰

3.3 Ports

En fonction de son rôle, un port peut être de deux types : de manufacture ou de mobilisation, utilisé lorsque les éléments ne sont pas directement transporté du port de manufacture au site offshore. La dimension des navires ainsi que des éléments qui y sont stockés joue également un rôle.

¹⁷ offshoreWIND, JUMBOSHIP

<https://www.offshorewind.biz/tag/jumbo/>

¹⁸ Marine marchande, THIALF

<http://www.marine-marchande.net/Jourlejour/AujourleJour-114.htm>

¹⁹ FleetMon, Rambiz,

https://www.fleetmon.com/fr/vessels/Rambiz_57062

²⁰ 4C Offshore, HAVEN SEAFORTH

<http://www.4coffshore.com/windfarms/vessel-haven-seaforth-vid616.html>

3.4 Stratégies d'installation

De nos jours, il existe 3 stratégies principales d'installation (*Figure 23*):

- 1) pré-assemblage au port ;
- 2) manufacture et pré-assemblage au port ;
- 3) assemblage offshore.

Les différences principales entre ces stratégies sont l'utilisation ou non de navires feeder et l'utilisation ou non d'un port de mobilisation. Le choix de l'une ou l'autre stratégie dépend de l'équilibre économique entre le nombre et le type de navires utilisés, la distance à la côte et le risque lié aux différentes opérations. Le choix d'utiliser ou non des navires feeder permettant une meilleure utilisation des navires d'installation qui se focaliseront sur l'installation. Cela peut s'avérer particulièrement utile si la distance entre le port et le site offshore est importante. En revanche, le temps de transfert des éléments entre un feeder et navire d'installation est plus long que de simplement transférer les éléments onshore.

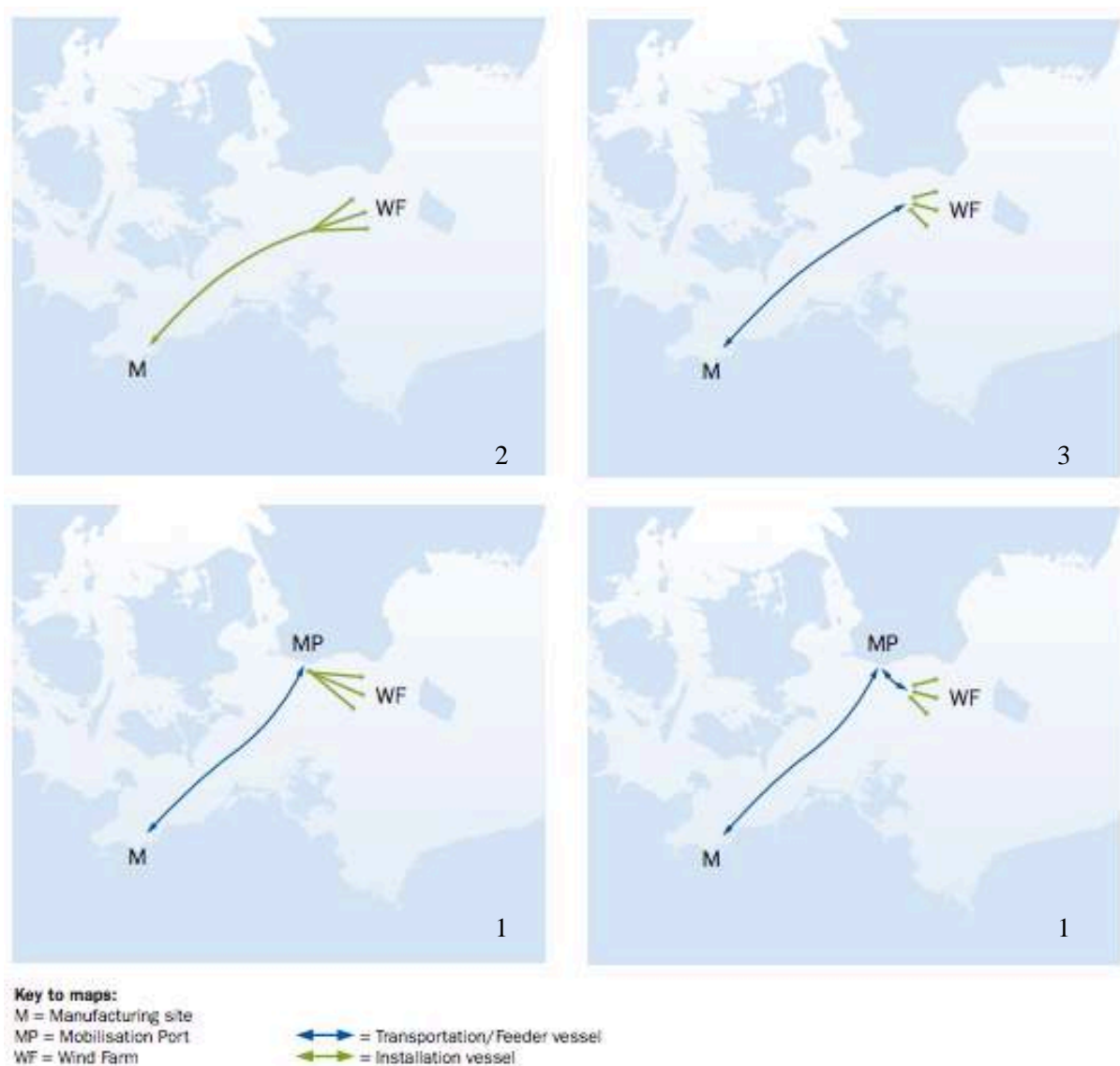


Figure 23 - stratégies d'installation²¹

²¹ EWEA, *Wind in our sails*, 2011, P.86

3.4.1 Pré-assemblage au port

Les turbines, fondations et tours sont transportés par camions ou navires jusqu'à un port d'attache sur la côte près du site d'implantation des éoliennes où la préparation et le pré-assemblage des différentes composantes sont effectués. Les structures sont alors transportées et installées sur le site par un navire d'installation type jack-up.

Le port d'attache a donc deux fonctions principales : le stockage temporaire des composantes de turbine et le rôle de centre logistique. L'assemblage des composantes, le teste des éléments, le contrôle de qualité et les chargements des structures sur les navires d'installation sont y sont effectués.

3.4.2 Manufacture et pré-assemblage au port

Cette seconde approche consiste à transporter par voies navigables les turbines pré-assemblées directement des ports de manufacture au site offshore à l'aide de navires jack-up à grande vitesse.

3.4.3 Assemblage offshore

Cette troisième et dernière stratégie consiste à approvisionner à l'aide de navires feeder un navire d'installation type jack-up où les opérations d'assemblage et d'installation sont effectuées. L'avantage principal de cette méthode est la non-utilisation des navires jack-up pour le transport. En contrepartie, il faudra considérer un temps de chargement supplémentaire pour le transfert entre les deux navires.

3.5 Stratégies d'assemblage

Il existe 4 stratégies principales d'assemblage (*Figure 24*):

- 1) Single blade : tous les éléments sont assemblés séparément (1). Il est également possible de pré-assembler la partie inférieure et supérieure du mât (2).
- 2) Rotor star (3) : le rotor (moyeu et pales) est pré-assemblé au port.
- 3) Bunny ears : le moyeu et deux des trois pales sont pré-assemblés onshore. La 3^{ème} est assemblée directement sur le site offshore (4). Il est également possible ici de pré-assembler la partie inférieure et supérieure du mât (5).
- 4) Fully-assembled : une turbine est complètement pré-assemblée et transportée sur site. Cette méthode est encore très peu utilisée en raison des difficultés de transport.

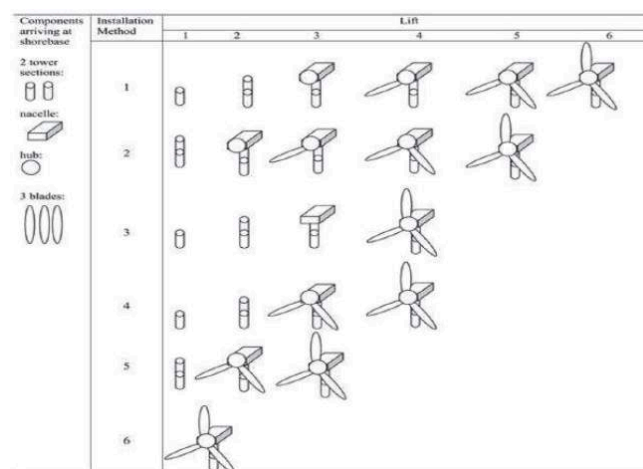


Figure 24 - Stratégies d'assemblage²²

²² PETCU C., *Offshore wind turbine installation*, 2011, SUSCOS Master Course, p.50

CHAPITRE III – INDUSTRIE EOLIENNE OFFSHORE

1. Introduction

En 2000, la production d'énergie renouvelable était environ 3,6GW, soit 22,4% de la production d'énergie totale, toutes sources confondues. En 2014, ce chiffre a progressé au total de 79,1% [EWEA, 2014]. Cet accroissement important de la production est une réponse à deux défis majeurs de la société actuelle : le changement climatique et le pic pétrolier.

Les pays de l'Union Européenne ont établi des objectifs clairs pour 2020, visant à produire en moyenne 20% de l'énergie dont ils ont besoin à partir d'énergies renouvelables [EWEA, 2014]. De toutes les formes d'énergies renouvelables, l'éolien et l'hydroélectricité sont les plus compétitifs.

Le développement futur de l'industrie éolienne sera principalement offshore, le secteur terrestre faisant face à des contraintes grandissantes. En effet, la difficulté croissante pour trouver des terrains adéquats, ceux-ci étant déjà tous exploités, et les réticences face aux nuisances visuelles et sonores ont essoufflé le marché éolien terrestre pour lequel la concurrence est féroce.

Inversement, les éoliennes offshore présentent de nombreux avantages par rapport à celles onshore. La vitesse des vents marins, supérieure à celle des vents terrestres, permet l'augmentation de la production et de la durée d'utilisation. De plus, un large pourcentage de la population mondiale étant établi près des côtes, l'implantation de parcs éoliens offshore permettra un approvisionnement en énergie avec un minimum de pertes subies lors de la transmission, optimisant le réseau de distribution. Finalement, l'implantation offshore présente l'avantage d'avoir un faible impact visuel et sonore.

Ce chapitre est ainsi consacré à la présentation du marché éolien offshore dont le contexte général a favorisé le développement, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives. En outre, tout un travail de recensement des parcs éoliens offshore en production, en construction, approuvés et en projet a été effectué. L'ensemble de leurs caractéristiques, selon leurs disponibilités, a été regroupé dans des tableaux Excel (*Annexe I, p.106*).

2. Marché éolien offshore

2.1 Historique

En 1990, trois pays pionniers, le Danemark, les Pays-Bas et la Suède, disposant de plateaux continentaux étendus et peu profonds propices à l'installation d'éoliennes offshore, lancent des programmes de valorisation du vent maritime.

Le premier parc éolien offshore, constitué de 11 turbines de capacité totale de 4,95MW, est inaugurée en 1991 au Danemark et est installé sur le site de Vindeby, à 2,5km des côtes danoises, à une profondeur inférieure à 5m [EWEA, 2011]. Les premiers modèles de turbines étaient des modèles terrestres posés en mer. Progressivement, des modèles adaptés à l'environnement marin ont été développés.

Jusqu'aux années 2000, le marché éolien offshore était irrégulier, limité à quelques projets. Par la suite, le Royaume-Uni et l'Allemagne rejoignent les pays investissant dans l'éolien offshore. En 2001, le projet Middelgrunden, premier projet d'envergure, est établi au Danemark. Ce projet est constitué de 20 turbines pour une production totale de 40MW [4COFFSHORE].

Fin 2009, 32 parcs éoliens offshore sont en services dans 10 pays : le Danemark, le Royaume-Uni, la Suède, les Pays-Bas, l'Irlande, l'Italie, L'Allemagne, la Finlande, la Norvège et la Belgique. A ce stade, le Danemark et le Royaume-Uni dominent le marché éolien offshore²³.

Fin 2014, la capacité totale produite en Europe est passée à plus de 8GW [EWEA, 2015].

La *Figure 25* présente la croissante exponentielle de la capacité offshore et de son pourcentage sur la capacité éolienne totale.

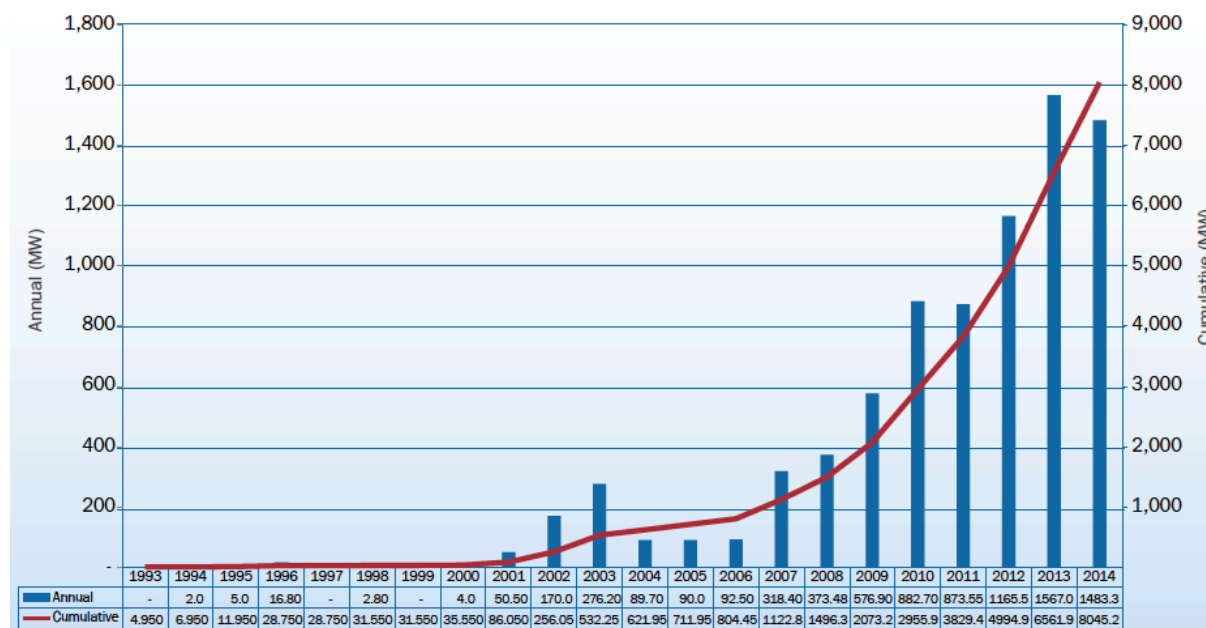


Figure 25 - Capacité éolienne offshore annuelle et cumulative [EWEA, 2015]

²³ Energies en questions, <http://www.fers.education/energies-en-questions/eoliennes.php>

2.2 Situation actuelle en Europe

2.2.1 Généralités

Avec 74 parcs éoliens offshore en production, répartis dans 11 pays européens, le nombre total d'éolienne offshore implanté en Europe est de 2488 pour une capacité totale de 8045,3MW [EWEA, 2015] (Figure 26). Ces chiffres font de l'Europe le leader mondial du marché éolien offshore.

A ces 74 parcs, 12 projets actuellement en construction, dont la mise en production est prévue dans les deux années à venir, vont permettre d'augmenter la capacité totale de l'éolienne offshore en Europe de 2,9GW pour un total de 10,9GW [EWEA, 2015]. Actuellement leader de la production mondiale, le Royaume-Uni sera dépassé par l'Allemagne en 2016. Plus loin dans le futur, EWEA a identifié 26,4GW de parcs en Europe dont la construction a été approuvée et 98GW de projets planifiés.

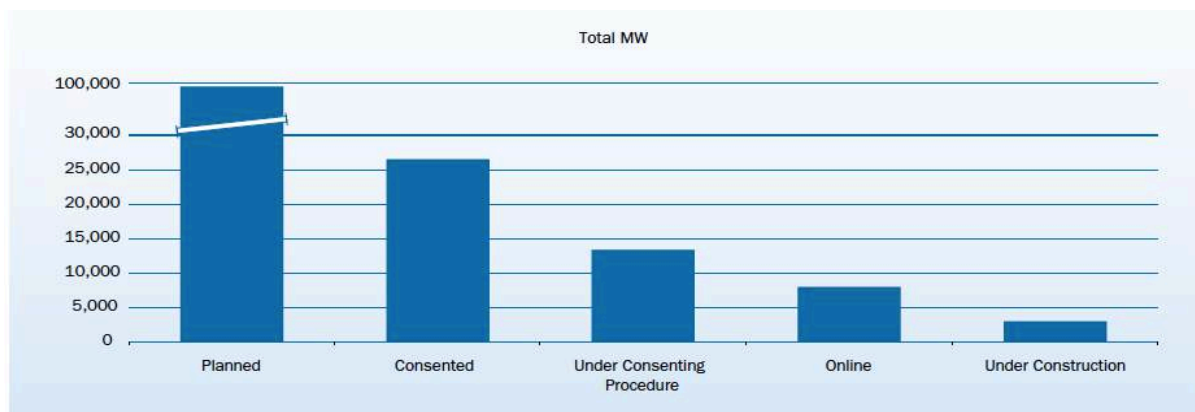


Figure 26 - Capacité éolienne offshore pour les projets en production, en construction, approuvés et planifiés [EWEA, 2015]

De 2012 à 2014, la capacité moyenne des parcs éoliens offshore en Europe est passée de 286MW à 368MW (Figure 27). Cette moyenne était même de 485MW en 2013 grâce à la mise en fonction du projet record London Array (630MW). [EWEA, 2015]

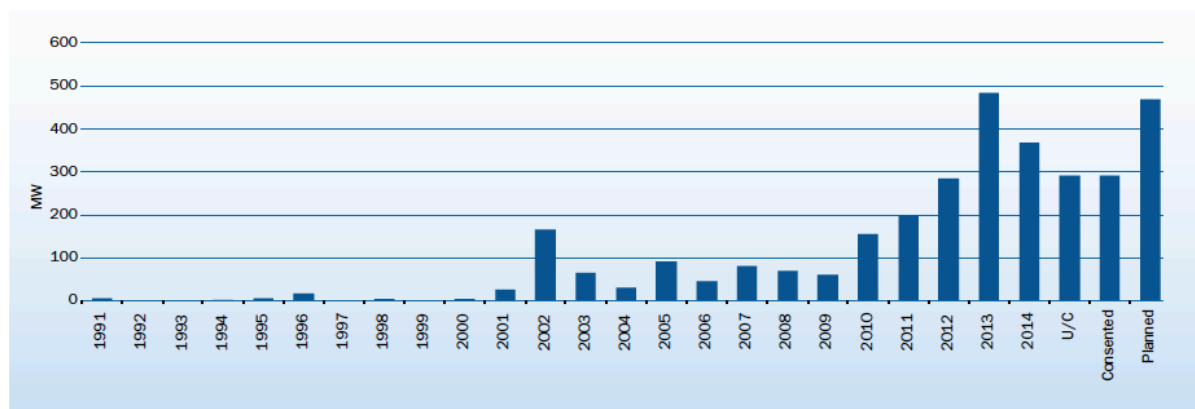


Figure 27 - Capacité moyenne des parcs éoliens offshore en Europe [EWEA, 2015]

Dans le cadre de ce travail de fin d'étude, un recensement de tous les parcs éoliens offshore en Europe a été effectué. En outre, les caractéristiques des parcs en production, en construction, approuvés ou planifiés ont été regroupées dans des tableaux Excel. Le nombre de parc étant considérable, les tableaux sont présentés à l'Annexe I (p.106). Certains projets, présentant des caractéristiques intéressantes, ont été sélectionnés pour être présentés dans le rapport en guise d'exemple.

2.2.2 Parcs éoliens en production

2.2.2.1 Turbines

La Figure 28 présente l'évolution de la capacité moyenne des turbines en production en Europe. Depuis 1991, la capacité moyenne a augmenté de manière significative. En 2014, les nouvelles turbines installées produisent en moyenne 3,7MW, légèrement moins que les deux années précédentes en raison du succès de la turbine Siemens de 3,6MW. Cette moyenne devrait rester stable en 2015. [EWEA, 2015]

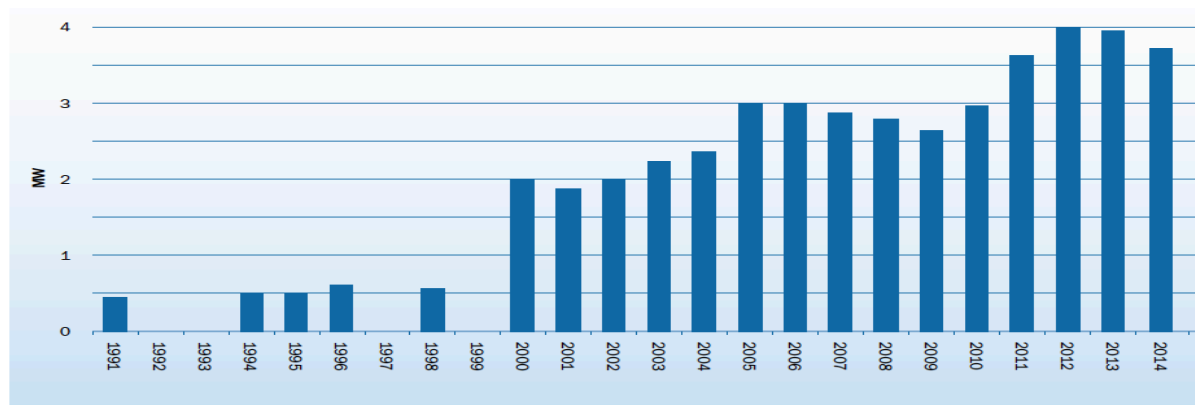


Figure 28 - Capacité moyenne des turbines en production en Europe [EWEA, 2015]

2.2.2.2 Fondations

La Figure 29 présente la répartition des différents types de fondation installés fin 2014. Cela inclut donc également les fondations de certains projets en construction. Sur les 2920 fondations existantes, les mono-pieux sont largement majoritaires avec 2301, soit 78,8% de toutes les fondations installées. En second, avec 303 unités, les fondations gravitaires représentent 10,4% du marché suivies par les jackets (4,7%, 137 unités), les tripodes (4,1%, 120 unités), et les tri-pieux (1,9%, 55 unités). Actuellement, seul deux éoliennes sur fondations flottantes existent. [EWEA, 2015]

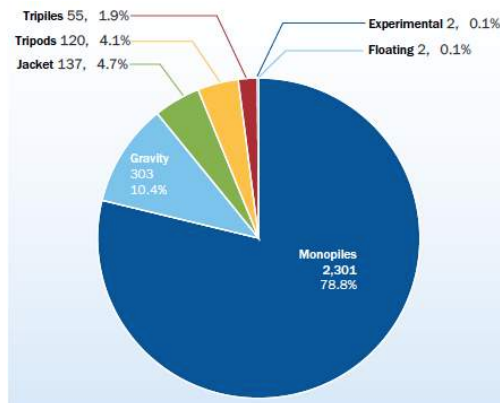


Figure 29 - Pourcentage des différents types de fondation installés [EWEA, 2015]

2.2.2.3 Pays leader

Que ce soit en terme de nombre de turbine ou de capacité de production, le Royaume-Uni domine actuellement largement le marché avec 1031 turbines installées, soit 52,3% du nombre total en Europe (Figure 30 et Figure 31). Ces 1031 turbines lui permettent de produire 4494,4 MW, soit 55,9% de la capacité européenne. Le Danemark, l'Allemagne et la Belgique suivent avec respectivement 513, 258 et 182 turbines installées correspondant à des capacités de 1271, 1049 et 712MW. [EWEA, 2015]

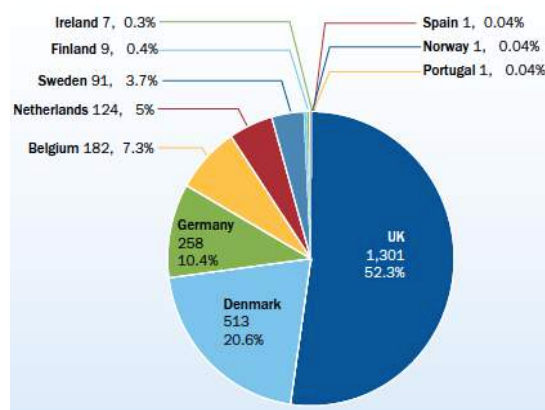


Figure 30 - Nombre de turbine installé par pays
[EWEA, 2015]

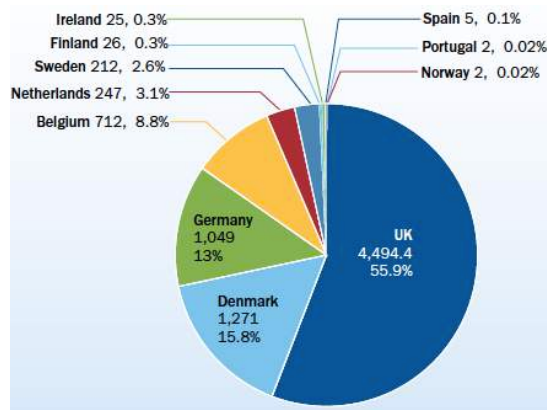


Figure 31 - Capacité de production par pays [MW]
[EWEA, 2015]

2.2.2.4 Implantation

La Figure 32 permet de mettre en évidence le pourcentage important d'éoliennes implantées en Mer du Nord qui possède 63,3% de la capacité totale, correspondant à 5094,2MW. L'Océan Atlantique et la Mer Baltique se partagent le reste du marché avec respectivement 22,5 et 14,2% de la capacité totale. [EWEA, 2015]

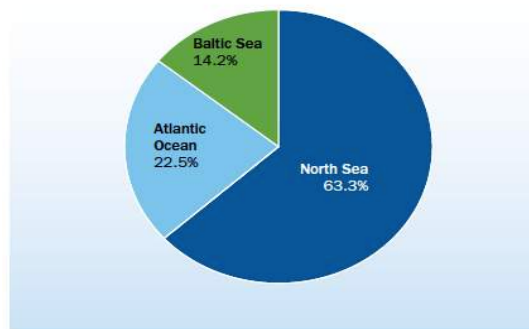


Figure 32 – Capacité de production par mer
[EWEA, 2015]

2.2.2.5 Constructeurs leaders

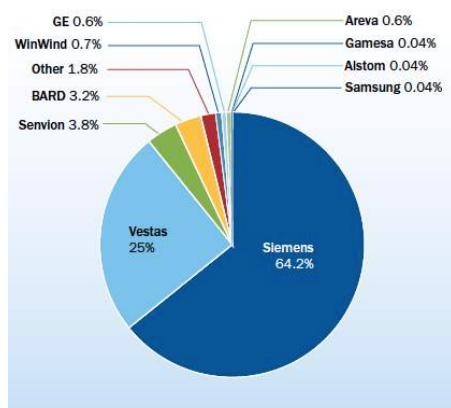


Figure 33 - Nombre de turbine installé par constructeur
[EWEA, 2015]

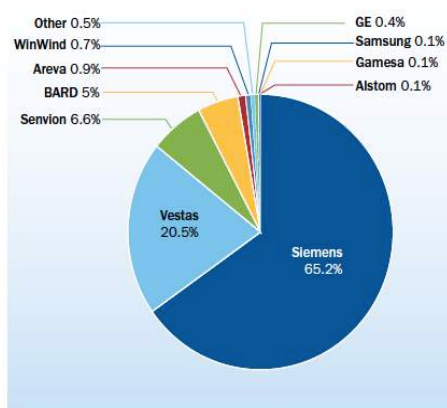


Figure 34 - Capacité par constructeur [MW]
[EWEA, 2015]

Les Figure 33 et Figure 34 montrent que Siemens domine largement le marché avec 1598 turbines installées, soit 64,2% du nombre total, et 65,2% de la capacité totale de production. Le constructeur Vestas suit avec 621 éoliennes installées, soit 25% du marché, et 20,5% de la capacité totale. On peut également citer Servion et BARD qui possèdent une certaine part du marché avec respectivement 6,6

et 5% de la capacité totale. Les autres constructeurs se partagent les 2,7% restant de la capacité totale. [EWEA, 2015]

2.2.2.6 Exemple 1 – London Array (Royaume-Uni)



Figure 35 – Parc éolien offshore de London Array²⁴

Le parc éolien London Array (Figure 35) est le plus grand parc éolien offshore au monde. Implanté en Mer du Nord sur une surface de 245km², il est situé à une vingtaine de kilomètres de l'estuaire extérieur de la Tamise, à une profondeur moyenne de 25m. Initié en 2001 après des études environnementales sur le site, le projet est approuvé en décembre 2006. La construction offshore des 177 turbines débutera en mars 2011 avec l'implantation des mono-pieux et s'achèvera en avril 2013.

Les turbines sont des turbines classiques, Siemens SWT-3,6-120, avec une capacité unitaire de 3,6MW permettant de produire 630MW. Une seconde phase est prévue afin d'augmenter ce nombre à 870MW, ce qui permettrait d'alimenter l'équivalent de 750 000 foyers en électricité.

L'ensemble de ses caractéristiques est repris dans le *Tableau 1*.

Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [moie]
Royaume-Uni	20	25	2000
Approuvé	Début fondations	1 ^e Génération	Année de commission
Décembre 2006	Mars 2011	Octobre 2012	Avril 2013
Modèle de turbine	Nombre de turbine	Capacité unitaire [MW]	Capacité totale [MW]
Siemens SWT-3.6-120	175	3,6	630
Rotor diamètre [m]	Rotor poids [t]	Pales longueurs [m]	Pales poids [t]
120	101	58,5	18
Nacelle hauteur [m]	Nacelle poids [t]	Tour poids [t]	Fondation
87	142	/	Mono-pieux

Tableau 1 - Caractéristiques du projet éolien offshore de London Array [4COffshore]

2.2.2.7 Exemple 2 – Thornton Bank (Belgique)

Le projet de Thornton Bank (Figure 36), premier parc éolien offshore belge, est implanté en Mer du Nord à 30km des côtes belges à 20m de profondeur. Ce projet, de 1,4 milliards d'euros, a été développé en trois phases pour atteindre une capacité totale de 325MW.

La première phase de construction a débuté en juin 2008 avec la mise en place de fondations gravitaires et en mai 2009, les 6 turbines étaient opérationnelles.

²⁴ London Array, <http://www.londonarray.com/the-project-3/>

En avril 2011, une deuxième phase de construction est initiée avec la mise en place de 30 nouvelles turbines sur des fondations de type jacket qui sont opérationnelles depuis janvier 2013.

Finalement, en août 2011, la troisième et dernière phase est initiée avec l'implantation de 18 turbines, également sur des fondations jacket, et opérationnelles en septembre 2013.



Figure 36 – Parc éolien offshore de Thornton Bank²⁵

L'ensemble de ses caractéristiques est repris dans le *Tableau 2*.

Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [moie]
Belgique	30	20	1453
Approuvé	Début fondations	1 ^e Génération	Année de commission
Avril 2004	Phase 1 : Avril 2008 Phase 2 : Avril 2011 Phase 3 : Août 2011	Phase 1 : / Phase 2 : Juin 2012 Phase 3 : Septembre 2013	Phase 1 : Mai 2009 Phase 2 : Janvier 2013 Phase 3 : Septembre 2013
Modèle de turbine	Nombre de turbine	Capacité unitaire [MW]	Capacité totale [MW]
Phase 1 : REpower 5M Phase 2 : Repower 6M Phase 3 : REpower 6M	Phase 1 : 6 Phase 2 : 30 Phase 3 : 18	Phase 1 : 5 Phase 2 : 6,15 Phase 3 : 6,15	Phase 1 : 30 Phase 2 : 184,5 Phase 3 : 110,7
Rotor diamètre [m]	Rotor poids [t]	Pales longueurs [m]	Pales poids [t]
126	Phase 1 : 125 Phases 2 & 3 : 120	61,5	17,5
Nacelle hauteur [m]	Nacelle poids [t]	Tour poids [t]	Fondation
94	290	/	Phase 1 : Gravitaire Phase 2 & 3 : Jackets

Tableau 2 – Caractéristiques du projet éolien offshore de Thornton Bank [4COffshore]

2.2.3 Parcs éoliens en construction

Les 12 projets actuellement en construction, dont la mise en production est prévue dans les deux années à venir, vont permettre d'augmenter la capacité totale de l'éolienne offshore en Europe de 2,9GW pour un total de 10,9GW [EWEA, 2015]. Actuellement leader de la production mondiale, le Royaume-Uni sera dépassé par l'Allemagne en 2016.

²⁵ offshoreWIND, <http://www.offshorewind.biz/2013/03/page/64/>

La *Figure 37* montre que la Mer du Nord restera la principale région de déploiement offshore avec 84,8% de la capacité totale des projets en construction. La mer Baltique et l’Océan Atlantique continueront également d’attirer une part du marché. La Mer Méditerranée, toujours inexploitée, n’accueillera aucun projet dans les deux années à venir.

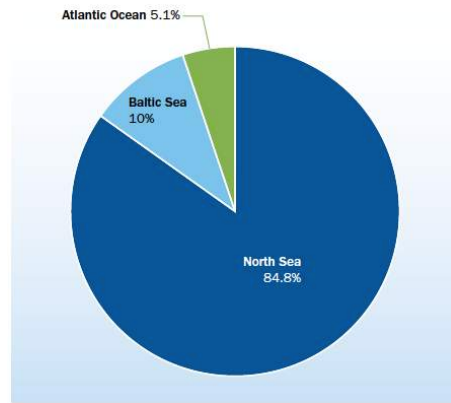


Figure 37 – Capacité de production par mer [EWEA, 2015]

2.2.3.1 Exemple – Borkum Riffgrund I (Allemagne)

Les projets de Amrumbank West, Butendiek et de Borkum Riffgrund I sont les trois projets d’envergure en construction qui permettront à l’Allemagne de devenir le leader mondial de la capacité de production offshore en dépassant le Royaume-Uni.



Figure 38 – Parc éolien offshore de Borkum Riffgrund I²⁶

Le projet de Borkum Riffgrund I, implanté en Mer du Nord à 54km des côtes allemandes et à une profondeur de 25m, sera composé de 78 turbines développées par Siemens avec une capacité unitaire de 4MW. Ce projet permettra d’atteindre une capacité totale de 312MW.

Approuvé en 2000, la construction a débuté en 2013 et depuis 2015, une partie des éoliennes sont déjà opérationnelles, générant actuellement de l’énergie.

Les fondations innovantes utilisées pour ce projet sont des jackets ancrées dans le fond marin par des caissons à succion (*Figure 38*).

L’ensemble de ses caractéristiques est repris dans le *Tableau 3*.

²⁶ Borkum Riffgrund I, <http://borkumriffgrund1.com/#news-post-636>

Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [moï€]
Allemagne	54	25	1250
Approuvé	Début fondations	1 ^e Génération	Année de commission
2000	2013	2015	/
Modèle de turbine	Nombre de turbine	Capacité unitaire [MW]	Capacité totale [MW]
Siemens SWT-4.0-120	78	4	312
Rotor diamètre [m]	Rotor poids [t]	Pales longueurs [m]	Pales poids [t]
120	18	58,5	18
Nacelle hauteur [m]	Nacelle poids [t]	Tour poids [t]	Fondation
87	205	/	Jacket-caissons à succion

Tableau 3 - Caractéristiques du projet éolien offshore de Borkum Riffgrund I [4COffshore]

2.2.4 Parcs éoliens approuvés

Afin d'atteindre les objectifs européens de 2020, 80 projets dont 54 en Mer du Nord ont été approuvés, ce qui devrait augmenter la capacité totale actuelle de 30GW.

2.2.4.1 Pays leader

La *Figure 39* montre qu'à l'avenir, le Royaume-Uni et l'Allemagne resteront leader du marché offshore avec respectivement 37,8 et 30,8% de la capacité de production des projets approuvés.

Les Pays-Bas viennent ensuite avec 10,7% suivis de l'Irlande et de la Belgique avec respectivement 5,7 et 4,4% [EWEA, 2015]

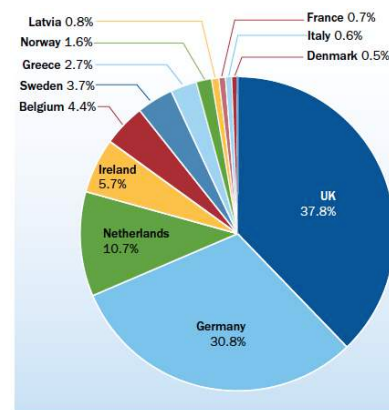


Figure 39 – Capacité de production par pays [EWEA, 2015]

2.2.4.2 Implantation

La *Figure 40* confirme qu'à moyen terme la Mer du Nord restera la région principale de déploiement offshore (75% de la capacité des projets approuvés) avec des développements importants dans l'Océan Atlantique (12,3%) et dans la mer Baltique (9,2%). La Mer Méditerranée commence à exploiter son potentiel offshore (3,4). [EWEA, 2015]

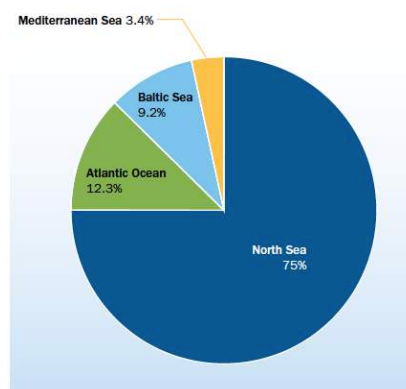


Figure 40 – Capacité de production par mer [EWEA, 2015]

2.2.4.3 Exemple – Dogger Bank (Royaume-Uni)

Le projet du plus grand parc éolien offshore mondial a été approuvé mi-février 2015. Celui-ci sera implanté en Mer du Nord à 140km de la côte du Yorkshire sur le Dogger Bank à une profondeur de 25m. Cela en ferait également le projet le plus loin des côtes jamais implanté. Il fait plus de deux fois la taille de l'actuel plus grand parc éolien offshore pour un coût estimé à plus de 83 millions d'euros.

Le parc, implanté sur une surface de 500 km², sera divisé en deux zones distinctes, A-1 et A-2, équipées chacune de 200 éoliennes de capacité unitaire de 6MW. Le diamètre des rotors prévus est actuellement de 215m, ce qui serait également un record. La capacité totale sera de 2,4GW permettant de subvenir à 2,5% des besoins en électricité du Royaume-Uni. Il permettra également de créer environ 900 emplois dans le Yorkshire et le Humberside selon le gouvernement. [The Guardian, 2015]

2.3 Perspectives d'avenir pour l'Europe

L'Union Européenne a déjà fixé plusieurs objectifs pour 2020 et 2030.

2.3.1 2020

Les objectifs du secteur éolien pour 2020 sont : [EWEA, 2014]

- Capacité de production installée de 192 GW de production, dont 40 GW pour le secteur offshore, soit 14,9% de la consommation électrique européenne;
- Investissement entre 90 et 124 billions d'euros ;
- 354.000 employés dans l'industrie éolienne européenne (253.000 aujourd'hui).

2.3.2 2030

Les objectifs du secteur éolien pour 2030 sont : [EWEA, 2013]

- Capacité de production permettant de subvenir à 28,5% (dont 13,9% par le secteur offshore) de la consommation électrique ;
- 646 Mt d'émission de CO₂ évités ;
- Investissement 25,4 billions d'euros ;
- 795.000 employés dans l'industrie éolienne européenne.

2.4 Situation dans le reste du monde

La Figure 41 présente l'évolution de la capacité éolienne mondiale (onshore et offshore).

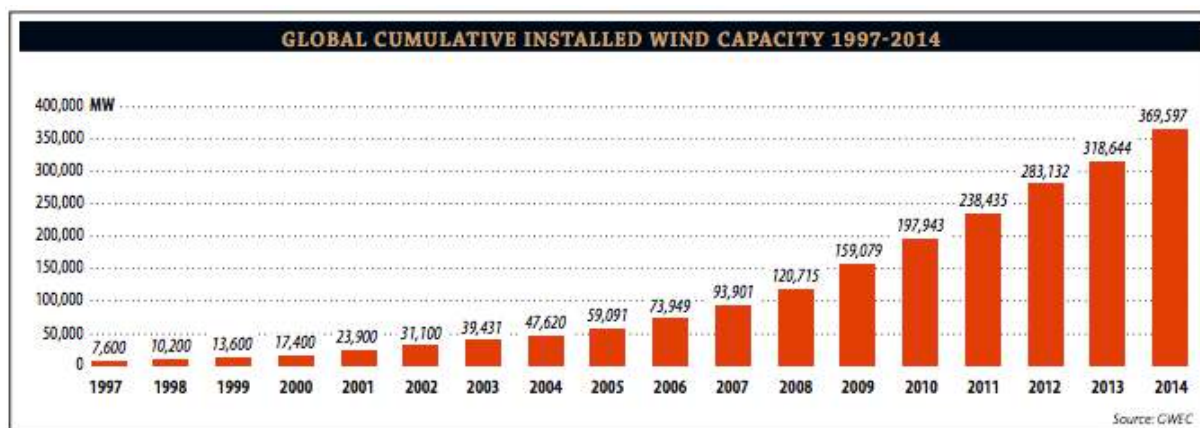


Figure 41 - Evolution de capacité éolienne dans le monde [GWEC, 2014]

La Figure 42 présente les 10 pays mondiaux avec la plus grande capacité totale en 2014. La Chine apparaît comme le leader actuel du marché éolien avec une capacité de 114,609MW, soit 31% de la capacité totale mondiale.

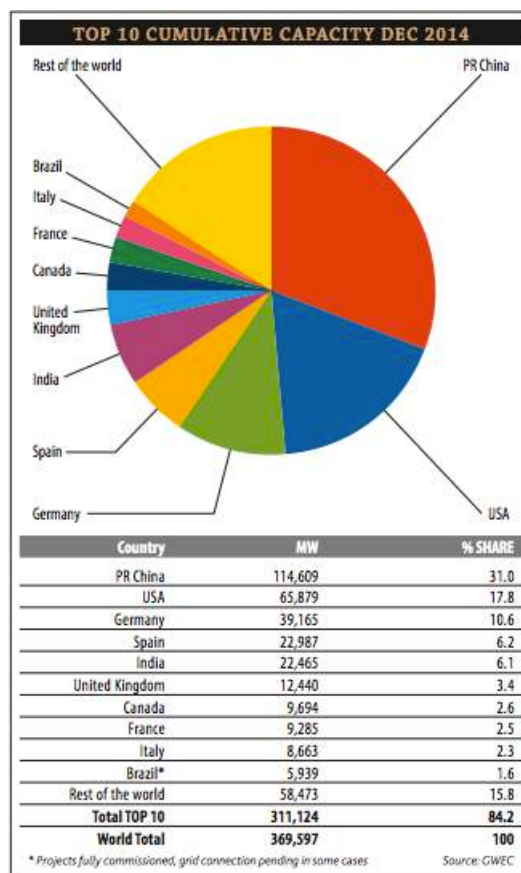


Figure 42 – Top 10 des pays avec la plus grande capacité totale de production [GWEC, 2014]

2.4.1 Marché éolien offshore

Les installations mondiales d'éoliennes offshore ont une capacité totale de 8.759MW dont plus de 91% en Europe (8.045MW), principalement en Mer du Nord (5.094,2MW ; 63,3%). Cependant les gouvernements hors Europe se sont fixés des objectifs ambitieux pour le secteur éolien offshore où des développements ont commencé en Chine, au Japon, en Corée du Sud, à Taiwan et aux Etats-Unis. L'Inde et le Brésil s'intéressent également à ce marché. [GWEC, 2014]

La Chine est le leader du marché éolien offshore hors Europe et le troisième mondial, derrière le Royaume-Uni et l'Allemagne, avec une capacité totale installée de 657,88MW dont 229,3MW installés en 2014. La Chine vise les 30GW pour 2020. [GWEC, 2014]

Le gouvernement taiwanais a fixé l'atteinte d'une capacité éolienne offshore totale de 600MW pour 2020 et de 3 GW pour 2030. [GWEC, 2014]

Actuellement, aucune capacité éolienne offshore n'est installée aux Etats-Unis, excepté certains prototypes. Cependant, plusieurs projets sur la côte est sont en développement avec pour objectif l'atteinte d'une capacité éolienne offshore totale de 22 GW pour 2030. [GWEC, 2014]

Au Japon, 49,6 MW de capacité éolienne offshore sont actuellement installés. Les longueurs importantes de côte et le coût important du développement onshore font de l'éolien offshore un marché attractif pour ce pays.

CHAPITRE IV – PRESENTATION EOSIM

1. Introduction

Le programme utilisé à la réalisation de ce travail est intitulé « EOSIM » (Eol Offshore SIMulation). Ce software, dont la recherche est financée par la région Wallonne, a été développé au département ANAST de l'Université de Liège par C. Petcu et Y. Tekle Muhabie sous la supervision du professeur P. Rigo et en collaboration avec « Tractebel Engineering ».

Comme expliqué précédemment, la construction des éoliennes offshore est bien plus complexe que celle des éoliennes onshore, notamment en raison d'une forte dépendance aux conditions météorologiques. EOSIM permet de simuler la chaîne logistique liée à l'installation d'éoliennes offshore depuis le port de manufacture des composantes jusqu'au site d'installation en prenant en compte les composantes (fondations, pales, moyeux, nacelles), les ressources nécessaires à l'assemblage (navires, grues et camions de transport et d'installation) ainsi que les données météorologiques. L'objectif est ainsi de fournir un outil facilitant la prise de décisions pour l'industrie éolienne offshore afin d'optimiser la construction pour différentes stratégies. En outre, ce logiciel, utilisant les données météorologiques réelles de différentes années, permet de calculer les durées de réalisation des différentes phases de construction et d'obtenir la durée totale de réalisation.

2. Stratégie d'installation

La stratégie d'installation prise en compte par le logiciel est « pré-assemblage au port » présentée à la Figure 43.

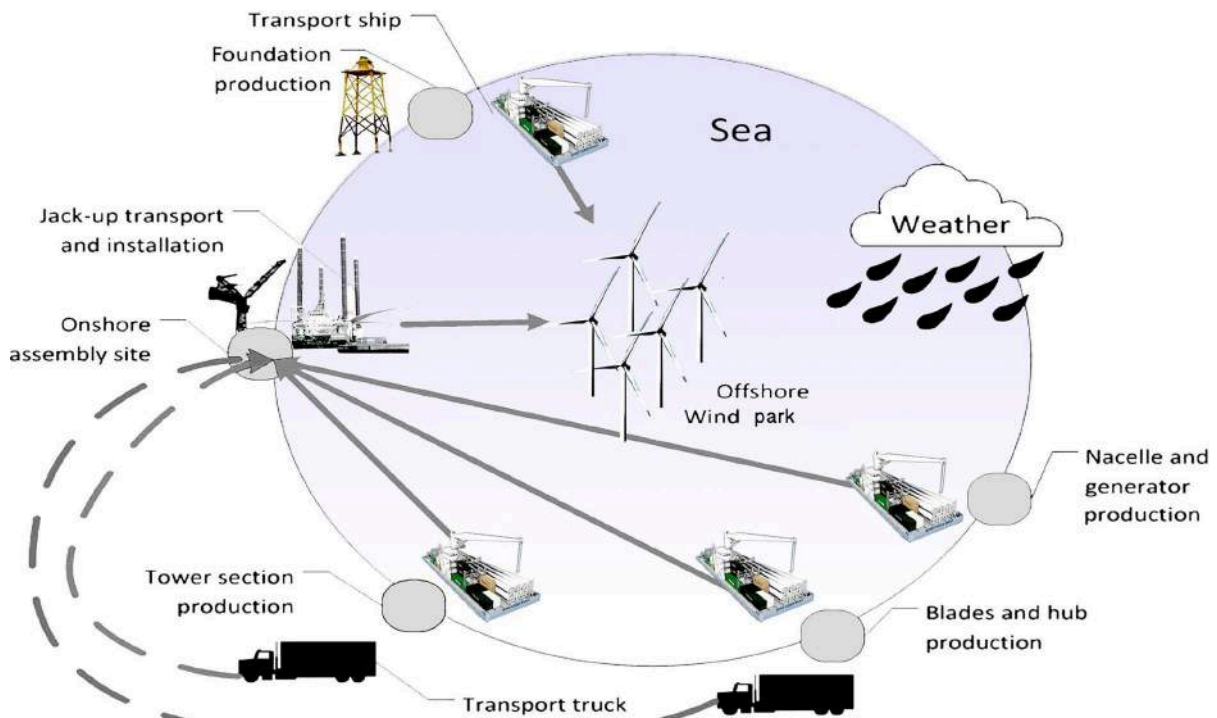


Figure 43 – Stratégie d'installation²⁷

Il y a quatre opérations principales : la « piling phase », la « jacket phase », le transport puis l'installation des composantes de turbine.

Les pieux sont transportés directement par navires depuis le site de manufacture au parc éolien offshore où ils sont transférés sur un navire d'installation permettant leur battage.

Les fondations jacket sont également directement transportées depuis le site de manufacture au parc éolien par navire d'installation où ils sont installés et connectés.

Finalement les composantes de turbine sont transportées de leurs sites de manufacture au port de support par navires ou camions. Le logiciel simplifie cette étape en considérant toutes les composantes produites au même site et transportées par navire de transport jusqu'au port de support. Une fois sur place, les pièces sont pré-assemblées (en fonction de la stratégie d'assemblage adoptée) puis chargées sur des navires de transport afin de les transférer sur une zone de stockage au site d'installation. Lorsque les conditions météorologiques le permettront, ces composantes seront chargées sur des navires d'installation et mises en place dans l'ordre suivant : la partie inférieure puis supérieure de la tour sont installées sur les fondations déjà implantées ; la nacelle est connectée à la tour ; les composantes du rotor sont assemblés au reste de la turbine. Les deux dernières étapes varient en fonction de la stratégie d'assemblage adoptée.

De légères modifications de programmation permettent facilement la simulation d'autres stratégies.

²⁷ J-D. CAPRACE, C. PETCU, M. VELARDE, P.RIGO, *toward a risk based simulation for the erection of an offshore windmill park*, 2012, Proceeding of the 11th International Conference on Computer Applications and Information Technology in the Maritime Industries, p.5

3. Implémentation des différentes stratégies d'assemblage

Trois stratégies d'assemblage sont implémentées dans le logiciel (*Figure 44*).

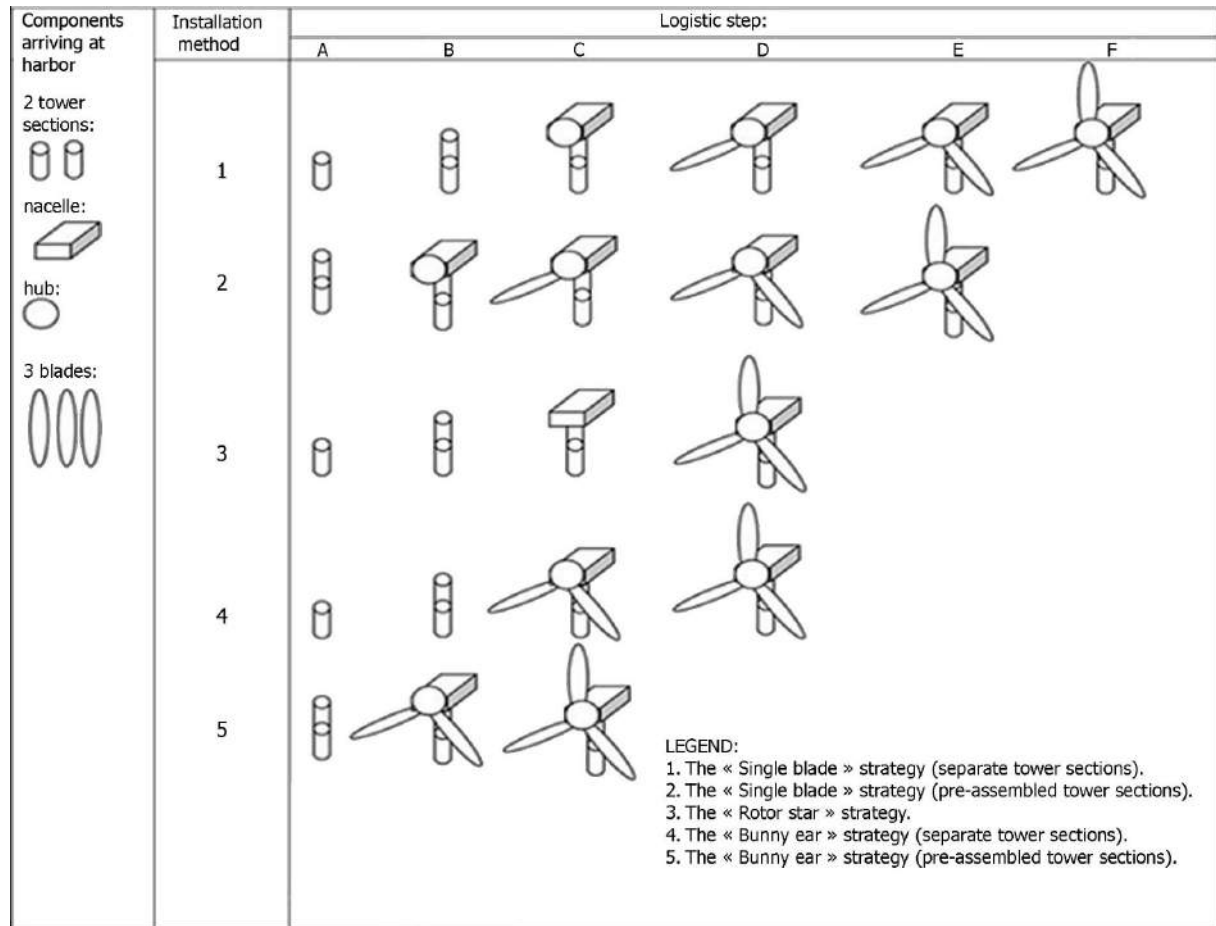


Figure 44 - Stratégies d'assemblage²⁸

Les différentes étapes sont :

Single blade :

- 1) Pré-assemblage de la nacelle et du moyeu

Bunny ears :

- 1) Pré-assemblage de la nacelle, du moyeu et de deux des trois pales

Rotor Star :

- 1) Pré-assemblage du rotor : moyeu et pales

Etapes communes :

- 2) Chargement sur le navire de transport
- 3) Attente au port d'une plage de praticabilité adéquate
- 4) Transport jusqu'au site de stockage offshore
- 5) Chargement sur le navire de type « jack-up » des composants de turbine stockées sur le site offshore.
- 6) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 7) Transport jusqu'au lieu d'installation.
- 8) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.

²⁸ PETCU C., *Offshore wind turbine installation*, 2011, SUSCOS Master Course, p.50

Chapitre IV – Présentation EOSIM - Données météorologiques

- 9) Installation de la partie inférieure du mat.
- 10) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.

Single blade :

- 11) Installation de la partie supérieure du mat, de la nacelle et du moyeu.
- 12) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 13) Installation des 3 pales.

Bunny ears :

- 11) Installation de la partie supérieure du mat et de l'élément constitué de la nacelle, du moyeu et de 2 pales pré-assemblés onshore.
- 12) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 13) Installation de la 3^{ème} pale.

Rotor Star :

- 11) Installation de la partie supérieure du mat et de la nacelle.
- 12) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 13) Installation du rotor complet (moyeu + pales) préalablement pré-assemblé onshore.

4. Données météorologiques

Comme développé précédemment, les conditions météorologiques, très aléatoires, influencent de manière considérable les opérations offshores. En effet, pour chaque opération, il existe des limitations de vitesses de vent et/ou de hauteurs de vague qui, si dépassées, empêchent leur exécution et retardent l'assemblage. Toute discontinuité de construction étant due à ces conditions météorologiques, il est essentiel de pouvoir analyser les effets des incertitudes météorologiques sur le processus d'installation des éoliennes offshore afin d'obtenir un processus le plus continu possible, car les équipements utilisés sont extrêmement chers (surtout le navire « jack-up »),.

Le logiciel prend en considération des données météorologiques réelles via des plages de « praticabilité ». Ces plages vérifient si il est possible ou non de réaliser une opération, c.-à-d. si un certain paramètre météorologique réel dépasse ou non la limitation d'exécution. Ces limitations sont donc les valeurs maximales de vitesses de vent et de hauteurs de vague. Par exemple, la grue utilisée pour assembler le rotor ne peut être utilisée si la vitesse de vent dépasse 20km/h. En plus de ce critère, le concept de « plage de temps » est défini comme l'intervalle de temps nécessaire à l'exécution d'une opération et durant lequel les données météorologiques doivent être inférieures aux limitations d'exécution. Cette plage de temps est implémentée pour chaque opération (transport, installation, etc.).

Le logiciel a besoin des mesures météorologiques de la dernière décennie avec un pas de temps de 10 minutes. Toutes ces données ne sont évidemment pas disponibles pour diverses raisons (endommagement des capteurs, etc.). Une méthode probabiliste est donc utilisée pour générer les données manquantes.

Les simulations peuvent être initiées à différentes dates de départ et le logiciel donne la durée totale de construction en fonction de la date choisie. Les résultats peuvent alors être exploités pour planifier les étapes de construction d'un futur projet. La seule condition pour obtenir ces résultats est la disposition de données météorologiques réelles d'années précédentes au lieu d'implantation du projet. Le logiciel permet alors de trouver la probabilité d'exécuter un processus sous de bonnes conditions météorologiques et de comparer les délais de différents scénarii afin de trouver le scénario de construction le plus approprié.

Dans le projet spécifique étudié dans ce rapport, les mesures de la dernière décennie avec un pas de temps de 10 minutes pour les vitesses de vent et de 30 minutes pour les hauteurs de vague étaient accessibles. Trois mesures différentes étaient disponibles : la vitesse de vent moyenne sur une

direction, la vitesse de vent moyenne sur une direction perpendiculaire et la hauteur de vague spécifique.

5. Simulation basée sur l'analyse de risque

Le programme se base sur une simulation basée sur l'analyse de risque (ou Risk Based Simulation) permettant l'évaluation du risque d'une stratégie de construction de parcs éoliens offshore avant sa construction.

5.1 Simulation d'Évènements Discrets (DES)

Les simulations DES sont amenées à devenir de plus en plus courantes dans le planning de production. Le programme utilisé au développement du software est « Plant Simulation » développé par Siemens.

En DES, seul des points dans le temps (événements) sont pris en compte. Seul les instants de début et de fin dans la simulation d'un événement particulier sont considérés, les mouvements intermédiaires étant peu intéressants pour la simulation elle-même. Le logiciel permet donc de calculer le temps entre l'entrée et la sortie d'un objet passé par un « material flow object ». Finalement, le programme réalise une liste d'évènements importants (début et fin de chaque opération).

Le programme permet à l'utilisateur de définir des processus spécifiques pour chaque objet. Par exemple, le chargement des composantes de turbine sur le navire jack up est représenté par un « material flow object » de type « singleproc » caractérisé par un seul poste de traitement de pièces. Une pièce contenant elle-même des informations comme les dimensions, entre dans l'objet, est traité et quitte l'objet. L'objet contient des informations sur la méthode utilisée pour charger les composantes.

La simulation de production permet d'intégrer les caractéristiques des différentes opérations et de simuler l'interaction complexe entre les ressources humaines, les ressources matérielles, le transport, et l'équipement. Ces résultats de simulation apparaissent très efficaces pour la gestion de surface, de transport, de risques et à l'identification des obstacles. Une telle analyse favorisera l'augmentation de la productivité, l'identification de la source de problèmes ou le choix entre différentes options.

Cependant, les simulations de type DES ont certaines limitations. Les procédures réalisées dans la réalité ne peuvent pas être définies en détails, comme ils sont très complexes. Certaines hypothèses ou omissions doivent être faites.

5.2 Méthodologie

Le déroulement de la simulation, incluant tous les processus d'assemblage et d'installation, est présenté à la *Figure 45* où sont visibles les différents éléments impliqués dans la modélisation du problème.

Premièrement, les données météorologiques sont collectées et complétées. Ensuite, un critère de « praticabilité » est trouvé. Grâce à la praticabilité, il est possible de trouver la plage de temps disponible pour la réalisation d'une opération. Dans le cadre de ce projet, des données météorologiques statistiques ont été utilisées. Cela signifie qu'au lieu d'avoir des plages de temps réelles, nous avons des probabilités de pouvoir exécuter les différentes opérations. Un exemple de calcul de praticabilité est donné à la *Figure 46*. On y voit (en orange) la probabilité d'avoir une vitesse de vent inférieure à 5m/s et une hauteur de vague inférieure à 2m pour une plage de temps de 3 heures, soit 9,76% pour un mois.

Chapitre IV – Présentation EOSIM - Simulation basée sur l'analyse de risque

Ensuite, certaines variables stochastiques sont appliquées aux processus de production comme le transport, les phases d'assemblage ou de stockage. Par exemple, au lieu de donner un temps de chargement constant, le temps moyen de chargement et l'écart-type d'une distribution normale sont donnés.

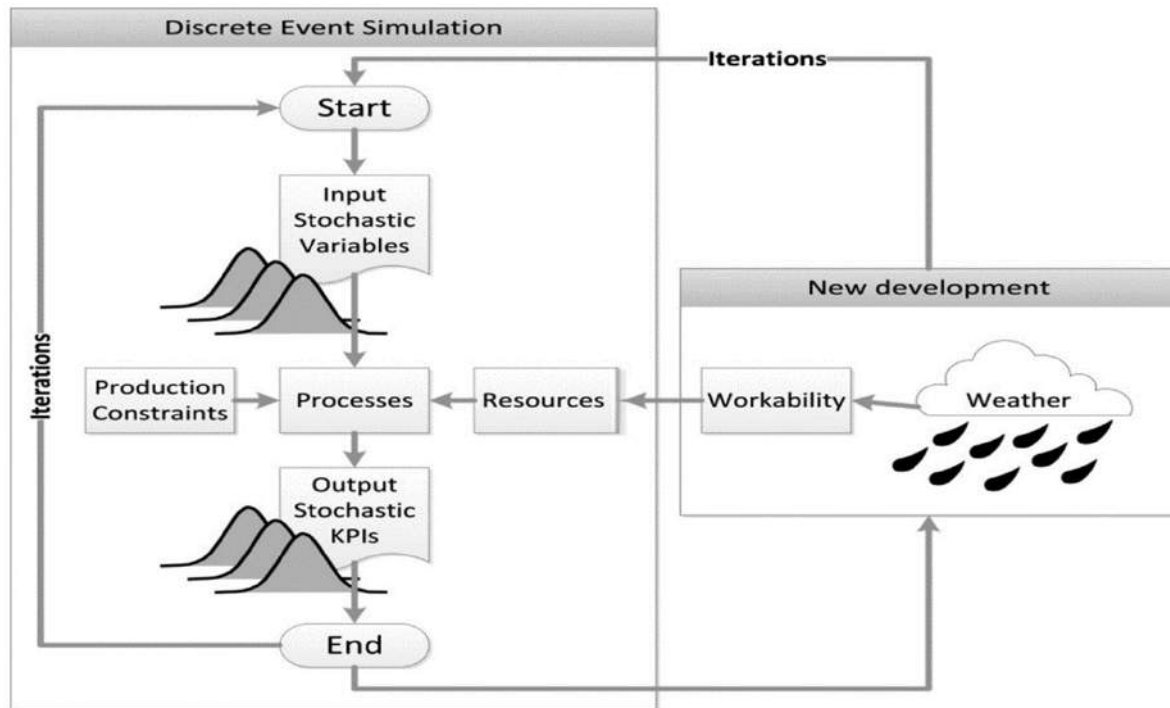


Figure 45 – Déroulement de la simulation²⁹

Wind_Speed (m/s)	Time window (hours)	1	2	3	4	5	6	7
	Wave_Height (m)	1	2	3	4	5	6	7
5	0.5	6.48	5.45	4.89	4.23	3.85	3.23	3.26
5	0.75	10.05	8.46	7.55	6.77	6	5.38	5.08
5	1	11.51	9.77	8.63	7.71	6.99	6.24	6.02
5	1.25	12.3	10.5	9.25	8.46	7.75	6.72	6.4
5	1.5	12.6	10.7	9.49	8.64	7.97	6.83	6.52
5	1.75	12.85	10.99	9.7	8.92	8.15	7.15	6.77
5	2	12.89	11	9.76	8.92	8.15	7.15	6.77
5	2.25	12.91	11.04	9.78	8.96	8.2	7.15	6.84
5	2.5	12.92	11.04	9.78	8.96	8.2	7.15	6.84
5	2.75	12.94	11.06	9.78	8.96	8.2	7.15	6.84

Figure 46 - Probabilité d'avoir une vitesse de vent inférieure à 5m/s et une hauteur de vague inférieure à 2m, pour une plage de temps de 3heures, soit 9,76% (orange)³⁰

En plus de ces variables stochastiques, certains paramètres doivent être définis avant la simulation comme le nombre de pieux par jacket, le nombre de jackets et de composantes de turbine. Il est aussi important de définir les caractéristiques des navires utilisés (vitesses et capacité de stockage) et les différentes distances du projet.

Pour chaque étape de construction, les contraintes de production et les ressources nécessaires doivent être définies. Par exemple, l'assemblage du rotor nécessite une grue avec une grande capacité de chargement (ressource nécessaire) et ne peut être effectuée avant de disposer des toutes les pales

²⁹ EOSIM, Methodology, <http://www.offshorewindsimulation.org/?q=node/15>

³⁰ C. PETCU, EOSIM - Simulation tool for the assembly of offshore wind parks considering the weather conditions, EWEA presentation, 2015

Chapitre IV – Présentation EOSIM - Interface

(contrainte de production). Ces contraintes et ressources sont différentes d'un processus à l'autre selon les séquences de construction.

Une fois lancé, le modèle simule la chaîne logistique du projet.

Enfin, la simulation donne à l'utilisateur des résultats, comme un diagramme présentant les durées d'opération ou des graphiques présentant la distribution des durées d'opération. Il est également possible de calculer les pourcentages d'exécution/d'attente.

Grâce ce programme, il est facile de calculer les différents coûts, les durées de chaque étape étant données. Cependant, le programme ne permet pas actuellement de calculer les coûts, ceux-ci devant être fournis par les industries et étant généralement confidentiels.

6. Interface

L'interface, présentée aux *Figure 47* et *Figure 48*, permet à l'utilisateur de suivre l'évolution du chantier.

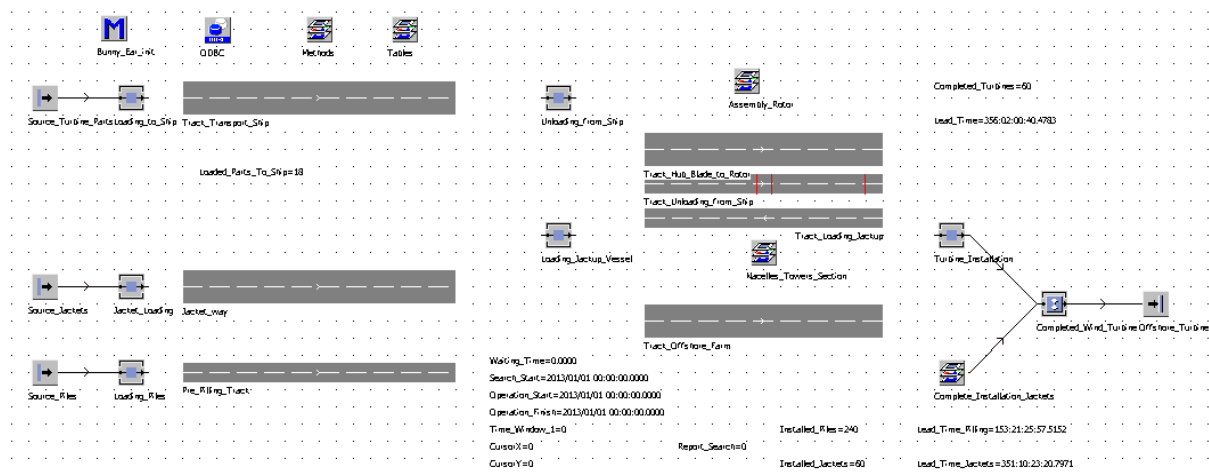


Figure 47 - Interface EOSIM

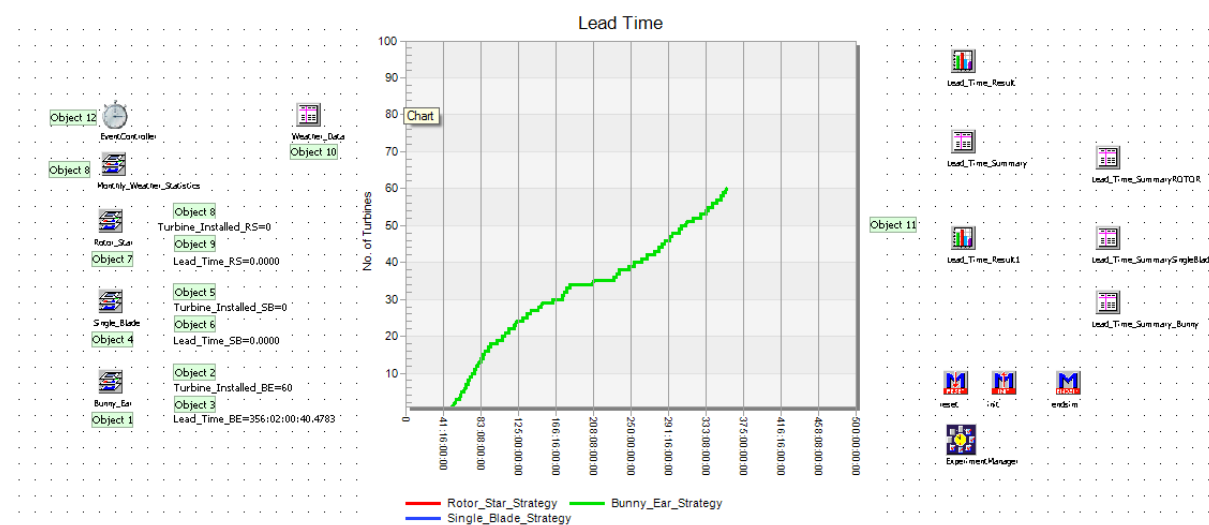


Figure 48 - Interface EOSIM

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies

1. Introduction

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la durée totale de construction d'un projet réel, Thorntonbank. Celui-ci se compose de 60 turbines sur des fondations de type « jacket ». Cette analyse est réalisée en fonction de la date de début de chantier et de la stratégie choisie parmi les suivantes :

- Single blade : les 3 pales sont assemblées séparément au moyeu, pré-assemblé à la nacelle, directement sur le site offshore (**Figure 49**).



Figure 49 – Processus d'assemblage pour stratégie « single blade » [Petcu, 2011]

- Bunny ears : la nacelle, le moyeu et 2 des 3 pales sont pré-assemblées onshore. Ensuite la 3^e pale est assemblée sur le site offshore (**Figure 50**).

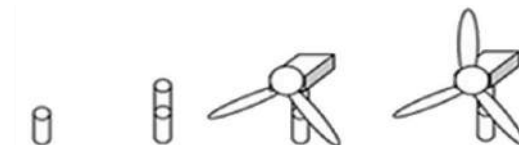


Figure 50 - Processus d'assemblage pour stratégie « bunny ears » [Petcu, 2011]

- Rotor star : le moyeu et les 3 pales (formant le rotor) sont pré-assemblés onshore avant d'être connectés à la nacelle sur le site offshore (**Figure 51**).



Figure 51 - Processus d'assemblage pour stratégie « rotor star » [Petcu, 2011]

Afin de récolter l'ensemble des données nécessaire à cette étude, un grand nombre de simulations ont été effectuées. Celles-ci ont ensuite été regroupées dans des tableaux Excel afin de les analyser et de les comparer Annexe II (p.132).

Dans un premier temps, les données météorologiques étant probabilistes, 400 simulations pour chaque mois de début de simulation et chaque stratégie ont été exécutées afin d'avoir un nombre suffisant de simulations pour obtenir une convergence des délais de construction. Cela a permis de calculer une moyenne et un écart-type σ pour chaque mois de départ et chaque stratégie. Finalement, le programme a été ré-exécuté le nombre de fois suivant :

$$12 (\text{mois de l'année}) \times 3 (\text{moyenne} - \sigma; \text{moyenne}; \text{moyenne} + \sigma) \times 3 (\text{stratégies}) = 108$$

Ces données ont été reportées dans des tableaux et ont ainsi pu être analysées et comparées, notamment à l'aide de graphiques.

L'analyse des résultats mensuels moyens diminués ou augmentés de l'écart-type va permettre de différencier les cas d'une année avec des conditions météorologiques particulièrement bonnes à ceux de conditions particulièrement mauvaises. Suite aux prévisions météorologiques obtenues par cette analyse, il sera donc possible d'adapter la stratégie et le planning de construction afin d'optimiser au maximum le chantier.

Le terme « annuel » est utilisé dans ce rapport pour désigner l'ensemble des chantiers initiés au début des douze mois de l'année. Ainsi la durée moyenne annuelle de construction est définie comme la durée moyenne de construction de l'ensemble des chantiers initiés aux douze mois de l'année. De manière similaire, le terme « mensuel » sert à désigner un chantier débuté à l'un des douze mois de l'année. La durée mensuelle moyenne de construction est donc la durée moyenne d'un chantier débuté à l'un des douze mois de l'année.

2. Hypothèses

Les simulations ont été effectuées avec les hypothèses suivantes, liées à la configuration du projet de Thorntonbank.

1. Nombre d'éléments transportés par voyage :

Il est considéré que les navires d'installation des jackets transportent deux jackets par voyage et que ceux des pieux en transportent huit.

2. Distances parcourues et vitesses des navires

Les distances parcourues et vitesses des navires à considérer sont explicitées ci-dessous (**Tableau 4** et **Figure 52**):

- La distance 1, vitesse 1 : distance et la vitesse de navire de transport entre la source des composants de turbine (mât, nacelle, moyeu, pales) et le lieu d'assemblage onshore.
- La distance 2, vitesse 2 : distance et la vitesse de navire de transport entre la source des pieux et le parc éolien offshore.
- La distance 3, vitesse 3 : distance et la vitesse de navire de transport entre la source des jackets et le parc éolien offshore.
- La distance 4, vitesse 4 : distance et la vitesse de navire de transport entre le lieu d'assemblage onshore et le parc éolien offshore.

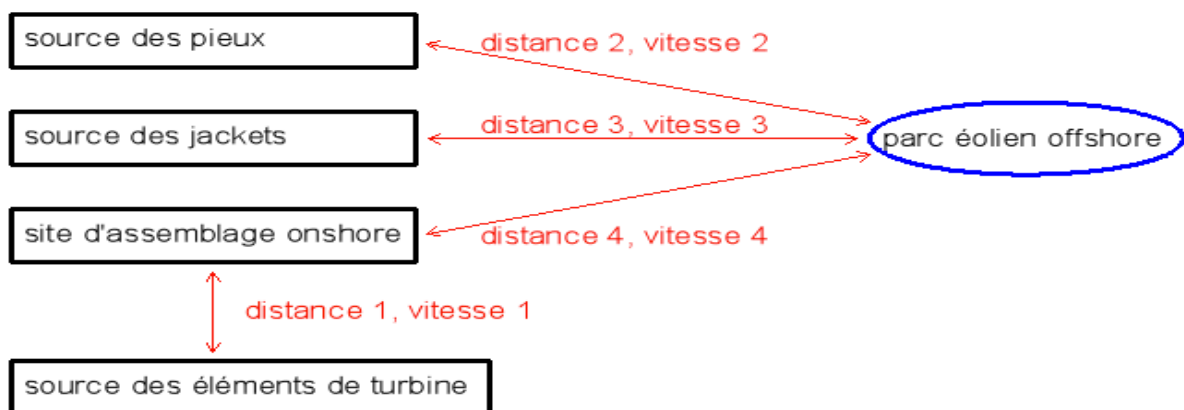


Figure 52 - Différentes distances et vitesses

	1	2	3	4
Distance [km]	500	150	150	75
Vitesse [km/h]	12	12	12	12

Tableau 4 - Différentes distances et vitesses

3. Plages de temps de praticabilité

Les limites maximales de vitesse de vent, de hauteur de vagues et les plages de temps (temps consécutif nécessaire à l'exécution d'une opération) définissent des plages de temps de praticabilité nécessaires à l'exécution des différentes opérations de construction. Celles-ci sont reprises dans le **Tableau 5**.

	Limites de vitesses de vent [m/s]			Limites de hauteur de vagues [m]	Plages de temps [h]		
Transport des pieux	20			3	/		
Transfert des pieux	12			1,25	6		
Battage des pieux	12			1,5	6		
Transport des jackets	10			1,5	/		
Installation des jackets	12			0,75	12		
Connexion des jackets	20			1,5	18		
Transport des turbines par navire de transport	17			2	/		
Transport des turbines par navire « jackup »	17			1,25	/		
Installation de la partie basse du mât	10			3,5	2,5		
Installation de la partie haute du mât et de la nacelle	Single blade	Bunny ears	Rotor star	3,5	Single blade	Bunny ears	Rotor star
	11	9	11		6	7	6
Installation du rotor ou des pales	Single blade	Bunny ears	Rotor star	3,5	Single blade	Bunny ears	Rotor star
	10	6	8		7	3	5

Tableau 5 –Plages de temps praticabilité

3. Analyse des stratégies

3.1 Méthodologie

Afin de réaliser une étude claire et rigoureuse, les trois stratégies sont étudiées suivant une même méthodologie développée ci-dessous mais de manière indépendante. En outre, les délais annuels et les différentes phases incluses, seront étudiés pour chacune d'entre elles. Présentant de nombreux points communs, certaines répétitions d'une stratégie à l'autre en découleront. Finalement, au *Chapitre 3.5*, les résultats obtenus pour chaque stratégie seront comparés afin d'optimiser le choix de l'une ou l'autre lors de la réalisation d'un projet et de limiter les délais d'attente de réalisation des opérations.

Trois cas seront développés pour chaque stratégie :

- Premièrement, le cas d'une année avec des durées de construction moyennes ;
- Deuxièmement, le cas d'une année avec des durées de construction moyennes diminuées de l'écart-type, correspondant à une année avec des conditions météorologiques meilleures que la moyenne ;
- Troisièmement, le cas d'une année avec des durées de construction moyennes augmentées de l'écart-type, correspondant à une année avec de conditions météorologiques pires que la moyenne ;

L'analyse des résultats moyens diminués ou augmentés de l'écart-type permettra en outre de différencier les cas d'une année avec des conditions météorologiques particulièrement bonnes de ceux de conditions particulièrement mauvaises.

Chaque cas sera également étudié indépendamment des autres avant de les comparer.

La méthodologie pour chaque cas est la suivante :

- 1) Etude de la durée moyenne annuelle de construction et des écarts mensuels à cette moyenne. Cela permettra de définir les mois de début de chantier permettant une économie ou inversement conduisant à une perte de temps par rapport à la durée moyenne annuelle.
- 2) Etude détaillée et comparaison des mois extrêmes, c.-à-d. des mois permettant les gains ou les pertes maximaux par rapport à la durée moyenne de chantier afin d'analyser les paramètres influençant une stratégie.
 - a. Comparaison des délais de construction des quatre phases principales pour les deux mois étudiés : « piling phase », « jacket phase », phases de transport et d'installation des composantes de turbine. En outre, les durées de réalisation et d'attente avant initiation des différentes phases seront comparées entre les deux cas de chantier.
 - b. Comparaison des proportions moyennes de chaque phase par rapport à la durée totale du chantier.
 - c. Etude approfondie des différentes phases sur base des diagrammes de Gantt, outil utilisé en ordonnancement et gestion de projet permettant de visualiser dans le temps les diverses tâches composant un projet. Cela nous permettra alors d'étudier les paramètres impactant leurs durées et de mettre en lumière leurs influences sur la durée totale du chantier.
 - d. Comparaison des pourcentages d'attente de plages de temps de praticabilité pour chaque phase pour les deux cas de chantier. Cette dernière étude complète le point précédent en éclaircissant le degré de difficulté de trouver les plages adéquates à l'exécution des différentes phases ainsi que leur interdépendance.

3.2 Single blade

Pour rappel, suivant cette stratégie, les 3 pales sont assemblées séparément au moyeu, pré-assemblé à la nacelle, directement sur le site offshore. Les données utilisées sont reprises à l'Annexe II (p.132).

3.2.1 Moyenne

La **Figure 53** montre la durée moyenne annuelle de construction, à savoir 321,84 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

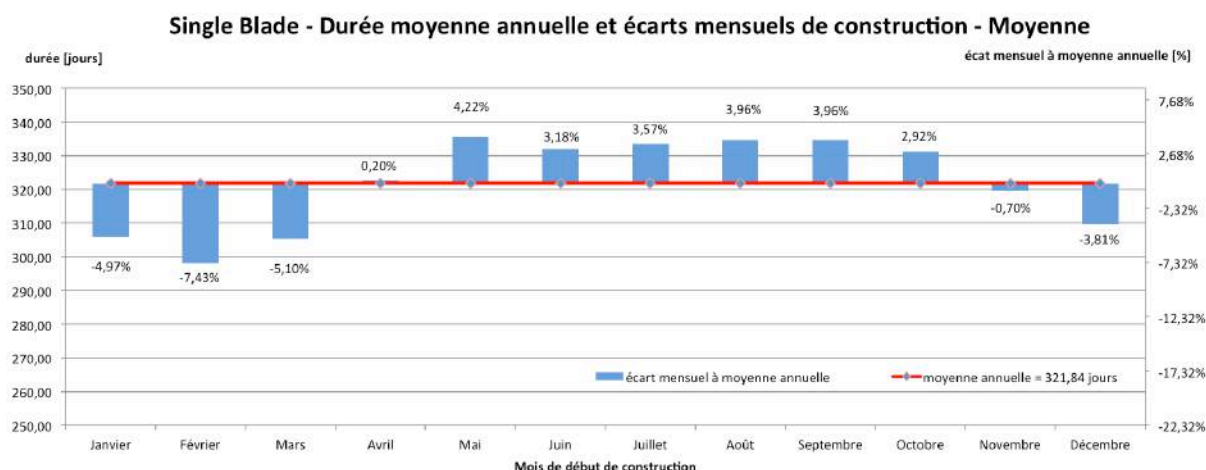


Figure 53 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels - Moyenne

En fonction du mois de début de chantier, des gains ou des pertes sur les délais annuels moyens de construction peuvent être réalisés. En outre, débiter entre novembre et mars, permettra une économie de temps, avec un maximum de 7,43% pour un chantier initié février, correspondant à une durée de construction totale de 297,92 jours. A l'inverse, débiter entre avril et octobre conduira à une augmentation allant jusqu'à +4,22% pour celui initié en mai, soit 335,42 jours de construction au total.

Afin de comprendre ces différences, les mois extrêmes, février et mai, sont étudiés plus en détails. Les **Figure 54** et **Figure 55** représentent les durées d'exécution des quatre phases ainsi que leur délai d'attente avant initiation pour les deux mois étudiés : « piling phase », « jacket phase » et phases de transport jusqu'au site de stockage offshore et d'installation des éléments constitutifs de la turbine. Le **Tableau 6** reprend les différents délais et les écarts entre ceux-ci.

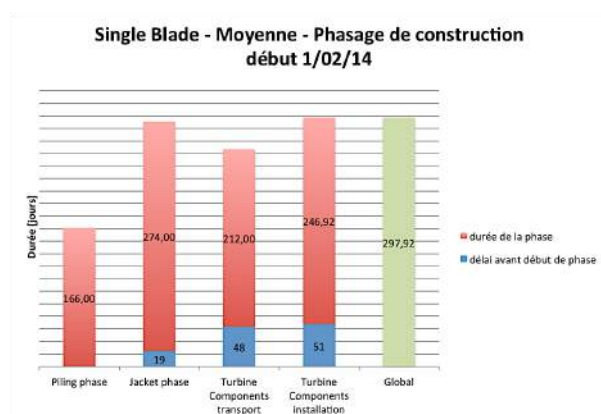


Figure 54 - Phasage de construction – Moyenne 1/02/14

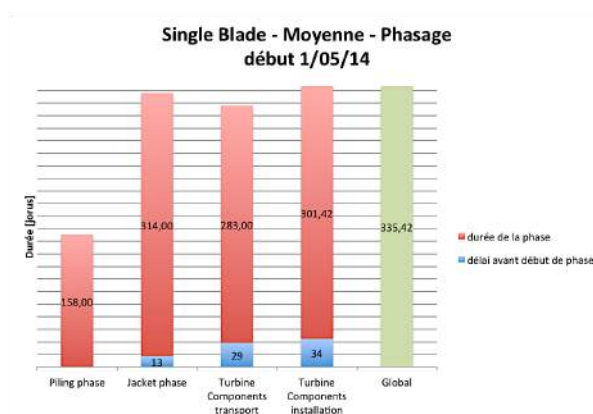


Figure 55 - Phasage de construction – Moyenne 1/05/14

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	166	19	274	48	212	51	246,92
Mai	158	13	314	29	283	34	301,42
Différence	-8	-6	40	-19	71	-17	54,5
%	-4,83	-31,58	+14,60	-39,58	+33,49	-33,33	+22,07

Tableau 6 – Durée par phase – Moyenne - Février et Mai

Intéressons-nous d'abord aux délais d'attente avant l'initiation des différentes phases. Ceux-ci sont plus longs pour le chantier débuté en février que celui débuté en mai. La « piling phase » est la première phase, elle débute dès le jour de mise en place du chantier et n'a donc pas de délais d'attente. Les 8 premiers pieux installés, la « jacket phase » peut démarrer. Avec une meilleure météo pour le chantier débuté en mai que celui débuté en février [GEOS, 2001], elle y sera initiée plus rapidement. Les 2 premières jackets installées, le transport des éléments composants la turbine peut démarrer. La différence des délais d'attente avant initiation de cette phase sera encore plus marquée, car dans le deuxième cas, on se rapproche de la saison d'été avec une amélioration significative de la météo. Finalement la phase d'installation peut démarrer.

Analysons maintenant les durées d'opération des différentes phases. La « piling phase » est la seule à être plus courte dans le cas du chantier initié en mai que celui initié en février. Cependant la différence de 4,83% est relativement faible. Les autres phases y seront significativement plus longues avec une augmentation respective pour chaque phase des délais de réalisation de +14,60%, +33,49% et +22,07% par rapport au chantier initié en février.

La **Figure 56** illustre la proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier. Il apparaît qu'avec 18%, la « piling phase » représente une proportion nettement inférieure aux autres et qu'à l'inverse, avec 30%, la « jacket phase » est la phase la plus conséquente.

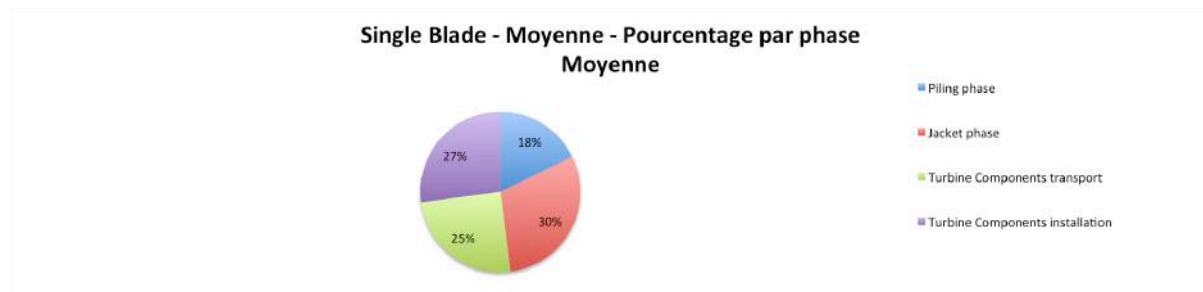


Figure 56 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier - Moyenne

Les **Figure 57** et **Figure 58**, représentant les distributions des activités de Gantt pour février et mai, permettent une analyse détaillée des écarts de délais entre les deux chantiers. Globalement, la différence essentielle entre le chantier débuté en février et celui débuté en mai est la fin du chantier début de l'hiver dans le premier cas et la tenue du chantier tout au long de celui-ci dans le second. Cela explique leurs différences principales. En effet, en hiver il sera beaucoup plus difficile de trouver les plages de praticabilité adaptées aux différentes opérations de construction. Les mois de décembre, janvier et février sont particulièrement critiques en Mer du Nord [GEOS, 2001], et les critères de limitation de vitesses de vent et de hauteurs de vague sont rarement satisfaits.

La phase la moins perturbée d'un cas à l'autre est la « piling phase », qui sera même légèrement plus courte dans le cas du chantier débuté en mai. La raison est la clôture de cette phase avant le début de l'hiver dans les deux cas. La différence de 4,83% est expliquée par la période d'initiation à la mi-hiver dans le premier cas et à la mi-printemps dans le second. Cependant, comme nous le verrons, l'avantage d'initier cette phase en février est de pouvoir débiter les suivantes avec l'arrivée du printemps et de les clôturer avant décembre. De plus, étant la phase la plus courte, la perte de 4,83% de temps est largement compensée par les gains engendrés dans les phases suivantes.

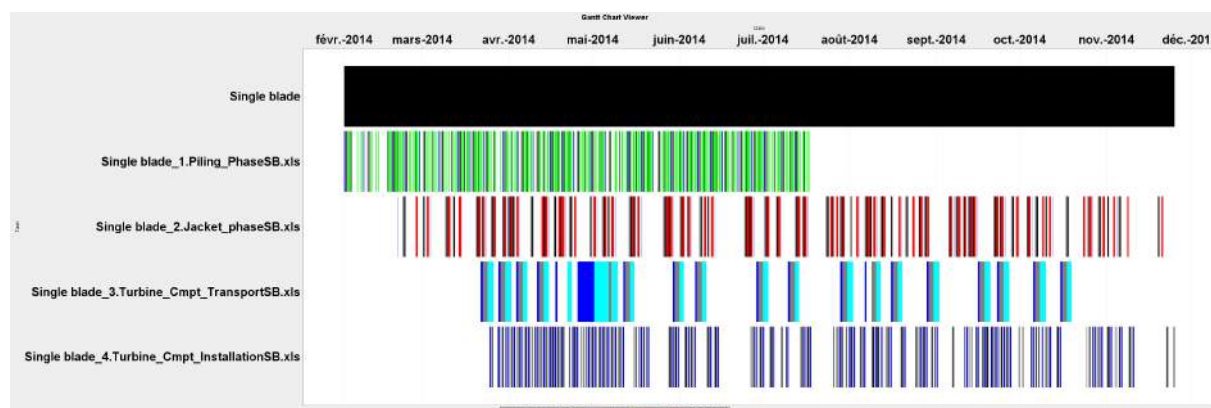


Figure 57 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne – Février

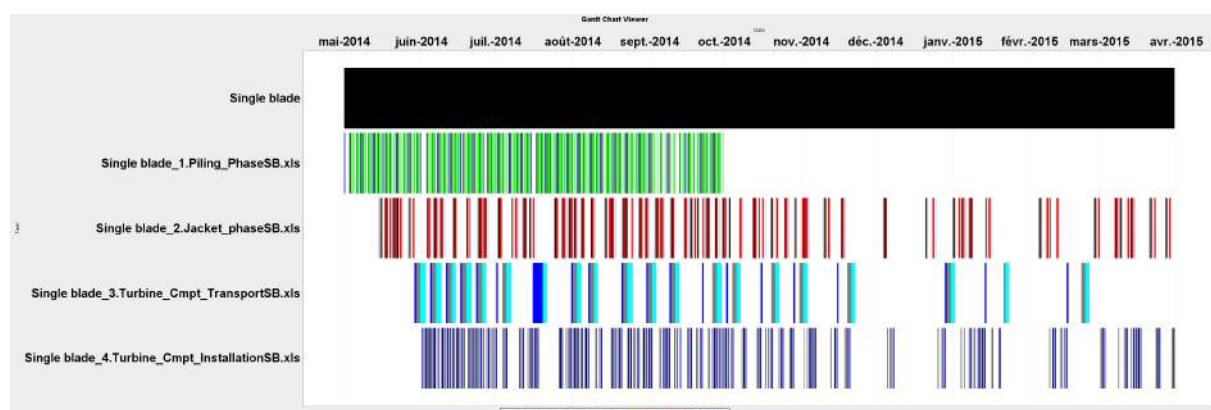


Figure 58 – Distribution des activités de Gantt – Moyenne - Mai

La « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues, à savoir 12h pour l'installation et 18h pour la connexion aux pieux, pour lesquelles les plages de temps de praticabilité seront particulièrement difficiles à obtenir, notamment en hiver. C'est pourquoi, il est essentiel de la clôturer avant le début de celui-ci, ce qui n'est pas le cas pour le chantier débuté en mai. De plus, tout retard dans l'installation des jackets impactera de manière exponentielle sur le reste du chantier. En effet, sans fondations installées, l'installation des éléments de turbines prendra du retard. Et, le stockage sur site des éléments de turbine étant limité, le transport en prendra également, les navires de transport ne quittant le port que s'il y a de l'espace suffisant dans la zone de stockage offshore. C'est ce qui explique les différences importantes entre les phases de transport et d'installation pour les deux cas étudiés. Cela est particulièrement bien visible pour le chantier initié en mai, où la « jacket phase » est interrompue fin novembre. Il en résulte l'arrêt de la phase d'installation et un peu plus tard celui de la phase de transport. Lorsque la « jacket phase » reprend fin-décembre, la phase d'installation puis celle de transport reprennent également. La « jacket phase » est donc la phase régulant la durée totale du chantier dont la fin de la phase d'installation coïncide, comme on le voit, avec la fin de la « jacket phase ».

Au niveau de l'installation, la stratégie « single blade » présente l'avantage d'être plus facile à installer que les deux autres. En effet, installer élément par élément est moins exigeant niveau limitations de praticabilité qu'installer des éléments de plus grandes dimensions et donc plus lourds. Cependant, le temps d'installation sera plus long en raison du plus grand nombre d'éléments à assembler sur le site offshore. Les diagrammes de Gantt sont présentés à l'Annexe II (p.132).

Finalement, la **Figure 59** illustre le pourcentage de temps d'attente de plages de praticabilité pour chaque phase par rapport à leur durée totale de réalisation. Elle permet, en outre, une meilleure compréhension des difficultés à trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 60,31% et 65,63% pour les deux chantiers. Cela traduit également le nombre important d'opérations incluses dans la « jacket phase » avec des temps d'attente entre celles-

ci. En effet, les bateaux de transport des jackets doivent attendre une plage de praticabilité adéquate pour transporter les jackets sur le chantier offshore. Une fois sur place, il faut à nouveau attendre une plage adéquate de 12h pour procéder à leur installation. Finalement, après un dernier temps d'attente, la connexion aux pieux, nécessitant 18h, peut être effectuée. Le bateau rentre alors au port charger les jackets suivantes et reprendre le processus.

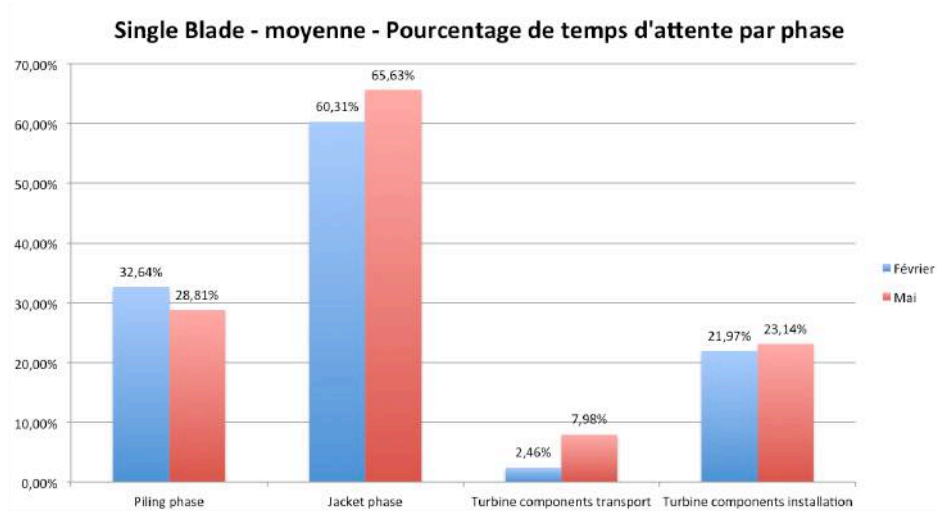


Figure 59 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne - Février et Mai

On peut également noter la proportion importante d'attente de plage de praticabilité pour la phase de mise en place des pieux, avec respectivement 32,64% et 28,81% pour les chantiers initiés en février et en mai. Lors de la « piling phase », les bateaux de transport des pieux attendent au port une plage adéquate pour transporter les pieux sur le site offshore. Ensuite, les pieux sont battus un par un en attendant entre chaque une plage de praticabilité de 6h. Cette différence explique la différence de délai d'exécution entre les deux cas étudiés.

On voit que techniquement, les plages de temps de praticabilité sont facilement trouvées pour le transport des éléments. La longueur conséquente de la phase totale est donc bien due à sa dépendance de la phase d'installation dépendant elle-même de la « jacket phase ». Une fois l'installation des jackets et donc des éléments de turbine stockés sur le site offshore clôturée, les navires de transport doivent rarement attendre longtemps une plage de praticabilité adéquate.

Les temps d'attente pour la phase d'installation ne sont pas non plus négligeables. Cela s'explique par le fait qu'il faille charger les éléments stockés sur un navire de type jack-up et attendre une première plage de temps de praticabilité adéquate au transport jusqu'au lieu d'installation. Une fois sur place, il faut attendre une météo appropriée pour installer la partie inférieure de la tour, attendre à nouveau une plage appropriée de 6h pour installer la partie supérieure de la tour, la nacelle ainsi que le moyeu, et attendre une troisième plage de 7h pour finalement installer les pales. Cumulés, ces temps d'attente représentent 21,97% et 23,14% de la durée totale de la phase. De plus, toute prolongation de l'installation des jackets ou du transport se répercute sur l'installation des éléments des turbines qui attendra la possibilité d'assembler les éléments aux fondations ou la livraison des composantes.

Il est également intéressant de déterminer le pourcentage de temps d'installation de la nacelle, du moyeu et des pales pour cette stratégie :

$$(6h + 7h) \times 60 \text{ éoliennes} = 780h = 32,5 \text{ jours}$$

Cela représente 13,2% de la durée totale de la phase pour le chantier initié en février et plus que 10,7% pour celui initié en mai en raison de l'accroissement des temps d'attente.

3.2.2 Moyenne- σ

L'intérêt d'étudier les moyennes mensuelles de durées de construction diminuées de l'écart type est de comparer les probabilités moyennes à celles d'une année avec une météo meilleure à la moyenne. La **Figure 60** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 297,22 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

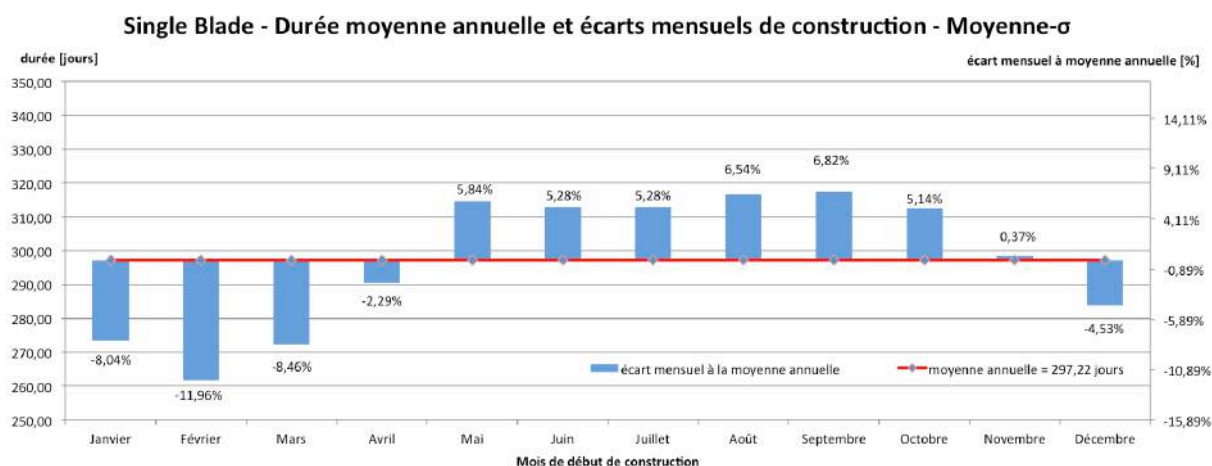


Figure 60 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels – Moyenne- σ

Débuter entre décembre et avril permet un gain de temps par rapport à la moyenne annuelle, avec un maximum de 11,96% pour février, soit 261,67 jours au total. A l'inverse, débuter entre mai et novembre augmentera la durée par rapport à la moyenne annuelle jusqu'à +6,82% pour septembre, correspondant à 315,17 jours au total.

Les mois extrêmes, février et septembre, sont étudiés plus en détails. Les **Figure 61** et **Figure 62**, dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 7**, présentent les délais de construction et d'attente avant début des quatre phases principales de construction pour les 2 mois étudiés.

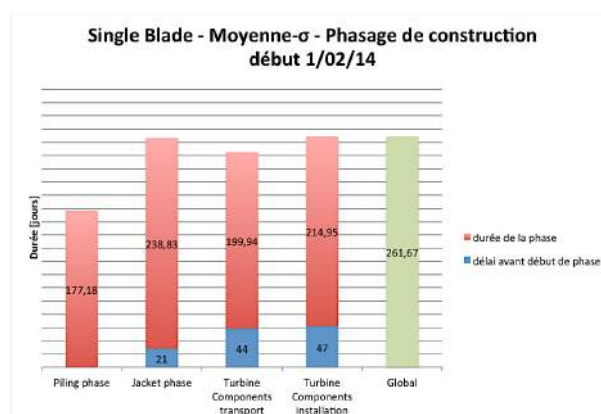


Figure 61 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/02/14

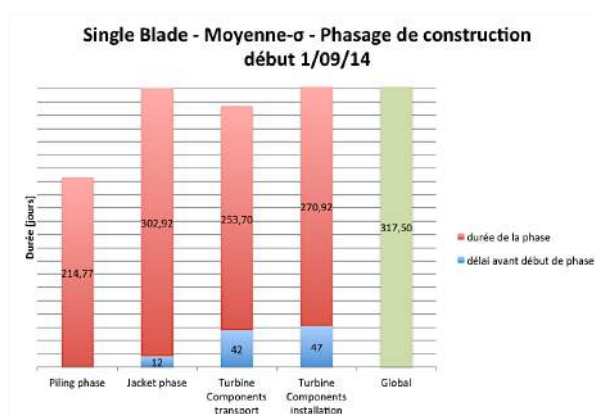


Figure 62 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/09/14

Les délais d'attente avant initiation des différentes phases sont plus longs pour le chantier débuté en février que celui initié en septembre. Comme expliqué, la « piling phase » est la première phase, elle débute dès le jour de début de chantier et n'a donc pas de délais d'attente. Les 8 premiers pieux installés, la « jacket phase » peut démarrer. Avec une meilleure météo pour le chantier débuté en septembre que celui en février, elle y sera initiée plus rapidement. La différence diminue pour la phase de transport des composantes de la turbine et s'annule même pour leur installation en raison d'un début de phase plus proche de l'été dans le premier cas du chantier et plus proche de l'hiver pour le second.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Single blade

Analysons maintenant les délais d'opération des différentes phases. Les quatre phases augmentent respectivement de +21,21%, +26,83%, +26,89% et +26,04% entre le chantier initié en février et celui initié en septembre.

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	177,18	21	238,83	44	199,94	47	214,95
Septembre	214,77	12	302,92	42	253,70	47	270,92
Différence	37,59	-9	64,09	-2	53,76	0	55,96
%	+21,21	-42,86	+26,83	-4,55	+26,89	0	+26,04

Tableau 7 - Durée par phase – Moyenne- σ - Février et Septembre

La **Figure 63** montre que la « piling phase », avec 19%, représente similairement au premier cas une proportion inférieure aux autres et qu'inversement, avec 29%, la « jacket phase » reste la phase la plus importante.

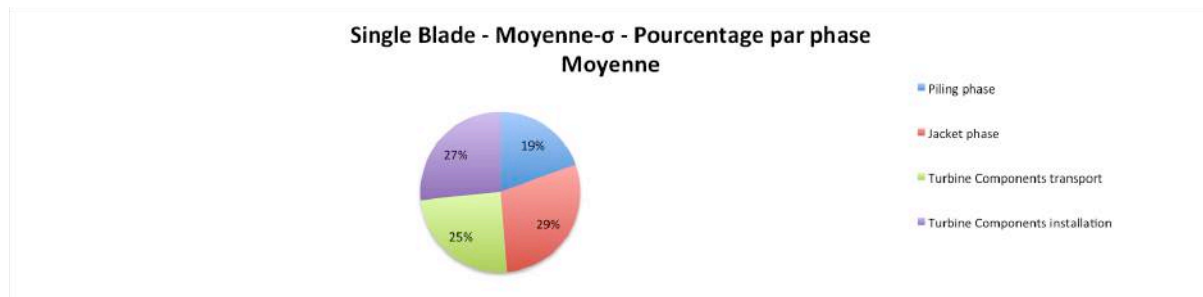


Figure 63 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier – Moyenne- σ

Les **Figure 64** et **Figure 65**, représentant les distributions des activités de Gantt pour février et septembre permettent de montrer que globalement, la différence essentielle entre les chantiers initiés en février et en septembre, est identique à celle présentée au *Chapitre 3.2.1* dans le cas des délais moyens sans écart-type avec la clôture du chantier à la mi-été dans le premier cas et la tenue de celui-ci tout au long de l'hiver dans le second.

La « piling phase » augmente ici de 21,21% d'un cas à l'autre. Pour le chantier initié en février, cette phase est clôturée avant le début de l'automne alors que pour celui initié en septembre, elle est tenue tout l'hiver où le transfert et le battage des pieux seront compliqués, principalement en raison d'une limite stricte de hauteur de vague au moment du transfert. Cette augmentation conduit aussi à une augmentation de 5% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine. Comme vu précédemment, l'avantage principal d'initier cette phase en février est de permettre aux suivantes de débiter avec l'arrivée du printemps et d'être clôturées avant décembre, comme dans le cas du premier des deux chantiers.

Comme explicité précédemment, la « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues toujours compliquées à obtenir, notamment en hiver. C'est pourquoi la clôturer avant le début de celui-ci est essentiel, ce qui n'est pas le cas pour le chantier initié en septembre. De plus, tout retard dans l'installation des jackets se répercute sur les autres phases. Cette phase impacte de manière conséquente sur l'ensemble du chantier où, comme on le voit, la fin de la phase d'installation coïncide avec la fin de la « jacket phase ». Les diagrammes de Gantt sont présentés à l'*Annexe II (p.135)*.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Single blade

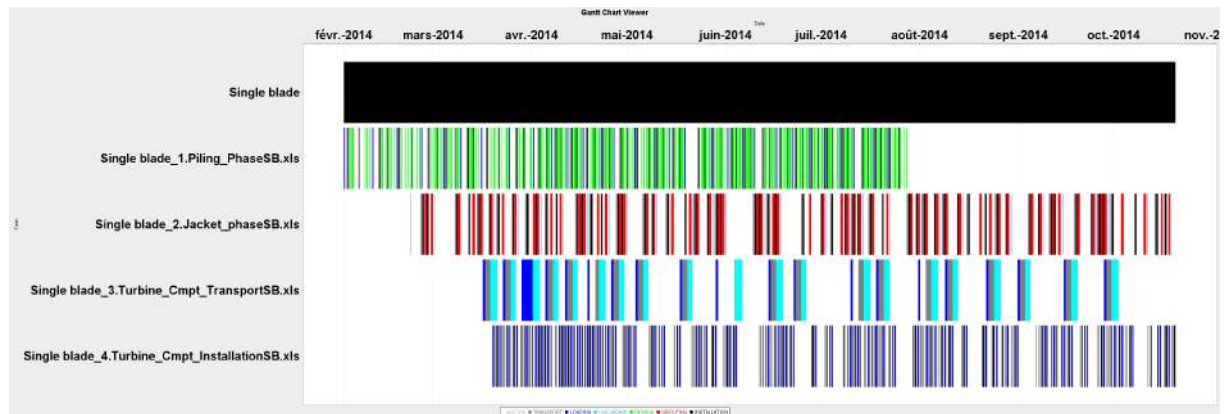


Figure 64 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne-σ - Février

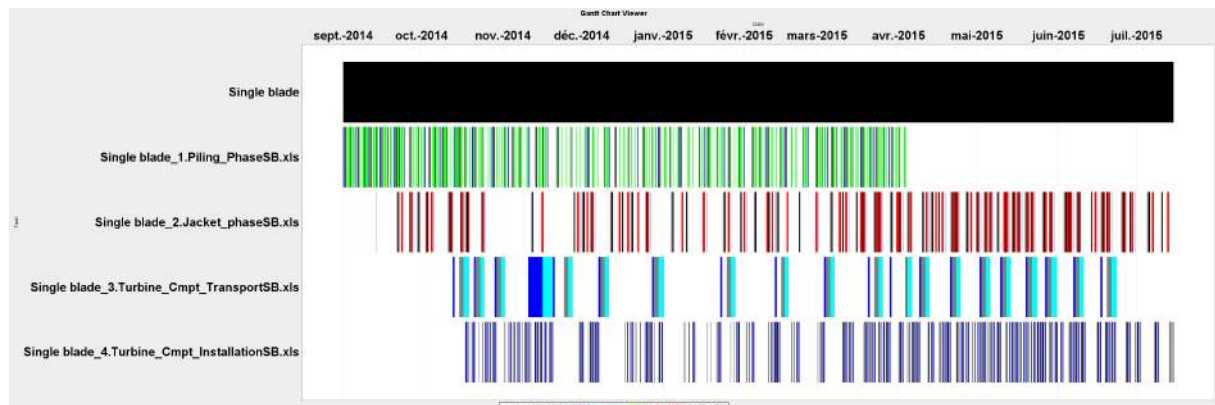


Figure 65 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne-σ - Septembre

Finalement, la **Figure 66**, illustrant le pourcentage de temps d'attente de plage de praticabilité pour chaque phase par rapport à leur délai total de réalisation, démontre à nouveau les difficultés à trouver des plages de temps adéquates pour la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 37,46% et 44,29%. Cette différence explique l'augmentation de 26,83% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers et impactera le reste du chantier, expliquant les différences observées dans les phases suivantes.

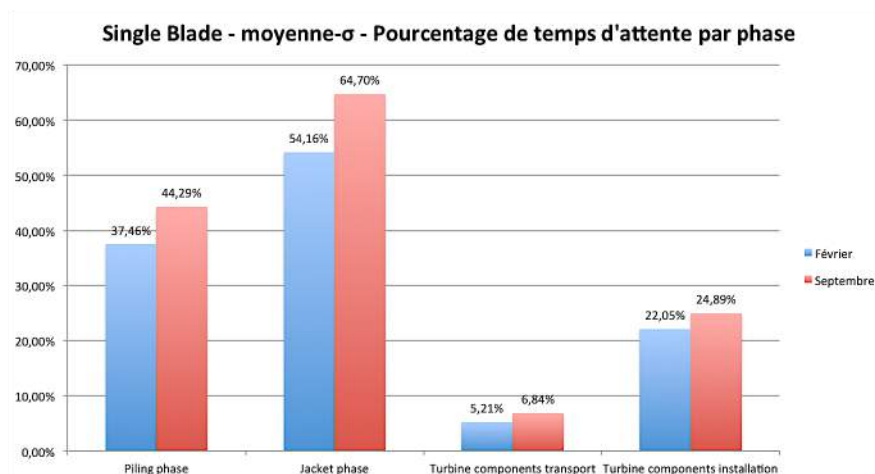


Figure 66 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne-σ - Février et Septembre

Les raisons de l'augmentation d'un cas à l'autre de 21,21% de la « piling phase » se confirment avec des proportions importantes de temps d'attente qui passent de 37,46% pour le chantier initié en février à 44,29% pour celui initié en septembre.

On observe à nouveau que les plages de temps de praticabilité sont facilement trouvées pour le transport des éléments, la longueur de la phase totale étant dépendante de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ».

Les temps d'attente pour la phase d'installation ne sont pas non plus négligeables pour les raisons déjà expliquées au *Chapitre 3.2.1* (p.55). Cumulés, ces temps d'attente représentent 22,05% et 24,89% de la durée totale de la phase.

Notons finalement, que dans ce cas-ci, l'installation des éléments de turbine représente 15,12% de la durée totale d'installation pour le chantier initié en février et plus que 12% pour celui initié en septembre en raison de l'accroissement des délais d'attente.

3.2.3 Moyenne+ σ

Similairement au cas précédent, étudions les moyennes mensuelles des durées de construction augmentées de l'écart-type afin de comparer les probabilités moyennes à celles d'une année particulièrement mauvaise du point de vue météorologique. La **Figure 67** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 346,22 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

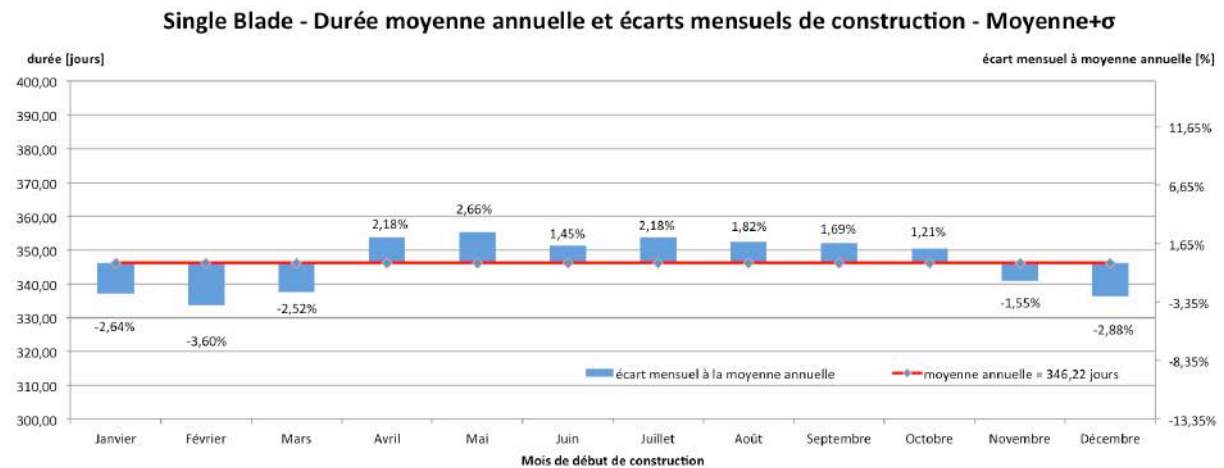


Figure 67 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels – Moyenne+ σ

Comme pour la première étude, débuter entre novembre et mars permet un gain de temps par rapport à la moyenne annuelle, avec un maximum de 3,60% pour février, soit 333,75 jours au total. A l'inverse, débuter entre avril et octobre augmentera la durée par rapport à la moyenne annuelle jusqu'à +2,66% pour mai, correspondant à 355,42 jours au total.

Les mois extrêmes étudiés dans ce cas-ci sont donc février et mai (**Figure 68** et **Figure 69**) dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 8**.

Identiquement à la première étude, avec une meilleure météo pour le chantier débuté en mai que celui débuté en février, la « jacket phase » y sera initiée plus rapidement. En revanche, les temps d'attente avant initiation des deux dernières phases sont plus longs pour le chantier débuté en mai que celui initié en février, ce qui est plus surprenant. Une hypothèse est l'obtention de ces résultats pour une année avec une mauvaise météo où les mois d'été seraient sous les moyennes mensuelles habituelles.

Les délais d'opération des quatre phases augmentent ici respectivement de +0,92%, +8,90%, +25,40% et +4,88% entre le chantier initié en février et celui initié en mai.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Single blade

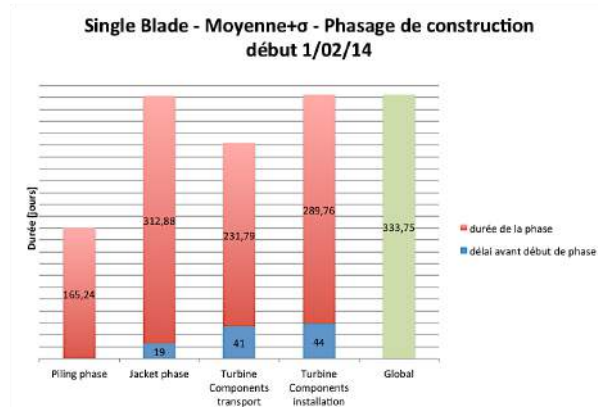


Figure 68 - Phasage de construction – Moyenne+ σ 1/02/14

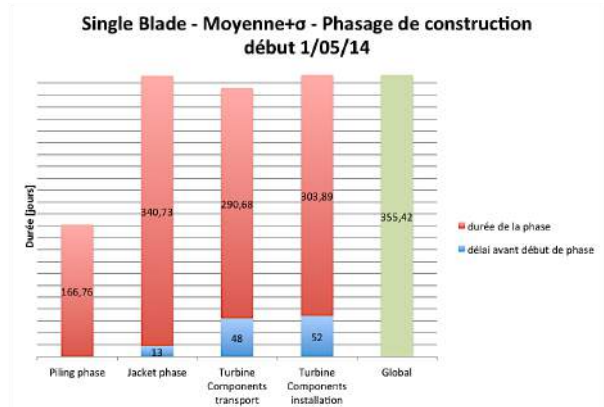


Figure 69 - phasage de construction – Moyenne+ σ 1/05/14

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	165,24	19	312,88	41	231,79	44	289,76
Mai	166,76	13	340,73	48	290,68	52	303,89
Différence	1,52	-6	27,85	8	58,88	8	14,13
%	+0,92	-30,09	+8,90	+18,38	+25,40	+17,12	+4,88

Tableau 8 - Durée par phase – Moyenne+ σ - Février et Mai

La **Figure 70** montre que, dans ce cas-ci également, la « piling phase », avec 17%, représente à une proportion inférieure aux autres et qu'inversement, avec 30%, la « jacket phase » est la phase la plus importante.

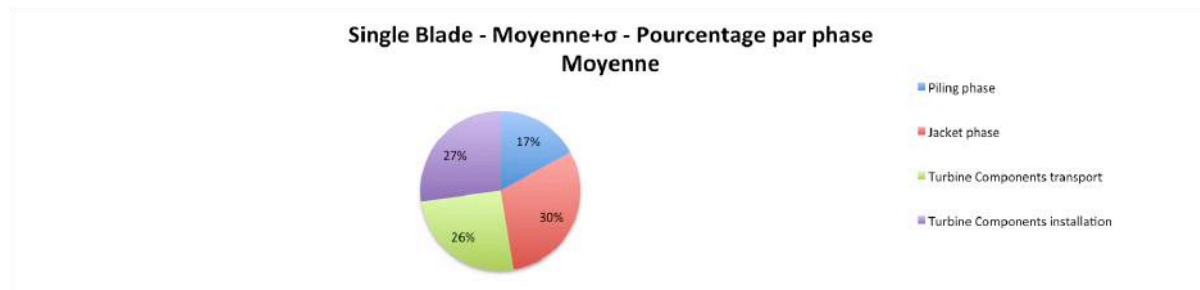


Figure 70 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier – Moyenne+ σ

Les **Figure 71** et **Figure 72**, représentant les distributions des activités de Gantt pour février et mai, montrent à nouveau que la différence principale entre les deux chantiers est la fin du premier mi-hiver et la tenue du second tout au long de celui-ci. Cela explique à nouveau leurs principales différences.

La différence pour la « piling phase » n'est que de 0,92% entre les deux cas de chantier en raison de leur clôture avant le début de l'hiver. Initier cette phase en février présente à nouveau l'avantage de permettre aux suivantes de débiter avec l'arrivée du printemps et d'être clôturées avant décembre.

Nous avons observé qu'il était essentiel de clôturer la « jacket phase » avant le début de l'hiver en raison de la nécessité de disposer de plages de temps longues compliquées à obtenir, notamment en hiver. Ici, ce n'est le cas pour aucun des deux chantiers. La différence de 8,90% entre les deux vient de la tenue complète de l'hiver dans le cas du chantier initié en mai et sa clôture le 30 décembre dans l'autre. Comme on le voit, la fin de la phase d'installation coïncide à nouveau avec la fin de la « jacket phase » qui impacte de manière conséquente sur l'ensemble du chantier.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Single blade

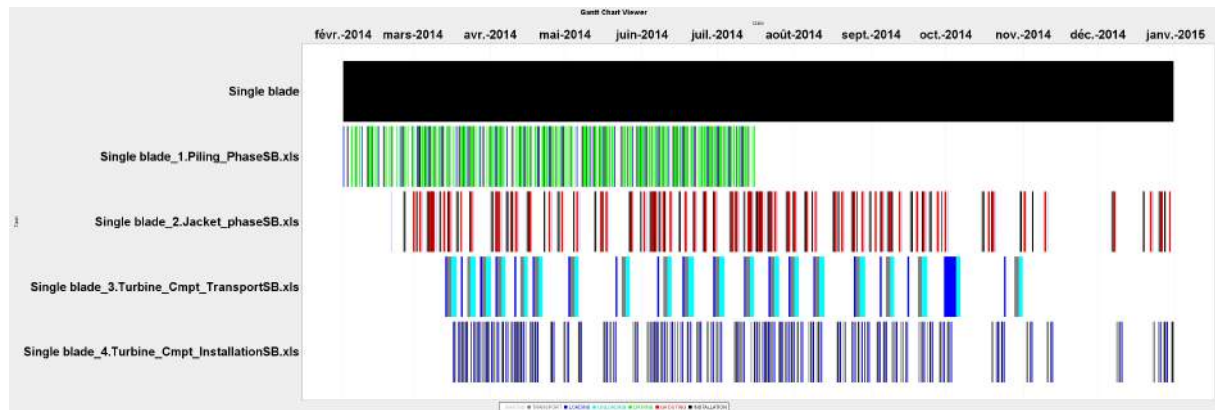


Figure 71 – Distribution de Gantt - Moyenne+σ – Février

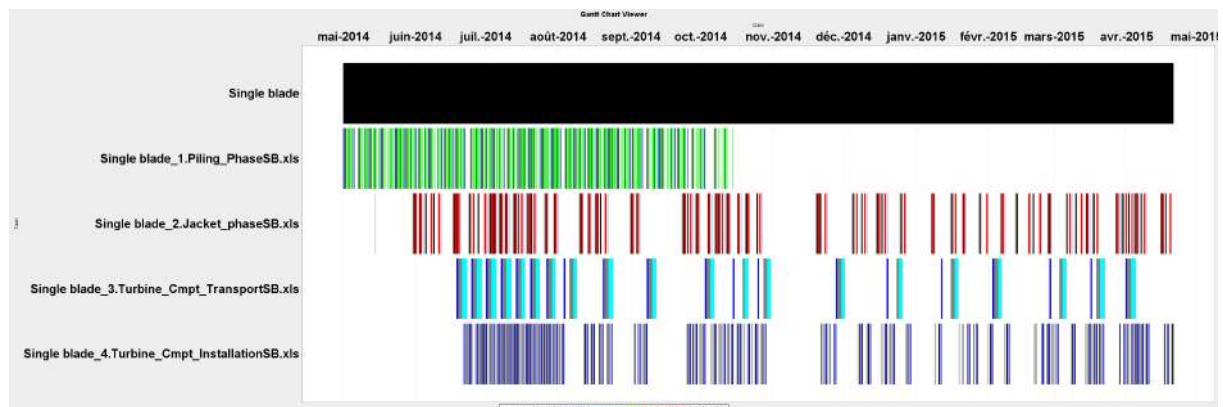


Figure 72 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne+σ – Mai

Tout comme pour la « jacket phase », dans aucun des deux cas, la phase d'installation ne se voit clôturée avant le début de l'hiver, même si elle s'arrête le 30 décembre dans le premier cas, permettant de gagner 4,88% de temps. Cette différence, cumulée aux différences dans la « jacket phase » explique l'augmentation importante de la phase de transport d'un cas à l'autre. Les diagrammes de Gantt sont présentés à plus large échelle à l'Annexe II (p.138).

Finalement, la **Figure 73** permet de tirer des conclusions similaires sur les difficultés de trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 65,44% et 68,35%. Cette différence explique l'augmentation de 8,90% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers et impactera le reste du chantier, expliquant les différences observées dans les phases suivantes.

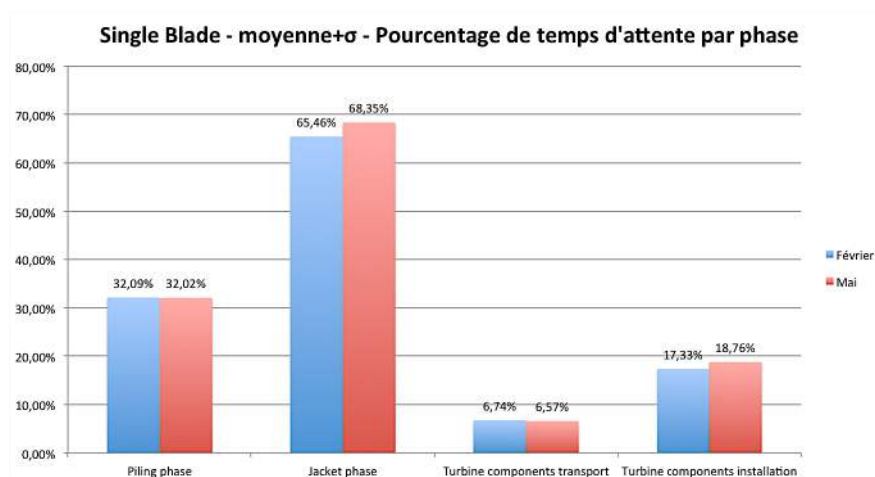


Figure 73 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne+σ - Février et Mai

Les pourcentages d'attente pour la « piling phase » quasi-identiques, 32,09% et 32,02%, expliquent la forte similarité de délais totaux de cette phase pour les deux chantiers.

Les faibles et similaires pourcentages d'attente pour les deux cas étudiés démontrent la facilité d'obtention des plages de temps de praticabilité pour le transport des éléments. La longueur conséquente de cette phase reste donc bien liée à la phase d'installation, elle-même liée à la « jacket phase ».

Non négligeables pour les raisons expliquées au *Chapitre 3.2.1 (p.55)*, les temps d'attente cumulés pour la phase d'installation représentent respectivement 17,53% et 18,76% pour les deux cas de chantier.

Notons finalement que dans ce cas-ci, l'installation des éléments de turbine représente 11,21% de la durée total d'installation pour le chantier initié en février et plus que 10,69% pour celui initié en septembre en raison de l'accroissement des délais d'attente.

3.2.4 Comparaison

La **Figure 74** permet de comparer les durées de construction moyennes avec et sans écart-type en fonction du mois de début de chantier. Le but est ici d'analyser les différences et d'essayer de tirer une tendance afin d'optimiser la stratégie « single blade » que ce soit pour une année avec une météo meilleure, pire ou dans les moyennes saisonnières.

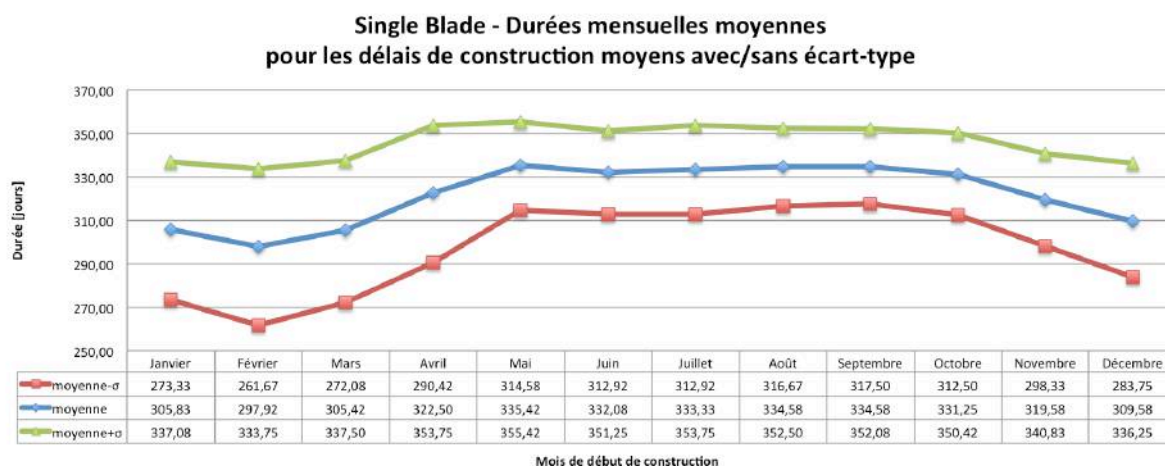


Figure 74 - Durées mensuelles moyennes pour les délais de construction moyen avec/sans écart-type

On remarque que les allures générales des courbes sont relativement similaires pour les trois configurations avec un plateau maximal entre mai et octobre ainsi qu'avec un minimal en février. Il est également intéressant de noter que l'écart entre la durée minimale et maximale est le plus large dans le cas des délais moyens diminués de l'écart-type. L'écart y vaut 55,83 jours entre les cas des chantiers débutés en février et en septembre. A l'inverse, l'écart sera le moins large dans le cas des délais moyens augmentés de l'écart-type et vaudra 21,67 jours entre les cas des chantiers débutés en février et en mai. Finalement l'écart maximal des délais moyens sans écart-type se situera entre les deux avec une valeur de 37,50 jours entre les chantiers débutés en février et en mai. Une plus grande variabilité des conditions météorologiques durant les mois hivernaux constitue une hypothèse de l'obtention de ces résultats. Cette hypothèse reste à corroborer par des études météorologiques détaillées en Mer du Nord. Cela se traduit lors du calcul des écarts-types, **Figure 75**, qui seront maximaux entre janvier et avril et minimaux entre mai et octobre. Dans le cas d'une année avec une météo meilleure par rapport aux moyennes saisonnières, les différences entre les mois hivernaux et estivaux seront donc plus marquées et les gains ou les pertes de jours par rapport aux moyennes annuelles seront plus importants. Inversement, si l'on se trouve dans une année avec météo particulièrement mauvaise, le climat aura tendance à s'homogénéiser sur l'année. Les différences entre les mois hivernaux et

estivaux seront moins marquées, ce qui se traduira par des possibilités de gains ou de pertes de temps plus faibles par rapport aux moyennes annuelles.

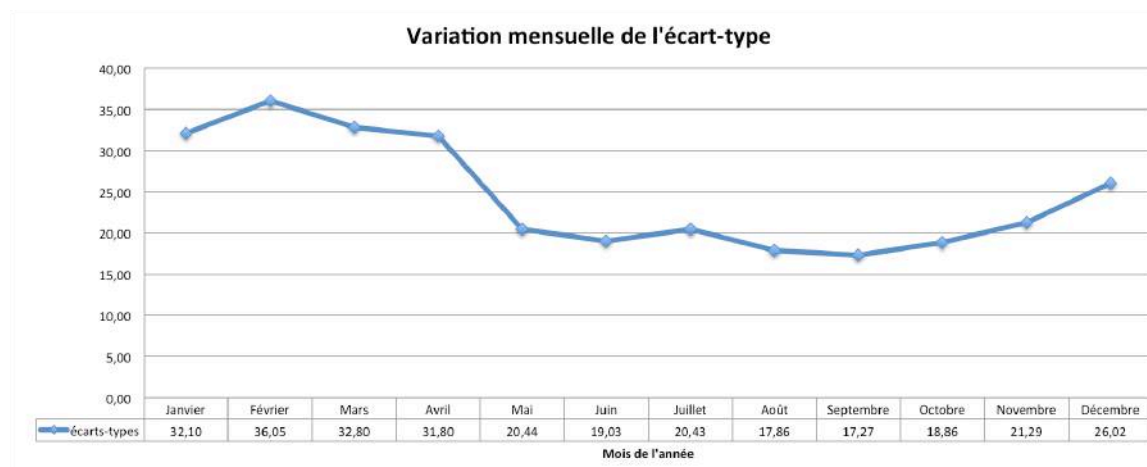


Figure 75 - Variation mensuelle de l'écart-type

La **Figure 76** illustre les durées moyennes annuelles des délais de construction ainsi que les écarts maximaux pour les trois configurations.

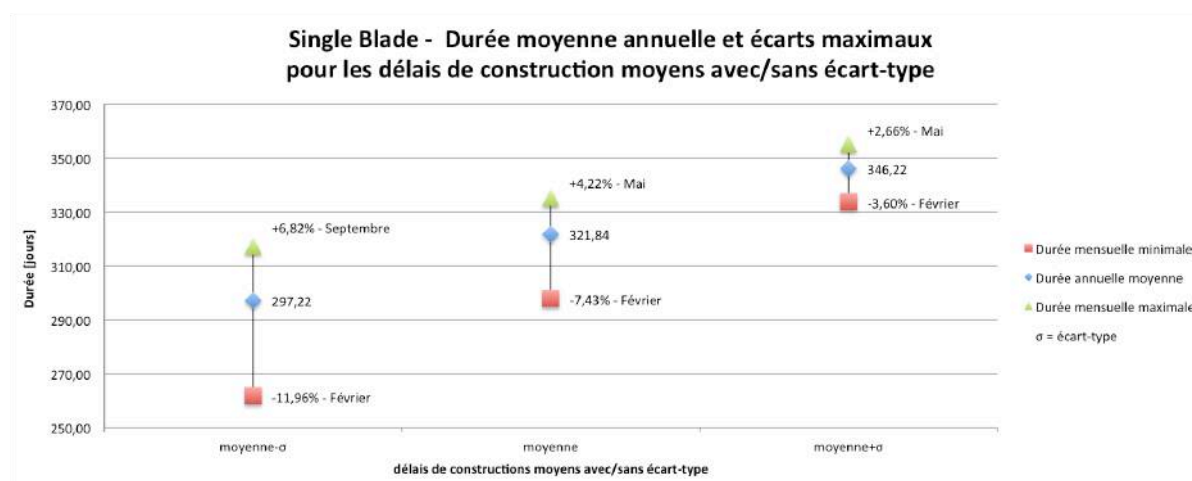


Figure 76 - Durée moyenne annuelle et écarts maximaux pour les délais moyens avec/sans écart-type

La variation des écarts maximaux en fonction de la configuration y apparaît clairement. Lors d'une année avec une météo meilleure que la moyenne, la durée annuelle moyenne de construction est de 297,22 jours. Commencer le chantier en février permettra en moyenne de diminuer ce délai de 11,96% et à l'inverse, commencer en septembre conduira en moyenne à une perte de 6,82% par rapport à la durée moyenne annuelle. Pour une année avec une météo moyenne, la durée moyenne annuelle de construction est de 321,44 jours et les écarts sont moins larges avec la possibilité d'économiser en moyenne 7,43% de ce délai en débutant en février ou le risque de perdre 4,22% de ce délai en débutant en mai. Finalement, pour une année avec une mauvaise météo, les différences diminuent encore. La durée moyenne annuelle de construction est de 346,22 jours avec possibilité d'économie moyenne de 3,60% en débutant en février ou de perte moyenne de 2,66% en débutant en mai.

Sur base des deux premiers graphiques, on peut conclure que peu importe la situation météorologique, il est toujours intéressant de débuter le chantier en février avec la stratégie « single blade » et plus les prévisions météorologiques seront bonnes, plus ce sera vrai. A l'inverse, les mois entre mai et septembre sont globalement des mois à éviter pour débuter le chantier.

La **Figure 77** permet de mieux comprendre les phases à surveiller lors d'un chantier basé sur la stratégie « single blade ». Elle représente le pourcentage de temps d'attente d'une plage de

praticabilité satisfaisante par phase d'opération par rapport à la durée totale de réalisation de la phase, pour un chantier débuté au mois permettant les durées de construction minimales. Ici, il s'agit du mois de février pour les trois configurations.

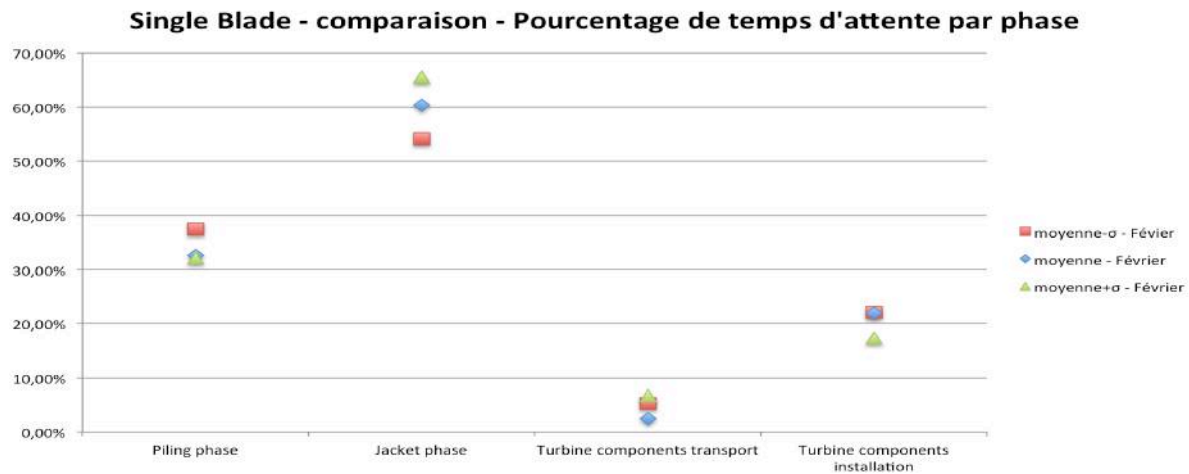


Figure 77 - Comparaison pourcentages de temps d'attente par phase

La « jacket phase » est la phase d'opération présentant le plus grand pourcentage de temps d'attente oscillant entre 54,16% et 65,46%. Incluant de nombreuses opérations demandant des plages de temps importantes (12h pour l'installation, 18h pour la connexion aux pieux) avec attente de plages de praticabilité adéquates entre chacune, il sera primordial d'éviter la réalisation de cette phase en hiver. Cela est d'autant plus vrai que, comme démontré précédemment, elle impacte de manière importante les opérations suivantes que sont le transport et l'installation des éléments qui seront fort prolongés si les jackets n'ont pas été mises en place.

La « piling phase » présente des contraintes similaires à la « jacket phase », mais dans une moindre mesure, expliquant ses pourcentages d'attente relativement longs. Cependant, à l'exception du cas d'une bonne météo pour un chantier initié en septembre conduisant à une augmentation de 5% de la « jacket phase », son impact sur le reste du chantier est faible. Les conditions de praticabilité étant plus exigeantes pour la « jacket phase », les pieux auront eu le temps d'être installés au moment de la mise en place des jackets. Il est aussi apparu que débiter la « piling phase » en février offre une bonne solution pour permettre à la « jacket phase » de débiter fin février/début mars et d'être clôturée avant le début de l'hiver.

La phase de transport des composantes de turbine présente très peu de temps d'attente de plages de praticabilité satisfaisantes (moins de 10%). Ces dernières sont généralement satisfaites. Par contre, la proportion de cette phase sur la durée totale du chantier est importante et varie énormément d'un cas à l'autre. Cela est dû aux temps d'attente d'installation des composantes de turbine stockées sur le site offshore qui dépendent eux-mêmes de l'installation des jackets. En effet, les navires de transport ne quitteront le port que si il y a de l'espace de stockage suffisant sur le site offshore. Si la phase d'installation est retardée, que ce soit à cause de l'attente de plages de praticabilité adéquates à sa réalisation ou à cause d'un retard dans l'installation des fondations, le transport sera interrompu.

Finalement, les temps d'attente de plages adéquates pour la phase d'installation des éléments de la turbine pour une stratégie « single blade », représente environ 20% de la durée totale de cette phase. En comparaison, le pourcentage moyen d'installation des nacelles, moyeux et pales représente en moyenne 11% de sa durée totale. Ce pourcentage augmente si les temps d'attente diminuent ou diminue si ceux-ci augmentent. De manière générale, le temps pris par l'assemblage de chaque élément qui se fait offshore est compensé par des besoins peu contraignants de plages de praticabilité. Un tel pourcentage reste malgré tout non négligeable et il sera également d'intérêt d'éviter de pratiquer ces opérations durant les mois hivernaux.

3.3 Bunny ears

Nous avons vu que la stratégie « bunny ears » consiste à pré-assembler la nacelle, le moyeu et 2 des 3 pales onshore. Ensuite la troisième pale est assemblée directement sur le site offshore. Les données utilisées sont reprises à l'Annexe II (p.141).

3.3.1 Moyenne

La **Figure 78** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 323,26 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

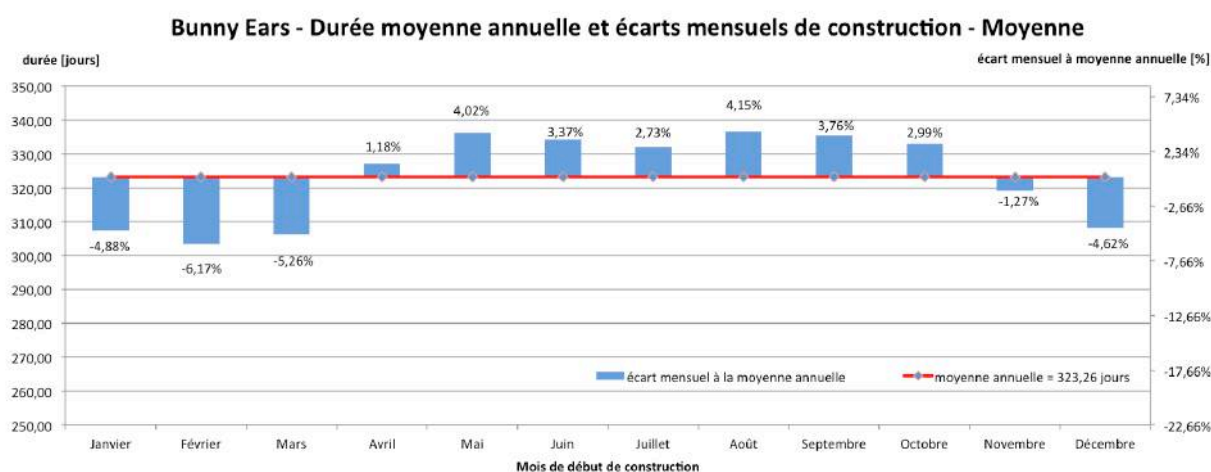


Figure 78 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels - Moyenne

En fonction du mois de début de chantier, il est possible de réaliser des gains ou des pertes sur la durée moyenne annuelle de construction. En outre, débuter entre novembre et mars permettra une économie de temps, avec un maximum de 6,17% en débutant en février, correspondant à une durée totale de construction de 303,33 jours. A l'inverse, débuter entre avril et octobre conduira à une augmentation allant jusqu'à +4,15% pour août, soit 336,67 jours au total.

Suivant la méthodologie générale, les **Figure 79** et **Figure 80** permettent d'étudier les délais de construction et d'attente avant le début des quatre phases principales de construction pour les deux mois, février et août, présentant les écarts maximaux à la durée moyenne. Le **Tableau 9** reprend les différents délais et les écarts entre ceux-ci.

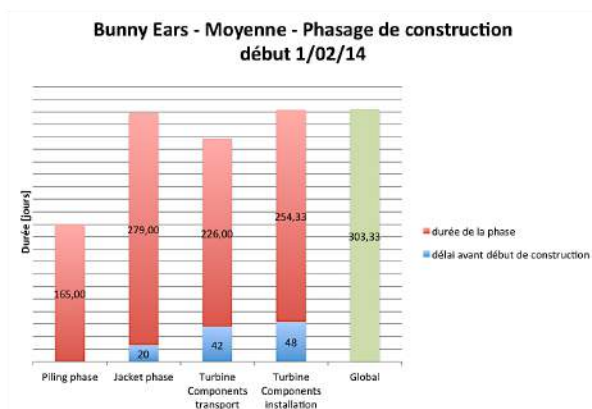


Figure 79 - Phasage de construction – Moyenne 1/02/14

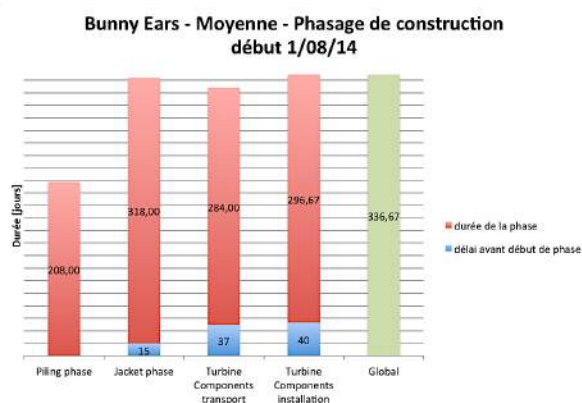


Figure 80 - Phasage de construction – Moyenne 1/08/14

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	165	20	279	42	226	48	254,33
Août	208	15	318	37	284	40	296,67
Différence	43	-5	39	-5	58	-8	42,34
%	+26,06	-25	+13,98	-11,90	+25,66	-16,67	+16,64

Tableau 9 – Durée par phase – Moyenne - Février et Août

Portons premièrement notre intérêt sur les délais d'attente avant initiation des différentes phases, plus longs pour le chantier débuté en février que celui initié en août. La « piling phase », étant la première phase, débute dès le jour de début de chantier et ne présente donc pas de délais d'attente. La « jacket phase » débute une fois les huit premiers pieux installés. La météo étant meilleure en août qu'en février [GEOS, 2001], elle sera initiée plus rapidement dans le cas du chantier initié en août. Après installation des deux premières jackets, le transport des éléments composants la turbine peut démarrer suivi de la phase d'installation, une fois les composantes livrées.

En ce qui concerne les durées d'opération des différentes phases, celles-ci augmentent respectivement de +26,06%, +13,98%, +25,66% et 16,64% entre le chantier initié en février et celui initié en août.

La proportion moyenne par phase des délais totaux du chantier est illustré à la **Figure 81**. Il apparaît qu'avec 18%, la « piling phase » représente une proportion nettement inférieure aux autres et qu'à l'inverse, avec 30%, la « jacket phase » est la phase la plus conséquente.

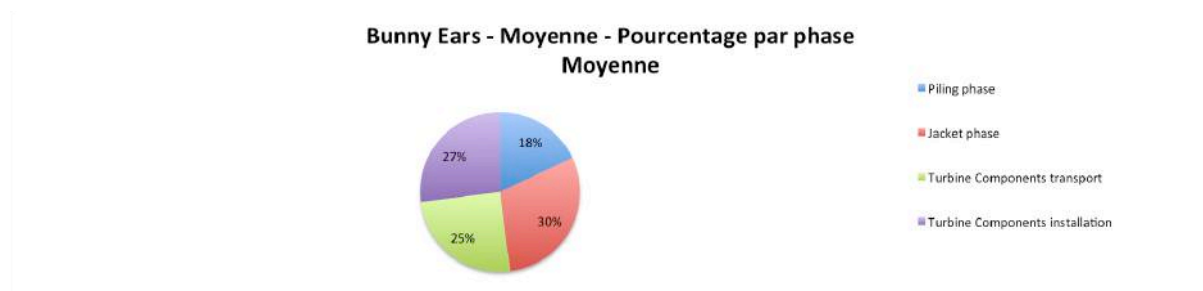


Figure 81 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier - Moyenne

Les distributions des activités de Gantt pour février et août (**Figure 82** et **Figure 83**) permettent une analyse détaillée des écarts de délais entre les deux chantiers. Globalement, la différence essentielle entre le chantier débuté en février et celui débuté en août est la fin du chantier au début de l'hiver dans le premier cas et la tenue du chantier tout au long de celui-ci dans le second. Cela explique leurs différences principales. En effet, en hiver il sera beaucoup plus difficile de trouver les plages de praticabilité adaptées aux différentes opérations de construction, les critères de limitation de vitesses de vent et de hauteurs de vague étant rarement satisfaits durant les mois de décembre, janvier et février particulièrement critiques en Mer du Nord [GEOS, 2001].

La « piling phase » augmente de 26,06% d'un cas à l'autre. Pour le chantier initié en février, cette phase est clôturée avant le début de l'automne alors que pour celui initié en août, elle est tenue tout l'hiver où le transfert et le battage des pieux seront compliqués principalement en raison d'une limite stricte de hauteur de vague lors du transfert. Cette augmentation conduit aussi à une augmentation de 4,7% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine. Comme observé sur la première stratégie, initier cette phase en février permet aux suivantes de débiter avec l'arrivée du printemps et d'être clôturées avant décembre.

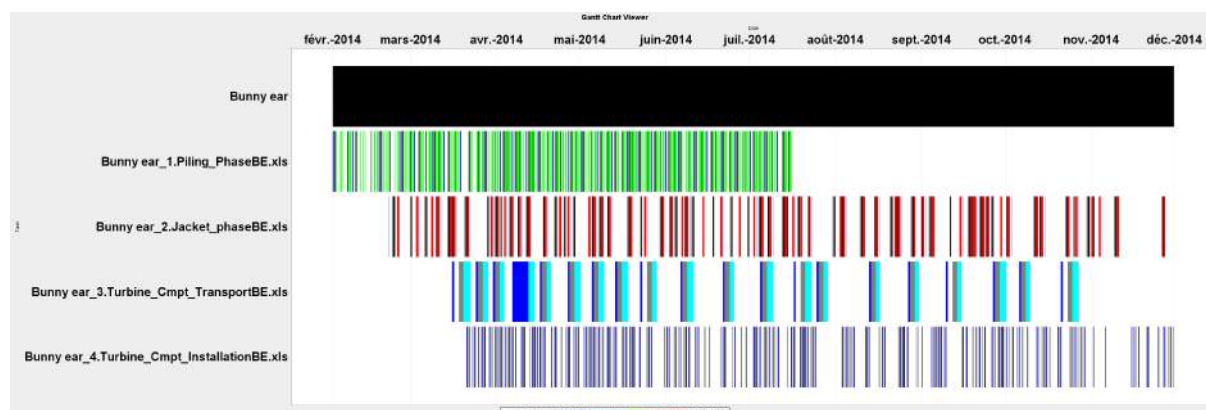


Figure 82 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne - Février

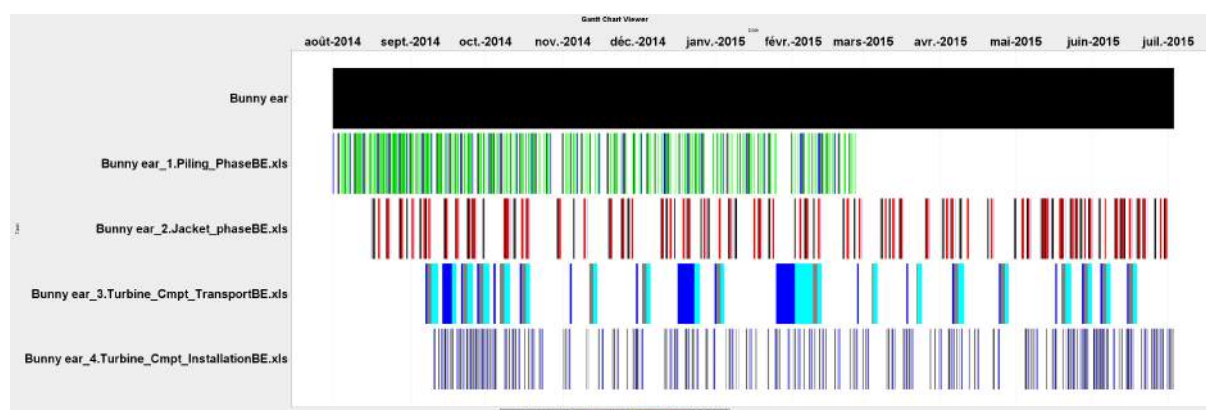


Figure 83 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne – Août

Il a été noté précédemment que la « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues, à savoir 12h pour l'installation et 18h pour la connexion aux pieux, pour lesquelles les plages de temps de praticabilité seront particulièrement difficiles à obtenir, notamment en hiver. Le chantier initié en février présente donc l'avantage d'être clôturé avant le début de celui-ci à l'inverse du second. Pour cette stratégie également, les retards dans l'installation des jackets impactent de manière exponentielle le reste du chantier. En effet, sans fondations installées, les éléments de turbines ne pourront pas l'être, engendrant des retards. De plus, le stockage sur site des éléments de turbine étant limité, le transport en prendra également, les navires ne quittant le port que si il y a de l'espace suffisant dans la zone de stockage offshore. C'est ce qui explique les différences importantes entre les phases de transport et d'installation pour les deux cas étudiés. Par exemple, la « jacket phase » du chantier initié en février est interrompue début août. Il en résulte l'arrêt de la phase d'installation et un peu plus tard celui de la phase de transport. Lors de la reprise de la « jacket phase » dix jours plus tard, la phase d'installation puis celle de transport reprennent également. La « jacket phase » est donc la phase régulant la durée totale du chantier. Comme on le voit, ce n'est qu'à la fin de la « jacket phase » que la phase d'installation se clôture.

Au niveau de l'installation, la stratégie « bunny ears » présente l'avantage de pré-assembler la nacelle, le moyeu et 2 des 3 pales onshore, diminuant ainsi le temps d'assemblage sur le site offshore. Cependant, le temps d'assemblage plus court est contrebalancé par des besoins de plages de praticabilité plus exigeantes en raison de la mise en place d'éléments plus grands et plus lourds sur le site offshore. L'installation de la troisième pale est également rapide, mais très complexe. Les éléments déjà installés doivent être dans une configuration particulière et la faible limite maximale de vitesse de vent est très contraignante. Les diagrammes de Gantt sont présentés à l'Annexe II (p.141).

Finalement, intéressons-nous aux pourcentages de temps d'attente de plages de praticabilité pour chaque phase par rapport à leur durée totale de réalisation (**Figure 84**). Comme dans le cas de la première stratégie, cette figure permet, en outre, une meilleure compréhension des difficultés à trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 61,42% et

66,27% pour les deux chantiers. Cela traduit également le nombre important d'opérations incluses dans la « jacket phase » avec des temps d'attente entre celles-ci. En effet, les navires de transport des jackets doivent attendre des plages de praticabilité adéquates pour transporter les jackets sur le chantier offshore. Une fois sur place, une nouvelle plage adéquate de 12h pour procéder à leur installation est attendue. Finalement, après un troisième temps d'attente, la connexion aux pieux, requérant 18h, peut être effectuée. Le navire rentre alors au port charger les jackets suivantes et reprendre le processus.

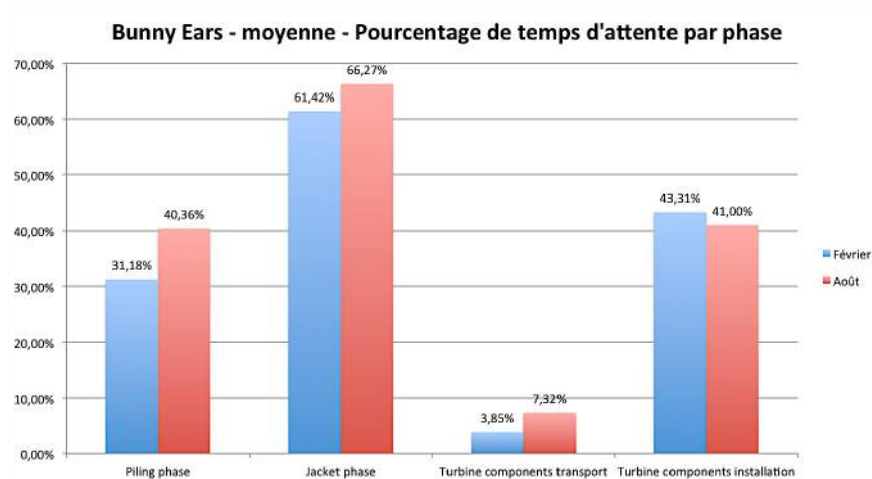


Figure 84 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne - Février et Août

Les temps d'attente passant de 31,18% à 40,36% entre les chantiers initiés en février et en août, expliquent l'augmentation d'un cas à l'autre de 26,06% de la « piling phase ». Lors de cette phase, les bateaux de transport des pieux attendent au port une plage adéquate pour transporter les pieux sur le site offshore. Ensuite, les pieux sont battus un par un en attendant entre chaque une plage de praticabilité de 6h. Cette différence explique la différence de délai d'exécution entre les deux cas étudiés.

Les plages de temps de praticabilité sont également facilement trouvées pour le transport des éléments dans le cas de cette stratégie. La longueur conséquente de la phase totale est donc bien due à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ». Une fois l'installation des jackets et donc des éléments de turbine stockés sur le site offshore clôturée, les navires de transport doivent rarement attendre longtemps une plage de praticabilité adéquate.

Les temps d'attente pour la phase d'installation sont également conséquents. Cela s'explique par le fait qu'il faille, après chargement des éléments stockés sur un navire de type jack-up, attendre une première plage de temps adéquate au transport jusqu'au lieu d'installation. Une nouvelle attente de météo appropriée est nécessaire à l'installation de la partie inférieure de la tour, suivie d'une troisième, de 7h, pour celle de sa partie supérieure de la tour et de l'élément constitué de la nacelle, du moyeu ainsi que de deux pales pré-assemblées onshore. Après un dernier temps d'attente d'une plage adéquate de 3h, la troisième et dernière pale est installée. Cumulés, ces temps d'attente représentent 43,31% et 41% de la durée totale de la phase. Ces pourcentages sont le résultat des conditions de praticabilité très exigeantes pour l'installation des éléments de turbine et notamment de la troisième pale. De plus, toute prolongation de l'installation des jackets ou du transport se répercute sur l'installation des éléments des turbines qui attendra de pouvoir assembler les éléments aux fondations ou de se faire livrer les composantes.

Il est également intéressant de déterminer le pourcentage de temps d'installation de la nacelle, du moyeu et des pales pour cette stratégie :

$$(7h + 3h) \times 60 \text{ éoliennes} = 600h = 25 \text{ jours}$$

Cela représente 9,8% du délai total de la phase pour le chantier initié en février et plus que 8,4% pour celui initié en août en raison de l'accroissement des temps d'attente. Ces pourcentages relativement faibles sont le résultat du pré-assemblage partiel onshore.

3.3.2 Moyenne - σ

Etudions maintenant les moyennes mensuelles des durées de construction diminuées de l'écart-type afin de comparer les probabilités moyennes à celles d'une année avec une météo meilleure que la moyenne. Les bonnes conditions météorologiques permettent pour cette stratégie également de diminuer la durée moyenne annuelle de construction, et ce jusqu'à 298,68 jours ici. Les écarts mensuels moyens à cette durée sont présentés à la **Figure 85**.

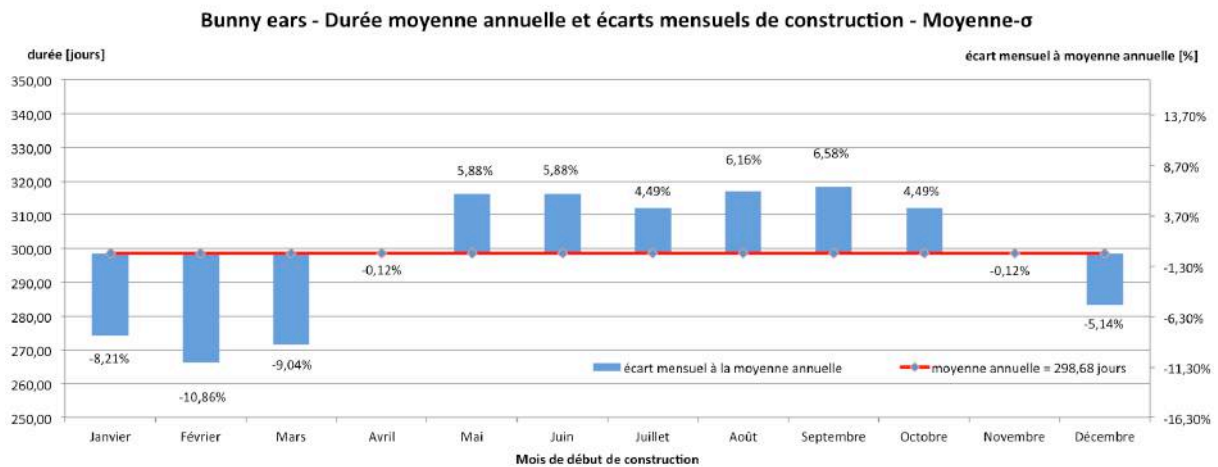


Figure 85 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels - Moyenne- σ

En débutant entre novembre et avril, des gains de temps par rapport à la moyenne annuelle seront réalisés, avec un maximum de 10,86% pour février, soit 266,25 jours au total. A l'inverse, en débutant entre mai et octobre, la durée par rapport à la moyenne annuelle sera augmentée jusqu'à +6,58% pour septembre, correspondant à 318,33 jours au total.

Les mois extrêmes sont février et septembre. Les **Figure 86** et **Figure 87**, dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 10**, présentent les durées de construction et d'attente avant initiation des deux chantiers pour les quatre phases de construction qui nous intéressent.

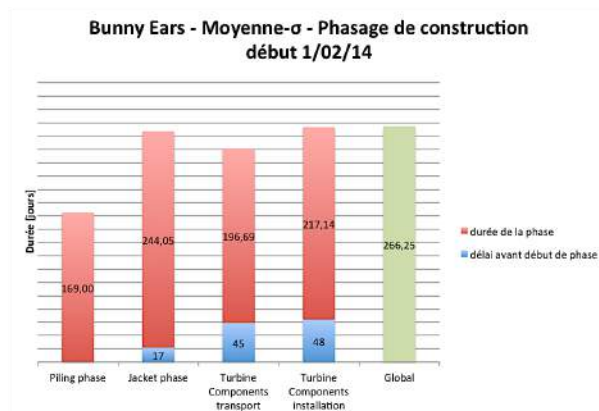


Figure 86 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/02/14

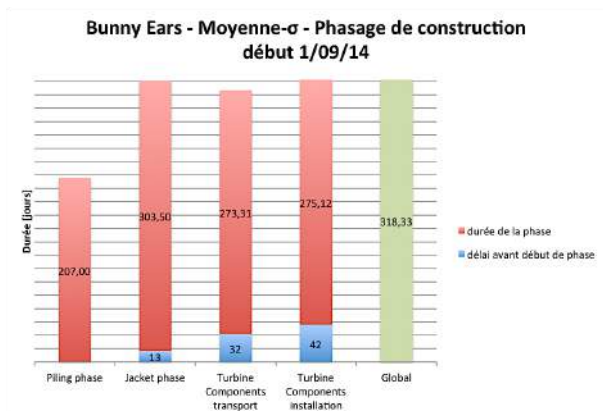


Figure 87 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/09/14

Les délais d'attente avant initiation des différentes phases sont, ici également, plus longs pour le chantier débuté en février que celui débuté en septembre. Première phase du chantier, la « piling

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Bunny ears

phase » débute dès le jour de début de chantier et n'a donc pas de délais d'attente. Une fois les huit premiers pieux installés, la « jacket phase » peut démarrer. Les conditions météorologiques étant meilleures en septembre qu'en février, elle y sera initiée plus rapidement. Il en va de même pour les phases de transport et d'installation.

Les quatre phases augmentent maintenant respectivement de +22,49%, +24,36%, +38,95% et 26,70% entre le chantier initié en février et celui initié en septembre.

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	169	17	244,05	45	196,69	48	217,14
Septembre	207	13	303,50	32	273,31	42	275,12
Différence	38	-4	59,45	-13	76,62	-6	57,98
%	+22,49	-22,50	+24,36	-28,71	+38,95	-12,26	+26,70

Tableau 10 - Durée par phase – Moyenne- σ - Février et Septembre

La **Figure 88** montre que la « piling phase », avec 20%, représente également ici une proportion inférieure aux autres, et qu'avec 29% la « jacket phase » reste la phase la plus importante.

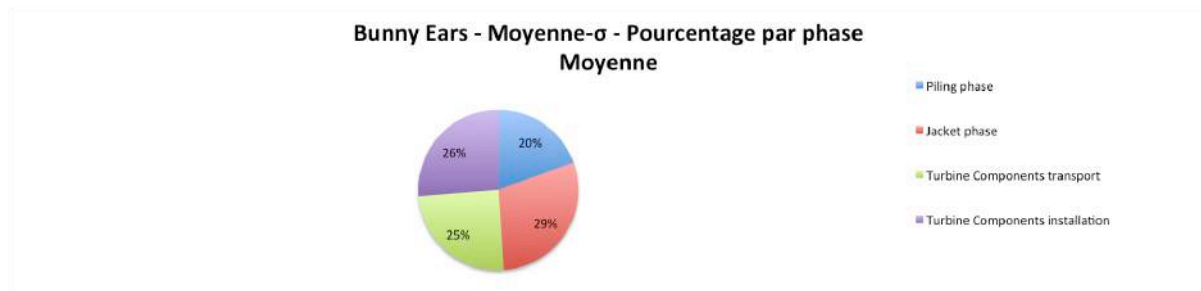


Figure 88 - Proportion moyenne par phase de la durée totale du chantier - Moyenne- σ

Les **Figure 89** et **Figure 90**, représentant les distributions des activités de Gantt pour février et septembre, permettent de montrer que la différence essentielle entre les chantiers initiés en février et en septembre est identique à celle présentée au *Chapitre 3.3.1* (p.68) dans le cas des durées moyennes sans écart-type avec la clôture du chantier à la mi-été dans le premier cas et la tenue de celui-ci tout au long de l'hiver dans le second.

La « piling phase » augmente de 22,49% d'un cas à l'autre pour les raisons déjà expliquées au *Chapitre 3.3.1* (p.68) dans le cas des durées moyennes sans écart-type avec la clôture début hiver dans le premier cas et sa traversée complète dans le second. Cette augmentation conduit aussi à une augmentation de 5% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine. L'avantage d'initier cette phase en février est encore de clôturer les suivantes avant l'arrivée de l'hiver.

Comme observé, la « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues toujours compliquées à obtenir, notamment en hiver. C'est pourquoi la clôturer avant le début de celui-ci est essentiel, ce qui n'est pas le cas pour le chantier initié en septembre. De plus, tout retard dans l'installation des jackets se répercute sur les autres phases. Cette phase impacte de manière conséquente sur l'ensemble du chantier où, comme on le voit, la fin de la phase d'installation coïncide avec la fin de la « jacket phase ». Les diagrammes de Gantt sont présentés en grandes dimensions à l'*Annexe II* (p.144).

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Bunny ears

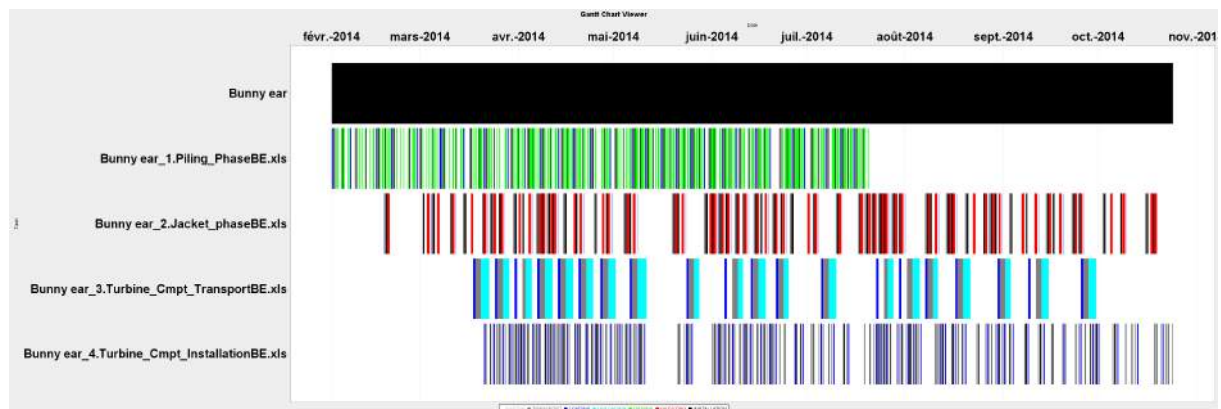


Figure 89 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne- σ - Février

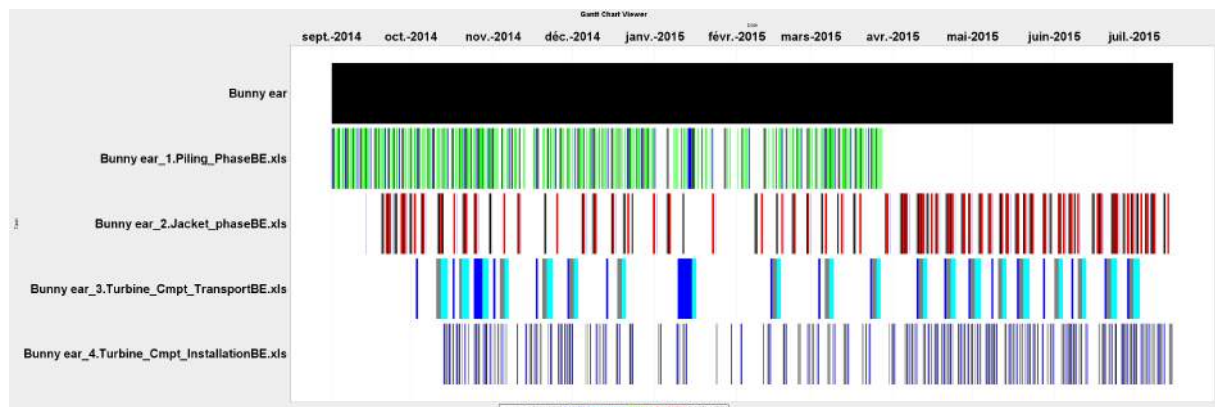


Figure 90 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne- σ - Septembre

La **Figure 91** montre dans ce cas-ci également qu'il est difficile de trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la «jacket phase» avec respectivement 55,76% et 64,60%. Cette différence explique l'augmentation de 26,83% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers.

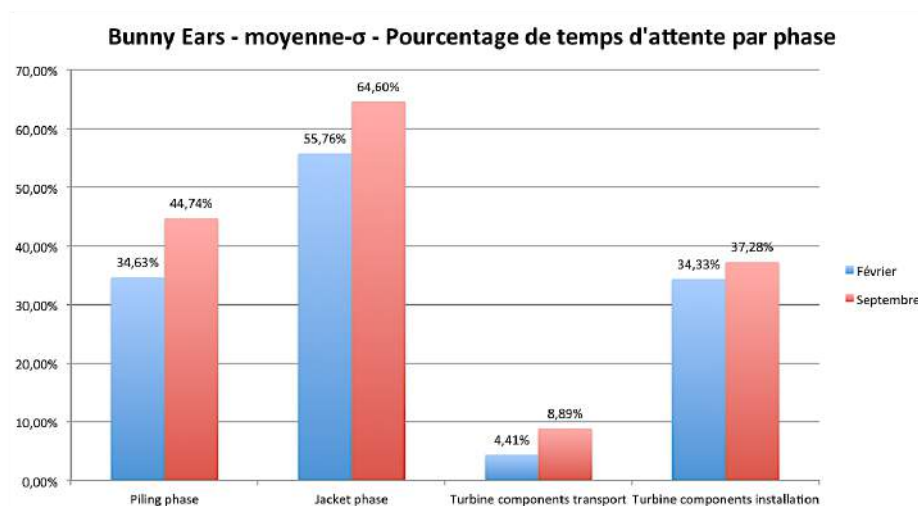


Figure 91 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne- σ - Février et Septembre

L'augmentation de 22,49% de la «piling phase» s'explique donc par les proportions importantes de temps d'attente qui passent de 34,63% pour le chantier initié en février à 44,74% pour celui initié en septembre.

Les plages de temps de praticabilité sont à nouveau facilement trouvées pour le transport des éléments dont la longueur conséquente est donc toujours due à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ».

Les temps d'attente pour la phase d'installation sont également conséquents pour les raisons expliquées au *Chapitre 3.3.1 (p68)*. Cumulés, ils représentent 34,33% et 37,28% de la durée totale de la phase.

Notons finalement que l'installation des éléments de turbine représente 11,5% du délai total d'installation pour le chantier initié en février et plus que 9% pour celui initié en septembre en raison de l'accroissement des délais d'attente. Ces relativement faibles pourcentages sont le résultat du pré-assemblage partiel onshore.

3.3.3 Moyenne + σ

Après l'étude des moyennes mensuelles des durées de construction diminuées de l'écart-type, intéressons-nous à ces délais augmentés de l'écart type correspondant au cas d'une année particulièrement mauvaise point de vue météorologique. La **Figure 92** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 347,99 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

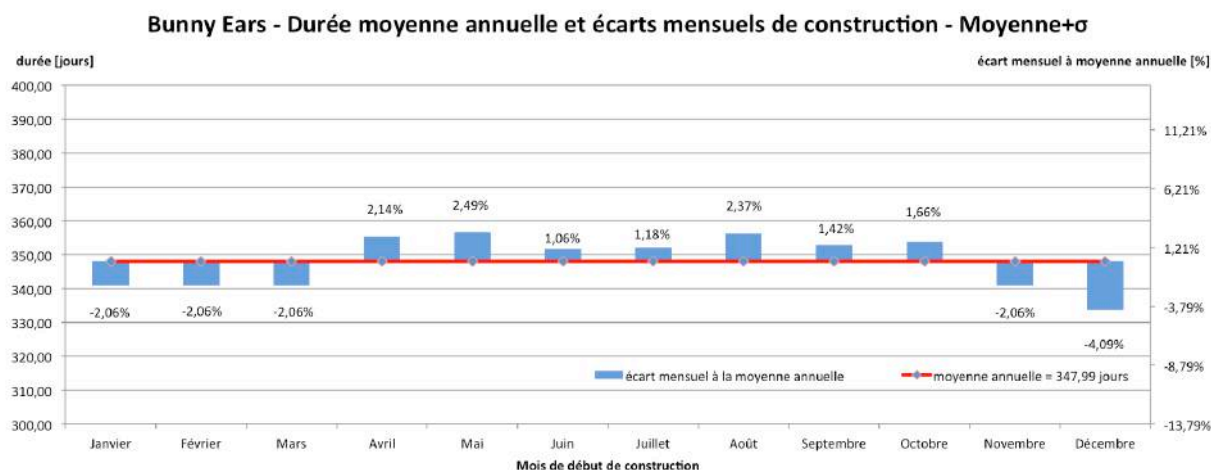


Figure 92 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels – Moyenne+ σ

Comme pour la première étude, débuter entre novembre et mars permet un gain de temps par rapport à la moyenne annuelle. Ici, le maximum de 4,09% est atteint en décembre pour 333,75 jours de chantier au total. A l'inverse, débuter entre avril et octobre augmentera la durée par rapport à la moyenne annuelle jusqu'à +2,49% pour mai, soit 356,67 jours au total.

Les mois extrêmes étudiés dans ce cas-ci sont décembre et mai. Les **Figure 93** et **Figure 94**, dont les valeurs sont reprises dans **Tableau 11**, présentent les délais de construction et d'attente avant initiation pour les quatre phases principales.

Les délais d'attente avant initiation des différentes phases sont globalement importants. Cela est d'autant plus vrai pour le chantier débuté en mai que celui initié en décembre. La « jacket phase », démarrant seulement une fois les huit premiers pieux installés, sera initiée plus rapidement dans le cas du chantier débuté en mai avec une météo largement meilleure que celle de décembre. Les deux premières jackets installées, le transport puis l'installation des éléments composant la turbine peuvent démarrer. Dans le premier cas, ces phases sont initiées en hiver alors que dans l'autre elles le sont en été. Dans tous les cas, les temps d'attente sont très importants en raison d'une année avec une mauvaise météo.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Bunny ears

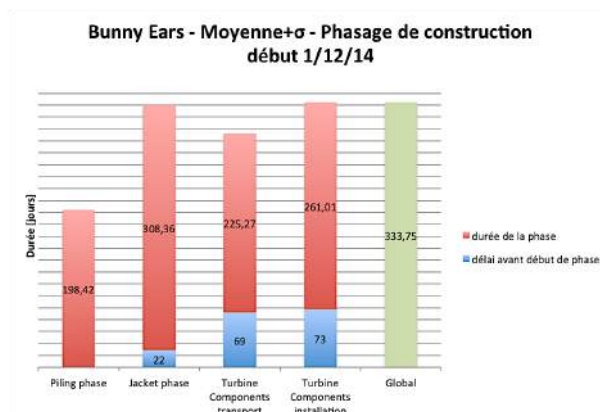


Figure 93 - Phasage de construction – Moyenne+σ 1/12/14

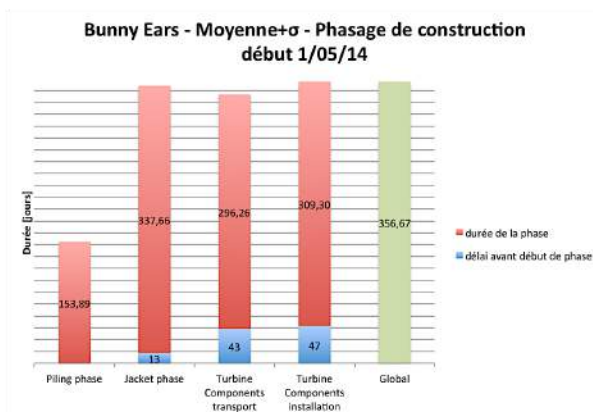


Figure 94 - Phasage de construction – Moyenne+σ 1/05/14

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Décembre	198,42	22	308,36	69	225,27	73	261,01
Mai	153,89	13	337,66	44	296,26	47	309,30
Différence	-44,52	-8	29,30	-25	70,99	-25	48,29
%	-22,44	-38,36	+9,50	-36,65	+31,51	-34,88	+18,50

Tableau 11 - Durée par phase – Moyenne+σ - Décembre et Mai

Analysons maintenant les délais d'opération des différentes phases. La « piling phase » est plus courte dans le cas du chantier initié en mai que celui initié en décembre avec une différence de 22,55% non négligeable. En revanche, les autres phases seront plus longues dans le deuxième cas avec une augmentation respective des délais de réalisation de +9,50%, +31,51% et +18,50% par rapport au chantier initié en décembre.

La **Figure 95** illustre à nouveau la faible proportion de la « piling phase », avec 18%, et inversement, la forte proportion de la « jacket phase » avec 30%.

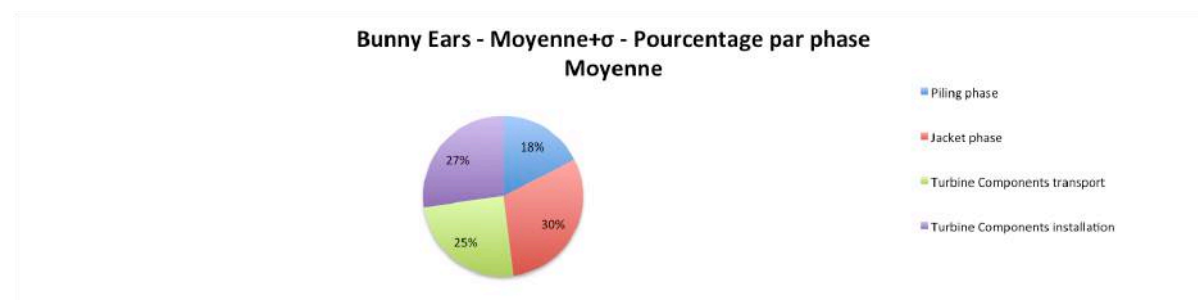


Figure 95 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier – Moyenne+σ

Les **Figure 96** et **Figure 97**, représentant les distributions des activités de Gantt pour décembre et mai, conduisent à des conclusions similaires aux précédentes. En effet, la différence essentielle entre les chantiers initiés en décembre et en mai est l'évitement de l'hiver pour les phases de transport et d'installation dans le premier cas et non dans le second, expliquant les principales différences.

A la différence des deux autres cas, la « piling phase » diminue de 22,44% d'un cas à l'autre. Pour le chantier initié en décembre, cette phase est initiée juste avant l'arrivée de l'hiver et est tenue tout au long de celui-ci. A l'inverse, pour celui initié en mai, elle commence à la mi-printemps et finit à la mi-automne, évitant les mois les plus difficiles pour le transfert et le battage des pieux. L'augmentation de la « piling phase » dans le premier cas conduit aussi à une augmentation de 4,88% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments

de turbine. Cela explique également le long temps d'attente avant d'initier la « jacket phase » dans le premier cas. Ici, il est plus intéressant d'initier cette phase en décembre qu'en février, comme pour les autres cas, afin de pouvoir débiter les suivantes plus tôt dans l'année. Cela concerne surtout la phase d'installation qui, comme déjà expliqué est très contraignante suivant une stratégie « bunny ears », notamment lors de la mise en place de la troisième pale. Bien que surprenante, cette planification s'avèrera payante sur la durée totale du chantier dans le cas d'une année avec une mauvaise météo.

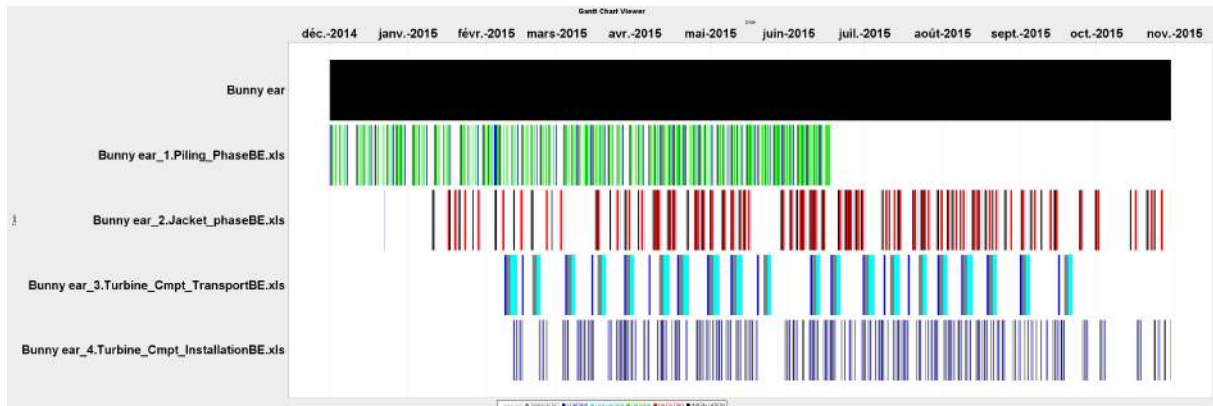


Figure 96 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne+σ - Décembre

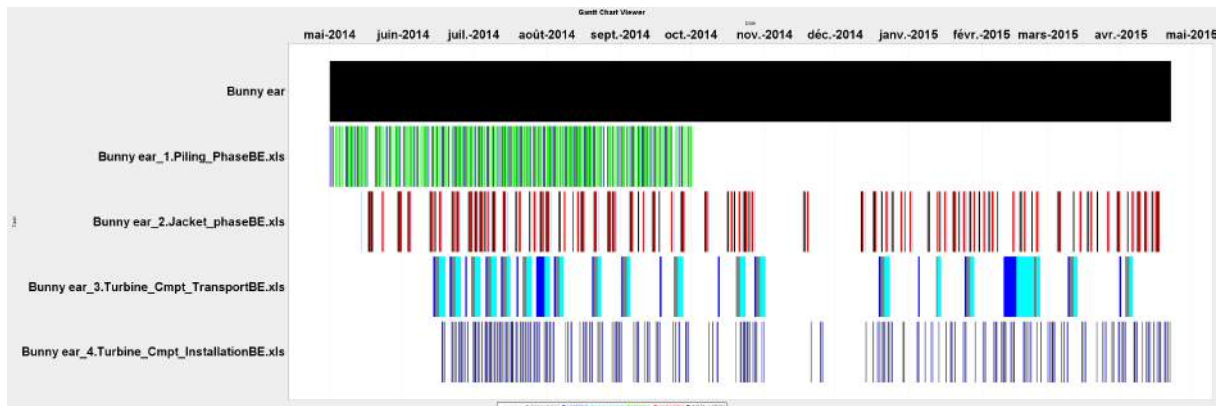


Figure 97 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne+σ - Mai

Par contre, les observations sur la « jacket phase » restent valables dans ce cas-ci avec des plages de temps particulièrement longues et compliquées à obtenir. Cela est clairement observable sur les deux figures et explique les longs délais d'attente au début de la phase dans le premier cas et le quasi-arrêt du chantier dans le deuxième. Cette phase impacte à nouveau l'ensemble du chantier dont la fin coïncide avec celle de la « jacket phase ». Les diagrammes de Gantt sont présentés à l'Annexe II (p.147).

Finalement, la **Figure 98** illustre le pourcentage de temps d'attente de plage de praticabilité pour chaque phase par rapport à leur durée totale de réalisation. Les difficultés à trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » sont à nouveau démontrées avec respectivement 64,94% et 68,11%. Cette différence explique l'augmentation de 9,50% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers.

Les raisons de la diminution d'un cas à l'autre de 22,44% de la « piling phase » se confirment également avec des proportions importantes de temps d'attente qui passent de 39,36% pour le chantier initié en décembre à 28,73% pour celui en mai.

La longueur conséquente de la phase de transport est toujours due à sa dépendance de la phase d'installation et indirectement de celle de la « jacket phase ». Il en va de même pour les temps d'attente pour la phase d'installation toujours conséquents pour les raisons expliquées au *Chapitre*

3.3.1 (p.68). Cumulés, ces temps d'attente représentent 34,47% et 36,32% de la durée totale de la phase.

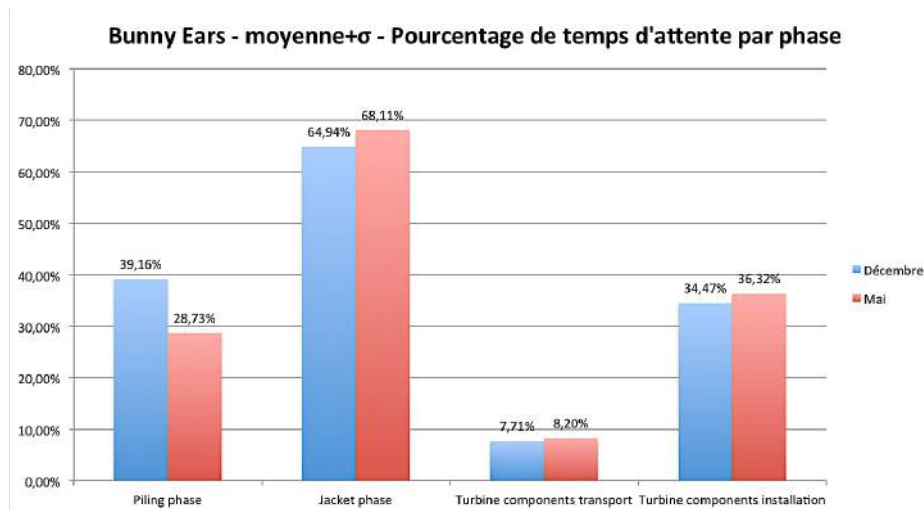


Figure 98 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne+σ - Décembre et Mai

Notons finalement, que dans ce cas-ci, l'installation des éléments de turbine représente 9,6% du délai total d'installation pour le chantier initié en décembre et plus que 8% pour celui initié en mai en raison de l'accroissement des délais d'attente.

3.3.4 Comparaison

Comme pour l'étude de la stratégie « single blade », la **Figure 99** permet la comparaison des durées de construction moyennes avec et sans écart-type. Le but est à nouveau d'analyser les différences et de tirer une tendance afin d'optimiser la stratégie « bunny ears » que ce soit pour une année avec une météo meilleure, pire ou dans les moyennes saisonnières.

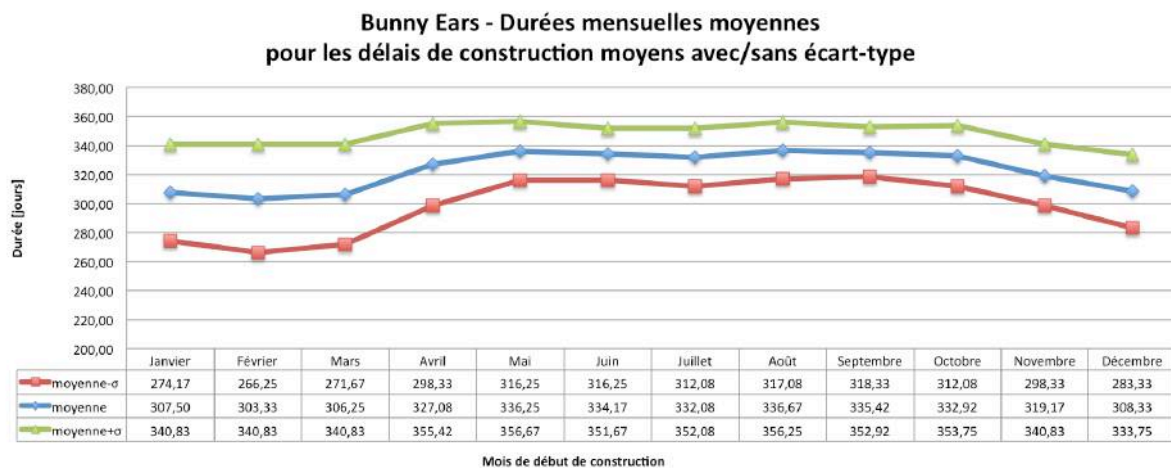


Figure 99 - Durées mensuelles moyennes pour les délais de construction moyen avec/sans écart-type

Les trois configurations présentent des courbes aux allures générales relativement similaires avec un plateau maximal entre mai et octobre ainsi qu'avec un minimal en février pour les deux premiers cas et en décembre pour le dernier. L'écart entre la durée minimale et maximale apparaît le plus large dans le cas des délais moyens diminués de l'écart-type. L'écart y vaut 52,08 jours entre les cas des chantiers débutés en février et en septembre. A l'inverse, l'écart sera le moins large dans le cas des délais moyens augmentés de l'écart-type et vaudra 22,92 jours entre les cas des chantiers débutés en décembre et en mai. Finalement l'écart maximal des délais moyens sans écart-type se situera entre les deux avec une valeur de 33,33 jours entre les chantiers débutés en février et en août. Une plus grande

variabilité des conditions météorologiques durant les mois hivernaux reste l'hypothèse la plus probable de l'obtention de ces résultats. Elle devra cependant être corroborer par des études météorologiques détaillées en Mer du Nord. Cela se traduit ainsi lors du calcul des écarts-types (*Annexe II, p.144*) qui seront maximaux entre janvier et avril et minimaux entre juin et septembre. Dans le cas d'une année avec une météo meilleure que les moyennes saisonnières, les différences entre les mois hivernaux et estivaux seront plus marquées et les gains ou les pertes de jours par rapport aux moyennes annuelles seront ainsi plus importants. Inversement, dans une année avec une météo particulièrement mauvaise, le climat aura tendance à s'homogénéiser sur l'année, ce qui se traduira par des possibilités de gains ou de pertes de temps plus faibles par rapport aux moyennes annuelles.

Suivant la méthodologie générale, la **Figure 100** illustre les durées moyennes annuelles des délais de construction avec les écarts maximaux pour les trois configurations.

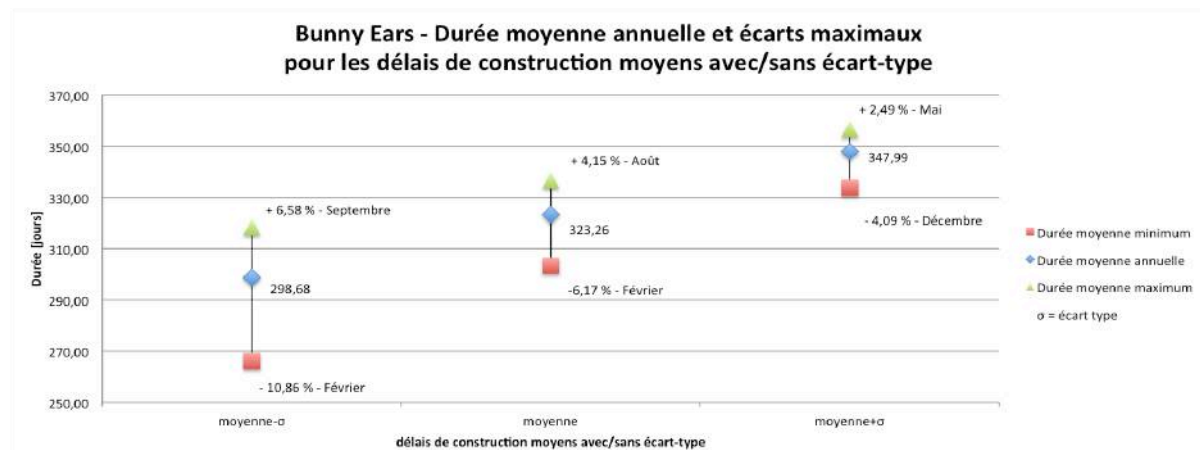


Figure 100 - Durée moyenne annuelle et écarts maximaux pour les délais moyens avec/sans écart-type

La variation des écarts maximaux en fonction de la configuration y apparaît clairement. La durée moyenne annuelle de construction est de 298,68 jours dans le cas d'une année avec une météo meilleure que la moyenne. Commencer le chantier en février permettra de diminuer ce délai en moyenne de 10,86% et à l'inverse, commencer en septembre conduira à une perte moyenne de 6,58% par rapport au délai moyen annuel. Une année avec une météo moyenne donne une durée moyenne annuelle de construction de 323,26 jours avec des écarts moins larges. Il est possible d'économiser en moyenne 6,17% de ce délai en débutant en février ou de perdre 4,15% en débutant en août. Une année avec une météo mauvaise voit ses écarts diminuer encore. La durée moyenne annuelle de construction sera de 347,99 jours avec possibilité d'économie moyenne de 4,09% en débutant en décembre ou de perte moyenne de 2,49% en débutant en mai.

Ces deux premiers graphiques permettent de conclure qu'à l'exception d'une année avec une météo particulièrement mauvaise, il est toujours intéressant de débuter le chantier en février avec la stratégie « bunny ears » et plus les prévisions météorologiques seront bonnes, plus ce sera vrai. Par contre si les prévisions annuelles sont mauvaises, décembre sera plus adapté. A l'inverse, les mois entre mai et septembre sont globalement des mois à éviter pour débuter le chantier.

La **Figure 101** représente le pourcentage de temps d'attente d'une plage de praticabilité satisfaisante pour chaque phase d'opération par rapport à la durée totale de réalisation de la phase pour les chantiers débutés aux mois permettant les délais de construction minimaux, ici février ou décembre selon le cas. Elle permet notamment de mieux comprendre les phases à surveiller lors d'un chantier basé sur la stratégie « bunny ears ».

Les trois premières phases étant identiques à la stratégie « single blade », des conclusions similaires peuvent être tirées.

Oscillant entre 55,76% et 64,94%, la « jacket phase » est la phase d'opération présentant le plus grand pourcentage de temps d'attente. Elle inclue de nombreuses opérations demandant des délais importants (12h pour l'installation, 18h pour la connexion aux pieux) avec attente de plages de praticabilité adéquates entre chacune, expliquant la nécessité d'éviter d'effectuer cette phase en hiver. Cela est d'autant plus vrai que, comme déjà observé dans la première stratégie, elle impacte de manière importante les opérations suivantes que sont le transport et l'installation des éléments qui seront fort prolongés si les jackets n'ont pas été mises en place.

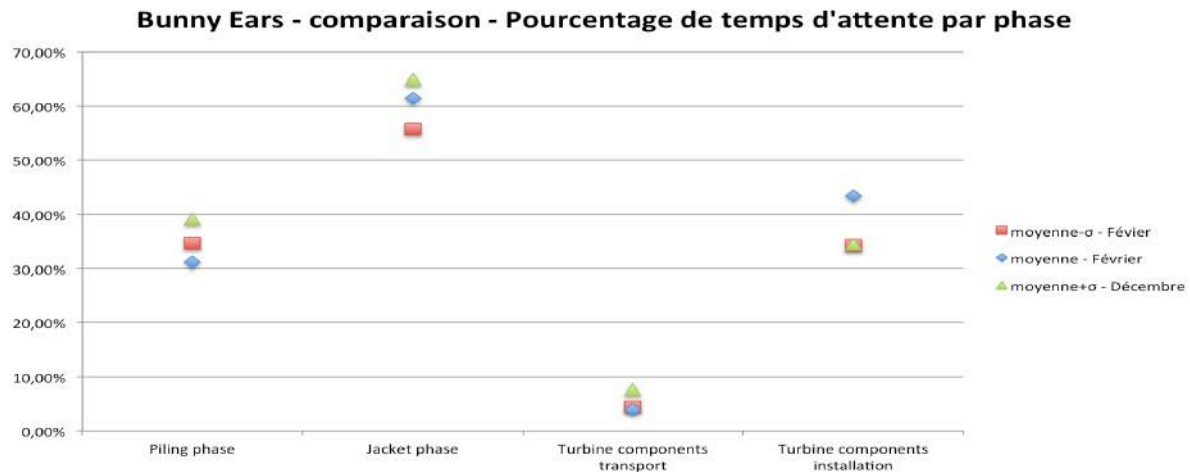


Figure 101 - Comparaison pourcentages de temps d'attente par phase

Dans une moindre mesure, la « piling phase » présente le même type de contrainte que la « jacket phase » expliquant ses pourcentages d'attente relativement longs. Cependant, son impact sur le reste du chantier est faible avec une augmentation maximale de 5% de la « jacket phase » dans le cas d'une année avec une bonne météo. Les conditions de praticabilité étant plus exigeantes pour la « jacket phase », les pieux auront eu le temps d'être installés au moment de la mise en place des jackets. Il est aussi apparu qu'à l'exception d'une année avec une mauvaise météo, débuter la « piling phase » en février offre une bonne solution pour permettre à la « jacket phase » de débuter fin février/début mars et d'être clôturée avant le début de l'hiver. Dans le cas d'une année avec une météo mauvaise, débuter en décembre afin d'éviter à la phase d'installation de se dérouler pendant l'hiver semble plus intéressant.

Avec moins de 10%, la phase de transport des composantes de turbine présente peu de temps d'attente de plages de praticabilité adéquates. Les navires de transport ne quittant le port que si il y a de l'espace de stockage suffisant sur le site offshore, cette phase est grandement dépendante de l'installation des composantes de turbine stockées sur le site offshore qui dépend elle-même de l'installation des jackets. En effet, si la phase d'installation est retardée, que ce soit à cause de l'attente de plages de praticabilité adéquates à sa réalisation ou à cause d'un retard dans l'installation des fondations, le transport sera interrompu. Elle présente donc une proportion importante de la durée totale du chantier et varie énormément d'un cas à l'autre.

Finalement, pour une stratégie « bunny ears », les temps d'attente de plages adéquates pour les opérations d'installation des éléments de la turbine, représente entre 35% et 45% de la durée totale de cette phase. En comparaison, le pourcentage moyen d'installation des nacelles, moyeux et pales représente en moyenne 9% de cette dernière. Ce pourcentage augmente si les temps d'attente diminuent ou diminue si ceux-ci augmentent. De manière générale, le pré-assemblage d'une partie des éléments onshore permet de gagner du temps d'installation sur le site offshore. Cependant, l'installation étant plus complexe, les limitations de vitesses de vent et de hauteurs de vagues sont très exigeantes, notamment lors de l'installation de la troisième pale. Cela explique les pourcentages conséquents de temps d'attente. Cette stratégie aura donc du sens si la phase d'installation s'effectue durant l'été. A l'inverse, cette stratégie sera à éviter en hiver, car elle engendrera des délais d'attentes très importants. C'est ce qui explique l'intérêt, à priori surprenant, de débuter le chantier en décembre dans le cas d'une année avec une mauvaise météo.

3.4 Rotor star

La stratégie « Rotor star » consiste à pré-assembler le rotor entier (moyeu et pales) onshore avant de le connecter à la nacelle sur le site offshore. Les données utilisées sont reprises à l'*Annexe II* (p.150).

3.4.1 Moyenne

Suivant la méthodologie utilisée pour l'étude des deux stratégies précédentes, la **Figure 102** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 321,91 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

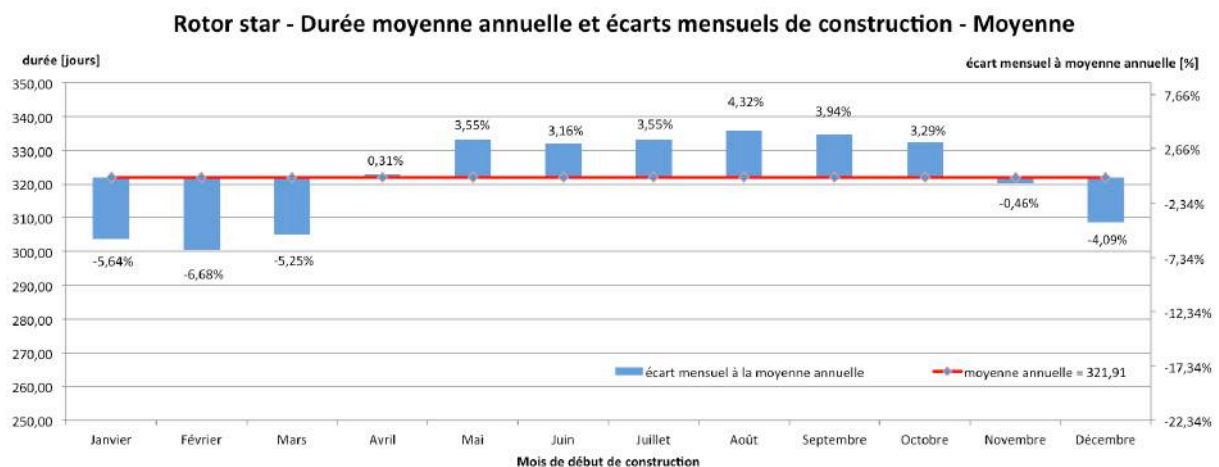


Figure 102 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels - Moyenne

Selon le mois de début de chantier, des gains ou des pertes sur les délais annuels moyens de construction seront réalisés. En outre, débiter entre novembre et mars, permettra une économie de temps, avec un maximum de 6,68% pour février, correspondant à un délai total de construction de 300,42 jours. A l'inverse, débiter entre avril et octobre conduira à une augmentation allant jusqu'à +4,32% en moyenne pour août, soit 335,83 jours au total.

Afin de comprendre ces différences, les mois extrêmes, février et août, sont étudiés plus en détails. Les **Figure 103** et **Figure 104** représentent les délais de construction et d'attente avant le début des quatre phases principales de construction pour les deux mois étudiés : « piling phase », « jacket phase », phases de transport jusqu'au site d'assemblage offshore et d'installation des éléments constitutifs de la turbine. Le **Tableau 12** reprend les différents délais et les écarts entre ceux-ci.

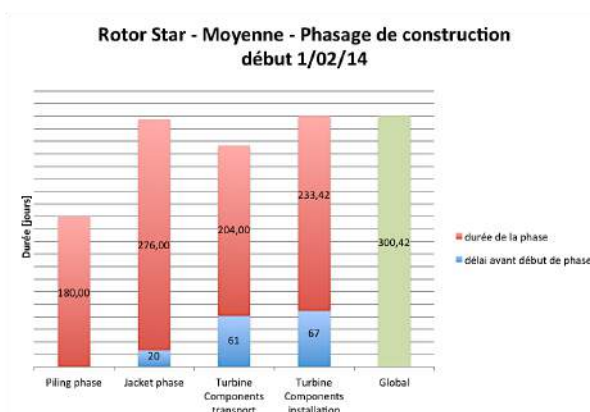


Figure 103 - Phasage de construction – Moyenne 1/02/14

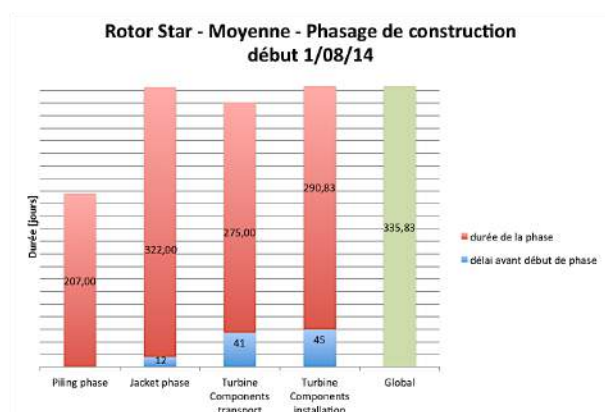


Figure 104 - phasage de construction – Moyenne 1/08/14

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	180	20	276	61	204	67	233,42
Août	207	12	322	41	275	45	290,83
Différence	27	-8	46	-20	71	-22	57,41
%	+15	-40	+16,67	-32,79	+34,80	-32,84	+24,60

Tableau 12 – Durée par phase – Moyenne - Février et Août

Premièrement, nous pouvons noter que les délais d'attente avant initiation des différentes phases sont plus longs pour le chantier débuté en février que celui initié en août. La « piling phase » est la première phase, elle débute dès le jour de début de chantier et n'a donc pas de délais d'attente. Une fois les huit premiers pieux installés, la « jacket phase » peut démarrer. Avec une meilleure météo pour le chantier débuté en août que celui débuté en février [GEOS, 2001], elle y sera initiée plus rapidement. Les deux premières jackets installées, le transport des éléments composants la turbine peut également démarrer suivi de la phase d'installation, une fois les composantes livrées.

L'analyse des délais d'opération des différentes phases montre qu'elles augmentent respectivement de +15,00%, +16,67%, +34,80% et 24,60% entre le chantier initié en février et celui débuté en août.

La **Figure 105** illustre la proportion moyenne par phase des délais totaux du chantier. Comme pour les autres stratégies, il apparaît qu'avec 18%, la « piling phase » représente une proportion nettement inférieure aux autres et qu'inversement, la « jacket phase » est la phase la plus conséquente avec 30%.

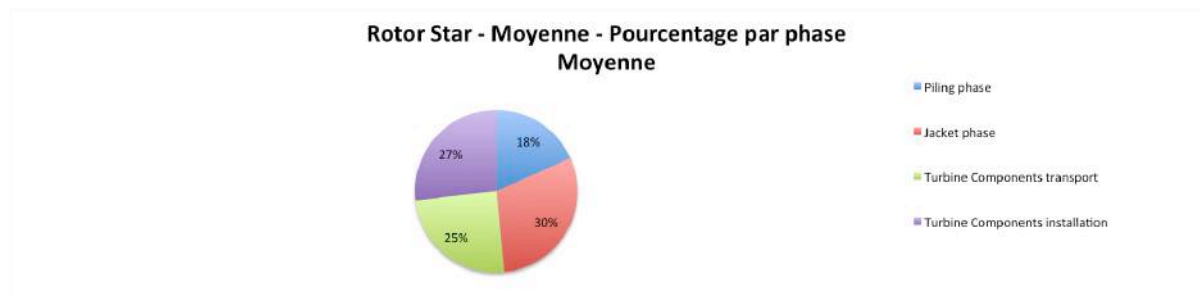


Figure 105 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier - Moyenne

En se basant sur les distributions des activités de Gantt de février et août, **Figure 106** et **Figure 107**, une analyse détaillée des écarts de délais entre les deux chantiers est effectuée. La différence essentielle entre le chantier débuté en février et celui débuté en août est la fin du chantier au début de l'hiver dans le premier cas et sa tenue tout au long de celui-ci dans le second. Cela explique leurs différences principales. En effet, en hiver il sera beaucoup plus difficile de trouver les plages de praticabilité adaptées aux différentes opérations de construction, les critères de limitation de vitesses de vent et de hauteurs de vague étant rarement satisfaits durant les mois de décembre, janvier et février particulièrement critiques en Mer du Nord. [GEOS, 2001]

Dans le cas du chantier initié en février, la « piling phase » est clôturée avant le début de l'automne alors que pour celui initié en août, elle est tenue tout l'hiver où le transfert et le battage des pieux seront compliqués, principalement en raison d'une limite stricte de hauteur de vague lors du transfert. Cela se traduit par une augmentation de 15% de la phase qui conduit aussi à une augmentation de 4,68% de la « jacket phase » engendrant elle-même une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine. Initier cette phase en février présente donc l'avantage majeur de permettre aux suivantes de débiter avec l'arrivée du printemps et d'être clôturées avant décembre.

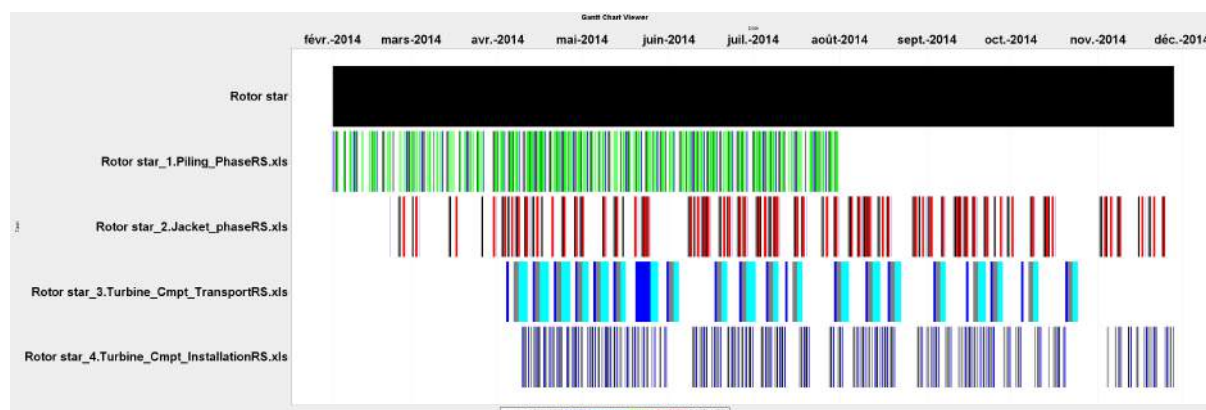


Figure 106 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne - Février

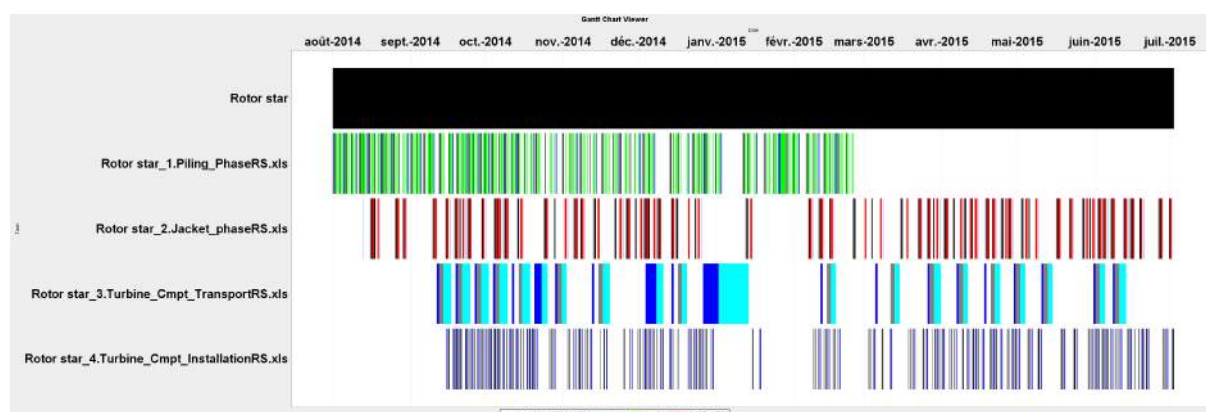


Figure 107 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne - Août

Avec des opérations identiques aux autres stratégies, la « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues, soit 12h pour l'installation et 18h pour la connexion aux pieux. Ces plages de temps de praticabilité particulièrement difficiles à obtenir, notamment en hiver, démontrent qu'il est essentiel de clôturer cette phase avant le début de celui-ci, ce qui n'est pas le cas pour le chantier débuté en août. Les retards dans l'installation des jackets impactent exponentiellement le reste du chantier. En effet, sans fondations installées, les éléments de turbines ne peuvent pas l'être et la phase d'installation prendra du retard. De plus, le stockage sur site des éléments de turbine étant limité et les navires de transport ne quittant le port que si il y a de l'espace suffisant dans la zone de stockage offshore, le transport prendra également du retard. Cela explique les différences importantes entre les phases de transport et d'installation pour les deux cas étudiés. On peut par exemple observer sur le chantier initié en août que la « jacket phase » est interrompue fin-décembre. Il en résulte l'arrêt de la phase d'installation et un peu plus tard celui de la phase de transport. Lorsque la « jacket phase » reprend mi-février, la phase d'installation puis celle de transport reprennent également. La « jacket phase » est donc, également pour cette stratégie, la phase régulant la durée totale du chantier dont la fin de la phase d'installation coïncide avec celle de la « jacket phase ».

Comme pour la stratégie « bunny ears », la stratégie « rotor star » présente l'avantage de pré-assembler certains éléments onshore, le rotor dans ce cas-ci, diminuant ainsi le temps d'assemblage sur le site offshore où il suffira de connecter le rotor à la nacelle. Cependant, le temps d'installation plus court est contrebalancé par des besoins de plages de praticabilité plus exigeantes en raison de la mise en place d'éléments plus grands et plus lourds sur le site offshore. Les diagrammes de Gantt sont présentés en grandes dimensions à l'Annexe II (p.150).

La **Figure 108** illustre finalement le pourcentage de temps d'attente de plage de praticabilité pour chaque phase par rapport à leur délai total de réalisation. Elle permet, en outre, une meilleure compréhension des difficultés de trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 60,88% et 66,40% pour les deux chantiers. Cela traduit le nombre important d'opérations incluses dans la « jacket phase » avec des temps d'attente entre celles-ci. En

effet, les bateaux de transport des jackets doivent attendre une première plage de praticabilité adéquate pour transporter les jackets sur le chantier offshore. Une fois sur place, il faut attendre une nouvelle plage adéquate de 12h pour procéder à leur installation. Finalement, après un troisième et dernier temps d'attente, la connexion aux pieux, nécessitant 18h, peut être effectuée. Le navire rentre alors au port charger les jackets suivantes et reprendre le processus.

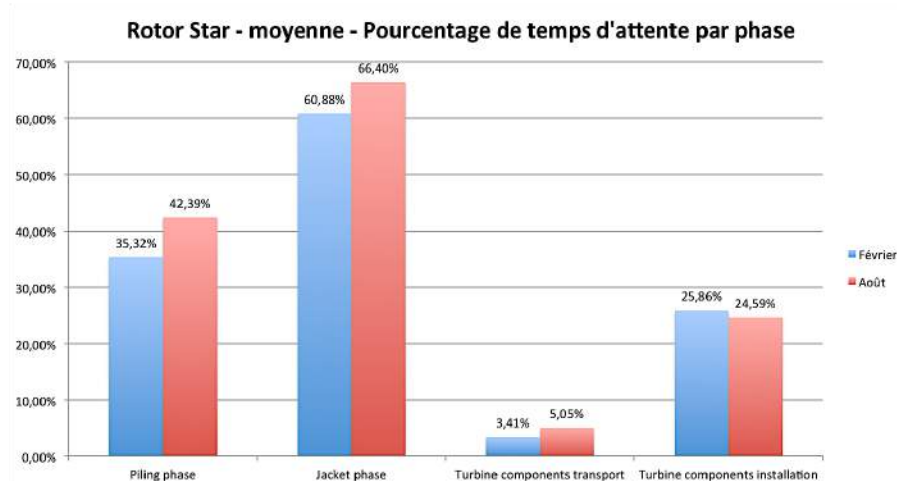


Figure 108 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne - Février et Août

Les raisons de l'augmentation d'un cas à l'autre de 15% de la « piling phase » se confirment avec des proportions importantes de temps d'attente qui passent de 35,32% pour le chantier initié en février à 42,39% pour celui initié en août. Lors de la « piling phase », les bateaux de transport des pieux attendent au port une plage adéquate pour transporter les pieux sur le site offshore. Ensuite, les pieux sont battus un par un en attendant entre chaque une plage de praticabilité de 6h. Cette différence explique la différence de délai d'exécution entre les deux cas étudiés.

Les plages de temps de praticabilité sont facilement trouvées pour le transport des éléments et la longueur conséquente de la phase totale est à nouveau due à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ». Une fois l'installation des jackets et des éléments de turbine stockés sur le site offshore clôturée, les navires de transport doivent rarement attendre longtemps une plage de praticabilité adéquate.

Les temps d'attente pour la phase d'installation sont moins conséquents que ceux pour la « piling phase » et la « jacket phase », mais restent tout de même importants. Cela s'explique par le fait qu'il faille, après chargement des éléments stockés sur un navire de type jack-up, attendre une première plage de temps adéquate au transport jusqu'au lieu d'installation. Sur place, une nouvelle attente de météo appropriée est nécessaire à l'installation de la partie inférieure de la tour, suivie d'une troisième, de 6h, pour celle de sa partie supérieure ainsi que de la nacelle. Après un dernier temps d'attente d'une plage adéquate de 5h, le moyeu et les pales sont connectés à la nacelle. Cumulés, ces temps d'attente représentent 25,86% et 24,59% de la durée totale de la phase. Ces pourcentages sont le résultat des conditions de praticabilité assez exigeantes lors de l'installation du rotor pré-assemblé. De plus, toute prolongation de l'installation des jackets ou du transport se répercute sur l'installation des éléments des turbines qui attendra la possibilité d'assembler les composantes aux fondations ou leur livraison.

A nouveau, déterminons le pourcentage de temps d'installation de la nacelle, du moyeu et des pales pour cette stratégie :

$$(6h + 5h) \times 60 \text{ éoliennes} = 660h = 27,5 \text{ jours}$$

Cela représente 11,7% du délai total de la phase pour le chantier initié en février et plus que 9,4% pour celui initié en août en raison de l'accroissement des temps d'attente. Comme pour la stratégie « bunny ears », le pré-assemblage partiel onshore explique ces faibles pourcentages.

3.4.2 Moyenne – σ

Les moyennes mensuelles des durées de construction diminuées de l'écart-type sont à nouveau étudiées afin de comparer les résultats moyens à ceux d'une année avec une météo meilleure que la moyenne. La **Figure 109** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 297,57 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

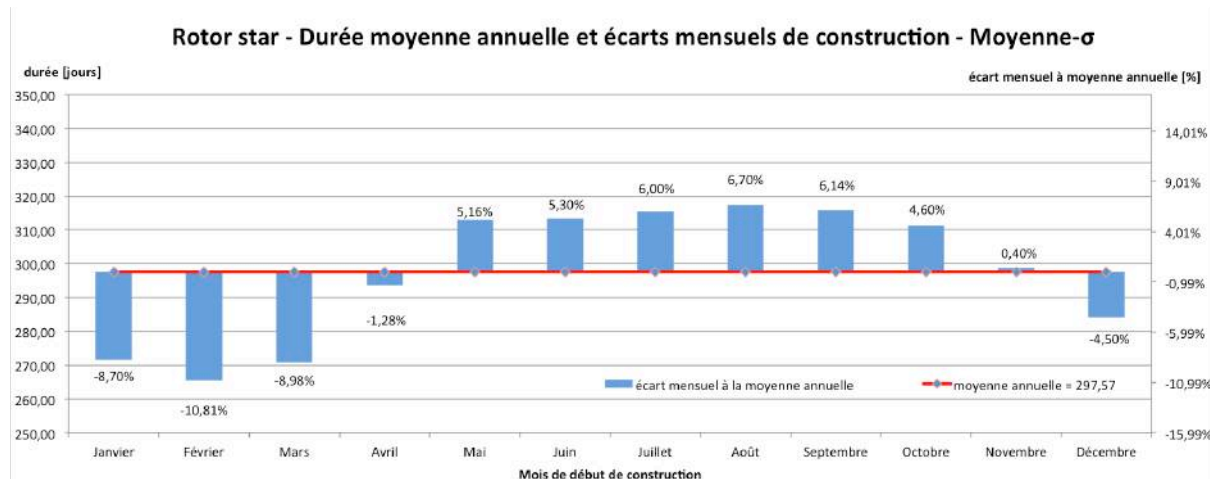


Figure 109 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels - Moyenne- σ

Débuter entre décembre et avril permet un gain de temps par rapport à la moyenne annuelle, avec un maximum de 10,81% pour février, soit 265,42 jours au total. Par contre, débiter entre mai et novembre augmentera la durée par rapport à la moyenne annuelle jusqu'à +6,70% pour août, soit 317,50 jours au total.

Les mois extrêmes, février et août, sont étudiés plus en détails. Les **Figure 110** et **Figure 111**, dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 13**, présentent les délais de construction et d'attente avant début des quatre phases principales de construction pour les deux mois étudiés.

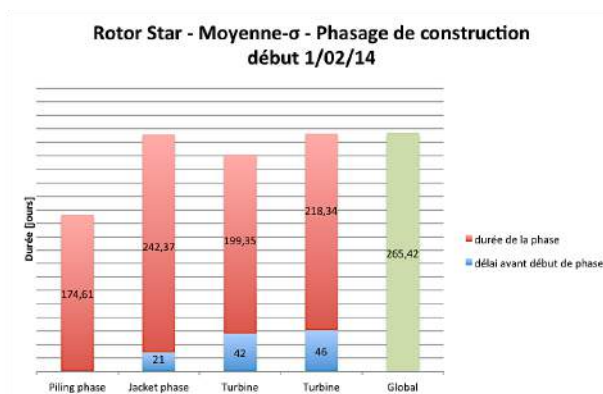


Figure 110 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/02/14

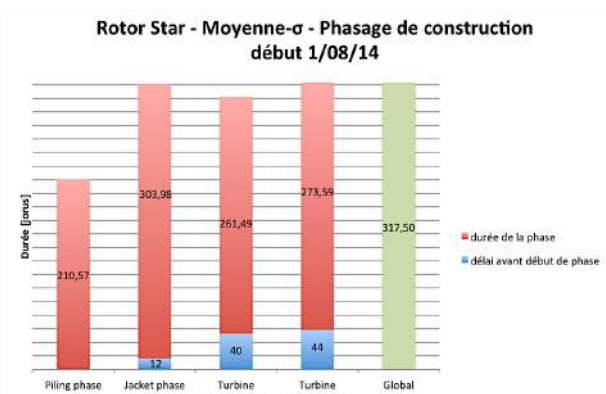


Figure 111 - Phasage de construction – Moyenne- σ 1/08/14

Intéressons-nous d'abord aux délais d'attente avant initiation des différentes phases. Ceux-ci sont plus longs pour le chantier débuté en février que celui en août. Comme pour le premier cas, avec une météo meilleure pour le chantier débuté en août que celui initié en février, la « jacket phase » y sera initiée plus rapidement. La différence diminue pour la phase de transport et d'installation des composantes de la turbine en raison d'un début de phase plus proche de l'été dans le premier cas et plus proche de l'hiver dans le second.

Chapitre V - Analyse et comparaison des différentes stratégies - Rotor star

Les délais d'opération des quatre phases augmentent respectivement de +20,60%, +25,42%, +31,17% et 25,31% entre le chantier initié en février et celui initié en août.

	Piling	Jacket		Transport éléments		Installation éléments	
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]
Février	174,61	21	242,37	42	199,35	46	218,34
Août	210,57	12	303,98	40	261,49	44	273,59
Différence	35,96	-9	61,61	-2	62,14	-2	55,26
%	+20,60	-42,67	+25,42	-5,23	+31,17	-4,72	+25,31

Tableau 13 – Durée par phase – Moyenne-σ - Février et Août

La **Figure 112** illustrant la proportion moyenne par phase du délai total du chantier, montre que la « piling phase », avec 20%, représente à nouveau une proportion inférieure aux autres et qu'inversement, avec 29%, la « jacket phase » reste la phase la plus importante.

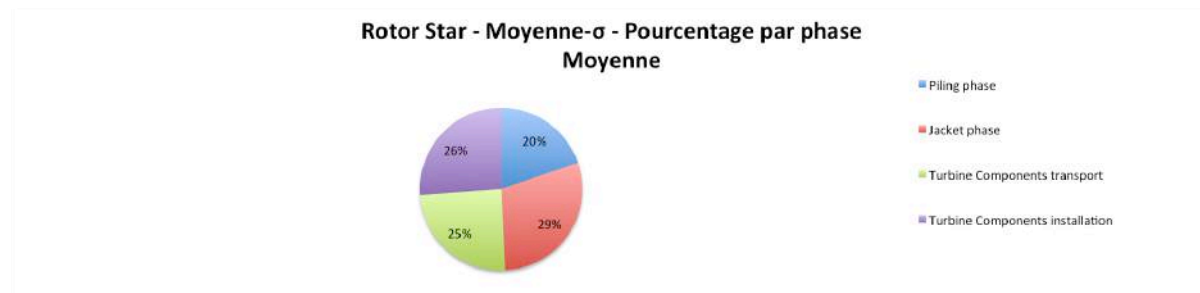


Figure 112 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier - Moyenne-σ

La distribution des activités de Gantt de février et août, **Figure 113** et **Figure 114**, montre que la différence essentielle entre les chantiers initiés en février et en août est identique à celle présentée au *Chapitre 3.4.1 (p.81)* dans le cas des délais moyens sans écart-type, avec la clôture à la mi-été dans le premier cas et la tenue du chantier tout au long de l'hiver dans le second.

La « piling phase » augmente de 20,60% d'un cas à l'autre pour les raisons déjà expliquées au *Chapitre 3.4.1 (p.81)* dans le cas des délais moyens sans écart-type avec la clôture au début de l'hiver dans le premier cas et sa tenue tout au long de celui-ci dans le second. Comme pour d'autres cas, cette augmentation conduit à une augmentation de 5% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine.

La « jacket phase » nécessite les plages de temps les plus longues, toujours compliquées à obtenir, notamment en hiver, et la non clôture de cette phase avant le début de celui-ci pour le chantier initié en septembre explique les différences entre les deux chantiers. La clôture de cette phase, impactant de manière conséquente l'ensemble du chantier, permet celle de la phase d'installation et donc celle du chantier. Les diagrammes de Gantt sont présentés en grandes dimensions à l'*Annexe II (p.153)*.



Figure 113 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne-σ – Février

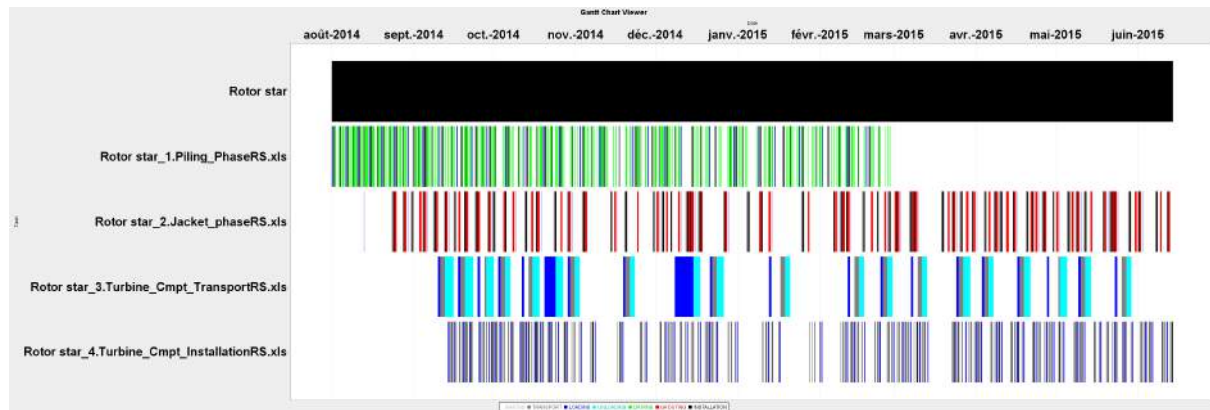


Figure 114 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne-σ – Août

Finalement, la **Figure 115** montre qu'il est difficile de trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec des pourcentages respectifs de 55,32% et 64,66%. Cette différence explique l'augmentation de 25,42% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers et impactera le reste du chantier, expliquant les différences observées dans les phases suivantes.

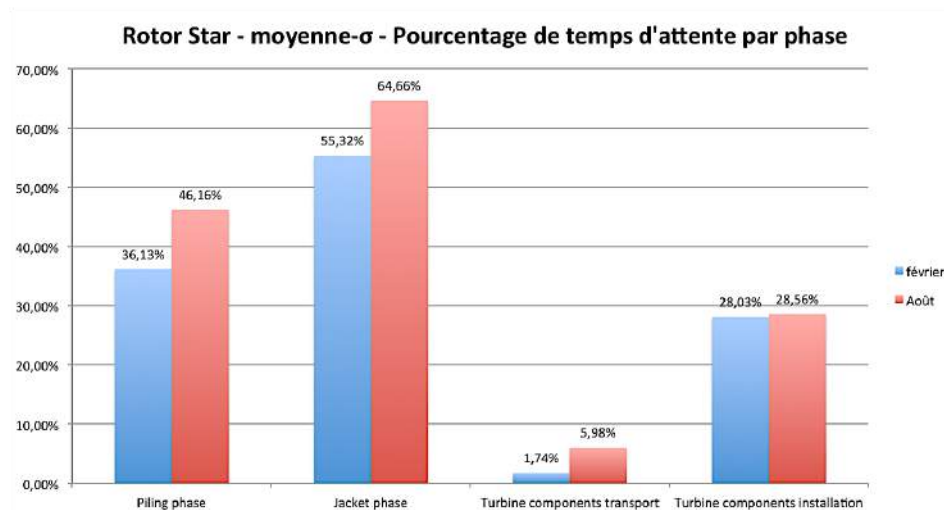


Figure 115 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne-σ - Février et Août

Les raisons de l'augmentation d'un cas à l'autre de 20,60% de la « piling phase » se confirment avec des proportions importantes de temps d'attente qui passent de 36,13% pour le chantier initié en février à 46,36% pour celui en août.

Les plages de temps de praticabilité sont à nouveau facilement trouvées pour le transport des éléments dont la longueur conséquente est donc toujours due à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ».

Les temps d'attente pour la phase d'installation sont également conséquents pour les raisons expliquées au *Chapitre 3.4.1 (p.81)*. Cumulés, ils représentent 28,03% et 28,56% de la durée totale de la phase.

Résultat du pré-assemblage partiel onshore, la durée d'installation des éléments de turbine présentent de faibles pourcentages du délai total d'installation, soit 12,6% pour le chantiers initié en février et plus que 10% pour celui initié en août en raison de l'accroissement des temps d'attente.

3.4.3 Moyenne + σ

Après l'étude des moyennes mensuelles des durées de construction diminuées de l'écart-type, intéressons-nous à ces délais augmentés de l'écart type correspondant au cas d'une année particulièrement mauvaise point de vue météorologique. La **Figure 116** présente la durée moyenne annuelle de construction, égale à 346,39 jours, et l'écart mensuel moyen à cette durée.

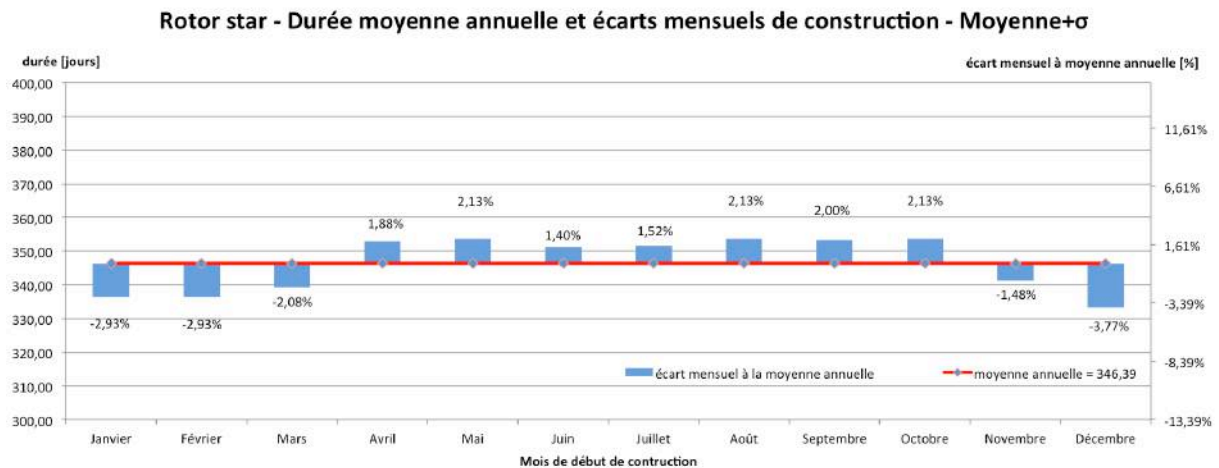


Figure 116 - Durée moyenne annuelle et écarts mensuels – Moyenne+ σ

Comme pour le premier cas, débuter entre novembre et mars permet un gain de temps par rapport à la moyenne annuelle. Ici, le maximum de 3,77% est atteint en décembre pour un total de 333,33 jours de chantier. A l'inverse, débuter entre avril et octobre augmentera la durée par rapport à la moyenne annuelle jusqu'à +2,13% pour mai, août et octobre, soit 353,75 jours de chantier au total.

Les mois extrêmes, décembre et mai (les conclusions sont similaires pour août et octobre), sont étudiés plus en détails. Les **Figure 117** et **Figure 118**, dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 14**, présentent les délais de construction et d'attente avant le début des quatre phases principales de construction pour les deux mois étudiés.

Globalement, les durées d'attente avant initiation des différentes phases sont importantes et ce, d'autant plus pour le chantier débuté en mai que celui initié en décembre. Avec une météo largement meilleure pour le chantier débuté en mai que celui débuté en décembre, la « jacket phase » y sera initiée plus rapidement. Il est assez surprenant de noter que les deux dernières phases sont initiées plus rapidement dans le premier cas, la météo étant généralement meilleure en mai qu'en décembre. Une hypothèse est le cas d'une année particulièrement mauvaise où les mois d'été seront moins adaptés qu'à l'accoutumée.

La « piling phase » est la seule phase plus courte dans le cas du chantier initié en mai que celui initié en décembre. De plus, la différence de 22,97% est non négligeable. En revanche, les autres phases seront plus longues dans le deuxième cas avec une augmentation des délais de réalisation respective de +7,10%, +8,34% et +5,97% par rapport au chantier initié en décembre.

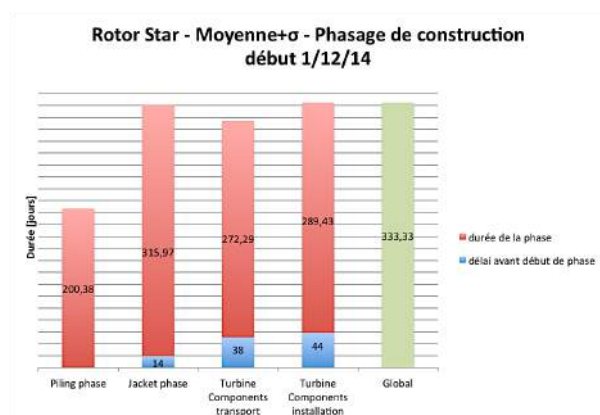


Figure 117 – Phasage de construction – Moyenne+σ 1/12/14

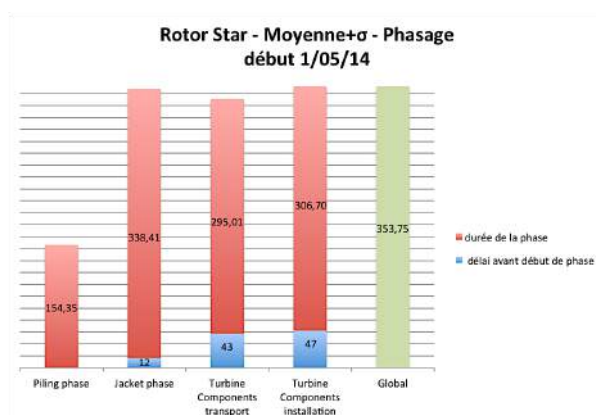


Figure 118 – Phasage de construction – Moyenne+σ 1/05/14

	Piling	Jacket	Transport éléments	Installation éléments
	Durée [jours]	Délai avant début [jours]	Durée [jours]	Délai avant début [jours]
Décembre	200,38	14	315,97	38
Mai	154,35	12	338,41	43
Différence	-46,03	-2	22,44	5
%	-22,97	-14,27	+7,10	+12,66

Tableau 14 – Durée par phase – Moyenne+σ – Décembre et Mai

La **Figure 119** illustre à nouveau la faible proportion de la « piling phase », avec 17%, et inversement, la forte proportion de la « jacket phase » avec 31%.

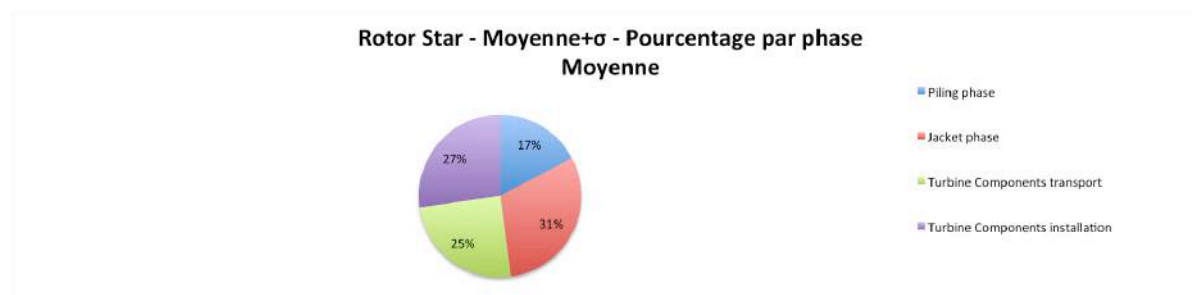


Figure 119 - Proportion moyenne par phase sur la durée totale du chantier - Moyenne+σ

La différence essentielle entre les chantiers initiés en décembre et en mai, est l'évitement de l'hiver pour les phases de transport et d'installation dans le premier cas et non dans le second (**Figure 120** et **Figure 121**). Cela explique les principales différences entre les deux chantiers.

La « piling phase » diminue de 22,97% d'un cas à l'autre. Pour le chantier initié en décembre, cette phase est initiée juste avant l'arrivée de l'hiver et se tient donc tout au long de celui-ci. A l'inverse, pour celui initié en mai, elle est initiée à la mi-printemps et sera clôturée à la mi-automne, évitant les mois les plus mauvais où le transfert et le battage des pieux seront compliqués. L'augmentation de la « piling phase » dans le premier cas conduit aussi à une augmentation de 4,77% de la « jacket phase » engendrant à son tour une augmentation des phases de transport et d'installation des éléments de turbine. Cela explique également le long temps d'attente avant d'initier la « jacket phase » dans le premier cas. Comme pour le cas d'une mauvaise année pour la stratégie « bunny ears », l'intérêt d'initier cette phase en décembre est surtout de pouvoir débiter les suivantes plus tôt dans l'année et notamment celle d'installation qui, suivant une stratégie « rotor star » est assez contraignante, notamment lors de la mise en place du rotor. Bien que surprenante, cette planification s'avèrera payante sur la durée totale du chantier dans le cas d'une année avec une mauvaise météo.

Les observations sur la « jacket phase » restent valables dans ce cas-ci avec des plages de temps particulièrement longues et compliquées à obtenir. Cette phase impacte à nouveau l'ensemble du

chantier dont la fin coïncide avec celle de la « jacket phase ». Les diagrammes de Gantt sont présentés à l'Annexe II (p.156).



Figure 120 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne+ σ – Décembre

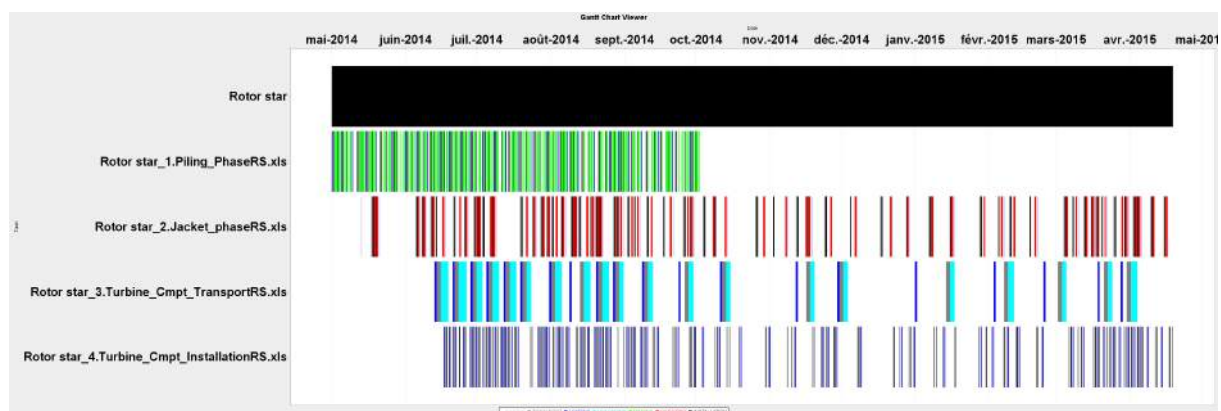


Figure 121 - Distribution des activités de Gantt – Moyenne+ σ – Mai

Finalement, la **Figure 122** permet de tirer des conclusions similaires aux autres cas sur les difficultés pour trouver des plages de temps adéquates à la réalisation de la « jacket phase » avec respectivement 65,57% et 68,27% de temps d'attente par rapport à la durée totale de la phase. Cette différence explique l'augmentation de 7,10% de la durée totale d'exécution de cette phase entre les deux chantiers et impactera le reste du chantier, expliquant les différences observées dans les phases suivantes.

Les raisons de la diminution d'un cas à l'autre de 22,97% de la « piling phase » se confirment avec des proportions importantes de temps d'attente qui passent de 40,74% pour le chantier initié en décembre à 27,51% pour celui initié en mai.

On observe à nouveau que les plages de temps de praticabilité sont facilement trouvées pour le transport des éléments, la longueur de la phase totale étant toujours due à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ».

Les temps d'attente pour la phase d'installation sont également conséquents pour les raisons expliquées au Chapitre 3.4.1 (p.81). Cumulés, ces temps d'attente représentent 19,40% et 28,24% de la durée totale de la phase.

Notons finalement, que dans ce cas-ci, l'installation des éléments de turbine représente 9,5% du délai total d'installation pour le chantier initié en décembre et plus que 9% pour celui initié en mai en raison de l'accroissement des temps d'attente.

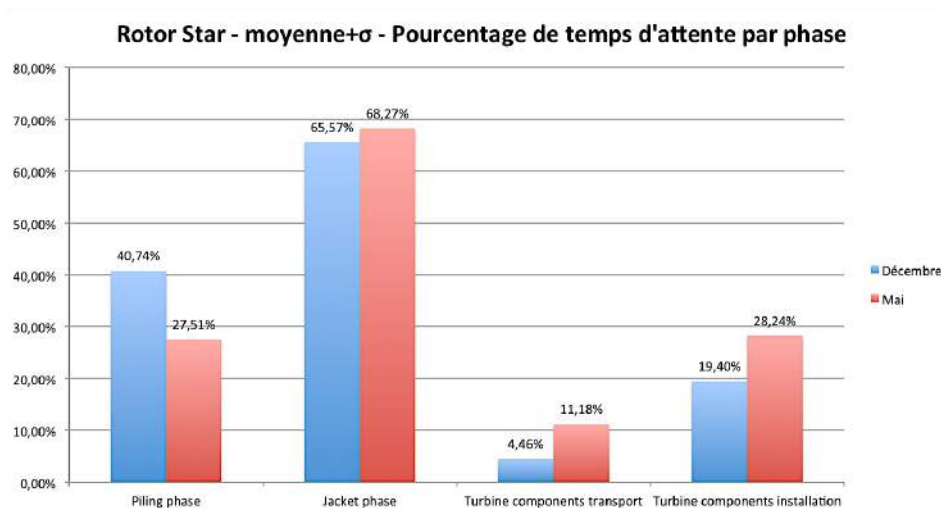


Figure 122 - Pourcentage d'attente par phase – Moyenne+ σ - Décembre et Mai

3.4.4 Comparaison

La **Figure 123** permet de comparer les durées mensuelles moyennes pour les délais de construction moyens avec et sans écart-type. Le but est ici d'analyser les différences et d'essayer de tirer une tendance afin d'optimiser la stratégie « Rotor star » que ce soit pour une année avec une météo moyenne ou avec une météo meilleure/pire que les moyennes saisonnières.

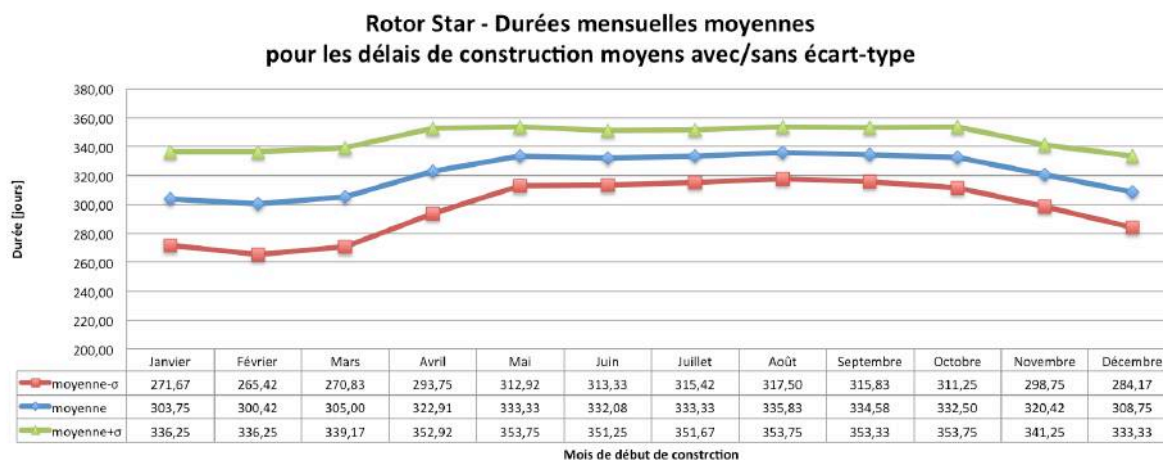


Figure 123 - Durées mensuelles moyennes pour les délais de construction moyen avec/sans écart-type

On remarque que les allures générales des courbes sont relativement similaires pour les trois configurations avec un plateau maximal entre mai et septembre et avec un minimal en février pour les deux premier cas et en décembre pour le dernier. Il est également intéressant de noter que l'écart entre la durée minimale et maximale est le plus large dans le cas des délais moyens diminués de l'écart-type. L'écart y vaut 52,08 jours entre les cas des chantiers débutés en février et en août. A l'inverse, l'écart sera le moins large dans le cas des délais moyens augmentés de l'écart-type et vaudra 20,42 jours entre les cas des chantiers débutés en décembre et en mai. Finalement l'écart maximal des délais moyens sans écart-type se situera entre les deux avec une valeur de 35,41 jours entre les chantiers débutés en février et en août. Une plus grande variabilité des conditions météorologiques durant les mois hivernaux reste l'hypothèse la plus probable de l'obtention de ces résultats. Elle devra cependant être corroborer par des études météorologiques détaillées en Mer du Nord. Cela se traduit ainsi lors du calcul des écarts-types (*Annexe II, p.153*) qui seront maximaux entre janvier et avril et minimaux entre juin et septembre. Dans le cas d'une année avec une météo meilleure que les moyennes saisonnières,

les différences entre les mois hivernaux et estivaux seront plus marquées et les gains ou les pertes de jours par rapport aux moyennes annuelles seront ainsi plus importants. Inversement, dans une année avec une météo particulièrement mauvaise, le climat aura tendance à s'homogénéiser sur l'année, ce qui se traduira par des possibilités de gains ou de pertes de temps plus faibles par rapport aux moyennes annuelles.

La **Figure 124** illustre les durées moyennes annuelles des délais de construction avec les écarts maximaux pour les trois configurations.

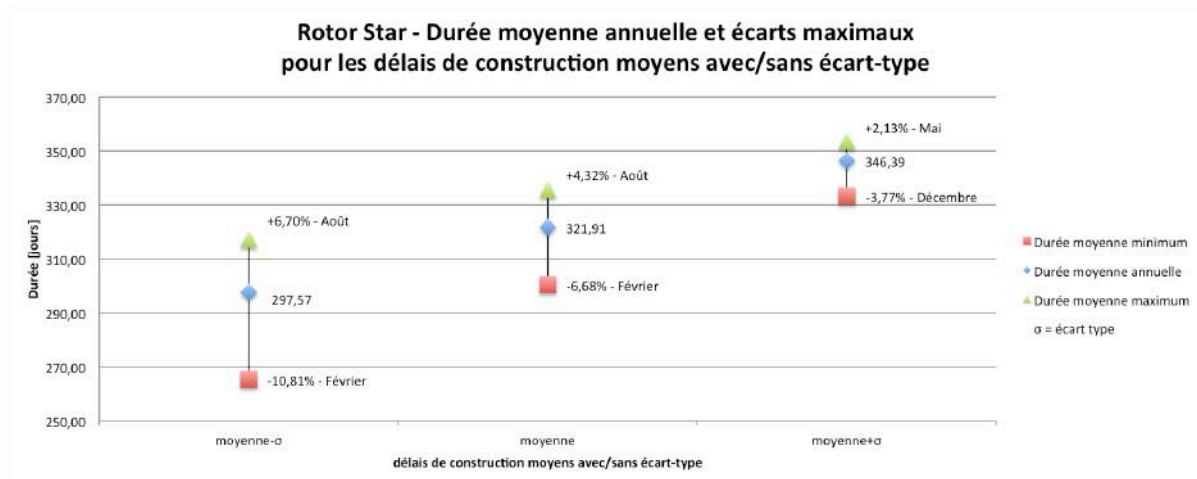


Figure 124 - Durée moyenne annuelle et écarts maximaux pour les délais moyens avec/sans écart-type

La variation des écarts maximaux en fonction de la configuration y apparaît clairement. Lors d'une année avec une météo meilleure que la moyenne, la durée annuelle moyenne de construction est de 297,57 jours. Commencer le chantier en février permettra en moyenne de diminuer ce délai de 10,81% et à l'inverse, commencer en août conduira en moyenne à une perte de 6,70% par rapport au délai annuel moyen. Pour une année avec une météo moyenne, la durée moyenne annuelle de construction est de 321,91 jours et les écarts sont moins larges avec la possibilité d'économiser en moyenne 6,68% de ce délai en débutant en février ou le risque de perdre 4,32% de ce délai en débutant en août. Finalement, pour une année avec une météo mauvaise, les différences diminuent encore. La durée moyenne annuelle de construction sera de 346,39 jours avec possibilité d'économie moyenne de 3,77% en débutant en décembre ou de perte moyenne de 2,13% en débutant en mai.

On peut déjà conclure que à l'exception d'une année avec une météo particulièrement mauvaise, il est toujours intéressant de débiter le chantier en février avec la stratégie « Rotor star » et plus les prévisions météorologiques seront bonnes, plus ce sera vrai. Par contre si les prévisions annuelles sont mauvaises, décembre sera plus adapté. A l'inverse, les mois entre mai et septembre sont globalement des mois à éviter pour débiter le chantier.

La **Figure 125** permet de mieux comprendre les phases à surveiller lors d'un chantier basé sur la stratégie « rotor star ». Elle représente le pourcentage de temps d'attente d'une plage de praticabilité satisfaisante par phase d'opération par rapport au délai total de réalisation de la phase pour un chantier débuté au mois permettant les délais de construction minimaux, ici février ou décembre selon le cas, et ce pour les trois configurations.

La « jacket phase » est la phase d'opération présentant le plus grand pourcentage de temps d'attente oscillant entre 55,32% et 65,57%. Incluant de nombreuses opérations demandant des plages de temps importantes (12h pour l'installation, 18h pour la connexion aux pieux) avec attente de plages de praticabilité adéquates entre chacune, il sera primordial d'éviter d'effectuer cette phase en hiver. Cela est d'autant plus vrai que, comme vu précédemment, elle impacte de manière importante les opérations suivantes que sont le transport et l'installation des éléments qui seront fort prolongés si les jackets n'ont pas été mises en place.

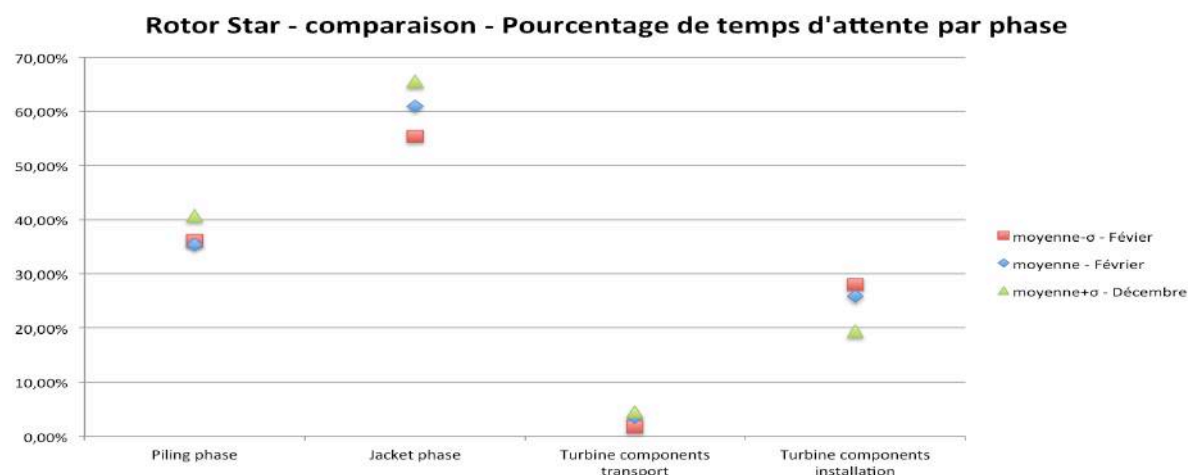


Figure 125 - Comparaison pourcentages de temps d'attente par phase

La « piling phase » présente le même type de contrainte que la « jacket phase » mais dans une moindre mesure, ce qui explique ses pourcentages d'attente relativement longs. Cependant, augmentant de maximum 5% la « jacket phase » dans le cas d'une année avec bonne météo, son impact sur le reste du chantier est faible. Les conditions de praticabilité étant plus exigeantes pour la « jacket phase », les pieux auront eu le temps d'être installés au moment de la mise en place des jackets. Il est aussi apparu qu'à l'exception d'une année avec une mauvaise météo, débuter la « piling phase » en février offre une bonne solution pour permettre à la « jacket phase » de débuter fin février/début mars et d'être clôturée avant le début de l'hiver. Dans le cas d'une année avec une météo inférieure aux moyennes annuelles, débuter en décembre afin d'éviter à la phase d'installation de se dérouler pendant l'hiver semble plus intéressant.

La phase de transport des composantes de turbine présente très peu de temps d'attente de plages de praticabilité satisfaisantes (moins de 10%). Ces dernières sont généralement satisfaites. Par contre, la proportion de cette phase sur la durée totale du chantier est importante et varie énormément d'un cas à l'autre. Cela est dû aux temps d'attente d'installation des composantes de turbine stockées sur le site offshore qui dépendent eux-mêmes de l'installation des jackets. En effet, les navires de transport ne quitteront le port que si il y a de l'espace de stockage suffisant sur le site offshore. Si la phase d'installation est retardée que ce soit à cause de l'attente de plages de praticabilité adéquates à sa réalisation ou à cause d'un retard dans l'installation des fondations, le transport sera interrompu.

Finalement, les temps d'attente de plages adéquates pour la phase d'installation des éléments de la turbine pour une stratégie « Rotor star » représente entre 20% et 30% du délai total de cette phase. En comparaison, le pourcentage moyen d'installation des nacelles, moyeux et pales représente en moyenne 12% du délai total. Ce pourcentage augmente si les temps d'attente diminuent ou diminue si ceux-ci augmentent. De manière générale, le pré-assemblage d'une partie des éléments onshore permet de gagner du temps d'installation sur le site offshore. Cependant, l'installation étant plus complexe, les limitations de vitesses de vent et de hauteurs de vague sont très exigeantes, notamment lors de l'installation du rotor pré-assemblé. Cela explique les pourcentages non négligeables de temps d'attente. Cette stratégie aura donc du sens si la phase d'installation s'effectue durant l'été. A l'inverse, cette stratégie sera à éviter en hiver, engendrant des délais d'attentes très importants. C'est ce qui explique l'intérêt, à priori surprenant, de débuter le chantier en décembre dans le cas d'une année avec une mauvaise météo.

3.5 Comparaison des 3 stratégies

Ce chapitre a pour objectif l'analyse et surtout la comparaison des 3 stratégies d'assemblage des éoliennes offshore sur base des études préalablement réalisées.

Les stratégies comparées sont les stratégies « Single blade », « Bunny ears » et « Rotor star » qui diffèrent l'une de l'autre par le pré-assemblage ou non d'une partie de leurs éléments onshore. D'un point de vue logistique, la construction d'une éolienne, indépendamment de la stratégie d'assemblage choisie, se divise en quatre phases principales que sont la « piling phase », c.-à-d. la mise en place des pieux de fondation, la « jacket phase », consistant en la mise en place des jackets de fondation, ainsi que les phases de transport jusqu'au lieu de stockage offshore et d'installation des éléments composants la turbine. Chacune de ces phases comporte plusieurs sous-opérations d'exécution et des délais d'attente de plages de temps de praticabilité adéquates à leur réalisation. Du point de vue de l'implémentation, les trois stratégies ne diffèrent que dans la dernière phase, à savoir la phase d'installation. Les autres phases sont identiques dans tous les cas, que ce soit au niveau des plages de temps ou de praticabilité nécessaire à leur exécution.

Pour rappel, les six premières sous-opérations dans la phase d'installation sont identiques. C'est à la septième que les trois stratégies commencent à différer (**Figure 126**, **Figure 127** et **Figure 128**) :

- 1) Chargement sur le navire de type « jack-up » des composantes de turbine stocké sur le site offshore.
- 2) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 3) Transport jusqu'au lieu d'installation.
- 4) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 5) Installation de la partie inférieure du mat.
- 6) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.

Single blade :

- 7) Installation de la partie supérieure du mat, de la nacelle et du moyeu.
- 8) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 9) Installation des 3 pales.



Figure 126 - Single blade - Assemblage de la turbine

Bunny ears :

- 7) Installation de la partie supérieure du mat et de l'élément constitué de la nacelle, du moyeu et de 2 des 3 pales pré-assemblé onshore.
- 8) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 9) Installation de la 3^e pale.



Figure 127 – Bunny ears - Assemblage de la turbine

Rotor Star :

- 7) Installation de la partie supérieure du mat et de la nacelle.
- 8) Attente d'une plage de temps de praticabilité adéquate.
- 9) Installation du rotor complet (moyeu + pales) préalablement pré-assemblé onshore.



Figure 128 – Rotor star - Assemblage de la turbine

A l'implémentation, les sous-opérations des points 7 et 9 se caractériseront par des plages différentes de temps d'installation et de limites de vitesses de vent, dont les valeurs sont reprises dans le **Tableau 15**.

Stratégie	Single blade		Bunny ears		Rotor star	
Opération	N°7	N°9	N°7	N°9	N°7	N°9
Plage de temps [h]	6	7	7	3	6	5
vitesse de vent [m/s]	11	10	9	6	11	8

Tableau 15 – Plages de temps et limites de vitesses de vent pour les 3 stratégies

On peut déjà noter qu'au plus le nombre d'éléments pré-assemblés est important, plus le temps d'installation est faible. Ainsi pour une stratégie « bunny ears », le pré-assemblage onshore de la nacelle, du moyeu et de 2 des 3 pales permet de diminuer le temps d'installation total à 7+3h, soit 10h. A l'inverse, pour une stratégie « single blade », ce temps est de 13h (6+7h). La stratégie « Rotor star » se situe entre les deux avec un temps de 11h (6+5h).

Cependant, plus le nombre d'éléments pré-assemblés augmente, plus l'installation se complique et requiert donc des conditions de limitations de vitesses de vent plus strictes. Bien qu'ayant le temps d'installation total le plus faible, la stratégie « bunny ears » est caractérisée par les plages de praticabilité les plus exigeantes avec des limites de vitesses de vent respectives de 9 et 6 m/s pour les sous-opérations 7 et 9. La limitation particulièrement contraignante à l'installation de la troisième pale est le résultat du besoin de placer les deux premières pales pré-assemblées dans une configuration particulière. A l'inverse, le pré-assemblage onshore étant inexistant dans le cas d'une stratégie « single blade », les conditions de praticabilité seront beaucoup moins contraignante avec des limites de vitesses de vent de 11 et 10 m/s. Intermédiaire, la stratégie « Rotor star » présente des limites de vitesses de vent de 11 et 8 m/s.

Le programme EOSIM, présenté au *Chapitre IV*, a permis d'effectuer de nombreuses simulations d'un chantier en Mer du Nord de 60 éoliennes afin de mettre en lumière les avantages et inconvénients des différentes stratégies. En outre, les impacts de leurs différences sur les délais de construction ont pu être étudiés en fonction du mois de début de chantier dans le but d'optimiser la planification, l'idée étant de tirer des tendances afin d'optimiser le choix de la stratégie.

Dans un premier temps, les délais mensuels moyens avec et sans écart-type seront comparés de manière générale pour le chantier étudié. Dans un second temps, les différentes phases d'opération et notamment la phase d'installation propre à chaque stratégie seront analysées plus en détails.

3.5.1 Délais moyens de construction

Lors de l'étude des trois stratégies dans ce chapitre, trois configurations différentes ont été étudiées et comparées : délais de construction moyens sans écart-type et augmentés ou diminués de l'écart-type. Le but est de comparer les résultats pour une année avec une météo moyenne, mauvaise et bonne. Dans un premier temps, les trois stratégies seront comparées dans le cas des délais de construction moyens sans écart-type et dans un second, avec écart-type. La **Figure 129** présente les délais de constructions moyens en fonction du mois de début de chantier pour les stratégies « single blade », « bunny ears » et « rotor star ».

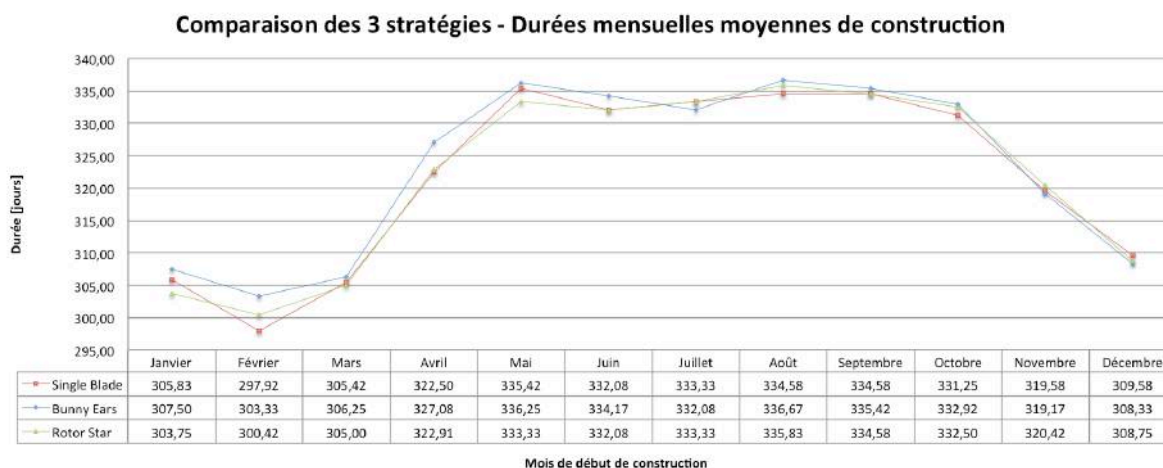


Figure 129 – Durées mensuelles moyennes de construction en fonction de la stratégie

Globalement, les allures générales des courbes sont relativement similaires pour les trois stratégies avec un plateau maximal entre mai et septembre et avec un minimal en février. On peut donc en déduire que, dans le cas de ce chantier, les stratégies seront affectées de manière similaire par les conditions météorologiques. Le chantier étant situé à environ 28km de la côte belge, la localisation géographique constitue un des paramètres fixés. Il impacte donc directement les paramètres météorologiques. En Mer du Nord, le climat est dit tempéré océanique, c.-à-d. caractérisé par des étés généralement doux et des hivers frais et humides. L'amplitude des températures y est faible voir très faible (entre 10 et 18°C) [GEOS, 2001]. Les gains de temps réalisés en pré-assemblant une partie des éléments onshore sont contrebalancés par des exigences plus strictes de limitations à l'installation sur site offshore expliquant l'évolution similaires des courbes de délais pour les trois stratégies.

En fonction du mois de départ, la stratégie optimale varie avec une tendance générale pour la « single blade » et la « rotor star ». Au final, peu importe la stratégie choisie, le mois optimal pour débuter le chantier qui nous intéresse est février avec un délai total de construction de 297,92 jours pour une stratégie « single blade ». Les mois de janvier, mars et décembre semblent également offrir des délais intéressants. A l'inverse, les mois entre mai et septembre semblent être les mois à éviter pour débuter le chantier avec un maximum de 336,67 jours de chantier en débutant en août suivant la stratégie « bunny ears ». En adaptant la stratégie et le mois de début de chantier, il est donc possible d'économiser un maximum de 38,75 jours ce qui est une réduction significative.

La **Figure 130** permet de comparer les durées annuelles moyennes de construction en fonction de la stratégie ainsi que les écarts maximaux à ces moyennes.

La stratégie « single blade » conduit à la durée moyenne annuelle la plus courte, soit 321,84 jours. L'économie maximale avec cette stratégie est de 7,43% en moyenne en débutant en février, permettant de réduire le délai du chantier à 297,92 jours, délai total le plus court possible pour ce chantier. Par contre, en débutant en mai, la moyenne annuelle sera prolongée de 4,22% en moyenne. Aucun pré-assemblage n'étant préalablement effectué, cette phase est celle présentant les plus grands écarts.

La stratégie « bunny ears » a la durée moyenne annuelle la plus longue, soit 323,26 jours, avec une possibilité d'économie ou de perte maximale respective de 6,17% en débutant en février, et de 4,15% en débutant en août, soit 336,67 jours, délai total maximal possible pour ce chantier. Bien qu'étant la stratégie avec la durée moyenne la plus élevée, cette stratégie est également la moins variable d'un mois à l'autre, en raison des pré-assemblages préalablement effectués.

Enfin, la durée moyenne annuelle via la stratégie « rotor star » est de 321,91 jours, donc très proche de la stratégie « single blade ». Débuter en février permettra d'économiser 6,68% de ce temps et à l'inverse, débuter en août provoquera une augmentation de 4,32%.

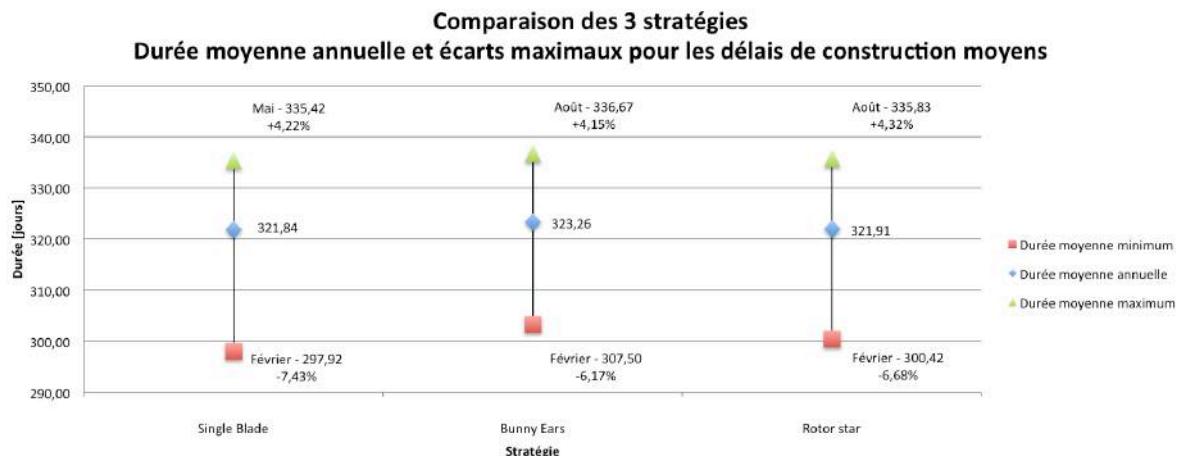


Figure 130 – Durée moyenne annuelle et écarts maximaux

En conclusion, les durées ne sont pas significativement différentes d'une stratégie à l'autre avec des économies variant entre 0 et 5 jours suivant le mois de début de chantier. Cependant il faut rester conscient que tels chantiers ont des coûts journaliers très élevés et une journée de chantier en moins, en tenant compte des coûts de navires de transport, de la main d'œuvre, des ingénieurs, etc. n'est pas négligeable d'un point de vue financier. A titre d'exemple, la construction des 60 éoliennes du chantier Prinses Amalia en Mer du Nord financé par les Pays-Bas a coûté 380 millions d'euros pour 671 jours entre le début de la construction des fondations et l'année de commission. Cela représente plus de 566.000 euros par jours (*Annexe I, p.112*).

Les **Figure 131** et **Figure 132** présentent les délais de constructions moyens diminués et augmentés de l'écart-type en fonction du mois de début de chantier pour les trois stratégies. Cela permet de comparer les résultats pour une année moyenne à ceux d'une année avec des conditions météorologiques favorables ou défavorables.

Dans le cas d'une année avec des conditions favorables, l'allure des courbes est similaire à celle obtenue dans le cas des délais de construction moyens mais avec des valeurs inférieures. On observe également un plateau maximal entre mai et septembre et un minimal en février. Dans le cas d'une année avec mauvaise météo, l'allure est également similaire mais plus fluctuante. On y observe également un plateau maximal, plus large, entre avril et octobre et des minimaux en février avec une stratégie « single blade » et en décembre pour les deux autres stratégies.

Il est intéressant de noter également que l'écart entre le délai minimal et maximal de construction est plus large dans le cas d'une année favorable avec un maximum de 55,83 jours pour la stratégie « single blade » entre le chantier initié en février, pour un délai de 333,75 jours, et celui initié en septembre, pour un délai de 352,08 jours. Il en va de même pour les deux autres stratégies. A l'inverse, l'écart est moins large dans le cas d'une année défavorable avec un maximum de 22,92 jours pour la stratégie « bunny ears » entre le chantier initié en décembre, pour un délai de 333,75 jours, et celui initié en mai, pour un délai de 356,67 jours. Une hypothèse est que dans le cas d'une année

favorable, les différences entre les mois hivernaux et estivaux seront plus marquées. Les gains ou les pertes de jours suivant le mois de début de chantier, seront alors, plus importants. Inversement, lors d'une année avec météo particulièrement mauvaise, le climat aura tendance à s'homogénéiser sur l'année. Les différences entre les mois hivernaux et estivaux seront moins marquées, ce qui se traduira par des possibilités de gains ou de pertes de temps plus faibles d'un mois à l'autre. Cette hypothèse reste cependant à corroborer par des études météorologiques en Mer du Nord.

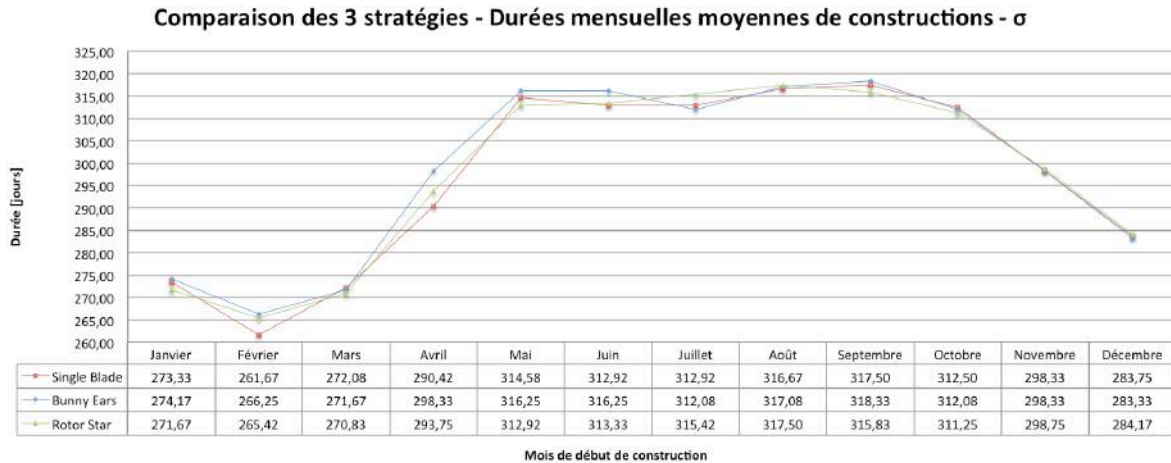


Figure 131 – Durées mensuelles moyennes de construction - σ en fonction de la stratégie

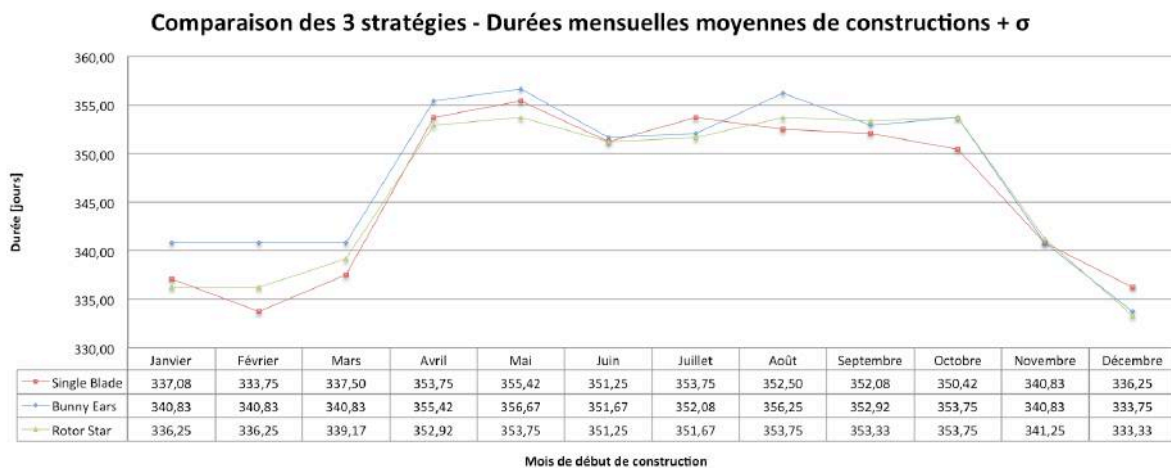


Figure 132 – Durées mensuelles moyennes de construction + σ en fonction de la stratégie

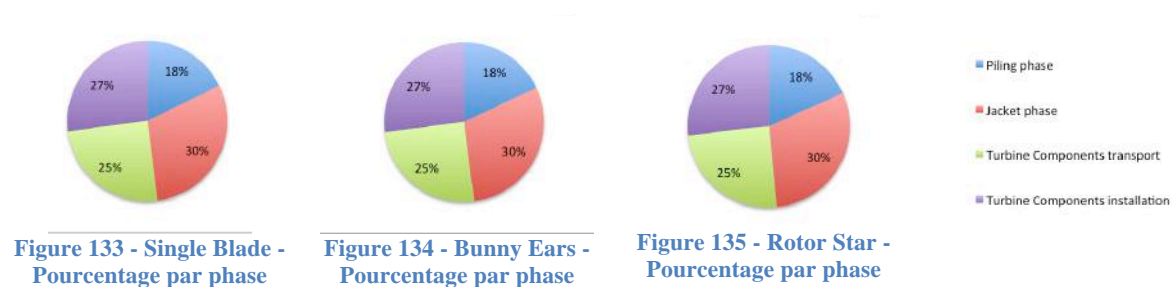
Dans le cas d'une année avec de bonnes conditions, il sera d'autant plus intéressant de débuter en février pour profiter un maximum des mois printaniers et estivaux. Par contre, dans le cas d'une année avec de mauvaises conditions, il sera optimal de débuter le chantier qui nous intéresse en février pour un délai total de construction de 333,75 jours avec une stratégie « single blade », ou en décembre pour un délai total de construction de 333,33 jours avec une stratégie « Rotor star », voir « bunny ears » (333,75 jours).

3.5.2 Phases de construction

Après avoir étudié la répercussion du choix des stratégies sur les délais de construction de manière globale, ce chapitre va s'intéresser aux différentes phases de construction sous-jacentes à ces stratégies afin d'éclaircir les résultats obtenus dans ce chapitre, aux *Chapitres 3.3.2, 3.3.3 et 3.3.4*. Le chantier est donc divisé en 4 phases principales d'exécution comportant chacune des sous-opérations. Ces quatre phases sont :

- la « piling phase » : phase de mise en place des pieux ;
- la « jacket phase » : phase de mise en place des fondations de type jacket ;
- la phase de transport des composantes de turbine jusqu'au site de stockage offshore ;
- la phase d'installation des composantes de turbine. Cette phase varie suivant la stratégie utilisée.

Les **Figure 133**, **Figure 134**, et **Figure 135** illustrent les proportions moyennes des différentes phases sur la durée totale du chantier pour les trois stratégies qui nous intéressent. Les pourcentages sont parfaitement identiques d'une stratégie à l'autre avec 18% pour la « piling phase », phase nettement inférieure aux autres, 25% pour la phase de transport, 27% pour la phase d'installation et 30% pour la « jacket phase », phase la plus conséquente. Pour rappel, seule la phase d'installation diffère d'une stratégie à l'autre. Il est donc intéressant de noter que malgré les différences dans l'implémentation de cette phase, elle représentera 27% de la phase totale du chantier, pré-assemblage onshore ou non, donnant une première explication aux résultats similaires des délais de construction.



Les différentes phases sont subdivisées en sous-opérations avec des plages de temps prédéfinies nécessaires à leur exécution et d'attente de satisfaction des limitations de vitesses de vent et de hauteurs de vague. A cela s'ajoute l'interdépendance entre les phases, certains travaux ne pouvant être effectués si d'autres ne sont pas clôturés. Il sera par exemple impossible d'installer les composantes de turbine si les fondations jackets n'ont pas été mises en place. De même, le nombre limité d'éléments pouvant être stocké sur le site offshore implique que les navires de transport ne pourront pas livrer les composantes sur le site si l'espace disponible n'est pas suffisant.

La **Figure 136** présente les pourcentages de temps d'attente de plage de temps de praticabilité adaptée pour les différentes phases et les différentes stratégies pour un chantier initié en février. Sur base des études de ce chapitre, nous allons comparer ces phases pour les trois stratégies, phase par phase.

La première phase est la « piling phase », elle débute dès le jour de début de chantier et n'est donc pas dépendante des autres phases. Les navires de transport des pieux attendent au port une plage adéquate pour transporter les pieux sur le site offshore. Ensuite les pieux sont battus un par un en attendant entre chaque, une plage de praticabilité de 6h. Cela explique le pourcentage généralement important de temps d'attente oscillant de manière large entre 28 et 46% de la durée totale de cette phase. Cependant bien qu'importante, cette phase impacte peu le reste du chantier en raison du pourcentage très important d'attente de plage de temps de praticabilité de la « jacket phase », laissant suffisamment de temps aux pieux pour être installés. Cette phase étant identiques aux trois stratégies, il n'est pas étonnant d'obtenir des pourcentages similaires dans les trois cas. Dans ce chapitre, il a été conclu qu'il était généralement intéressant d'initier cette phase en février afin de permettre aux suivantes de débiter avec l'arrivée du printemps et d'être clôturées avant l'hiver. Dans le cas d'une année avec des conditions météorologiques particulièrement mauvaises, les délais d'exécution des différentes phases seront prolongés. Il pourra alors s'avérer intéressant de débiter cette phase en décembre afin d'éviter à la phase d'installation des composantes de turbine de se dérouler pendant l'hiver, notamment pour les stratégies « bunny ears » et « rotor star » pour lesquelles les limitations de praticabilité sont exigeantes en raison des pré-assemblages d'une partie des composantes onshore.

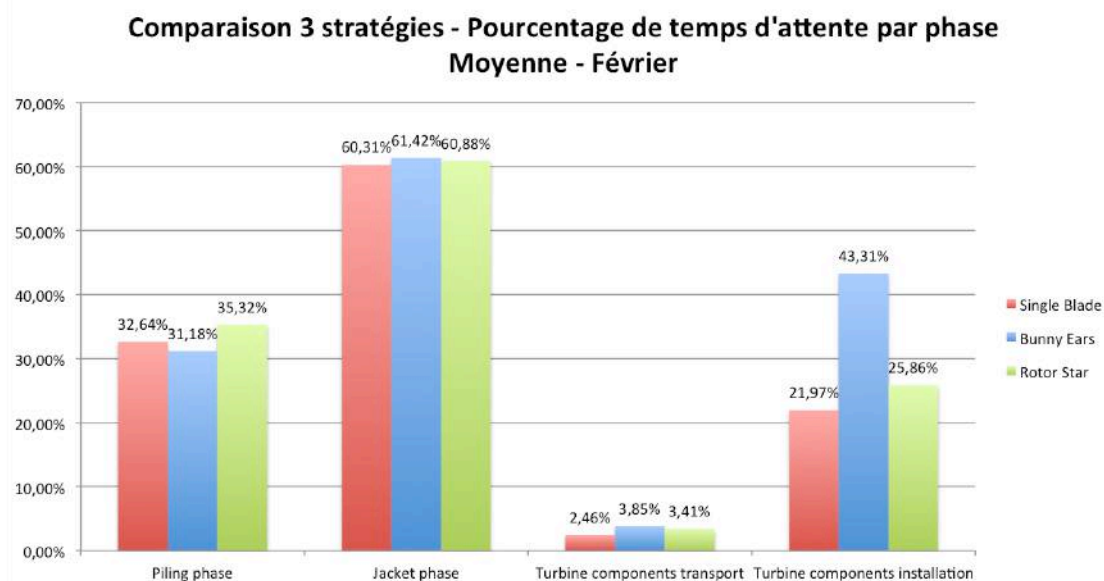
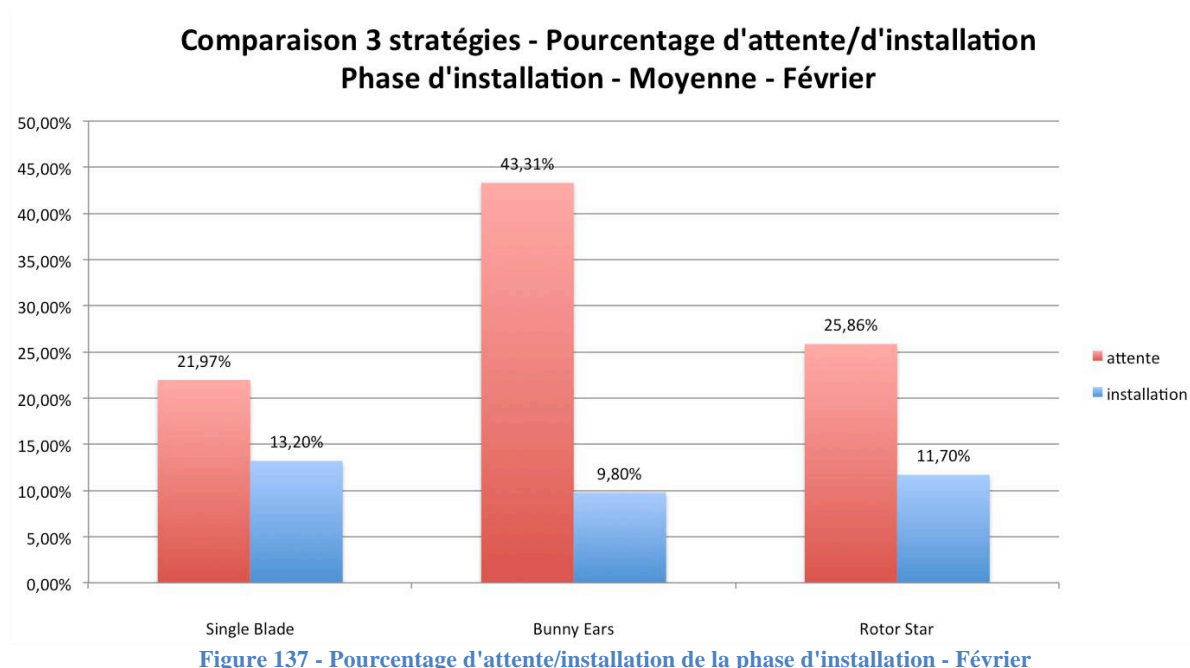


Figure 136 – Pourcentage de temps d'attente par phase – moyenne - février

La seconde phase, identique pour les trois stratégies, est la « jacket phase » et est la phase nécessitant les plages de temps d'exécution les plus longues, à savoir 12h pour l'installation et 18h pour la connexion aux pieux, pour lesquels les plages de temps de praticabilité sont particulièrement difficiles à obtenir, notamment en hiver. C'est pourquoi elle est la phase présentant le pourcentage le plus important tant vis-à-vis de la totalité du chantier, comme le montre les **Figure 133**, **Figure 134**, et **Figure 135**, que du temps d'attente, comme le montre la **Figure 136**. C'est pourquoi il est essentiel d'éviter de pratiquer cette phase en hiver, toujours excepté le cas d'une année avec de mauvaises conditions pour les stratégies « bunny ears » et « rotor star » où il sera avantageux de l'entamer à la mi-hiver pour éviter cette saison lors de la phase d'installation des composantes de turbine. De plus, tout retard dans l'installation des jackets impactera de manière exponentielle sur le reste du chantier. En effet, sans fondations installées, l'installation des éléments de turbines prendra du retard. Et, le stockage sur site des éléments de turbine étant limité, le transport en prendra également, les navires de transport ne quittant le port que s'il y a de l'espace suffisant dans la zone de stockage offshore. C'est ce qui explique en partie les différences importantes pour les phases de transport et d'installation entre les chantiers initiés à différents mois de l'année. Cela est particulièrement vrai pour la stratégie « single blade » qui, en ne pré-assemblant aucun élément onshore, possède des temps d'installation relativement longs. La « jacket phase » est donc la phase régulant la durée totale du chantier dont la fin de la phase d'installation coïncide généralement avec celle de la « jacket phase ».

La troisième phase, également identique pour les trois stratégies, est la phase de transport des composantes de turbine jusqu'au site d'assemblage offshore. On voit que techniquement, les plages de temps de praticabilité sont facilement trouvées avec des pourcentages oscillant entre minimum 2% et maximum 11%. La proportion conséquente de la phase sur la durée totale du chantier est due, comme conclu dans ce chapitre, à sa dépendance de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ». En effet, sans fondations installées, l'installation des éléments de turbines prendra du retard. Et, le stockage sur site des éléments de turbine étant limité, le transport en prendra également, les navires de transport ne quittant le port que si il y a de l'espace suffisant dans la zone de stockage offshore. Une fois l'installation des jackets et donc des éléments de turbine stockés sur le site offshore clôturée, les navires de transport doivent rarement attendre longtemps une plage de praticabilité adéquate. Cette phase n'influencera donc pas le choix du mois d'initiation du chantier.

La dernière et seule phase variant selon le choix de la stratégie est donc la phase d'installation des composantes de turbine, à savoir la partie inférieure et supérieure du mat, la nacelle, le moyeu et les pales. La **Figure 137** permet de comparer les pourcentages d'attente de plages de temps de praticabilité et d'installation de partie supérieure de la tour, de la nacelle, du moyeu et des pales pour les trois stratégies dans le cas d'un chantier initié en février d'une année moyenne.



La stratégie « single blade », étant plus facile d'installer des petits éléments plus légers, présente le pourcentage d'attente de plage de praticabilité le plus faible des trois stratégies avec 21,97% de la durée totale de la phase dans l'exemple ci-dessous. De manière générale, celui-ci variera entre 17 et 24% selon le type d'année et le mois d'initiation de chantier. En contrepartie, cette stratégie présente le pourcentage de temps d'installation des éléments le plus important avec 13,20% dans l'exemple en raison du plus grand nombre d'éléments à installer sur le site offshore, aucun pré-assemblage n'étant effectué onshore. Dans le cas du chantier étudié, cette stratégie, spécialement si débutée en février, semble être légèrement plus adaptée. Il a également été conclu dans ce chapitre, que lors de l'utilisation de cette stratégie, que l'on se trouve dans une année avec des conditions favorables ou défavorables, la phase primordiale est la « jacket phase ».

Une stratégie donnant des résultats très similaires à la stratégie « single blade » est la stratégie « rotor star ». L'augmentation à 25,86% dans l'exemple ci-dessus des pourcentages d'attente de plages de temps de praticabilité sur la durée totale de la phase est compensée par la diminution à 11,70% des pourcentages d'installation des composantes de turbine grâce au pré-assemblage onshore du rotor. L'installation de l'élément pré-assemblé fait gagné 2h à l'installation pour chaque éolienne. Ce temps d'installation peut varier entre 19 et 28% de la durée totale de la phase. Il a été montré que pour le chantier étudié, à l'exception d'une année mauvaise, il était optimal de démarrer en février afin de le clôturer avant l'hiver. Dans le cas d'une mauvaise année, décembre sera plus adapté afin d'éviter que la phase d'installation soit effectuée durant l'hiver en raison des limitations de praticabilité relativement exigeantes lors de l'installation du rotor.

Finalement la stratégie « bunny ears » apparaît comme légèrement moins adaptée pour ce chantier. En effet, bien que le pré-assemblage de la nacelle, du moyeu et de deux des trois pales permet de diminuer le temps d'installation à 9,80% (il peut même descendre à 8%) du délai total de la phase dans l'exemple, cela ne suffit pas à compenser les 43,31% de temps d'attente de plages de praticabilité adéquates. L'installation de la troisième pale est particulièrement complexe avec une limitation de vitesses de vent très exigeante de 6m/s qui semble difficile à obtenir sur le site du chantier étudié. C'est pourquoi dans le cas d'une année aux mauvaises conditions météorologiques, il sera essentiel de débuter en décembre pour éviter à la phase d'installation les mois hivernaux. Dans les autres cas, février semble également le choix optimal pour cette stratégie.

CHAPITRE VI - CONCLUSIONS

Possédant un haut potentiel énergétique, profitant de larges espaces, et présentant peu de nuisances des points de vue esthétique et sonore, les éoliennes offshore constituent une solution très attractive. Cependant la construction des éoliennes offshore est bien plus complexe que celle des onshore. La distance à la côte, l'ancrage sur les fonds marins et les conditions en mer comme la météo, le vent et les vagues demandent une nouvelle approche de la production, de l'installation et de la maintenance

Dans la première partie de ce travail, l'état de l'art de l'industrie éolienne offshore a été présenté. Simples copies des onshore, les éoliennes offshore se sont progressivement adaptées à la mer et leur technologie évolue rapidement. Actuellement, les fondations fixes, et plus particulièrement les monopieux, sont les plus répandues. Cependant, le désir d'une meilleure exploitation des ressources énergétiques de la mer pousse au développement des fondations flottantes permettant une implantation plus loin des côtes dans des eaux plus profondes. Cependant, les fondations en eaux profondes sont nouvelles et doivent encore passer par plusieurs étapes de développement avant de s'imposer sur le marché. La technologie des turbines évoluent également, notamment en terme de taille et de puissance.

Du point de vue logistique, aucune procédure standard n'a été établie pour le transport et l'installation des éoliennes offshore. Les différentes stratégies d'installation et d'assemblage, le nombre d'éoliennes, la distance à la côte, la profondeur des eaux, etc. constituent autant de variables à la procédure de construction. Au niveau transport, peu de navires sont actuellement capables de transporter des structures lourdes comme les fondations et ne sont pas faits pour l'installation en série en raison de leur coût important. La disponibilité de tels navires constitue un challenge majeur pour le développement prévu de l'industrie éolienne offshore d'ici 2020.

Le marché éolien offshore, en pleine expansion, a été présenté dans la seconde partie de ce travail. Les installations mondiales ont une capacité totale de près de 9GW. Leader de ce marché, l'Europe possède plus de 91% de la capacité totale, principalement en Mer du Nord. Actuellement leader de la production mondiale, le Royaume-Uni sera dépassé par l'Allemagne en 2016. Plus loin dans le futur, EWEA a identifié 26,4GW de parcs en Europe dont la construction a été approuvée et 98GW de projets planifiés. Cependant les gouvernements hors Europe se sont fixés des objectifs ambitieux pour le secteur éolien offshore où des développements ont commencé en Chine, au Japon, en Corée du Sud, à Taiwan et aux Etats-Unis. L'Inde et le Brésil s'intéressent également à ce marché.

La troisième et dernière partie de cet ouvrage a eu pour objectif l'analyse et la comparaison des différentes stratégies d'assemblage. Le programme EOSIM, présenté au *Chapitre IV*, a permis d'effectuer de nombreuses simulations d'un chantier en Mer du Nord de 60 éoliennes afin de mettre en lumière les avantages et inconvénients des différentes stratégies.

Globalement, les stratégies seront affectées de manière comparable par les conditions météorologiques avec une évolution similaire des durées de construction en fonction du mois de début de chantier. Les gains de temps réalisés en pré-assemblant une partie des éléments onshore sont contrebalancés par des exigences plus strictes de limitations à l'installation sur site offshore expliquant l'évolution similaire des durées de construction en fonction du mois de début de chantier pour les trois stratégies. De plus, les durées ne sont pas significativement différentes d'une stratégie à l'autre avec un plateau maximal entre mai et septembre et avec un minimal en février. Cependant il faut rester conscient que de tels chantiers ont des coûts journaliers très élevés et une journée de chantier en moins, en tenant compte des coûts de navires de transport, de la main d'œuvre, des ingénieurs, etc. n'est pas négligeable d'un point de vue financier.

Il a également été démontré que les durées de construction évoluent de manière semblable que ce soit dans le cas d'une année avec des conditions météorologiques meilleures, pires ou dans les moyennes saisonnières. Néanmoins, l'écart entre la durée minimale et maximale de construction est le plus large dans le cas d'une année favorable et le plus faible dans le cas d'une année défavorable. L'hypothèse émise est une différence plus marquée entre les mois hivernaux et estivaux dans le cas d'une année favorable, conduisant à des gains ou des pertes de jours suivant le mois de début de chantier, plus importants. Inversement, lors d'une année avec météo particulièrement mauvaise, le climat aura tendance à s'homogénéiser sur l'année, ce qui se traduira par des possibilités de gains ou de pertes de temps plus faibles d'un mois à l'autre. Cette hypothèse reste cependant à corroborer par des études météorologiques en Mer du Nord.

L'étude des quatre phases principales de construction, dont les proportions sur la durée totale du chantier sont identiques pour les trois stratégies, a démontré que la « piling phase » est la phase la plus courte et qu'elle impacte peu le reste du chantier. Inversement, la « jacket phase » est la phase plus conséquente et celle qui régule la durée totale du chantier. La durée de la phase de transport des éléments constitutifs des turbines est dépendante de la phase d'installation, elle-même dépendante de la « jacket phase ». La dernière et seule phase variant selon le choix de la stratégie est la phase d'installation. Les stratégies « single blade », « bunny ears » et « rotor star » se différencient par le pré-assemblage onshore ou non d'une partie des composantes de turbine. Plus le nombre d'éléments pré-assemblés est important, plus le temps d'installation offshore est faible. Ainsi la stratégie « bunny ears » pré-assemblant onshore la nacelle, le moyeu et deux des trois pales, présente le temps d'installation le plus faible, et inversement, sans pré-assemblage onshore, la stratégie « single blade » le plus important. La stratégie « rotor star », caractérisée par le pré-assemblage onshore du rotor, se situe entre les deux. Cependant, plus le nombre d'éléments pré-assemblés augmente, plus l'installation se complique et requiert donc des conditions de limitations plus strictes. La stratégie « bunny ears » est ainsi caractérisée par les plages de praticabilité les plus exigeantes, notamment lors de l'installation de la troisième pale, et semble légèrement moins adaptée au chantier qui nous a intéressé.

Bibliographie

Articles et livres

ARNOLD D., *Offshore wind installation tactics : Pre-assembly vs. Onsite assembly*, Août 2011, Wind Energy update

BACKHAUS J.O., *The North Sea and the climate*, 1989, Dana, vol8, pp.69-82

BOLLEMAN N.C.F., *Offshore wind floating foundations the competitive technology*, Avril 2013, Blue H Engineering, seminar Stavanger

BVG ASSOCIATES, *A guide to an offshore wind farm*, Janvier 2010, The Crown Estate

BYRNE B., *Foundation Design for Offshore Wind Turbines*, Novembre 2011, Géotechnique Lecture, British Geotechnical Association, Oxford University, Institution of Civil Engineers

CAPRACE J.-D., PETCU C., VELARDE M., RIGO P., *Toward a risk based simulation for the erection of an offshore windmill park*, 2012, Proceeding of the 11th International Conference on Computer Applications and Information Technology in the Maritime Industries.

DELONG V., *Avec quels matériaux sont fabriquées les pales des éoliennes*, Février 2013, L'enerGeek

DESEMBERG J., *Optimization of the installation process of offshore wind turbines*, Juin 2014, Travail de fin d'étude de Master, Université de Liège.

DEWAELE G., *Thornton Bank Belgium-325MW offshore windfarm*, Novembre 2012, presentation, C-Power E.ON Climate & Renewables, *E.ON Offshore Wind Energy Factbook*, Décembre 2011

E.W.E.A., *2030 : the next steps for EU climate and energy policy*, Septembre 2013

E.W.E.A., *Building a stable future, Annual Report 2013*, 2013

E.W.E.A., *Deep water The next step for offshore wind energy*, Juillet 2013

E.W.E.A., *The European offshore wind industry – key trends and statistics 2014*, Janvier 2015

E.W.E.A., *Wind energy scenarios for 2020*, Juillet 2014

E.W.E.A., *Wind in our sails, The coming of Europe's offshore wind energy industry*, 2011

E.W.E.A., *Wind in power, 2014 European statistics*, Février 2015

EDERER N., *The right size matters : Investigating the offshore wind turbine market equilibrium*, Février 2015, Energy, Elsevier

HARVEY F., *World's biggest offshore windfarm approved for Yorkshire coast*, Février 2015, The Guardian

GEOS F., *Wind and wave frequency distributions for sites around the British Isles*, 2001, technology report

G.W.E.C., *Global wind report, annual market update 2014*, Mars 2015-05-30

Lankhorst S., *Big, Bigger, Giantic – XL vibratory technology*, Octobre 2013, offshoreWIND

LE TIRANT P., *Mise en place des pieux en mer*, Direction de Recherche « Génie maritime pétrolier » Institut Français du Pétrole

Sites internet

LOZANO E., KOLIOS A.J., BRENNAN F.P., *Multi-criteria assessment of offshore wind turbine support structures*, Avril 2011, Renewable Energy, Elsevier

MAPLES B., SAUR G., HAND M., *Installation, Operation, and Maintenance Strategies to Reduce the Cost of Offshore Wind Energy*, Juillet 2013, Technical Report of National Renewable Energy Laboratory

MARTIN A., *Choix du site et taille critique : clés de l'éolien offshore*, 2011, Energies & Environnement, Sia Partners

MET OFFICE, *Marine, Weather analysis*, Décembre 2013

MOSTAFAEIPOUR A., *Feasibility study of offshore wind turbine installation in Iran compared with the world*, Novembre 2009, Renewable and Sustainable Energy Review, Elsevier

NADAI A., LABUSSIÈRE O., *Recomposer la mer pour devenir offshore : le projet éolien de Veulettes-sur-Mer*, 2014, Natures Sciences Sociétés

NIELSEN J.J., SORENSEN J.D., *On risk-based operation and maintenance of offshore wind turbine components*, Juillet 2010, Reliability Engineering and System Safety

PARK J., KIM J., SHIN Y., LEE J., PARK J., *3MW class offshore wind turbine development*, Décembre 2008, Current Applied Physics, Elsevier

PETCU C., *EOSIM – simulation tool for the assembly of offshore wind parks considering the weather conditions*, 2015, Présentation EOSIM pour E.W.E.A.

PETCU C., *Offshore wind turbine Installation*, 2011, European Erasmus Mundus Master Course, SUSCOS

SALEEM Z., *Alternatives and modifications of Monopile foundation or its installation technique for noise mitigation*, Avril 2011, Delft University of Technology

SHI W., HAN J., KIM C., LEE D., SHIN H., PARK H., *Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea*, Août 2014, Renewable Energy, Elsevier

URZAZ E., *Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses*, Juin 2011, Master Thesis, Gotland University

ZAAIJER M.B., *Comparison of monopile, tripod, suction bucket and gravity based design for a 6MW turbine*, Avril 2003, Delft University of Technology

Sites internet

4COffshore, <http://www.4coffshore.com/>
The windpower, <http://www.thewindpower.net/>
Windpower offshore, <http://www.windpoweroffshore.com/>
Eon Energy, <https://www.eonenergy.com/>
Offshore technology, <http://www.offshore-technology.com/>
Energies en questions, <http://www.fers.education/>
OffshoreWIND, <http://www.offshorewind.biz/>
C-POWER, <http://www.c-power.be/>
L'énerGeek, <http://lenergeek.com/>
Comprend Choisir Eolienne, <http://eolienne.comprendrechoisir.com/>
Renewable energy world, <http://www.renewableenergyworld.com/>
Wind Energy update, <http://analysis.windenergyupdate.com/>
London Array, <http://www.londonarray.com/>
Les Grunes, <http://www.lesgrunes.com/>
Schottel, <http://www.schottel.de/>
Connaissance des énergies, <http://www.connaissancedesenergies.org/>
LORC Knowledge, <http://www.lorc.dk/>

Annexes

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

Les données présentes dans cette annexe ont été principalement récoltées en combinant les sources suivantes :

- 4COffshore, <http://www.4coffshore.com/>
- LORC Knowledge, <http://www.lorc.dk/>
- Offshore Center Danmark, <http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms.asp>
- OffshoreWIND, <http://www.offshorewind.biz/>
- The windpower, <http://www.thewindpower.net/>
- Windpower offshore, <http://www.windpoweroffshore.com/>

1.1 Projets éoliens en production – hors Mer du Nord

hors Mer du Nord		Informations générales					Dates clés				
Projets		Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût [mio€]	estimé	Approuvé	Installation des fondations	1 ^e génération d'électricité	Année de commission	
Anholt		Danemark	20	15	1520		nov-08	févr-12	sept-12	sept-13	
Arklow Bank		Irlande	10	5,5			juin-02	sept-03		juin-04	
Avedore Holme		Danemark	0,5	2	13,4		nov-08	oct-09	déc-09	déc-11	
Barrow		Royaume-Uni	7,5	17	143		févr-02	mai-05	mars-06	sept-06	
Bockstigen Offshore		Suède	4	6	172,7			1998		mars-98	
Bretitling		Allemagne	0,5	2				févr-06	juil-06	sept-06	
Burbo Bank		Royaume-Uni	6,4	5	181		juil-03	juin-06	juil-07	oct-07	
Enden		Allemagne	0,6	3			nov-03	juin-04		oct-04	
EnBW Baltic 1		Allemagne	16	18	200		avr-06	mai-10	2011	mai-11	
EnBW Baltic 2		Allemagne	32	30	1250		avr-05	août-13	mars-15	mars-15	
Frederikshavn		Danemark	1	3			2001	mars-02	avr-02	juin-03	
Gwynt y Mor		Royaume-Uni	17	20	2000		déc-08	sept-12	août-13	janv-15	
Irene Vorrink		Pays-Bas	0,3	1,5	23,5			1996		1996	
Karehamn		Suède	7	19							
Kemi Ajos		Finlande	2,6	6	50		juin-05	oct-06	oct-07	déc-08	
Lely		Pays-Bas	0,8	5	4,54			1992		1994	
Lillgrund		Suède	7	8	200			févr-07		déc-07	
Middelgrunden		Danemark	2	4	46,95		déc-99	août-00	déc-00	mars-01	
North Hoyle		Royaume-Uni	8	10	94		juil-02	avr-03	nov-03	juin-04	
Nysted		Danemark	10,8	8	269		2002	juin-02	juin-03	déc-03	
Ormonde		Royaume-Uni	10	20	552		févr-07	juil-10	août-11	févr-12	
Port 1		Finlande	1,2	9				juil-10		sept-10	
Rhyl Flats		Royaume-Uni	8	10	216		déc-02	avr-08	oct-09	déc-09	

Robin Rigg	Royaume-Uni	11	9	500	déc-06	sept-07	sept-09	sept-10
Rodsand II	Danemark	8,8	8	446	avr-08	févr-10	août-10	oct-10
Ronland	Danemark	0,1	1		oct-96	juin-02	déc-02	janv-03
Samso	Danemark	3,5	12		avr-01	oct-02	févr-03	févr-03
Sprogø	Danemark	10,6	10		2008	sept-09	nov-09	déc-09
Tuno Knob	Danemark	6	5	11,7	oct-94	1995	avr-95	mai-95
Utgrunden I	Suède	10	8,5			sept-00		déc-00
Vanern	Suède	7	8		août-06	avr-07	déc-09	mai-10
Vindeby-Lolland	Danemark	2	3	10	juil-89	1990	sept-01	sept-01
Walney 1	Royaume-Uni	16	24		oct-07	juin-10	janv-11	juil-11
Walney 2	Royaume-Uni	24	8		nov-07	avr-11	nov-11	juin-12
West of Duddon Sands	Royaume-Uni	15	20		sept-08	mars-13	janv-14	oct-14
WindFloat - Phase 1 (PT)	Portugal	5	50	20	févr-09	janv-11	déc-11	juin-12

Tableau 16 - Projets éoliens en production - hors Mer du Nord - Informations générales et dates clés

hors Mer du Nord	Turbine				Rotor		Pales		Nacelle		Tour	Fondation
	Modèle Turbine	de	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Poids [t]	Hauteur [m]	Poids [t]	Type de Fondation
Anholt	Siemens SWT-3.6-120		111	3,6	399,6	120	101	58,5	18	81,6	200	Mono-pieux
Arklow Bank	GE 3.6 MW Offshore		7	3,6	25,2	104		50,5		73,5	160	Mono-pieux
Avedore Holme	Siemens SWT-3.6-120		3	3,6	10,8	120	101	58,5	18	93	300	Gravitaire
Barrow	Vestas V90-3.0 MW		30	3	90	90	39,8	44	7	75	153	Mono-pieux
Bockstigen Offshore	Wind World 3700/500 kW		5	0,5	2,5	37,3	9,8	17,15	1,62	41,5		Mono-pieux
Brettiling	Nordex N90/2500		1	2,5	2,5	90				80		Gravitaire
Burbo Bank	Siemens SWT-3.6-107		25	3,6	90	107	92,5	52	18	83,5	180	Mono-pieux
Emden	Enercon E-112		1	4,5	4,5	114		52	21	107		Gravitaire
EnBW Baltic 1	Siemens SWT-2.3-93		21	2,3	48,3	93	60	45	10,6	67	158	Mono-pieux
EnBW Baltic 2	Siemens SWT-3.6-120		80	3,6	288	120	101	58,5	18	95		Mono-pieux 39 / Jackets 41
Frederikshavn	Nordex N90/2300		1	2,3	2,3	90	54		10,4	80		Mono-pieux / Caisson à succion
Frederikshavn	Vestas V90-3.0 MW		5	3	15	90	39,8	44	7	90		Mono-pieux / Caisson à succion
Frederikshavn	Bonus 2.3 MW/82		1	2,3	2,3	82,4	54	40	9,3	80	158,3	Mono-pieux / Caisson à succion
Gamesa	Gamesa G128/4500		1	4,5	4,5	128						
Gwynt y Mor	Siemens SWT-3.6-107		160	3,6	576	107	92,5	52	18	84,4	142	Mono-pieux
Irene Vorrink	Nordtank NKT 600/43		28	0,6	16,8	43	26			50		Mono-pieux
Karehamn	Vestas V112-3.0 MW		16	3	48	112		54,6		80		Gravitaire
Kemi Ajos	WinWind WWD-3		10	3	30	100	43			90	120	Gravitaire
Le Carnet	Alstom Haliade 150-6 MW		1	6	6	150		73,5	33			
Lely	Nedwind N40/500		4	0,5	2	40	14,5			40		Mono-pieux
Lillgrund	Siemens SWT-2.3-93		48	2,3	110,4	93	60	45	10,6	69	134	Gravitaire
Middelgrunden	Bonus 2.0 MW/76		20	2	40	76	52	37		64	98,4	Gravitaire

North Hoyle	Vestas MW	V80-2.0	30	2	60	80	37	39	6,5	67	78	130	Mono-pieux
Nysted	Bonus 2.3 MW/82	72	2,3	2,3	165,6	82,4	54	40	9,3	69	82	115	Gravitaire
Ormonde	REpower 5M	30	5	5	150	126	125	61,5	17,5	90	290	221	Jackets
Port 1	Siemens SWT-2.3-101	1	2,3	2,3	2,3	101	60	49		80	82		Gravitaire
Rhyl Flats	Siemens SWT-3.6-107	25	3,6	3,6	90	107	92,5	52	18	80	142		Mono-pieux
Robin Rigg	Vestas MW	60	3	3	180	90	39,8	44	7	80	91	110	Mono-pieux
Rodsand II	Siemens SWT-2.3-93	90	2,3	2,3	207	93	52	45	10,6	68,5	82	100	Gravitaire
Ronland	Vestas MW	4	2	2	8	82,4	37	39	6,5	80	78		Gravitaire
Ronland	Bonus 2.3 MW/82	4	2,3	2,3	9,2	82,4	54	40	9,3	80	82		Gravitaire
Samso	Bonus 2.3 MW/82	10	2,3	2,3	23	82,4	54	40	9,3	61,2	82	135	Mono-pieux
Sprogø	Vestas MW	7	3	3	21	90	39,8	44	7	70	91		Gravitaire
Tuno Knob	Vestas kW	10	0,5	0,5	5	39	6			40,5	18	28,5	Gravitaire
Utgrunden I	Enron EW 1.5s	7	1,5	1,5	10,5	70,5	28			65	49		Mono-pieux
Vanørn	WinWind WWD-3	10	3	3	30	100	43			88	120		Gravitaire
Vindeby-Lolland	Bonus 450 kW/37	11	0,45	0,45	4,95	37	4,9	17		37,5	27,6	20	Gravitaire
Walney 1	Siemens SWT-3.6-107	51	3,6	3,6	183,6	107	92,5	52	18	83,5	142	260	Mono-pieux
Walney 2	Siemens SWT-3.6-120	51	3,6	3,6	183,6	120	101	58,5	18	90	142	260	Mono-pieux
West of Duddon Sands	Siemens SWT-3.6-120	108	3,6	3,6	388,8	120	101	58,5	18		142		Mono-pieux
WindFloat - Phase 1 (PT)	Vestas MW	1	2	2	2	80	37	39	6,5	67	78		Semi-submersible

Tableau 17 - Projets éoliens en production - hors Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, tours et fondations

1.2 Projets éoliens en production – en Mer du Nord

en Mer du Nord	Informations générales				Dates clés			
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût [mio€]	Approuvé	Installation des fondations	1 ^{re} génération d'électricité	Année de commission
Alpha Ventus	Allemagne	50	35	250	nov-01	avr-09	août-09	avr-10
Alpha Ventus	Allemagne							
Bard Offshore 1	Allemagne	100	40		avr-07	avr-10	déc-10	août-13
Beatrice	Royaume-Uni	23	45	41,5	mai-05	juil-06		août-07
Belwind I	Belgique	46	25	614	févr-08	août-09	2010	déc-10
Belwind II Demonstration	Belgique	45	34			janv-13	sept-14	sept-14
Blyth	Royaume-Uni	1,6	8		1999	août-00	2000	déc-00
Dan Tysk	Allemagne	69	25	1000	août-05	janv-13	juin-14	mars-15
Egmond aan Zee	Pays-Bas	14	18	217,7	mai-05	avr-06	oct-06	2007
Global Tech I	Allemagne	115	40	1600	mai-06	août-12	janv-15	2015
Greater Gabbard	Royaume-Uni	26	29	1615,25	févr-07	août-09	janv-11	août-13
Gunfleet Sands 1 + 2	Royaume-Uni	7	10		2004	oct-08	août-09	juin-10
Gunfleet Sands 3	Royaume-Uni	8,5	10		avr-12	sept-12		2012
Hooksiel	Allemagne	0,4	5			août-08		oct-08
Horns Rev 1	Danemark	18	10	270	mars-01	mars-02	juil-02	déc-02
Horns Rev 2	Danemark	30	10	470	mars-07	mai-08	sept-09	janv-09
Hywind Metcentre	Norvège	10	220	60	2006	juin-09	sept-09	déc-09
Kentish Flats	Royaume-Uni	8,5-13	5	122	août-02	août-04	juin-05	déc-05
Lincs	Royaume-Uni	8	10	872	oct-08	mai-11	août-12	sept-13
London Array	Royaume-Uni	20	25	2000	déc-06	mars-11	oct-12	avr-13
Lynn and Inner Dowing	Royaume-Uni	7	9	349	juil-03	avr-07	déc-08	mars-09
Meerwind Ost and Sud	Allemagne	53	25	1200	mai-07	sept-12	nov-14	déc-14
Nordsee Ost	Allemagne	57	24	1000	juin-04	juil-12	déc-14	déc-14

Northwind	Belgique	37	20			nov-09	mai-13		juin-14
Prinses Amalia	Pays-Bas	23	20	380		avr-02	sept-06		juil-08
Riffgat	Allemagne	30	20	450		sept-10	juin-12	févr-14	mars-14
Scroby Sands	Royaume-Uni	2,3	8	87		avr-02	mars-04	juil-04	déc-04
Sheringham Shoal	Royaume-Uni	22	20	1287		nov-08	juin-10	août-11	sept-12
Teesside	Royaume-Uni	1,5	10			sept-07	févr-12	avr-13	août-13
Thanet	Royaume-Uni	11	20	912		déc-06	mars-09	mai-10	sept-10
Thorntonbank 1	Belgique	30	20	153		avr-04	avr-08		mai-09
Thorntonbank 2	Belgique	30	20	812,5		avr-04	avr-11	juin-12	janv-13
Thorntonbank 3	Belgique	30	20	487,5		avr-04	août-11	sept-13	sept-13
Trianel Windpark Borkum phase 1	Allemagne	55	30	1600		juin-08	sept-11	févr-15	févr-15

Tableau 18 - Projets éoliens en production - en Mer du Nord - Informations générales et dates clés

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

En mer du Nord	Turbine			Rotor			Pales		Nacelle		Tour	Fondation
	Modèle de Turbine	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Poids [t]	Hauteur [m]	Poids [t]		
Alpha Ventus	AREVA M5000-116	6	5	30	116	110	56	16,5	90	235	104	Tripodes
Alpha Ventus	REpower 5M	6	5	30	126	125	61,5	17,5	90	290	210	Jackets
Bard Offshore 1	Bard 5.0	80	5	400	122	28,5		28,5	90	280		Tri-pieux
Beatrice	REpower 5M	2	5	10	126	125	61,5	17,5	87	290	225	Jackets
Belwind I	Vestas V90-3.0 MW	55	3	165,5	90	39,8	44	7	72	91	54	Mono-pieux
Belwind II Demonstration	Alstom Haliade 150-6 MW	1	6	6	150		73,5	33				Jackets
Blyth	Vestas V66-2.0 MW	2	2	4	66	23			67	57	159	Mono-pieux
Dan Tysk	Siemens SWT-3.6-120	80	3,6	288	120	101	58,5	18	95	142		Mono-pieux
Egmond aan Zee	Vestas V90-3.0 MW	36	3	108	90	39,8	44	7	70	91	94	Mono-pieux
Global Tech I	AREVA M5000-116	80	5	400	116	110	56	16,5	82	235		Tripodes
Greater Gabbard	Siemens SWT-3.6-107	140	3,6	504	107	92,5	52	18	77,5	142	250	Mono-pieux
Gunfleet Sands 1 + 2	Siemens SWT-3.6-107	48	3,6	172,8	107	92,5	52	18	75,5	142		Mono-pieux
Gunfleet Sands 3	Siemens SWT-6.0-120	2	6	12	120	101	75		84			Mono-pieux
Hooksiel	Bard 5.0	1	5	5	122	155,5		28,5	90	280	450	Tri-pieux
Horns Rev 1	Vestas V80-2.0 MW	80	2	160	80	37	39	6,5	70	78	160	Mono-pieux
Horns Rev 2	Siemens SWT-2.3-93	91	2,3	209,3	93	52	45	10,6	68	82		Mono-pieux
Hwyind Metcentre	Siemens SWT-2.3-82 VS	1	2,3	2,3	82,4	55	40		65	83		Bouée à espar
Kentish Flats	Vestas V90-3.0 MW	30	3	90	90	39,8	44	7	70	91	108	Mono-pieux
Lincs	Siemens SWT-3.6-120	75	3,6	270	120	101	58,5	18	85,25	142		Mono-pieux
London Array	Siemens SWT-3.6-120	175	3,6	630	120	101	58,5	18	87	142		Mono-pieux
Lynn and Inner Dowing	Siemens SWT-3.6-107	54	3,6	194,4	107	92,5	52	18	80	142		Mono-pieux
Meerwind Ost and Sud	Siemens SWT-3.6-120	80	3,6	288	120	101	58,5	18	89	142		Mono-pieux

Nordsee Ost	Senvion 6M126	48	6,15	295,2	126	125	61,5	92	350	243	Jackets
Northwind	Vestas MW V112-3.0	72	3	216	112		54,6	71			Mono-pieux
Prinses Amalia	Vestas MW V80-2.0	60	2	120	80	37	39	6,5	78		Mono-pieux
Riffgat	Siemens 3.6-120 SWT-	30	3,6	108	120	101	58,5	18	180	90	Mono-pieux
Scroby Sands	Vestas MW V80-2.0	30	2	60	80	37	39	6,5	78	110	Mono-pieux
Sheringham Shoal	Siemens 3.6-107 SWT-	88	3,6	316,8	107	92,5	52	18	142		Mono-pieux
Teesside	Siemens 2.3-93 SWT-	27	2,3	62,1	93	52	45	10,6	82		Mono-pieux
Thanet	Vestas MW V90-3.0	100	3	300	90	39,8	44	7	91		Mono-pieux
Thorntonbank 1	REpower 5M	6	5	30	126	125	61,5	17,5	290		Gravitaire
Thorntonbank 2	REpower 6M	30	6,15	184,5	126	120	61,5	17,5	290		Jackets
Thorntonbank 3	REpower 6M	18	6,15	110,7	126	120	61,5	17,5	290		Jackets
Trianel Windpark Borkum phase I	AREVA M5000-116	40	5	200	116	110	56	16,5	235		Tripodes

Tableau 19 - Projets éoliens en production - en Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, tours et fondations

1.3 Projets éoliens en construction – hors Mer du Nord

hors Mer du Nord	Informations générales			Dates clés		
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [mio€]	Début du Projet	Début de Construction
Kentish Flats 2	Royaume-Uni	8,5	4	231,7	2011	2014
SEM REV	France	24	35		2012	
VertiWind	France	6	68	9	2010	2014

Tableau 20 - Projets éoliens en construction - hors Mer du Nord – Informations générales et dates clés

hors Mer du Nord	Turbine					Rotor		Pales		Nacelle		Fondation	
	Modèle de Turbine	Nombre de Turbines	Capacité de [MW]	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Poids [t]	Hauteur [m]	Poids [t]	Type de Fondation	
Kentish Flats 2	Vestas V112-3.0 MW	15	3		49,5	112		54,6		83,6		Mono-pieux	
SEM REV			8									Semi-submersible	
VertiWind	VertiWind	1	2,3		2,3							Semi-submersible	

Tableau 21 - Projets éoliens en construction - hors Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, tours et fondations

1.4 Projets éoliens en construction – en Mer du Nord

en Mer du Nord	Informations générales			Dates clés			
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [mio€]	Début du Projet	Début de Construction	1 ^e génération d'électricité
Amrumbank West	Allemagne	35	23	100	2000	2013	
Borkum Riffgrund I	Allemagne	54	25	1250	2000	2013	2015
Butendiek	Allemagne	32	20	1300	2000	2014	2015
DanTysk DK	Danemark	48	26				
Eneco Luchterduinen	Pays-Bas	23	20	450	2008	2014	
Fife Energy Park	Royaume-Uni	1	5		2012	2013	2014
Humber Gateway	Royaume-Uni	10	15	900	2008	2012	2015
Westermøst Rough	Royaume-Uni	8	15	1000	2009	2013	2014

Tableau 22 - Projets éoliens en construction - en Mer du Nord – Informations générales et dates clés

en Mer Du Nord	Turbine			Rotor			Pales		Nacelle		Fondation
	Modèle de Turbine	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Poids [t]	Hauteur [m]	Type de Fondation	
Amrumbank West	Siemens SWT-3.6-120	80	3,6	288	120	101	58,5	18	90	Mono-pieux	
Borkum Riffgrund I	Siemens SWT-4.0-120	78	4	312	120	101	58,5	18	87	Caisson à suction Jacket	
Butendiek	Siemens SWT-3.6-107	80	3,6	288	107	92,5	52		90	Mono-pieux	
DanTysk DK		80		288							
Eneco Luchterduinen	Vestas V112-3.0 MW	43	3	129	112		54,6		81	Mono-pieux	
Fife Energy Park	Samsung 7.0-171	1	7	7	171,2				110	Jackets	
Humber Gateway	Vestas V90-3.0 MW	73	3	219	90	39,8	44	7	80	Mono-pieux	
Westermøst Rough	Siemens SWT-6.0-154	35	6	210	154					Mono-pieux	

Tableau 23 - Projets éoliens en construction - en Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, tours et fondations

1.5 Projets éoliens approuvés – hors Mer du Nord

hors Mer du Nord	Informations générales				Dates clés
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût estimé [mio€]	Début du Projet
Arkonabecken Sudost	Allemagne	35	25		2000
Codling Wind Farm	Irlande	15	15	3000	2005
Fécamp Offshore	France	15	30	2000	2011
FLOATGEN Demonstrator 1 IDEOL Gamesa	France	19	30		2014
Golfo di Gela	Italie	4	20	500	2008
Inkoo	Finlande	12	15		2006
Kriegers Flak II	Suède	20	18		2002
Lemnos	Grèce	1,5	26		2009
Mejlflak	Danemark	6	15		2010
NearshoreLAB	Danemark	7	15	32,15	2007
Oulunsalo	Finlande	5	8		2008
Raahe	Finlande	5	10		
Rampion	Royaume-Uni	19	30	2780	2008
Roytta III	Finlande	5	7		2009
Saint-Brieuc	France	20	30	2000	2011
Saint-Nazaire	France	15	20	2000	2011
Stenkalles grund	Suède	4,5	10		
Storgrundet	Suède	16	25		2011
Suurhiekkä	Finlande	6	15		2007
Taggen Vindpark	Suède	16	16		2012
Taranto	Italie	3	9	63	2010
Trolleboda	Suède	2,3	17		2005
Utgrunden II	Suède	6	12		2005
Walney Extension	Royaume-Uni	20	36		2011
Westermoordijk Buitendijks	Pays-Bas	1	5	450	2004
Win 2	France	7	25		2005

Tableau 24 - Projets éoliens approuvés - hors Mer du Nord – Informations générales et dates clé

hors Mer du Nord	Turbine		Nombre de Turbines			Capacité		Rotor		Pales		Nacelle		Fondation
	Modèle Turbine	de				Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Poids [t]	Hauteur [m]	Poids [t]	Type de Fondation
Arkonabecken Sudost			60				385							Mono-pieux
Codling Wind Farm			220		5		1100	120				100		
Fécamp Offshore	Alstom Haliade 150-6 MW		83		6		498	150		73,5				Gravitaire
FLOATGEN IDEOL Gamesa	Gamesa G87/2000		1		2		2	87						Semi-submersible
Golfo di Gela			38				136,8					80		
Inkoo			60				180	125				100		
Kriegers Flak II			128		5		640							
Lennos			81		6,15		498,15							
Mejflak	Siemens 6,0-154	SWT-	20		6		120	154						
NearshoreLAB			6		8		48	152				106		
Oulunsalo							225					100		
Raahe			310				882					100		
Rampion			116				400					124		Mono-pieux
Roytta III			14				70							
Saint-Brieuc	Adwen 8MW		62		8		496	180				90		Jackets
Saint-Nazaire	Alstom Haliade 150-6 MW		80		6		480	150		73,5		105		Mono-pieux
Stenkalles grund			20		5		100					120		Rock-Anchored Concrete Rings
Storgrundet			70				420							
Suurhiekkä			80				400	126,5				100		
Taggen Vindpark			60				300	130				100		
Taranto	Vestas V90-3.0		10		3		30	90	39,8	44	7	105	91	Multi-pieux
Trolleboda			30		5		150							
Utgrunden II			24		3,6		86,4	125				150		
Walney Extension	Vestas V164-8.0 MW		42		8		330	164				122		Mono-pieux

Westermoordijk Buitendijks	Siemens 3.0-108	SWT-	48	3	144	108			95		Mono-pieux
Win 2	AREVA M5000- 116		6	5	30	116	110	56	92	235	Tripodes

Tableau 25 - Projets éoliens approuvés - hors Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, et fondations

1.6 Projets éoliens approuvés – en Mer du Nord

en Mer du Nord	Informations générales				Dates clés
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Coût [mio€] estimé	Début du Projet
2-B Energy Test Site	Royaume-Uni	1	10		2010
Albatros	Allemagne	110	40	1600	2011
Belwind II	Belgique	42	25		2006
Borkum Riffgrund II	Allemagne	57	25		2000
Borkum Riffgrund West	Allemagne	65	30	1600	2000
Delta Nordsee 1	Allemagne	50	30		2001
Delta Nordsee 2	Allemagne	51,1	31		2006
Deutsche Bucht	Allemagne	100	40		2004
Dogger Bank A-1	Royaume-Uni	140	25		2008
Dogger Bank A-2	Royaume-Uni	140	25		
Dudgeon	Royaume-Uni	35	20	2100	2009
East Anglia One	Royaume-Uni	50	40		2010
EnBW He Dreiht	Allemagne	95	38		2002
EnBW Hohe See	Allemagne	95	35	1400	2001
EOWDC	Royaume-Uni	3	25	320	2010
Gemini	Pays-Bas	75	30	2800	2009
Gode Wind I	Allemagne	41	30	1247	2001
Gode Wind II	Allemagne	45	30	953	2007
Gode Wind IV	Allemagne	42	30		2013
Horns Rev 3	Danemark	30	15		2012
Hornsea Project One - Heron Wind	Royaume-Uni	100	30		2008
Hornsea Project One - Njord	Royaume-Uni	100	35		2008
Inch Cape	Royaume-Uni	20	50		2010
Innogy Nordsee 1 - phase 2	Allemagne	40	29	1200	2009
Innogy Nordsee 2 - phase 3	Allemagne	47,3	32	829,63	2009
Kaikas	Allemagne	120	40		2008
Kokkola	Finlande	10	10		2014
Kvitsoy Wind Turbine Demonstration Area	Norvège	10	40	34,97	2010
Marine Energy Test Centre	Norvège	4	120	34,81	2010
MEG Offshore	Allemagne	60	30	1900	2006
Moray Firth Western Developmment Area 1	Royaume-Uni	25	45		2010
Moray Firth Western Developmment Area 2	Royaume-Uni	25	45		2010
NaREC Offshore Wind Demonstration Project	Royaume-Uni	14	50	483,7	2010
Neart na Gaoithe	Royaume-Uni	15,5	50	1934,8	2011
Nordergrunde	Allemagne	16	10		2006
Nordlicher grund	Allemagne	86	35	1300	2001
Nordsee One	Allemagne	45	30	1200	2009
Nordsee Three	Allemagne	48	30	1037,4	2009

Nordsee Two	Allemagne	48	30	829,63	2009
Norther	Belgique	24	25	1500	2009
OWP West	Allemagne	70	30		2006
Race Bank	Royaume-Uni	32	15	2764	2006
Rennesoy Wind Turbine Demonstration Area	Norvège	5	40	35	2010
Rentel	Belgique	32	25		2009
Sandbank Offshore	Allemagne	95	30	1200	2001
Seagreen Alpha	Royaume-Uni	30	50		2008
Seagreen Bravo	Royaume-Uni	38	50		2008
Seastar	Belgique	40	20	1000	2010
Stora Middelgrund	Suède	30	23		2008
SWAY 2.6MW test turbine	Norvège	7	120	25	2008
SWAY 10MW test turbine	Norvège	5		45,13	2009
Trianel Windpark Borkum - phase 2	Belgique	55	30	800	2006
Triton Knoll Wind Farm	Royaume-Uni	35	20	5389,8	2011
Veja Mate	Allemagne	115	40		2009

Tableau 26 - Projets éoliens approuvés - en Mer du Nord – Informations générales et dates clé

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

en Mer du Nord	Turbine			Rotor			Pales		Nacelle		Fondation
	Modèle Turbine	de	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]	Diamètre [m]	Poids [t]	Longueur [m]	Hauteur [m]	Poids [t]	Type de Fondation
2-B Energy Test Site	2B6		2	6	12	140			120		Jackets
Albatros			79		395						
Belwind II	Vestas V90-3.0 MW		55	3	165	90	39,8	44	72	91	
Borkum Riffgrund II			43		265						
Borkum Riffgrund West			45	6	270						
Delta Nordsee 1			35	6	210						Mono-pieux
Delta Nordsee 2			32	6	192						
Deutsche Bucht	AREVA M5000-116		42	5	210	116	110	56	90	235	
Dogger Bank A-1			200	6	1200	215					
Dogger Bank A-2			200		1200	215					
Dudgeon	Siemens SWT-6.0-154		67	6	402	154					Mono-pieux
East Anglia One			100		714	170			120		
EnBW He Dreiht			80		737,8						
EnBW Hohe See	Senvion 6M126		80	6,15	492	126	125	61,5		350	
EOWDC			11		84	172			120		
Gemini	Siemens SWT-4.0-130		150	4	600	130			89		Mono-pieux
Gode Wind I	Siemens SWT-6.0-154		55	6	330	154					Mono-pieux
Gode Wind II	Siemens SWT-6.0-154		42	6	252	154					Mono-pieux
Gode Wind IV	Siemens SWT-6.0-154		42	6	252	154					Mono-pieux
Horns Rev 3					400	190			125		
Hornsea Project One - Heron Wind	Siemens SWT-6.0-154		83	6	498	154					Mono-pieux
Hornsea Project One - Njord	Siemens SWT-6.0-154		83	6	498	154					Mono-pieux
Inch Cape			110		784	172			107		
Innogy Nordsee 1 - phase 2	Senvion 6M126		54	6,15	332,1	126	125	61,5	100	350	Mono-pieux

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

Innogy Nordsee 2 - phase 3		Senvion 6M126	48	6,15	295n2	126	125	61,5	100	350	
Kaikas			83	7	581						
Kokkola					100						
Kvitsoy Wind Demonstration Area	Turbine	GE Energy 4.1-113	2	4,1	8,2	113					
Marine Energy Test Centre			2		20						
MEG Offshore		AREVA M5000-116	80	5	400	116	110	56	90	235	Mono-pieux
Moray Firth Development Area 1	Western		93		504						Jackets
Moray Firth Development Area 2	Western		93		504						Jackets
NaREC Offshore Demonstration Project	Wind		15		99,9				110		
Neart na Gaoithe		Siemens SWT-6.0-154	75	6	450	154					
Nordergrunde		Senvion 6M126	18	6,15	110,7	126	125	61,5	84	350	Mono-pieux
Nordlicher grund			64		384	125			100		
Nordsee One		Senvion 6M126	54	6,15	332,1	126	125	61,5	100	350	Mono-pieux
Nordsee Three		Senvion 6M126	60	6,15	369	126	125	61,5	100	350	Mono-pieux
Nordsee Two		Senvion 6M126	48	6,15	295,2	126	125	61,5	100	350	
Norther					470	150					Mono-pieux
OWP West			41		328						
Race Bank			91		580	155			110		Mono-pieux
Rennesoy Wind Demonstration Area	Turbine	GE Energy 4.1-113	2	4,1	8,2	113					
Rentel					550						
Sandbank Offshore		Siemens SWT-4.0-130	72	4	288	130			95		Mono-pieux
Seagreen Alpha			75	7	525	167			126,2		
Seagreen Bravo			75	7	525	167			126,2		
Seastar					540						
Stora Middelgrund			108		864						Mono-pieux
SWAY 2.6MW test turbine		SWAY 2,6MW	1	2,6	2,6				60		Bouée à espar
SWAY 10MW test turbine		SWAY 10MW	1	10	10	164			90		

Trianel Windpark Borkum - phase 2	AREVA M5000-116	40	5	200	116	110	56	16,5	90	235	Tripodes
Triton Knoll Wind Farm		150		900	180				140		
Veja Mate	Siemens 6.0-154	67	6	400	154						Multi-pieux

Tableau 27 - Projets éoliens approuvés - en Mer du Nord - Caractéristiques des turbines, rotors, pales, nacelles, et fondations

1.7 Projets éoliens en projet – hors Mer du Nord

hors Mer du Nord	Informations générales			Dates clés	Turbine		
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Début du Projet	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]
Adlergrund 500	Allemagne	40		2012	20	3,6	72
Adlergrund GAP	Allemagne	36	33	2012	31	5	155
Agios Efstratios	Grèce	0,5	15	2010	7	3,5	24,5
Aldergrund Nordkap	Allemagne	36	39	2013	31	5	155
Apollon	Allemagne	120	40		80	6	480
ArkonaSee Ost	Allemagne	39,8	41	2012			320
ArkonaSee Sud	Allemagne	26,4	41	2012	80	5	400
ArkonaSee West	Allemagne	25,7	42	2012			400
Balea	Espagne		20	2014	4	6,5	26
Baltic Blue A	Estonie	9,8	19	2013	150	7	1050
Baltic Blue B	Estonie	18	30	2013	100	7	700
Baltic Blue C	Estonie	6,7	30	2013	60	7	420
Baltic Blue D	Estonie	7,5	37	2013	50	7	350
Baltic Blue E	Estonie	6,7	19	2013	28	7	196
Baltic Wind Park	Lettonie	17,2	39	2011			200
Baltica 1	Pologne						1202,5
Baltica 2	Pologne						1202,5
Baltica 3	Pologne						1045,5
BalticEagle	Allemagne	28	42	2011	83	5	415
BalticPower	Allemagne	33,4	45	2015	80	6	500
Beltsee	Allemagne	9	25	2012	25	5	125
Beta Baltic	Allemagne	15,8	22	2002	50	3	150
Blekinge Offshore AB	Suède	12	26	2010			
Bornholm	Danemark	5	15	2012			50
Brindisi Offshore	Italie	21,3	113	2007	1	0,08	0,08
Calvados	France	11	21	2011			5000
Corfu	Grèce	1,1	25	2008	45	3,6	162
Diaponita Islands	Gèce	1,8	80	2009	32	3	96
Diaponita Wind phase Eight	Gèce				1	5	5
Diaponita Wind phase Five	Gèce				4	5	20
Diaponita Wind phase Four	Gèce				4	5	20
Diaponita Wind phase Nine	Gèce				6	5	30
Diaponita Wind phase One	Gèce				3	5	15
Diaponita Wind phase Seven	Gèce				3	5	15
Diaponita Wind phase Six	Gèce				4	5	20
Diaponita Wind phase Three	Gèce				4	5	20
Diaponita Wind phase Two	Gèce				4	5	20

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

Dikella Alexandroupolis	Grèce	3	40	2010	10	5	50
Dublin Array	Irlande	10	10	2000	145	3	435
Fairwind	Allemagne			2012			195
Fallbadan	Suède						
Floating Turbine	Irlande	24			1		
Flocan 5	Espagne	5			5	5	25
Foce Verano	Italie	4,6	20	2011	67	6	402
Gaelectric Foreshore Test Sites	Irlande	19,3	41	2011	3	5	15
Gargano Sud	Italie	10,5	18	2012	85	4	340
GICON Floating Offshore Foundation (FOF) Pilot	Allemagne	4	25		1	2	2
Golfe di Kymi	Grèce	2,4	39	2008	60	5	300
Groix	France	20	60	2014	1	6	6
Gustav Dahlen 1	Suède	9					
Gustav Dahlen 2	Suède	9					
Hakefjorden - Vindplats Goteborg	Suède	2,6	11	2008	15	3,9	58,5
Havsbaserat Testområde	Suède	8	60				15
Hiiumaa	Estonie	12	22	2007			1100
HTOD 1	Allemagne	205	43		81	6	486
HTOD 2	Allemagne	180	42		85	6	510
HTOD 3	Allemagne	195	42		84	6	504
HTOD 4	Allemagne	200	43		95	6	570
HTOD 5	Allemagne	180	41		68	7	476
HTOD 6	Allemagne	200	40		64	6	384
Ideol & Quadran Floating Project	France			2013			500
Isle of Man Offshore Wind Farm	Royaume-Uni	16					700
Kaanaa	Finlande						
Kassos	Grèce	14,3	26	2010	56	6,25	350
Kemi Ajos III	Finlande	7	10				99
Kihnu	Estonie	12	16	2010			600
Klocktarnan	Suède	17	23	2009	132	5	660
Kotka	Finlande	5	6		1	3	3
Kriegers Flak	Danemark	15	27	2012			600
Kristiinankaupunki	Finlande	2,2	15	2008	73	5	365
Le Tréport	France	14	15	2011		8	
Lithuania Tender	Lituanie						
Marathon Bay	Grèce	2,5	41	2007			450
Marthakiou	Grèce	0,5	19	2004	11	2,75	30,25
Mathraki	Grèce	17	32	2009	55	5	275
Mazarra E Petrosino	Italie	6	31	2013	48	3,6	172,8
Methones Kepoe	Grèce	9,3	30				209,1
MFW Baltyk Polnocny I	Pologne	85	30	2011	190	6	1140
MFW Baltyk Polnocny II	Pologne	85	30	2011	70	6	420
MFW Baltyk Srodkowy I	Pologne	50		2011	100	6	600

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

MFW Baltyk Srodkowy II	Pologne	40		2011	200	6	1200
MFW Baltyk Srodkowy III	Pologne	25	30	2011	200	6	1200
Navitus Bay Wind Park 1	Royaume-Uni	15	40	2008	65	5	325
Navitus Bay Wind Park 2	Royaume-Uni	15	40	2008	65	5	325
Navitus Bay Wind Park 3	Royaume-Uni	15	40	2008	65	5	325
Neugrund	Estonie	6,3	12	2011	38	6,15	234
Nissum Bredning	Danemark	1,1	3	2010	14	6	84
Noirmoutier	France	29	25	2012	62	8	496
NorthEast South Andros	Grèce	1	233	2010	85	3,6	306
Oriel Wind Farm	Irlande	8	20	2005	55	6	330
Ormos Kalidhonos	Grèce	1	15	2007	47	3	141
Oskarshamn	Suède	4,5			40	10	400
Ostra Skargarden	Finlande	30,8	6		35	3	105
Ostseeschatz	Allemagne	35	45	2011	45	5	225
Othonoi	Grèce	10,9	30	2009	44	6,25	275
Oulun-Haukiputaan alue 1	Finlande	5	17	2010			800
PelaStar Demonstrator - Wave Hub	Royaume-Uni	20	80	2011	1	6	6
Pilot Projects	Danemark						50
Plaka Keros AG Eirini	Grèce	5,9	31	2010	135	3,6	486
Plocan	Espagne	1	250	2007			
Pori 2	Finlande	8	12	2006	11	5	55
Porto Lagos/Thassos Park	Grèce	12	15				156
Rata Storgrund - phase 1	Suède	11,2	12	2013			
Rata Storgrund - phase 2	Suède	8,4	15	2013			
Rimini	Italie			2008			40
Rodi Garganico	Italie	7	20	2010	35	3,6	126
Ronland III	Danemark						
Ronne Bakke	Danemark			2012			70
Saeby	Danemark	5	12	2012	20	10	200
San Giuliano Terme E Pisa	Italie	4	15				136,8
Sarroch	Italie	15	23	2013	24	3	72
Sea Reed - Groix	France			2014	1	6	6
Seewind	Allemagne	32	45		25	6	150
Sejro Bugten	Danemark	7	20	2012	20	10	200
Siipyn	Finlande	8	20	2009	80	5	400
Siragrunnen	Norvège	2	30	2009	25	8	200
Skerd Rocks	Irlande	6	18	2011	20	5	100
Smalandsfarvandet Vest	Danemark	4	10	2012	10	20	200
Sodra Midsjobanken	Suède	70	20	2012	300	7	2100
St Efstratios	Grèce	29	48	2010	89	5	445
Steno Kafiarea	Grèce	1	25	2010	50	3	150
Stopparen	Suède	29	24		172	5	860
Strom-Sud	Allemagne	30	40	2012	111	6	666

Svenska Björn Offshore	Suède	24,4	19	2012	66		
Syd kustens Vind	Suède	10	25		60	5	300
Tahkoluoto	Finlande						44
Thrace Sea	Grèce	11	24	2007	95	6,15	585
Thrakiki Aioliki	Grèce	1,1	18	2007	60	3,6	216
Vineta	Allemagne	19		2012	57	7	400
W2Power Sea Trial	Royaume-Uni				2	3,6	7,2
Wikinger	Allemagne	39	40	2001	70	5	350
Wikinger Nord	Allemagne	40	40	2011	8	5	40
Windanker	Allemagne	42	45	2012	57	6	342
WindFloat - Phase 2	Portugal	12	60	2012	3	8	24
WindFloat - Phase 3	Portugal	12	60	2012	25	5	125
Windpark Fryslân	Suède		5		100	4	400
Zeeuws Offshore Wind Project	Suède		3				

Tableau 28 - Projets éoliens en projet - hors Mer du Nord – Informations générales, dates clés et caractéristiques de turbine

1.8 Projets éoliens en projet – en Mer du Nord

en Mer du Nord	Informations générales			Dates clés	Turbine		
	Pays	Distance à côte [km]	Profondeur [m]	Début du Projet	Nombre de Turbines	Capacité Unitaire [MW]	Capacité Totale [MW]
2015 Tender Plot I	Pays-Bas	34,8	28	2014			350
2015 Tender Plot II	Pays-Bas	28,6	24	2014			350
2016 Tender Plot III	Pays-Bas	36	26	2014			350
2016 Tender Plot IV	Pays-Bas	45,2	30	2014			350
2017 Tender	Pays-Bas	26,1	20	2014			350
2018 Tender	Pays-Bas	26,1	20	2014			350
2019 Tender	Pays-Bas	24,8	22	2014			350
Aiolos	Allemagne	120	40	2013	117	6	702
AreaC I	Allemagne	66	37	2015	80	5	400
AreaC II	Allemagne	66	36	2015	80	5	400
AreaC III	Allemagne	66	37	2015	80	5	400
Austerngrund	Allemagne	130	40	2013	80	5	400
Bight Power I	Allemagne	74	37	2015	80	5	400
Bight Power II	Allemagne	74	38	2015	80	5	400
Borkum Riffgrund West II	Allemagne	75	30	2000	43	6	258
Concordia I	Allemagne	156	48	2012	80	6,25	500
Concordia II	Allemagne	156	46	2012	80	6,25	500
Diamant	Allemagne	150	40	2009	160	5	800
Dogger Bank Teeside A	Royaume-Uni	196	26	2008	120	10	1200
Dogger Bank Teeside B	Royaume-Uni	165	30	2008	120	10	1200
Dogger Bank Teeside C	Royaume-Uni	157	32	2008	120	10	1200
Dogger Bank Teeside D	Royaume-Uni	165	35	2008	120	10	1200
East Anglia Five	Royaume-Uni	54,4	38	2012			1000
East Anglia Four	Royaume-Uni	91	32	2012			1200
East Anglia Six	Royaume-Uni	54,4	38	2012			1800
East Anglia Three	Royaume-Uni	69	36	2012	100	12	1200
East Anglia Two	Royaume-Uni	54,4	36	2012			800
ENOVA Offshore NSWP 8	Allemagne	190	40				800
ENOVA Offshore NSWP 9	Allemagne	180	45				800
ENOVA Offshore NSWP 10	Allemagne	180	40				800
ENOVA Offshore NSWP 11	Allemagne	175	45				800
ENOVA Offshore NSWP 12	Allemagne	175	45				800
ENOVA Offshore NSWP 13	Allemagne	170	45				800
ENOVA Offshore NSWP 14	Allemagne	170	45				800
ENOVA Offshore NSWP 15	Allemagne	165	45				800
Euklas	Allemagne	160	45	2009	160	6,5	1040
GAIA I	Allemagne	140	45	2009	62	7	434
GAIA II	Allemagne	135	40	2009	40	7	280

Annexe I - Chapitre III – Industrie éolienne offshore

GAIA III	Allemagne	135	40	2009	80	6,25	500
GAIA IV	Allemagne	130	40	2009	68	7	476
GAIA V	Allemagne	135	45	2009	72	7	504
Gannet	Allemagne	90	38		80	5	400
Global Tech II	Allemagne	90	38	2013	79	7	553
Gode Wind III	Allemagne	40	30	2012	15	6	90
H2-20	Allemagne	295	50	2013	80	5	400
He dreiht II	Allemagne	46	38	2015	39	5	195
Heron	Allemagne	85	37		80	5	400
Horizont I	Allemagne	130	40	2010	51	6	306
Horizont II	Allemagne	125	40	2010	75	6	450
Horizont III	Allemagne	125	40	2010	74	6	440
Horizont IV	Allemagne	120	40	2010	37	6	220
Hornsea Project Three	Royaume-Uni	99,5	45	2014			600
Hornsea Project Two - Breesea	Royaume-Uni	99,5	32	2008			900
Hornsea Project Two - Optimus Wind	Royaume-Uni	99,5	40	2008			900
Hywind Scotland Pilot Park	Royaume-Uni	20	108	2012	5	6	30
Idunn energipark	Norvège	250	68	2010	200	5	1200
Jules Verne	Allemagne	175	40	2010	80	6	480
Kaskasi	Allemagne	47	20	2015	40	8	320
Kaskasi II	Allemagne	48	23		34	5	170
Kincardine Offshore Windfarm	Royaume-Uni	15	60		8	6,25	50
Leeghwater - Turbine Demonstration Facility	Pays-Bas	75	33	2011			100
Ming Yang 6MW Demo	Norvège	8	200	2014	1	6	6
Moray Firth Western Development Area 3	Royaume-Uni	26					360
Meerwind West	Allemagne	70	30	2004	161	5	805
Nautilus	Espagne		150	2014	1	10	10
Nautilus I	Allemagne	180	40	2014	80	6	480
Nemo	Allemagne	190	40		80	6	480
Neptune I	Allemagne	170	43		80	7	560
Neptune II	Allemagne	175	42		80	7	560
Neptune III	Allemagne	180	42		80	7	560
Nord-Ost Passat I	Allemagne	250	46		60	6	360
Nord-Ost Passat II	Allemagne	240	47		60	6	360
Nord-Ost Passat III	Allemagne	240	47		80	6	480
Norderland	Allemagne	115	40				480
Nordpassage	Allemagne	80	25	2009	80	5	400
Northwester 2	Belgium	50	30	2012			230
NOVA Project	Royaume-Uni			2010	100	10	1000
NOVA Project Demonstrator	Royaume-Uni			2010	1	10	10
Notos	Allemagne	105	40	2013	53	6	318
Petrel	Allemagne	80	38		80	5	400
PNE Atlantis I	Allemagne	90	35	2009	80	5	400

PNE Atlantis II	Allemagne	110	40	2009	80	5	400
PNE Atlantis III	Allemagne	120	40	2009	80	5	400
Prowind I	Allemagne	180	45		63	6,15	387
Prowind II	Allemagne	180	44				389
Prowind III	Allemagne	180	44				389
Sandbank Extension	Allemagne	95	30	2008	40	6	240
Seagreen Charlie	Royaume-Uni	60	50	2014	122	5	610
Seagreen Delta	Royaume-Uni	70	50	2014	121	5	605
Seagreen Echo	Royaume-Uni	70	50	2014	121	5	605
Seagreen Foxtrot	Royaume-Uni	40	50	2014	113	5	565
Seagreen Golf	Royaume-Uni	45	50	2014	45	5	225
Seagull	Allemagne	85	35		80	5	400
SeaStorm I	Allemagne	125	40	2013	80	7	560
SeaStorm II	Allemagne	125	40	2013	58	7	406
SeaWind I	Allemagne	100	40	2013	26	7	182
SeaWind II	Allemagne	100	40	2013	60	5	300
SeaWind III	Allemagne	120	40	2013	57	7	399
SeaWind IV	Allemagne	120	40	2013	78	7	546
Stribog I	Allemagne	105	38	2014	80	7	560
Stribog II	Allemagne	105	38	2014	80	7	560
Skua	Allemagne	90	38	2009	80	5	400
THV Mermaid	Belgium	48	30	2008	24	10	240
Vesterhavet Nord	Danemark	4	20	2012	20	10	200
Vesterhavet Syd	Danemark	4	20	2012	20	10	200
WindSea AS Prototype	Norvège				3	3,6	10,8
Witte Bank	Allemagne	120	45	2010	118	7	826

Tableau 29 - Projets éoliens en projet - en Mer du Nord – Informations générales, dates clés et caractéristiques de turbine

Annexe II - Chapitre V – Analyse et comparaison des différentes stratégies

2.1 Stratégie « Single Blade »

2.1.1 Moyenne

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation		
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin
1/01/14	305,83	2/11/14	1/01/14	189,00	9/07/14	29/01/14	272,00	28/10/14	12/03/14	202,00	30/09/14	15/03/14	232,83	2/11/14
1/02/14	297,92	25/11/14	1/02/14	166,00	17/07/14	20/02/14	274,00	21/11/14	21/03/14	212,00	19/10/14	24/03/14	246,92	25/11/14
1/03/14	305,42	30/12/14	1/03/14	149,00	28/07/14	21/03/14	282,00	28/12/14	7/04/14	211,00	4/11/14	10/04/14	264,42	30/12/14
1/04/14	322,50	17/02/15	1/04/14	124,00	3/08/14	16/04/14	304,00	14/02/15	10/05/14	233,00	29/12/14	16/05/14	277,50	17/02/15
1/05/14	335,42	1/04/15	1/05/14	158,00	6/10/14	14/05/14	314,00	24/03/15	30/05/14	283,00	9/03/15	4/06/14	301,42	1/04/15
1/06/14	332,08	28/04/15	1/06/14	161,00	9/11/14	11/06/14	316,00	23/04/15	9/07/14	279,00	14/04/15	12/07/14	290,08	28/04/15
1/07/14	333,33	29/05/15	1/07/14	170,00	18/12/14	13/07/14	319,00	28/05/15	31/07/14	284,00	11/05/15	6/08/14	296,33	29/05/15
1/08/14	334,58	1/07/15	1/08/14	198,00	15/02/15	12/08/14	319,00	27/06/15	12/08/14	319,00	27/06/15	1/09/14	303,58	1/07/15
1/09/14	334,58	1/08/15	1/09/14	217,00	6/04/15	16/09/14	315,00	28/07/15	15/10/14	278,00	20/07/15	20/10/14	285,58	1/08/15
1/10/14	331,25	27/08/15	1/10/14	209,00	28/04/15	18/10/14	312,00	26/08/15	12/12/14	244,00	13/08/15	15/12/14	255,25	27/08/15
1/11/14	319,58	16/09/15	1/11/14	203,00	23/05/15	20/11/14	298,00	14/09/15	21/12/14	246,00	24/08/15	24/12/14	266,58	16/09/15
1/12/14	309,58	6/10/15	1/12/14	191,00	10/06/15	20/12/14	287,00	3/10/15	22/02/15	201,00	11/09/15	25/02/15	223,58	6/10/15
moyenne	321,84		moyenne	177,92		moyenne	301,00		moyenne	249,33		moyenne	270,34	
min	297,92		min	124,00		min	272,00		min	201,00		min	223,58	
max	335,42		max	217,00		max	319,00		max	319,00		max	303,58	
diff	37,50		diff	93,00		diff	47,00		diff	118,00		diff	80,00	

Tableau 30 - Single Blade - Moyenne

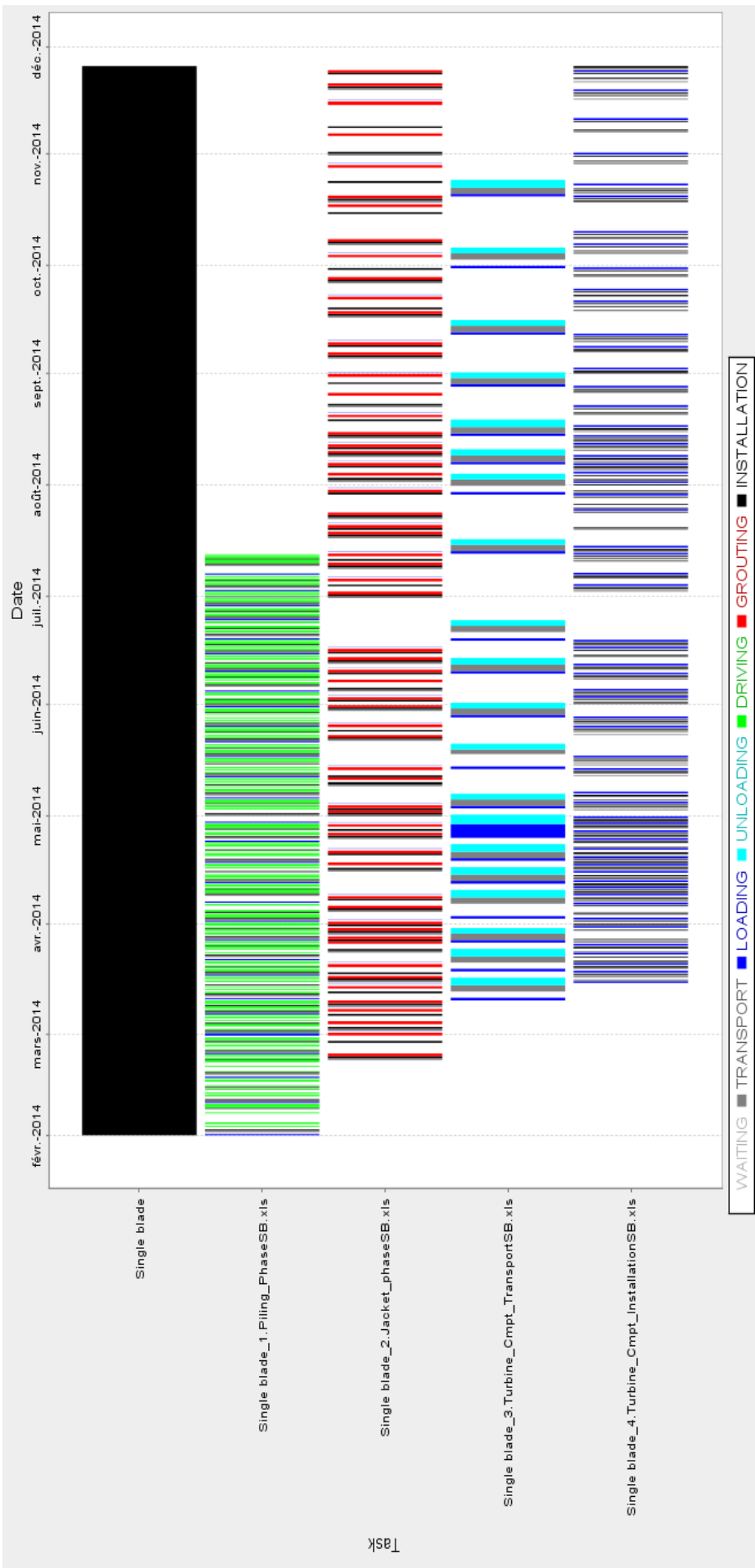


Figure 138 – Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne - Février

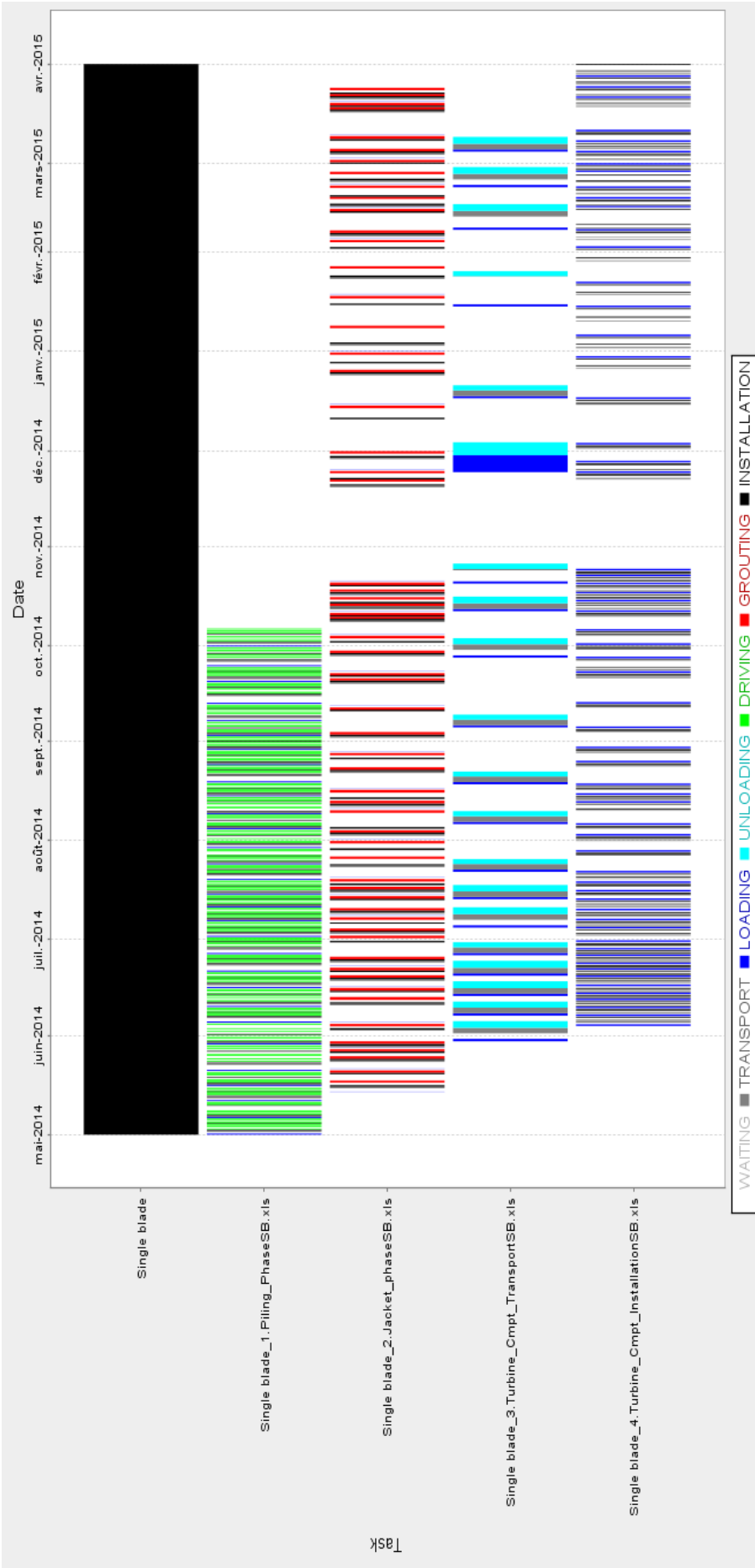


Figure 139 - Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne - Mai

2.1.2 Moyenne-σ

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation			sigma
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	
1/01/14	273,33	30/09/14	1/01/14	187,22	7/07/14	3/02/14	237,21	28/09/14	2/03/14	196,74	15/09/14	10/03/14	203,72	30/09/14	32,09
1/02/14	261,67	20/10/14	1/02/14	177,18	28/07/14	22/02/14	238,83	18/10/14	16/03/14	199,94	2/10/14	19/03/14	214,95	20/10/14	36,05
1/03/14	272,08	27/11/14	1/03/14	161,11	9/08/14	13/03/14	256,11	24/11/14	3/04/14	204,96	25/10/14	6/04/14	234,91	27/11/14	32,79
1/04/14	290,42	16/01/15	1/04/14	152,50	31/08/14	14/04/14	271,29	11/01/15	26/04/14	234,80	17/12/14	3/05/14	258,32	16/01/15	31,79
1/05/14	314,58	11/03/15	1/05/14	153,53	1/10/14	14/05/14	299,49	9/03/15	1/06/14	243,75	31/01/15	4/06/14	280,16	11/03/15	20,44
1/06/14	312,92	9/04/15	1/06/14	166,10	14/11/14	13/06/14	298,15	7/04/15	2/07/14	262,33	21/03/15	5/07/14	278,67	9/04/15	19,03
1/07/14	312,92	9/05/15	1/07/14	178,20	26/12/14	12/07/14	299,74	7/05/15	27/07/14	274,50	27/04/15	30/07/14	283,76	9/05/15	20,42
1/08/14	316,67	13/06/15	1/08/14	198,49	15/02/15	14/08/14	300,48	11/06/15	26/08/14	262,58	16/05/15	29/08/14	287,85	13/06/15	17,86
1/09/14	317,50	15/07/15	1/09/14	214,77	3/04/15	13/09/14	302,92	13/07/15	12/10/14	253,70	23/06/15	17/10/14	270,92	15/07/15	17,27
1/10/14	312,50	8/08/15	1/10/14	226,08	15/05/15	14/10/14	296,53	7/08/15	4/11/14	251,00	13/07/15	14/11/14	267,00	8/08/15	18,86
1/11/14	298,33	25/08/15	1/11/14	210,23	30/05/15	16/11/14	278,20	21/08/15	20/12/14	232,70	10/08/15	25/12/14	243,03	25/08/15	21,29
1/12/14	283,75	10/09/15	1/12/14	200,90	19/06/15	22/12/14	259,81	8/09/15	27/01/15	208,25	24/08/15	1/02/15	221,07	10/09/15	26,01
moyenne	297,22		moyenne	185,53		moyenne	278,23		moyenne	235,44		moyenne	253,70		
min	261,67		min	152,50		min	237,21		min	196,74		min	203,72		
max	317,50		max	226,08		max	302,92		max	274,50		max	287,85		
diff	55,83		diff	73,57		diff	65,70		diff	77,75		diff	84,12		

Tableau 31 - Single Blade - Moyenne-σ

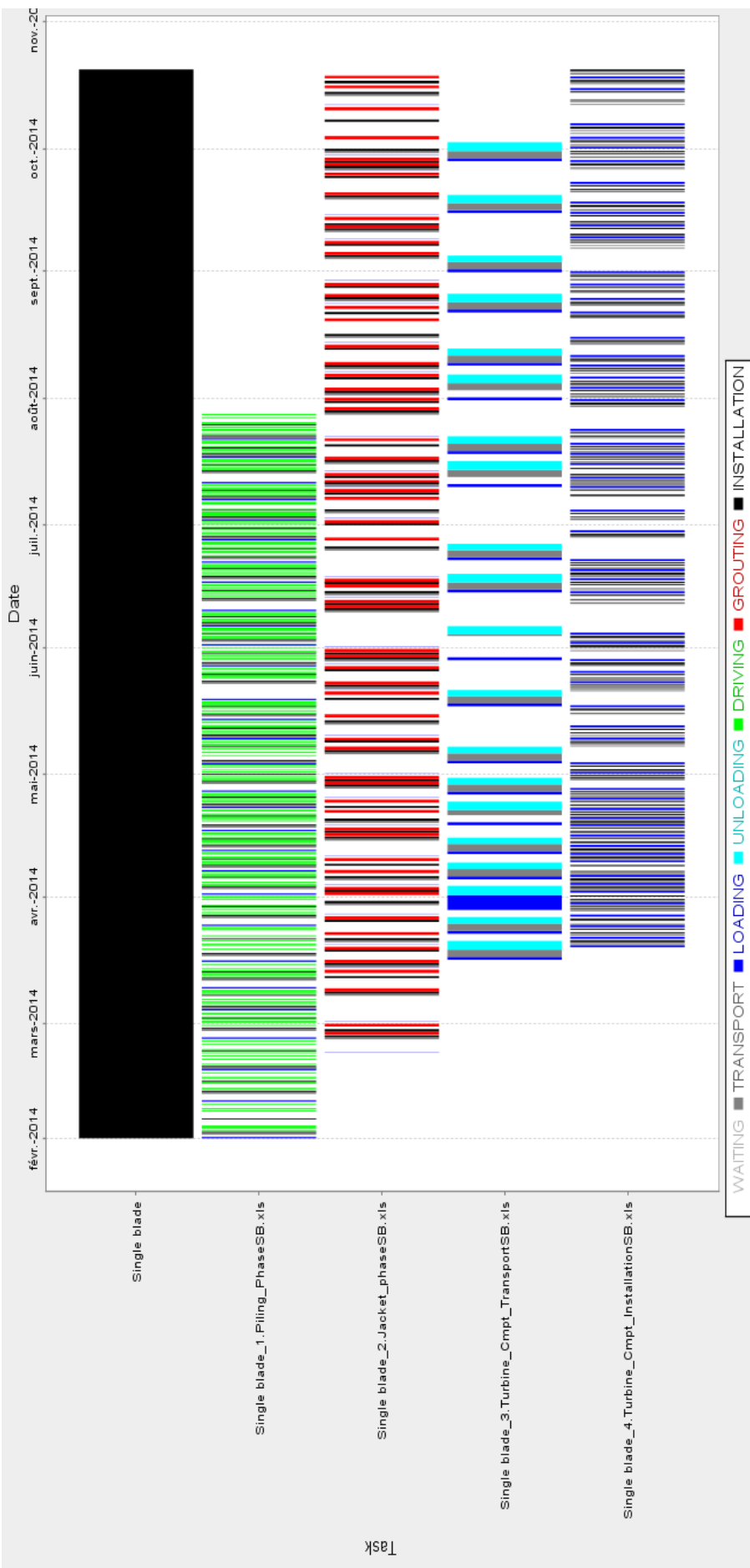


Figure 140 - Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne- σ - Février

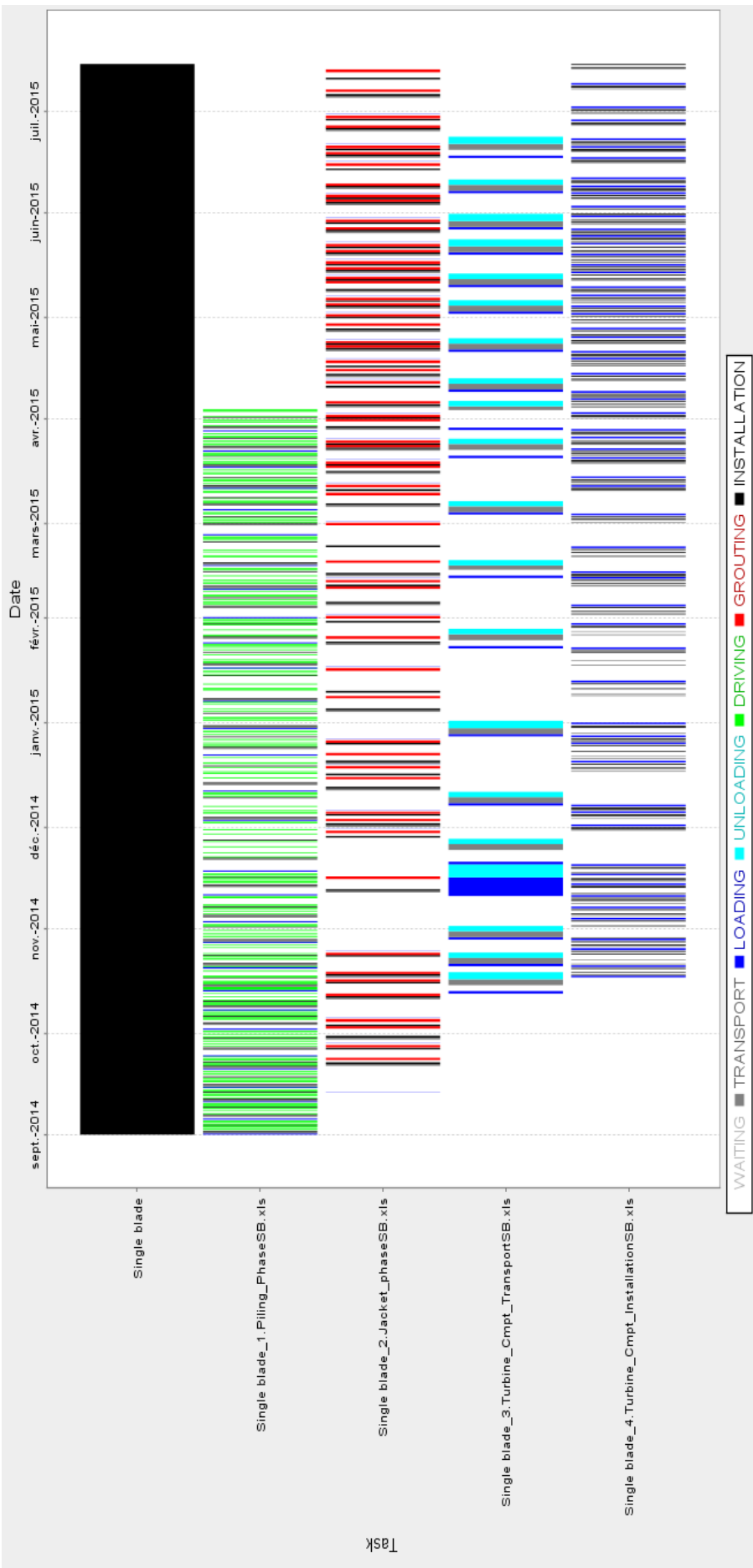


Figure 141 - Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne-σ - Septembre

2.1.3 Moyenne+σ

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation			sigma
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	
1/01/14	337,08	31/12/14	1/01/14	184,90	4/07/14	21/01/14	312,61	29/11/14	8/03/14	232,02	26/10/14	13/03/14	264,91	31/12/14	32,09
1/02/14	333,75	31/12/14	1/02/14	165,24	16/07/14	20/02/14	312,88	30/12/14	13/03/14	231,79	31/10/14	16/03/14	289,76	31/12/14	36,05
1/03/14	337,50	31/01/15	1/03/14	157,17	5/08/14	17/03/14	312,47	23/01/15	8/04/14	247,77	12/12/14	16/04/14	289,73	31/01/15	32,79
1/04/14	353,75	20/03/15	1/04/14	143,48	22/08/14	12/04/14	340,91	18/03/15	1/05/14	294,04	19/02/15	4/05/14	320,01	20/03/15	31,79
1/05/14	355,42	21/04/15	1/05/14	166,76	14/10/14	14/05/14	340,73	20/04/15	18/06/14	290,68	5/04/15	21/06/14	303,89	21/04/15	20,44
1/06/14	351,25	17/05/15	1/06/14	152,62	31/10/14	12/06/14	337,28	16/05/15	30/06/14	294,30	20/04/15	3/07/14	317,58	17/05/15	19,03
1/07/14	353,75	19/06/15	1/07/14	203,22	20/01/15	14/07/14	336,13	15/06/15	29/07/14	308,26	2/06/15	1/08/14	322,47	19/06/15	20,42
1/08/14	352,50	18/07/15	1/08/14	200,59	17/02/15	12/08/14	338,84	17/07/15	4/09/14	295,11	26/06/15	7/09/14	314,04	18/07/15	17,86
1/09/14	352,08	18/08/15	1/09/14	216,31	5/04/15	14/09/14	337,08	17/08/15	24/10/14	280,98	1/08/15	29/10/14	292,51	18/08/15	17,27
1/10/14	350,42	15/09/15	1/10/14	216,56	5/05/15	19/10/14	326,72	10/09/15	15/12/14	255,95	28/08/15	27/12/14	262,24	15/09/15	18,86
1/11/14	340,83	7/10/15	1/11/14	202,36	22/05/15	18/11/14	321,55	5/10/15	23/12/14	269,95	19/09/15	31/12/14	280,32	7/10/15	21,29
1/12/14	336,25	1/11/15	1/12/14	191,03	10/06/15	21/12/14	313,39	30/10/15	21/12/14	313,39	30/10/15	16/02/15	257,67	1/11/15	26,01
moyenne	346,22		moyenne	183,35		moyenne	327,55		moyenne	276,19		moyenne	292,93		
min	333,75		min	143,48		min	312,47		min	231,79		min	257,67		
max	355,42		max	216,56		max	340,91		max	313,39		max	322,47		
diff	21,67		diff	73,08		diff	28,44		diff	81,60		diff	64,80		

Tableau 32 - Single Blade - Moyenne+σ

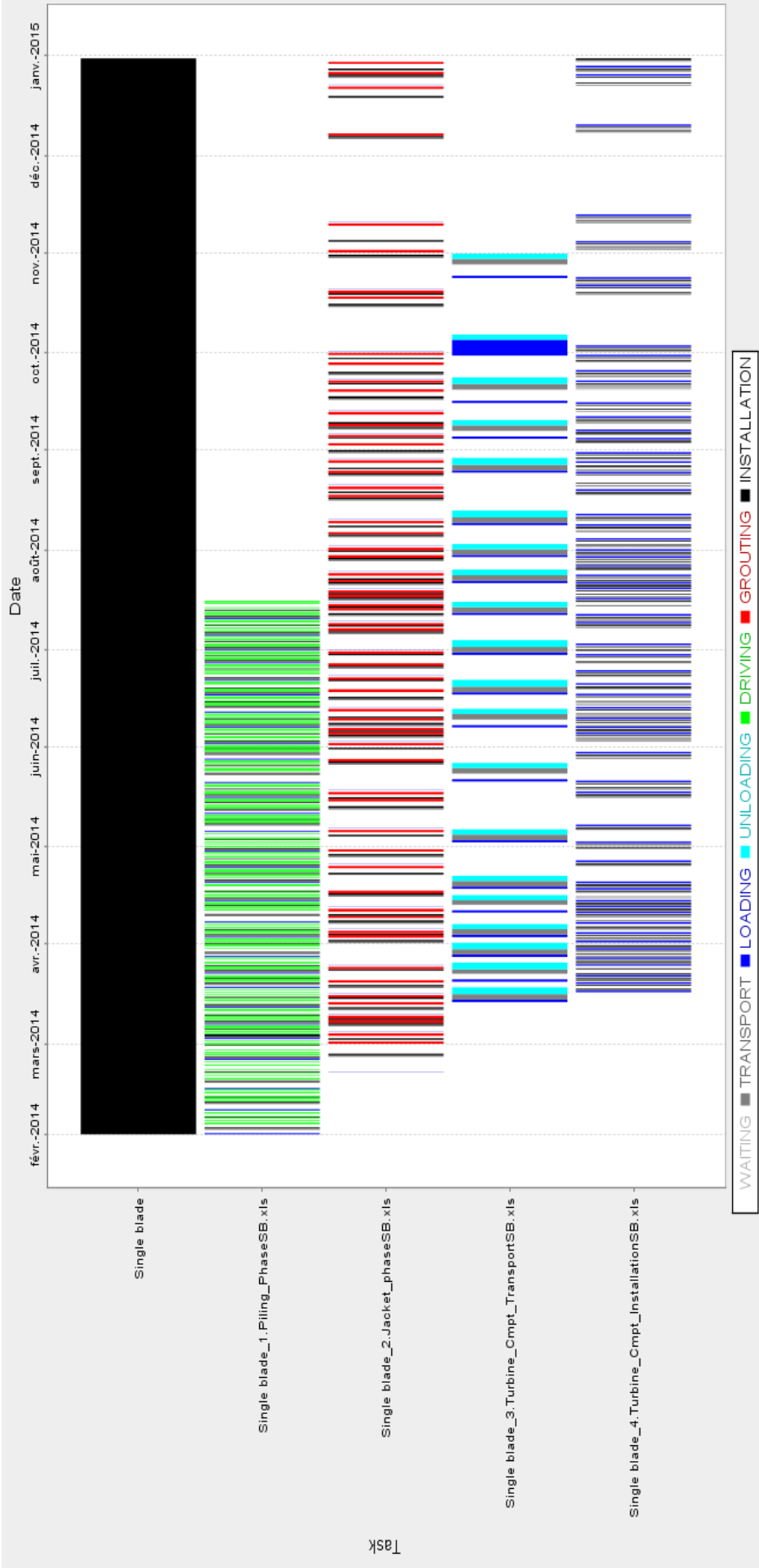


Figure 142 - Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne+ σ - Février

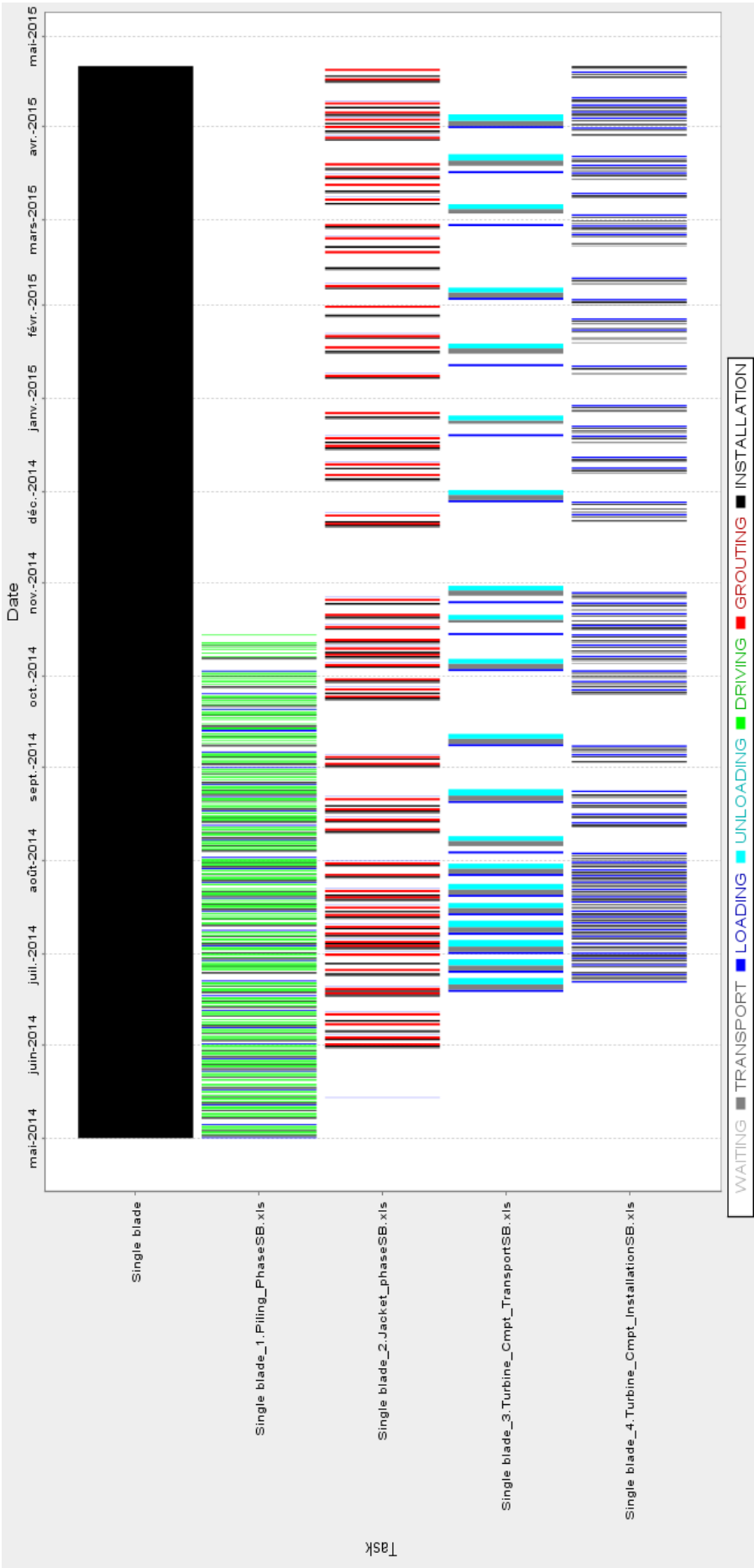


Figure 143 - Single Blade - Diagramme de Gantt – Moyenne+σ - Mai

2.2 Stratégie « Bunny Ears »

2.2.1 Moyenne

Global				Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation		
début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin
1/01/14	307,50	3/11/14		1/01/14	188,00	8/07/14	29/01/14	273,00	29/10/14	3/03/14	224,00	13/10/14	7/03/14	241,50	3/11/14
1/02/14	303,33	30/11/14		1/02/14	165,00	16/07/14	21/02/14	279,00	27/11/14	15/03/14	226,00	27/10/14	21/03/14	254,33	30/11/14
1/03/14	306,25	31/12/14		1/03/14	151,00	30/07/14	12/03/14	292,00	29/12/14	3/04/14	225,00	14/11/14	7/04/14	268,25	31/12/14
1/04/14	327,08	21/02/15		1/04/14	146,00	25/08/14	13/04/14	312,00	19/02/15	3/05/14	258,00	16/01/15	7/05/14	290,08	21/02/15
1/05/14	336,25	1/04/15		1/05/14	149,00	27/09/14	16/05/14	318,00	30/03/15	12/06/14	281,00	20/03/15	17/06/14	288,25	1/04/15
1/06/14	334,17	30/04/15		1/06/14	177,00	25/11/14	14/06/14	316,00	26/04/15	28/06/14	291,00	15/04/15	5/07/14	299,17	30/04/15
1/07/14	332,08	28/05/15		1/07/14	176,00	24/12/14	13/07/14	316,00	25/05/15	30/07/14	274,00	30/04/15	4/08/14	297,08	28/05/15
1/08/14	336,67	3/07/15		1/08/14	208,00	25/02/15	16/08/14	318,00	30/06/15	7/09/14	284,00	18/06/15	10/09/14	296,67	3/07/15
1/09/14	335,42	1/08/15		1/09/14	202,00	22/03/15	12/09/14	319,00	28/07/15	12/10/14	274,00	13/07/15	15/10/14	290,42	1/08/15
1/10/14	332,92	29/08/15		1/10/14	214,00	3/05/15	25/10/14	306,00	27/08/15	19/12/14	240,00	16/08/15	24/12/14	248,92	29/08/15
1/11/14	319,17	15/09/15		1/11/14	206,00	26/05/15	22/11/14	295,00	13/09/15	12/01/15	226,00	26/08/15	16/01/15	242,17	15/09/15
1/12/14	308,33	4/10/15		1/12/14	194,00	13/06/15	19/12/14	287,00	2/10/15	18/01/15	248,00	23/09/15	27/01/15	250,33	4/10/15
moyenne	323,26			moyenne	181,33		moyenne	302,58		moyenne	251,82		moyenne	272,26	
min	303,33			min	146,00		min	273,00		min	224,00		min	241,50	
max	336,67			max	214,00		max	319,00		max	291,00		max	299,17	
diff	33,33			diff	68,00		diff	46,00		diff	67,00		diff	57,67	

Tableau 33 – Bunny Ears - Moyenne

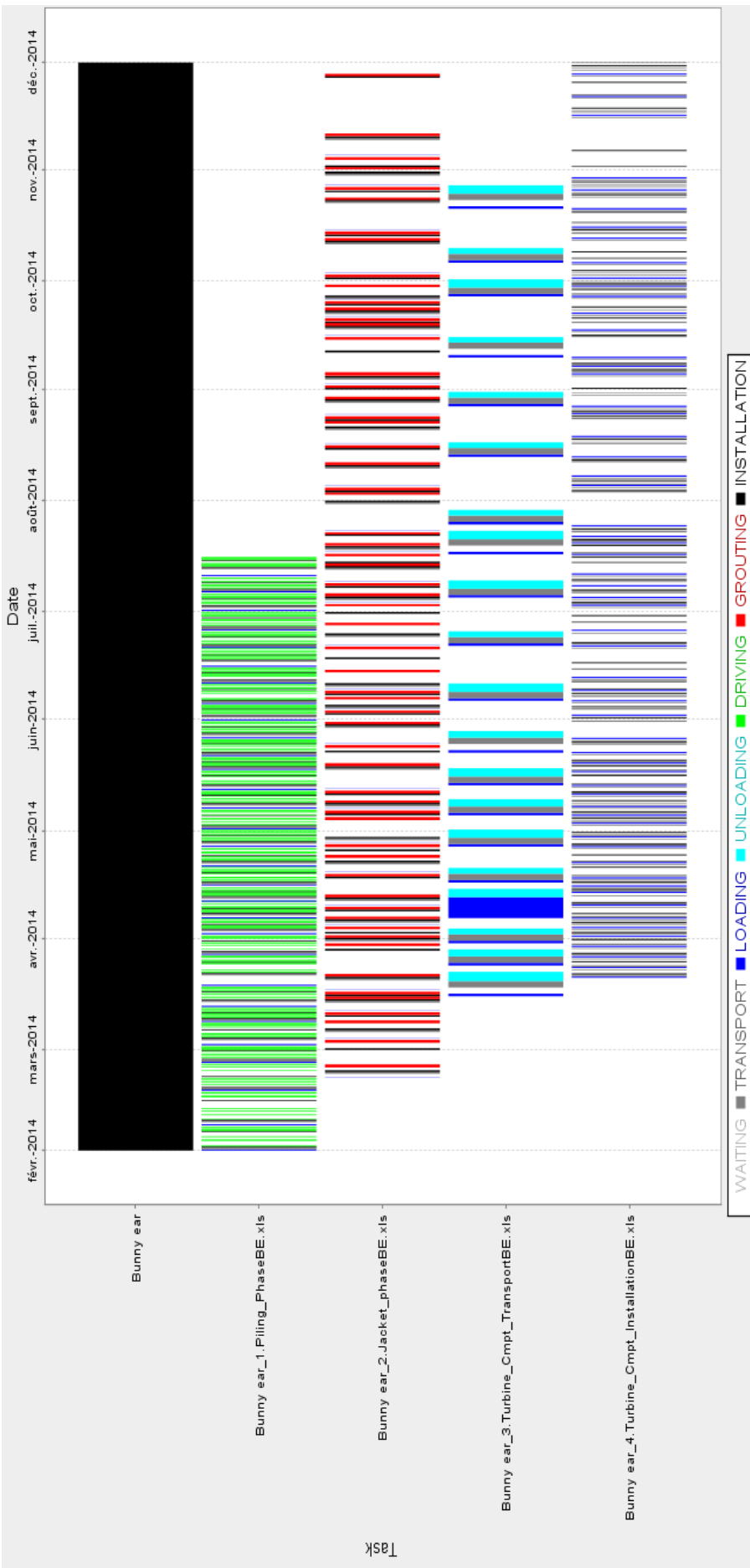


Figure 144 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt – Moyenne - Février

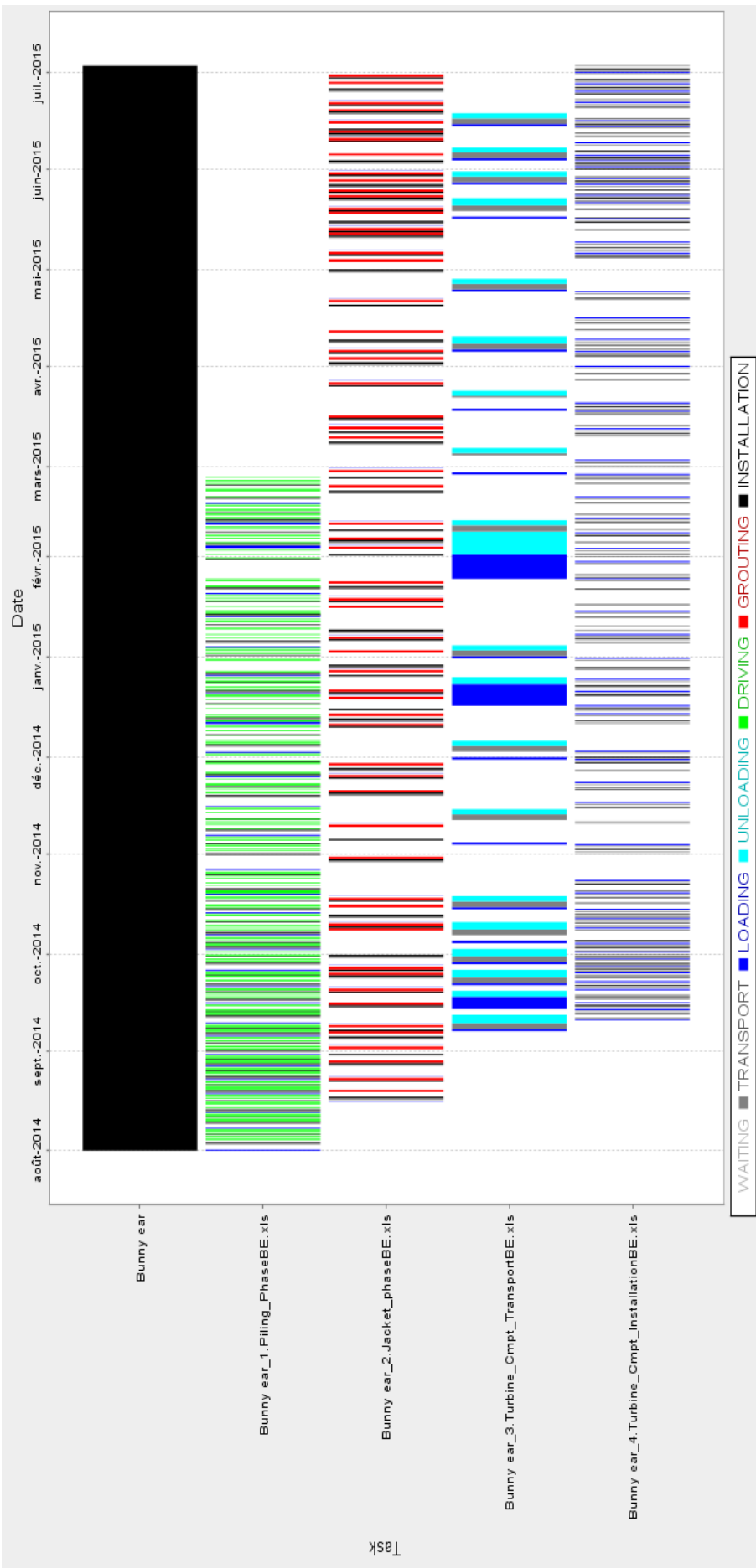


Figure 145 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt – Moyenne – Août

2.2.2 Moyenne-σ

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation			sigma
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	
1/01/14	274,17	1/10/14	1/01/14	187,00	7/07/14	2/02/14	239,59	30/09/14	6/03/14	187,98	10/09/14	9/03/14	205,58	1/10/14	32,21 7
1/02/14	266,25	24/10/14	1/02/14	169,00	20/07/14	17/02/14	244,05	19/10/14	17/03/14	196,69	30/09/14	21/03/14	217,14	24/10/14	37,19
1/03/14	271,67	27/11/14	1/03/14	161,00	9/08/14	16/03/14	251,80	23/11/14	8/04/14	202,10	27/10/14	18/04/14	223,01	27/11/14	34,73
1/04/14	298,33	23/01/15	1/04/14	150,00	29/08/14	14/04/14	274,66	14/01/15	7/05/14	216,78	10/12/14	11/05/14	257,25	23/01/15	28,62
1/05/14	316,25	12/03/15	1/05/14	155,00	3/10/14	13/05/14	300,91	10/03/15	1/06/14	263,36	19/02/15	6/06/14	278,68	12/03/15	20,58
1/06/14	316,25	12/04/15	1/06/14	155,00	3/11/14	13/06/14	300,69	10/04/15	8/07/14	258,13	23/03/15	12/07/14	273,92	12/04/15	17,63
1/07/14	312,08	8/05/15	1/07/14	199,00	16/01/15	11/07/14	296,76	4/05/15	3/08/14	265,93	26/04/15	6/08/14	274,48	8/05/15	19,92
1/08/14	317,08	13/06/15	1/08/14	217,00	6/03/15	14/08/14	301,37	11/06/15	5/09/14	268,80	31/05/15	8/09/14	277,57	13/06/15	19,61
1/09/14	318,33	15/07/15	1/09/14	207,00	27/03/15	13/09/14	303,50	14/07/15	2/10/14	273,31	3/07/15	13/10/14	275,12	15/07/15	17,33
1/10/14	312,08	8/08/15	1/10/14	212,00	1/05/15	18/10/14	292,34	6/08/15	20/11/14	241,08	19/07/15	2/12/14	248,71	8/08/15	20,78
1/11/14	298,33	25/08/15	1/11/14	206,00	26/05/15	25/11/14	267,72	20/08/15	13/12/14	235,67	6/08/15	17/12/14	251,27	25/08/15	21,30
1/12/14	283,33	9/09/15	1/12/14	192,00	11/06/15	20/12/14	262,03	8/09/15	14/02/15	191,88	25/08/15	17/02/15	203,61	9/09/15	24,99
moyenne	298,68		moyenne	184,17		moyenne	277,95		moyenne	233,48		moyenne	248,86		
min	266,25		min	150,00		min	239,59		min	187,98		min	203,61		
max	318,33		max	217,00		max	303,50		max	273,31		max	278,68		
diff	52,08		diff	67		diff	63,90		diff	85,32		diff	75,07		

Tableau 34 - Bunny Ears - Moyenne-σ

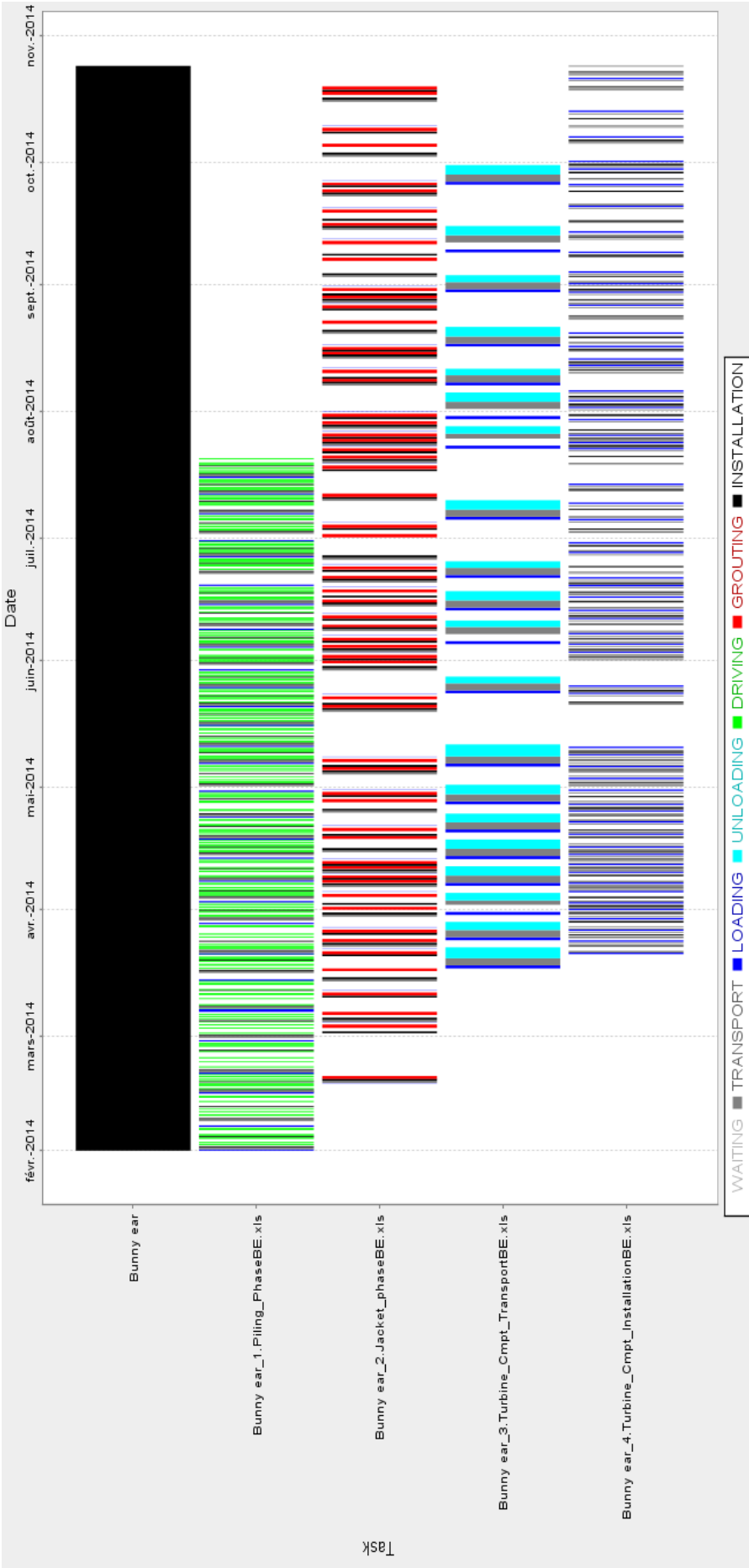


Figure 146 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt – Moyenne-σ - Février

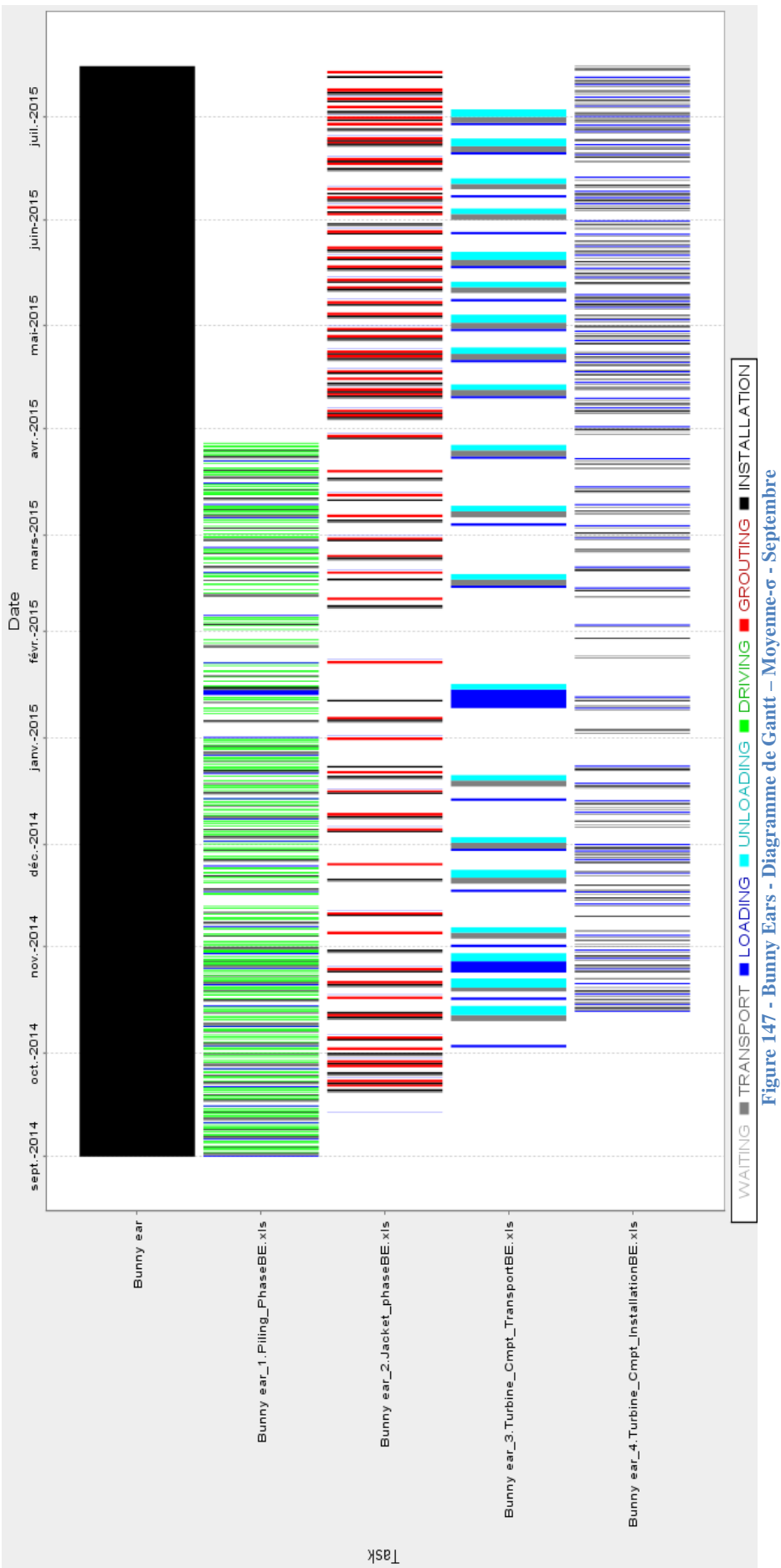


Figure 147 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt – Moyenne-σ - Septembre

2.2.3 Moyenne+σ

Global				Piling phase				Jacket phase				Turbine Components transport				Turbine Components installation				sigma
début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		
1/01/14	340,83	7/12/14		1/01/14	188,32	8/07/14		2/02/14	303,41	3/12/14		25/03/14	213,85	25/10/14		1/04/14	250,01	7/12/14		32,21
1/02/14	340,83	7/01/15		1/02/14	168,49	19/07/14		18/02/14	315,89	31/12/14		18/03/14	238,98	12/11/14		24/03/14	289,77	7/01/15		37,19
1/03/14	340,83	4/02/15		1/03/14	166,59	14/08/14		17/03/14	320,69	1/02/15		4/04/14	264,68	24/12/14		7/04/14	303,07	4/02/15		34,73
1/04/14	355,42	21/03/15		1/04/14	156,01	4/09/14		15/04/14	333,83	15/03/15		11/05/14	279,34	14/02/15		14/05/14	310,91	21/03/15		28,62
1/05/14	356,67	22/04/15		1/05/14	153,89	1/10/14		14/05/14	337,66	17/04/15		13/06/14	296,26	6/04/15		17/06/14	309,30	22/04/15		20,58
1/06/14	351,67	18/05/15		1/06/14	169,73	17/11/14		14/06/14	326,87	7/05/15		2/07/14	304,95	3/05/15		6/07/14	316,54	18/05/15		17,63
1/07/14	352,08	17/06/15		1/07/14	191,16	8/01/15		12/07/14	338,54	16/06/15		28/07/14	299,85	24/05/15		1/08/14	319,83	17/06/15		19,92
1/08/14	356,25	22/07/15		1/08/14	205,57	22/02/15		13/08/14	337,13	17/07/15		4/09/14	296,05	27/06/15		7/09/14	317,71	22/07/15		19,61
1/09/14	352,92	19/08/15		1/09/14	217,74	6/04/15		13/09/14	337,25	17/08/15		14/10/14	293,84	4/08/15		19/10/14	303,94	19/08/15		17,33
1/10/14	353,75	19/09/15		1/10/14	216,01	5/05/15		25/10/14	326,45	17/09/15		11/12/14	256,53	25/08/15		18/12/14	274,83	19/09/15		20,78
1/11/14	340,83	7/10/15		1/11/14	214,51	3/06/15		22/11/14	313,10	2/10/15		8/02/15	216,55	13/09/15		14/02/15	235,83	7/10/15		21,30
1/12/14	333,75	30/10/15		1/12/14	198,42	17/06/15		22/12/14	308,36	27/10/15		8/02/15	225,27	21/09/15		11/02/15	261,01	30/10/15		24,99
moyenne	347,99			moyenne	187,20			moyenne	324,93			moyenne	265,51			moyenne	291,06			
min	333,75			min	153,89			min	303,41			min	213,85			min	235,83			
max	356,67			max	217,74			max	338,54			max	304,95			max	319,83			
diff	22,92			diff	63,85			diff	35,13			diff	91,09			diff	84,00			

Tableau 35 - Bunny Ears - Moyenne+σ

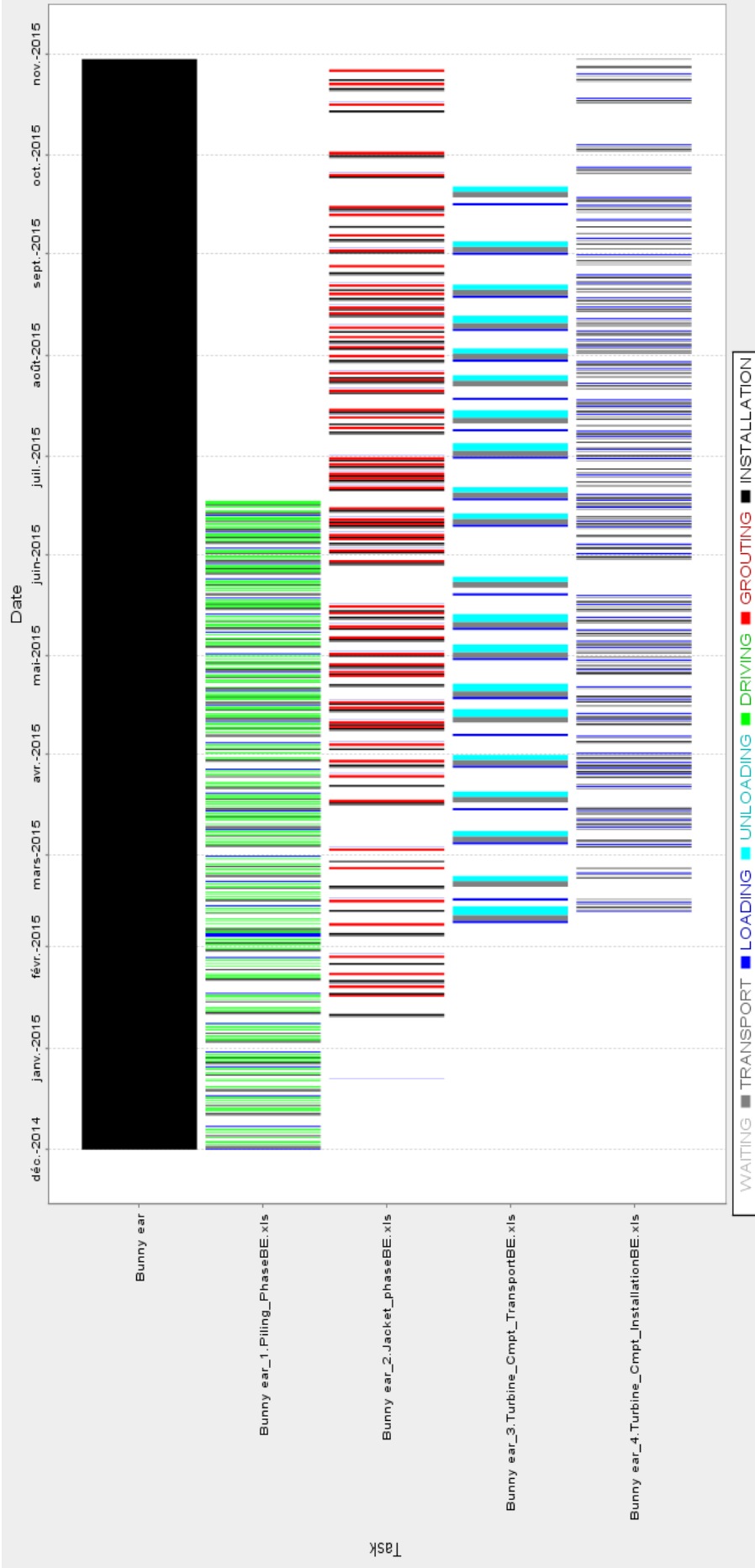


Figure 148 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt - Moyenne+σ - Décembre

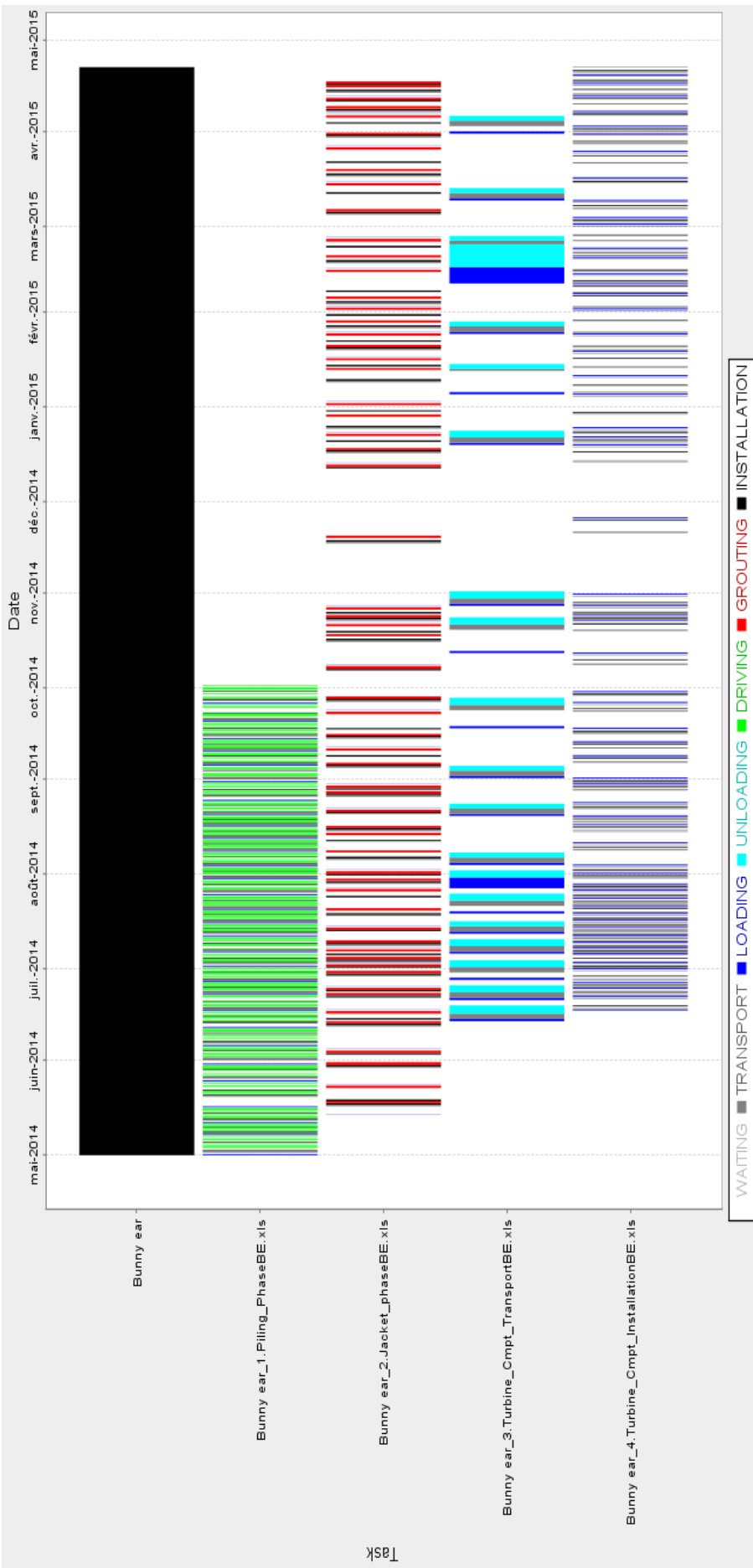


Figure 149 - Bunny Ears - Diagramme de Gantt - Moyenne+σ - Mai

2.3 Stratégie « Rotor Star »

2.3.1 Moyenne

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation		
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin
1/01/14	303,75	31/10/14	1/01/14	181,00	1/07/14	25/01/14	274,00	26/10/14	7/03/14	210,00	3/10/14	11/03/14	234,75	31/10/14
1/02/14	300,42	28/11/14	1/02/14	180,00	31/07/14	21/02/14	276,00	24/11/14	3/04/14	204,00	24/10/14	9/04/14	233,42	28/11/14
1/03/14	305,00	30/12/14	1/03/14	159,00	7/08/14	16/03/14	285,00	26/12/14	12/04/14	233,00	1/12/14	18/04/14	256,00	30/12/14
1/04/14	322,91	17/02/15	1/04/14	158,00	6/09/14	15/04/14	305,00	14/02/15	30/04/14	253,00	8/01/15	7/05/14	286,91	17/02/15
1/05/14	333,33	29/03/15	1/05/14	155,00	3/10/14	14/05/14	317,00	27/03/15	7/06/14	263,00	25/02/15	11/06/14	291,33	29/03/15
1/06/14	332,08	28/04/15	1/06/14	147,00	26/10/14	12/06/14	316,00	24/04/15	4/07/14	282,00	12/04/15	8/07/14	294,08	28/04/15
1/07/14	333,33	29/05/15	1/07/14	174,00	22/12/14	13/07/14	319,00	28/05/15	4/08/14	279,00	10/05/15	9/08/14	293,33	29/05/15
1/08/14	335,83	2/07/15	1/08/14	207,00	24/02/15	13/08/14	322,00	1/07/15	11/09/14	275,00	13/06/15	15/09/14	290,83	2/07/15
1/09/14	334,58	1/08/15	1/09/14	231,00	20/04/15	16/09/14	317,00	30/07/15	17/10/14	270,00	14/07/15	23/10/14	282,58	1/08/15
1/10/14	332,50	29/08/15	1/10/14	219,00	8/05/15	16/10/14	315,00	27/08/15	16/11/14	262,00	5/08/15	25/11/14	277,50	29/08/15
1/11/14	320,42	16/09/15	1/11/14	206,00	26/05/15	25/11/14	292,00	13/09/15	4/01/15	228,00	20/08/15	8/01/15	251,42	16/09/15
1/12/14	308,75	5/10/15	1/12/14	196,00	15/06/15	24/12/14	282,00	2/10/15	2/02/15	223,00	13/09/15	8/02/15	239,75	5/10/15
moyenne	321,91		moyenne	184,42		moyenne	301,67		moyenne	248,50		moyenne	269,33	
min	300,42		min	147,00		min	274,00		min	204,00		min	233,42	
max	335,83		max	231,00		max	322,00		max	282,00		max	294,08	
diff	35,41		diff	84		diff	48		diff	78		diff	60,66	

Tableau 36 - Rotor Star – Moyenne

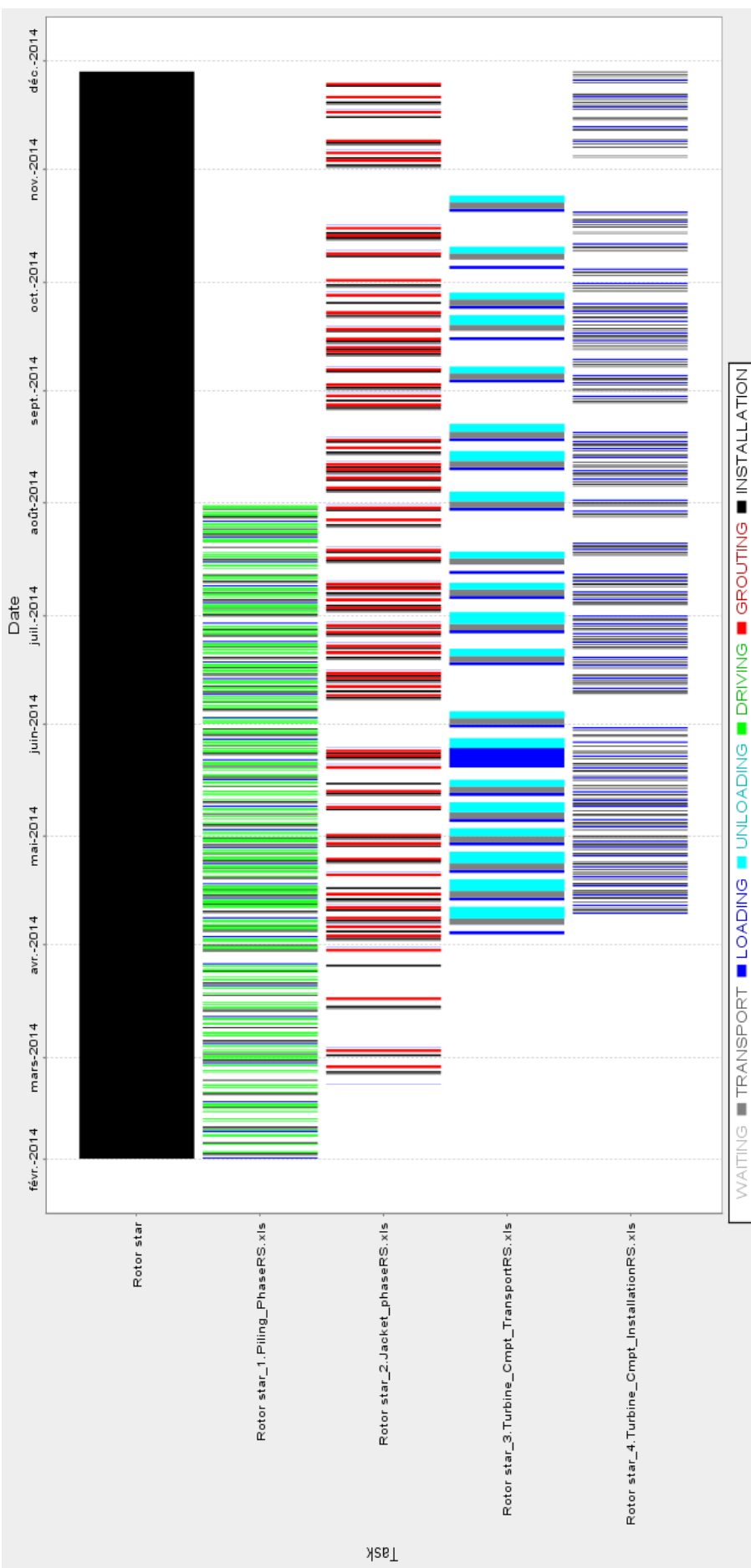


Figure 150 - Rotor Star - Diagramme de Gantt – Moyenne - Février

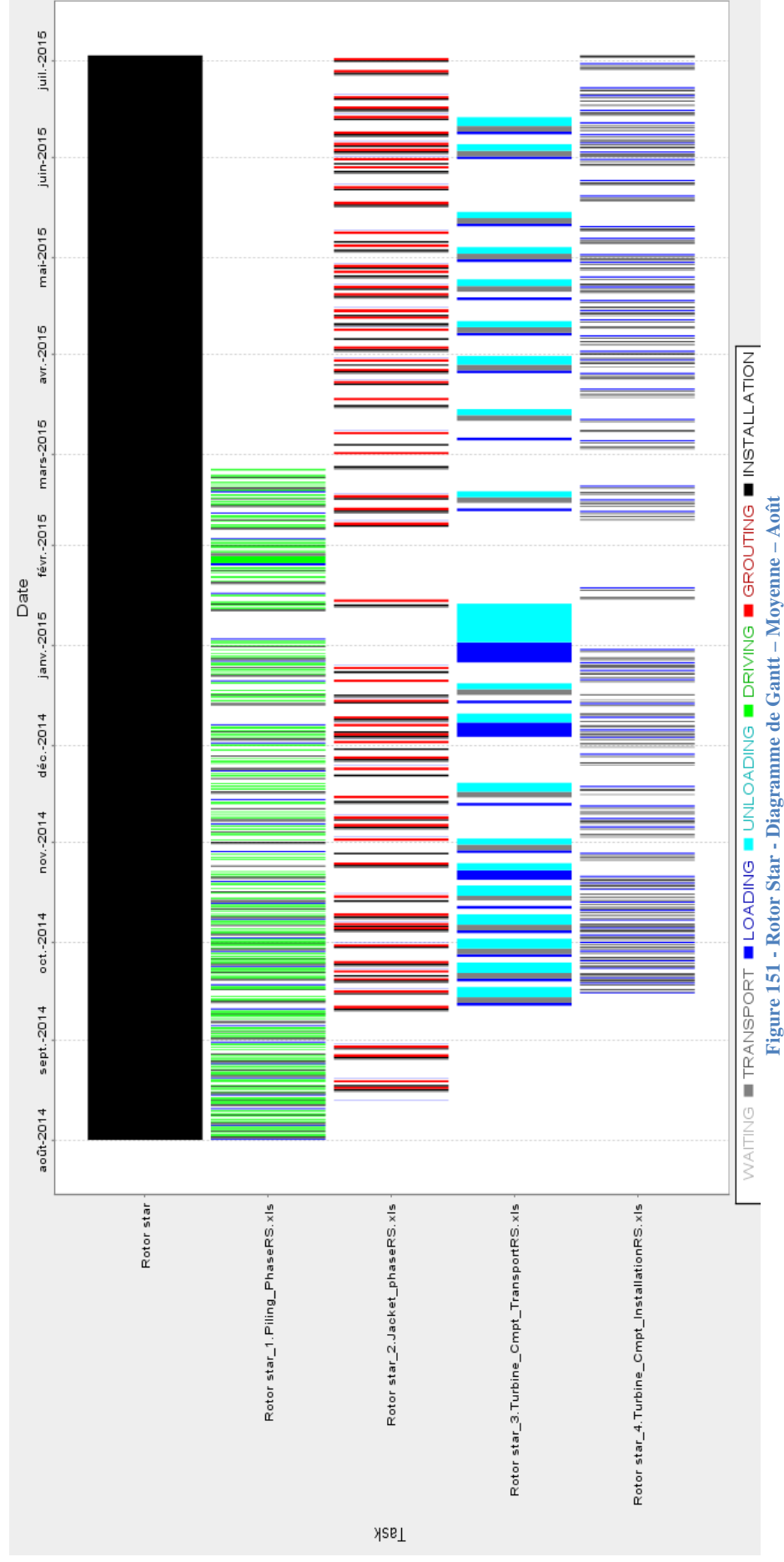


Figure 151 - Rotor Star - Diagramme de Gantt – Moyenne – Août

2.3.2 Moyenne-σ

Global				Piling phase				Jacket phase				Turbine Components transport				Turbine Components installation				sigma
début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		début	durée [jours]	fin		
1/01/14	271,67	29/09/14		1/01/14	197,56	17/07/14		28/01/14	242,34	27/09/14		9/03/14	190,32	16/09/14		15/03/14	198,30	29/09/14		32,25
1/02/14	265,42	23/10/14		1/02/14	174,61	25/07/14		22/02/14	242,37	22/10/14		15/03/14	199,35	30/09/14		19/03/14	218,34	23/10/14		35,39
1/03/14	270,83	26/11/14		1/03/14	157,35	5/08/14		17/03/14	251,08	23/11/14		7/04/14	190,21	14/10/14		11/04/14	229,79	26/11/14		33,83
1/04/14	293,75	19/01/15		1/04/14	152,09	31/08/14		16/04/14	274,60	16/01/15		2/05/14	229,15	18/12/14		6/05/14	257,90	19/01/15		29,54
1/05/14	312,92	9/03/15		1/05/14	162,96	10/10/14		16/05/14	295,71	8/03/15		7/06/14	255,61	18/02/15		13/06/14	269,77	9/03/15		20,41
1/06/14	313,33	9/04/15		1/06/14	174,12	22/11/14		12/06/14	299,70	8/04/15		3/07/14	259,96	20/03/15		7/07/14	276,20	9/04/15		18,83
1/07/14	315,42	12/05/15		1/07/14	184,15	1/01/15		12/07/14	301,49	10/05/15		26/07/14	268,40	20/04/15		30/07/14	286,23	12/05/15		18,34
1/08/14	317,50	14/06/15		1/08/14	210,57	27/02/15		13/08/14	303,98	13/06/15		10/09/14	261,49	29/05/15		13/09/14	273,59	14/06/15		18,23
1/09/14	315,83	13/07/15		1/09/14	212,31	1/04/15		15/09/14	297,96	10/07/15		13/10/14	253,98	24/06/15		16/10/14	269,84	13/07/15		18,82
1/10/14	311,25	7/08/15		1/10/14	207,98	26/04/15		17/10/14	292,06	5/08/15		6/12/14	235,42	29/07/15		11/12/14	238,63	7/08/15		21,10
1/11/14	298,75	26/08/15		1/11/14	204,11	24/05/15		22/11/14	273,06	22/08/15		22/12/14	236,79	16/08/15		27/12/14	241,82	26/08/15		21,01
1/12/14	284,17	10/09/15		1/12/14	198,10	17/06/15		24/12/14	256,97	7/09/15		10/02/15	189,81	19/08/15		15/02/15	206,18	10/09/15		24,61
moyenne	297,57			moyenne	186,32			moyenne	277,61			moyenne	230,87			moyenne	247,22			
min	265,42			min	152,09			min	242,34			min	189,81			min	198,30			
max	317,50			max	212,31			max	303,98			max	268,40			max	286,23			
diff	52,08			diff	60,23			diff	61,65			diff	78,59			diff	87,93			

Tableau 37 - Rotor Star - Moyenne-σ

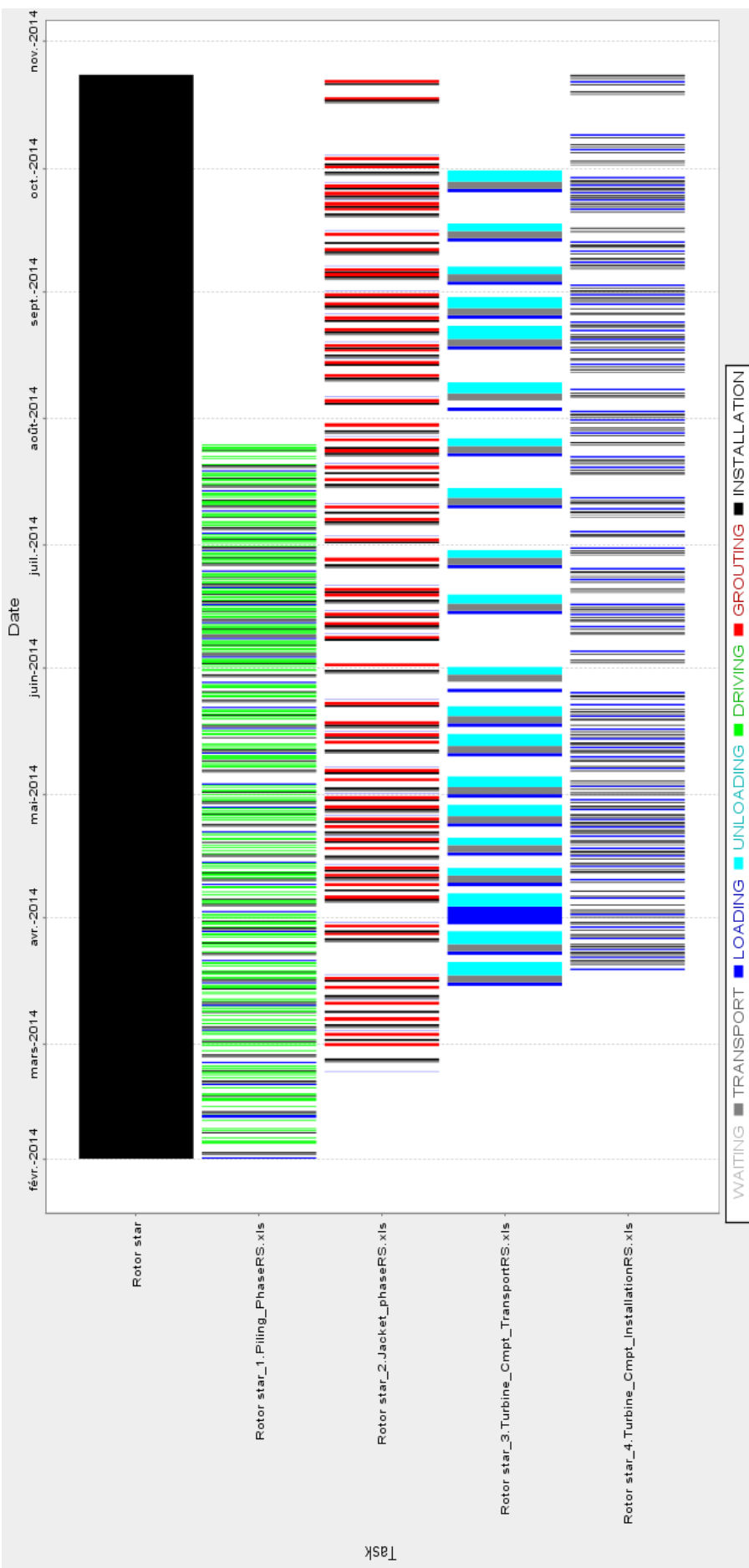


Figure 152 - Rotor Star - Diagramme de Gantt - Moyenne-σ - Février

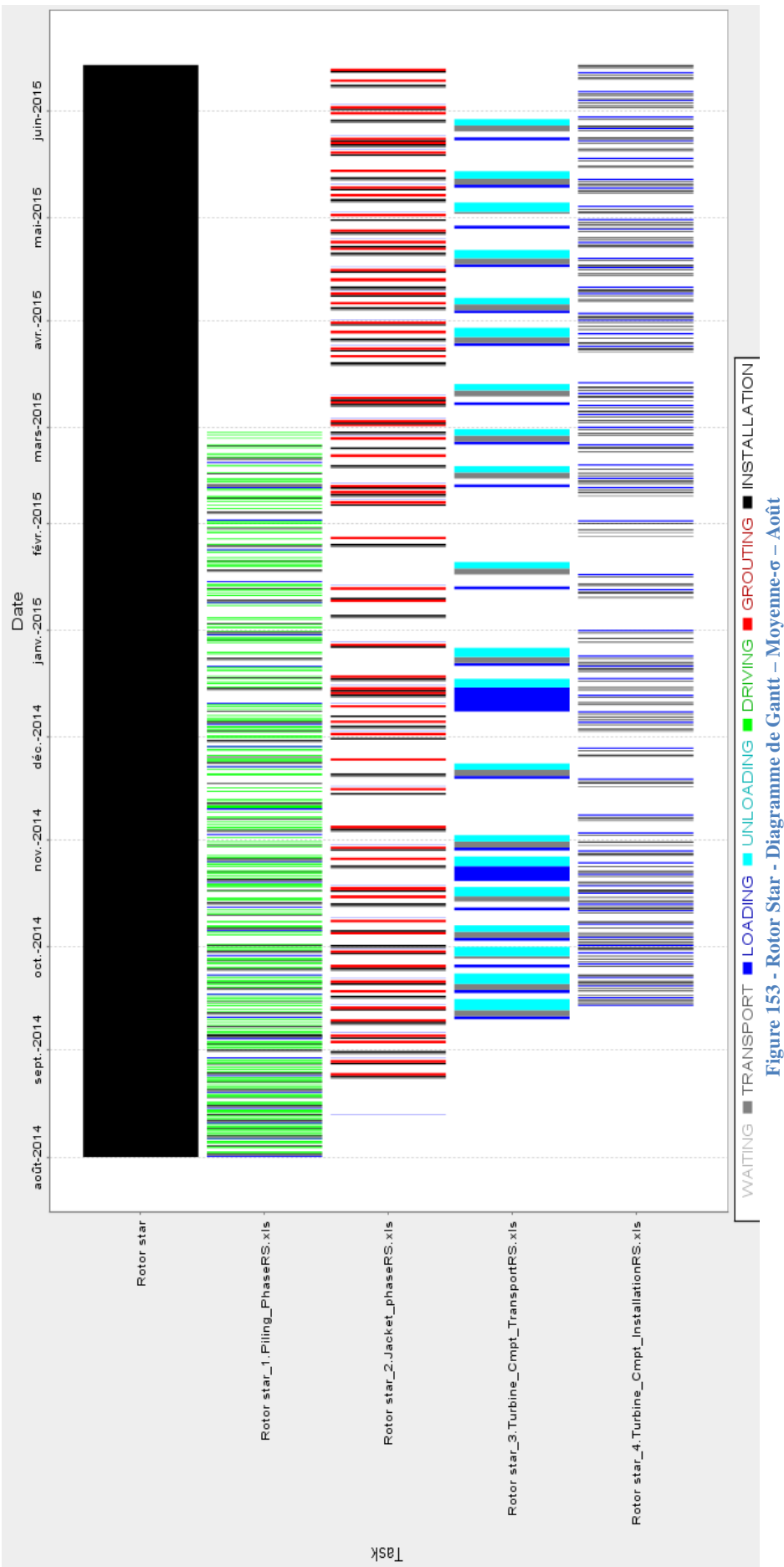


Figure 153 - Rotor Star - Diagramme de Gantt – Moyenne-σ – Août

2.3.3 Moyenne+σ

Global			Piling phase			Jacket phase			Turbine Components transport			Turbine Components installation			sigma
début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	début	durée [jours]	fin	
1/01/14	336,25	2/12/14	1/01/14	187,49	7/07/14	25/01/14	308,93	30/11/14	3/03/14	243,00	1/11/14	7/03/14	269,77	2/12/14	32,25
1/02/14	336,25	2/01/15	1/02/14	166,33	17/07/14	17/02/14	317,63	1/01/15	26/03/14	226,24	8/11/14	1/04/14	275,68	2/01/15	35,39
1/03/14	339,17	2/02/15	1/03/14	160,45	8/08/14	17/03/14	317,30	29/01/15	18/04/14	230,50	4/12/14	27/04/14	280,72	2/02/15	33,83
1/04/14	352,92	19/03/15	1/04/14	150,82	29/08/14	14/04/14	333,90	14/03/15	3/05/14	283,31	10/02/15	8/05/14	315,28	19/03/15	29,54
1/05/14	353,75	19/04/15	1/05/14	154,35	2/10/14	13/05/14	338,41	16/04/15	13/06/14	295,01	4/04/15	17/06/14	306,70	19/04/15	20,41
1/06/14	351,25	17/05/15	1/06/14	167,11	15/11/14	12/06/14	338,69	16/05/15	29/06/14	303,81	29/04/15	3/07/14	317,55	17/05/15	18,83
1/07/14	351,67	17/06/15	1/07/14	184,32	1/01/15	12/07/14	336,96	13/06/15	11/08/14	288,35	27/05/15	19/08/14	302,61	17/06/15	18,34
1/08/14	353,75	20/07/15	1/08/14	216,22	5/03/15	12/08/14	340,36	18/07/15	2/09/14	301,01	30/06/15	6/09/14	317,00	20/07/15	18,23
1/09/14	353,33	19/08/15	1/09/14	216,16	5/04/15	13/09/14	337,62	17/08/15	22/10/14	279,98	29/07/15	26/10/14	297,09	19/08/15	18,82
1/10/14	353,75	19/09/15	1/10/14	224,17	13/05/15	20/10/14	331,95	17/09/15	8/12/14	260,71	26/08/15	12/12/14	280,90	19/09/15	21,10
1/11/14	341,25	7/10/15	1/11/14	209,85	29/05/15	20/11/14	317,66	4/10/15	6/01/15	232,58	26/08/15	16/01/15	263,32	7/10/15	21,01
1/12/14	333,33	30/10/15	1/12/14	200,38	19/06/15	15/12/14	315,97	27/10/15	8/01/15	272,29	7/10/15	13/01/15	289,43	30/10/15	24,61
moyenne	346,39		moyenne	186,47		moyenne	327,95		moyenne	268,07		moyenne	293,00		
min	333,33		min	150,82		min	308,93		min	226,24		min	263,32		
max	353,75		max	224,17		max	340,36		max	303,81		max	317,55		
diff	20,42		diff	73,35		diff	31,43		diff	77,57		diff	54,23		

Tableau 38 - Rotor Star - Moyenne+σ

