

UNIVERSITE LILLE 1 – SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Ecole doctorale N°72 : Sciences Pour l'Ingénieur

THÈSE

Présentée et soutenue publiquement le 05 Décembre 2012

Pour obtenir le titre de

DOCTEUR

Spécialité Génie Électrique

par

DO Minh Thang

Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles

Composition du jury

Président du jury et Rapporteur :	Bertrand RAISON, Professeur à Université Joseph Fourier - G2ELab
Rapporteur :	Thierry VAN CUTSEM, Professeur à Université de Liège
Examineur :	Liisa HAARLA, Professeur à Université d'Aalto
Examineur :	Julien JACQUES, Maître de Conférences à Université Lille 1
Invité :	Jonathan SPROOTEN, Ingénieur à Elia Belgique
Invité :	Asma MERDASSI, Enseignant-Chercheur à HEI - L2EP
Directeur de thèse :	Benoît ROBYNS, Professeur à HEI - L2EP
Co-directeur de thèse :	Stéphane CLENET, Professeur à ENSAM - L2EP

“God does not play dice with the world.”

Albert Einstein

Remerciements

Le travail présenté dans ce rapport de thèse a été effectué au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) avec un financement du Ministère de l'Éducation Nationale, de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche (MENESR) sur le site de l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur.

Je tiens à remercier chaleureusement :

Monsieur Bertrand RAISON, Professeur à Université Joseph Fourier - G2ELab, pour m'avoir fait l'honneur d'être Président de mon jury de thèse et pour avoir accepté d'être rapporteur de ma thèse,

Monsieur Thierry VAN CUTSEM, Professeur à Université de Liège, pour avoir accepté d'être rapporteur de ma thèse et pour avoir consacré du temps à sa lecture,

Madame Liisa HAARLA, Professeur à Université d'Aalto et Monsieur Julien JACQUES, Maître de Conférences à Université Lille 1, pour leur participation à la soutenance,

Monsieur Benoît ROBYNS, Directeur de la recherche à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, Responsable de l'équipe « Réseaux » du L2EP, pour m'avoir permis de mener à bien cette thèse de doctorat ainsi que pour ses conseils avisés prodigués tout au long de ce travail,

Monsieur Stéphane CLENET, Professeur à ENSAM - L2EP, Responsable de l'équipe « Modélisation » du L2EP, co-directeur de la thèse, pour ses contributions scientifiques et ses encouragements pendant mes 3 ans de thèse,

Monsieur Jonathan SPROOTEN, Docteur, Ingénieur à Elia Belgique, pour m'avoir co-encadré et pour son aide importante au moment de la valorisation et de la rédaction de la thèse,

Mademoiselle Asma MERDASSI, Enseignant-Chercheur à HEI - L2EP, pour ses conseils indispensables aux moments importants de la thèse,

Monsieur Francis Piriou, Directeur du L2EP, pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire,

Monsieur Jean-Marc Idoux, Directeur de l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, pour le contexte favorable dans lequel s'est déroulée ma thèse.

Je tiens également à remercier les personnalités de HEI, particulièrement les enseignant-chercheurs du département Energies Electricité Automatique (EEA) où j'ai passé mes 3 ans de thèse : Messieurs Arnaud DAVIGNY, Antoine HENNETON, Christophe SAUDEMONT, François GIONCO, Mehdi Nasser et Patrick DEBAY.

Je n'oublie pas aussi les collègues du bureau, les doctorants, post-doctorants et ingénieur de recherche : Messieurs Tao ZHOU, Stefan BREBAN, He ZHANG, Fabien MOLLET, Pascal MONJEAN, Arnaud VERGNOL, Riad KADRI, Jean-charles SWIERCZEK, Anouar BOUALLAGA, Valentin ALBINET et Madame Petronela Valeria PANKOVITS pour les moments partagés en leur compagnie et pour les échanges animés sur le plan scientifique et stratégique.

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui de près ou de loin m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements.

Finalement mais le plus important, je voudrais remercier toute ma famille, ma copine et mes amis proches sans lesquels les travaux de cette thèse n'auraient pas pu se réaliser. Je vous remercie pour l'amour et le soutien au fil des années.

Table des matières

Introduction générale	11
Chapitre 1. État de l'art du système électrique et problématiques d'insertion des énergies renouvelables 15	
I. Introduction	15
II. Structure du système électrique	15
II.1. La production	16
II.1.1. Production prévisible	16
II.1.2. Production peu prévisible	17
II.2. Le transport et la distribution	20
II.2.1. Lignes aériennes et câbles souterrains	21
II.2.2. Postes de transformation	22
II.3. La consommation	23
III. La planification du système électrique à court-terme	23
III.1. Les marges de sécurité	24
III.2. Les critères de sécurité déterministes	25
III.2.1. Capacity Reserve Margin (CRM)	26
III.2.2. Lost of the Largest Unit (LLU)	26
III.2.3. Combinaison des deux critères	26
III.3. La sécurité N-1	26
IV. Impact des EnR sur le système électrique	27
IV.1. Impact sur la fréquence	27
IV.2. Impact sur la tension	28
IV.3. Impact sur le transit de puissance	30
V. Conclusion	31
Chapitre 2. Bilan des approches probabilistes pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique	33
I. Introduction	33

II. Éléments de probabilités et statistiques	33
II.1. La notion de probabilité	33
II.2. Loi de probabilité.....	34
II.2.1. Variable aléatoire.....	34
II.2.2. Loi de probabilité d'une variable aléatoire discrète	35
II.2.3. Fonction densité de probabilité d'une variable aléatoire continue	35
II.2.4. Fonction de répartition.....	36
II.2.5. Caractéristiques principales des variables aléatoires	37
II.2.6. Les lois de probabilité.....	38
III. Fiabilité du système électrique.....	40
III.1. Définition de la fiabilité du système électrique.....	40
III.2. Les indicateurs de fiabilité	40
III.2.1. Les indicateurs de fiabilité au niveau hiérarchique I.....	41
III.2.2. Les indicateurs de fiabilité au niveau hiérarchique II	42
IV. Méthodes probabilistes.....	44
IV.1. Méthode de calcul probabiliste dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique.....	44
IV.1.1. Méthode de la variabilité de réponse	45
IV.1.2. Méthode de fiabilité	53
V. Conclusion	64
<i>Chapitre 3. Approche probabiliste proposée pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court terme</i>	<i>67</i>
I. Introduction.....	67
II. Les variables aléatoires du système électrique hybride à court terme.....	68
II.1. Disponibilité des équipements	68
II.2. Erreur de la prévision de la charge.....	70
II.3. Erreur de la prévision de la production renouvelable	71
III. Évaluation de la fiabilité du système électrique	72
III.1. Traitement des variables aléatoires discrètes	72
III.1.1. Définition mathématique de la formule des probabilités totales	72

III.1.2.	Application dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique	73
III.2.	La fiabilité de chaque configuration du système électrique au niveau hiérarchique I.....	75
III.3.	La fiabilité de chaque configuration du système électrique au niveau hiérarchique II	77
III.3.1.	Analyse de la séparation du système électrique par la théorie de graphe	77
III.3.2.	Détermination de l'état du système électrique au niveau hiérarchique II.....	79
III.4.	L'évaluation du PLC d'un cas d'étude.....	80
III.4.1.	Étude de fiabilité du cas d'étude au niveau hiérarchique I.....	82
III.4.2.	Étude de fiabilité du cas d'étude au niveau hiérarchique II	83
IV.	Comparaison entre la méthode d'évaluation de la fiabilité proposée et MCS.....	84
IV.1.	Méthode proposée et MCS dans le calcul de la PLC sur le réseau de test 14 nœuds de IEEE	85
IV.1.1.	Présentation du réseau de test 14 nœuds de IEEE	85
IV.1.2.	La PLC dans un créneau d'une heure du 14 nœuds de IEEE	86
IV.2.	Méthode proposée et MCS dans le calcul de la PLC sur le réseau de test RTS-96 de IEEE	87
IV.2.1.	Présentation du réseau de test RTS-96 de IEEE.....	87
IV.2.2.	La PLC dans un créneau d'une heure du réseau RTS-96.....	87
V.	Méthode pour déterminer la sensibilité des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique.....	88
V.1.	Comment définir l'indice de sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes	88
V.1.1.	Introduction.....	88
V.1.2.	La sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes à la PLC	89
V.2.	Définition de l'indice de sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues	90
V.2.1.	Introduction.....	90
V.2.2.	La sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues à la PLC	91
VI.	La fiabilité pour la génération renouvelable.....	94
VI.1.	Introduction.....	94
VI.2.	L'évaluation du PGCre d'un cas d'étude	94
VII.	Conclusion.....	96
Chapitre 4.	Application de la méthode	99
I.	Introduction	99

II. Le réseau de test 14 nœuds de IEEE et la prévision de la production éolienne	99
II.1. Le réseau d'étude	99
II.2. La production éolienne	99
II.3. La prévision de la charge	101
III. La fiabilité du système électrique et la fiabilité de la génération renouvelable au niveau hiérarchique II.....	102
III.1. Scénario du vent fort en hiver	103
III.2. Scénario du vent fort en été	105
III.3. Scénario du vent faible en hiver.....	108
III.4. Scénario du vent faible en été	110
IV. Détermination de la sensibilité des variables d'entrée	113
IV.1. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes	113
IV.2. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues	115
V. Conclusion	116
<i>Conclusions et perspectives</i>	<i>119</i>
<i>Bibliographie.....</i>	<i>123</i>
<i>Annexe A. La courbe de puissance de l'éolienne</i>	<i>131</i>
<i>Annexe B. Outil Écoulement de Puissance et Écoulement de Puissance Optimal.....</i>	<i>133</i>
<i>Annexe C. Le réseau de test 14 nœuds de IEEE</i>	<i>137</i>
<i>Annexe D. Le réseau de test RTS-96 de IEEE</i>	<i>139</i>

Liste des figures

Figure 1. Niveaux hiérarchiques du système électrique [Billinton, 1994]	16
Figure 2. La variation de la puissance de sortie des éoliens et l'incertitude de la prévision [EON-NETZ, 2005]	17
Figure 3. La distribution de l'erreur de la prévision [EON-NETZ, 2005]	18
Figure 4. Évolution de la puissance éolienne installée en France (en MW) [ADEME, 2009], [EWEA, 2009] et [EWEA, 2010]	19
Figure 5. Évolution de la puissance photovoltaïque raccordée en France (en MW) [ADEME, 2006], [ERDF, n.d.]	20
Figure 6. Architecture du réseau électrique [Crappe, 2003]	21
Figure 7. La consommation et la prévision en « J-1 » en France le 03/11/2011[RTE, 2012]	23
Figure 8. Bilan des marges de sécurité [RTE, 2004]	25
Figure 9. La sécurité du système électrique	27
Figure 10. Réglage primaire de fréquence	28
Figure 11. Profil de tension le long d'une ligne	29
Figure 12. Profil de tension avec l'installation d'une production renouvelable	29
Figure 13. Profil P-Q/ P_{max} d'un module « Power Park » [ENTSO-e, 2012]	30
Figure 14. La fonction de répartition d'une variable aléatoire discrète	36
Figure 15. La fonction de répartition d'une variable aléatoire continue	37
Figure 16. La densité de probabilité (gauche) et la fonction de répartition (droite) de la loi normale	39
Figure 17. Evaluation de l'indicateur de fiabilité	44
Figure 18. Système de test de 3 nœuds	46
Figure 19. La distribution de la variable de sortie calculée par la simulation de Monte Carlo	47
Figure 20. Le système actuel (a) et l'équivalent (b) au niveau hiérarchique I [Choi, 2005]	54

Figure 21. La monotone de charge originale et effective.....	55
Figure 22. La discrétisation de la distribution normale de la production d'une ferme éolienne	56
Figure 23. La monotone de charge effective	58
Figure 24. Approximation de la surface de l'état limite	60
Figure 25. Fonction d'état limite dans l'espace normal centré réduit.....	63
Figure 26. Méthode proposée pour le système hybride composite	67
Figure 27. La variation du taux de panne dans la vie d'un équipement	69
Figure 28. La probabilité de l'état de l'équipement.....	69
Figure 29. Histogramme de l'erreur de la prévision journalière de la charge en 2010 [RTE, 2012].....	70
Figure 30. Histogramme de l'erreur de la prévision journalière de la production éolienne pour les six derniers mois de l'année 2011 [RTE, 2012].....	71
Figure 31. La non-linéarité de la courbe de puissance de l'éolien [Fuhrlaender, 2012]	72
Figure 32. L'encadrement du résultat.....	75
Figure 33. Exemple de l'analyse de la séparation du système électrique par la théorie de graphe	78
Figure 34. Système de test de 3 nœuds	81
Figure 35. Réseau IEEE-14nœuds.....	85
Figure 36. La projection de β sur les axes des variables d'entrée continues	91
Figure 37. Système de test à 3 nœuds pour étudier l'influence de la précision de la prévision ..	92
Figure 38. Système de test à 3 nœuds pour la PGC	95
Figure 39. Le profil typique d'une journée de vent fort à Calais [Météorologic, 2012]	100
Figure 40. Le profil typique d'une journée de vent faible à Calais [Météorologic, 2012]	100
Figure 41. La courbe de consommation prévisionnelle journalière de la charge en hiver	101
Figure 42. La courbe de consommation prévisionnelle journalière de la charge d'été	102

<i>Figure 43. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent fort et charge importante.....</i>	<i>104</i>
<i>Figure 44. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge importante</i>	<i>105</i>
<i>Figure 45. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent fort et charge faible</i>	<i>106</i>
<i>Figure 46. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge faible.....</i>	<i>107</i>
<i>Figure 47. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge faible avec la nouvelle planification</i>	<i>107</i>
<i>Figure 48. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge importante</i>	<i>109</i>
<i>Figure 49. La probabilité de délestage du générateur renouvelable (PGCren) pour une journée de vent faible et charge importante</i>	<i>109</i>
<i>Figure 50. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge importante avec la nouvelle planification</i>	<i>110</i>
<i>Figure 51. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge faible.....</i>	<i>111</i>
<i>Figure 52. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent faible et charge faible</i>	<i>112</i>
<i>Figure 53. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge faible avec la nouvelle planification.....</i>	<i>112</i>
<i>Figure 54. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent faible et charge faible avec la nouvelle planification.....</i>	<i>113</i>
<i>Figure 55. Evolution de l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent.....</i>	<i>131</i>
<i>Figure 56. Evolution de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent</i>	<i>131</i>
<i>Figure 57. Evolution de la puissance éolienne en fonction de vitesse de rotation de la turbine</i>	<i>131</i>
<i>Figure 58. Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine.....</i>	<i>131</i>

<i>Figure 59. Réseau IEEE-14nœuds.....</i>	<i>137</i>
<i>Figure 60. Réseau IEEE RTS-96</i>	<i>147</i>

Liste des tableaux

<i>Tableau 1. Les points d'évaluation de la fonction de sortie.....</i>	<i>53</i>
<i>Tableau 2. Les combinaisons de la puissance.....</i>	<i>56</i>
<i>Tableau 3. La fonction de densité de probabilité (FDP) de la capacité de délestage</i>	<i>57</i>
<i>Tableau 4. Le calcul du produit de convolution.....</i>	<i>58</i>
<i>Tableau 5. La comparaison des méthodes de calcul probabiliste.....</i>	<i>65</i>
<i>Tableau 6. Paramètre des lignes du réseau de test de 3 nœuds</i>	<i>80</i>
<i>Tableau 7. Paramètre des nœuds du réseau de test de 3 nœuds</i>	<i>81</i>
<i>Tableau 8. Liste des configurations du système électrique</i>	<i>81</i>
<i>Tableau 9. Probabilité de défaillance de chaque configuration</i>	<i>83</i>
<i>Tableau 10. Évolution de l'encadrement.....</i>	<i>84</i>
<i>Tableau 11. Probabilité de défaillance de chaque configuration</i>	<i>89</i>
<i>Tableau 12. L'indice de sensibilité des lignes pour la fiabilité du système électrique</i>	<i>90</i>
<i>Tableau 13. Probabilité de défaillance de chaque configuration</i>	<i>92</i>
<i>Tableau 14. Importance la précision de la prévision pour la fiabilité du système électrique</i>	<i>93</i>
<i>Tableau 15. La probabilité de délestage de charge avec l'amélioration de la précision</i>	<i>94</i>
<i>Tableau 16. Probabilité de délestage de production renouvelable dans chaque configuration... </i>	<i>95</i>
<i>Tableau 17. Évolution de l'encadrement.....</i>	<i>96</i>
<i>Tableau 18. Comparaison entre la méthode proposée et MCS dans l'évaluation de la PLC.....</i>	<i>97</i>
<i>Tableau 19. L'indice de la sensibilité de la disponibilité de chaque élément pour la fiabilité du réseau de test IEEE-14 nœuds.....</i>	<i>114</i>
<i>Tableau 20. L'indice de la sensibilité de l'erreur de la prévision pour la fiabilité du système électrique</i>	<i>115</i>
<i>Tableau 21. La probabilité de délestage de charge avec l'amélioration de la précision</i>	<i>116</i>
<i>Tableau 22. Paramètres des nœuds du réseau 14 nœuds de IEEE</i>	<i>137</i>

<i>Tableau 23. Paramètres des générateurs du réseau 14 nœuds de IEEE.....</i>	<i>138</i>
<i>Tableau 24. Paramètres des lignes du réseau 14 nœuds de IEEE</i>	<i>138</i>
<i>Tableau 25. Paramètres des nœuds du réseau RTS-96 de IEEE.....</i>	<i>139</i>
<i>Tableau 26. Paramètres des générateurs du réseau RTS-96 de IEEE</i>	<i>141</i>
<i>Tableau 27. Données de fiabilité des générateurs du réseau RTS-96 de IEEE</i>	<i>143</i>
<i>Tableau 28. Paramètres des lignes du réseau RTS-96 de IEEE.....</i>	<i>144</i>

Introduction générale

Le système électrique vit actuellement de profonds changements tant en terme technique que économique. Suite aux contraintes environnementales imposées à la production classique d'électricité (émissions de CO₂, déchets nucléaires,...), les énergies à caractère renouvelable se sont vues projetées sur le devant de la scène en termes d'alternatives prometteuses à ces sources conventionnelles moins respectueuses de leur environnement. Les directives politiques prises actuellement dans de nombreux pays, surtout en Europe où la Commission européenne a fixé un objectif de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation en 2020 [CE, 2007], laissent à supposer qu'une croissance significative de l'énergie renouvelable devrait être observée dans un futur proche.

En pratique, vu la nature aléatoire des sources primaires renouvelables (le vent, le soleil), l'introduction d'énergie renouvelable dans un réseau électrique peut avoir de nombreux effets indésirables sur le fonctionnement du système électrique et la qualité de la puissance produite (dynamique et stabilité du système électrique, contrôle de la tension, flicker, ...). De plus, la gestion prévisionnelle du parc de production centralisée ainsi que la capacité du système électrique à couvrir la consommation d'électricité requise peuvent devenir difficile en cas de pénétration accrue d'électricité d'origine renouvelable. Les règles pour le dimensionnement des réserves et la planification de réseau doivent notamment changer pour s'adapter à un système électrique avec une quantité importante de sources peu prévisibles. En ce moment, les techniques probabilistes sont utilisées dans la planification du système électrique mais seulement à long terme.

Actuellement, des techniques déterministes sont utilisées pour valider la planification opérationnelle du système électrique. Ces techniques peuvent être différentes suivant le gestionnaire de réseau qui les applique. Toutefois, les principes fondamentaux sont définis dans la politique numéro 3 du manuel de fonctionnement d'ENTSO-e [ENTSO-e, 2009] : un système électrique doit toujours fonctionner de manière à ce que la perte d'un (1) ou plusieurs (x) éléments quelconque ne puisse déclencher des pertes en cascade d'autres éléments du réseau. Quand un système d'alimentation répond à ce critère, il est dit être «en sécurité N-1» ou «en sécurité N-x».

Comme la production renouvelable a une faible disponibilité, la garantie de la sécurité N-1 peut être très onéreuse. C'est la raison pour laquelle la participation de la production renouvelable ne

peut être garantie que dans le cadre d'une structure en « N », quand tous les éléments du système sont présents. Ainsi, en Irlande, l'opérateur de réseau, avec l'accord de l'autorité de régulation, considère que le réseau doit être capable d'accueillir la production éolienne seulement à l'état « N ». Les propositions récentes du régulateur anglais et de NGET, l'opérateur de ce réseau, seraient plus restrictives dans la mesure où même à l'état « N » la capacité de transport ne serait pas nécessairement garantie. De plus, la diminution brutale du vent est un défaut de mode commun qui entraîne la perte simultanée d'un grand nombre de générateur. L'approche de la sécurité « N-1 » est alors insuffisante.

Alors, dans le futur, pour favoriser l'accès au réseau à la production renouvelable sans renforcer le réseau (le coût est important et le temps de réalisation est long), les gestionnaires du réseau doivent penser à abroger la règle N-1, ce qui peut engendrer des risques pour la sûreté du système électrique. Pour faire face à ces risques, deux approches sont possibles :

- Soit proposer des mesures correctives instantanées pour assurer le fonctionnement du système électrique en cas de défaillances [Vergnol, 2011].
- Soit essayer de quantifier le risque par une étude prévisionnelle à court-terme afin d'assurer un niveau acceptable de la fiabilité du système électrique avec la participation de l'énergie renouvelable dans la planification du lendemain.

La combinaison de ces deux approches permettra de définir une solution complète pour la gestion d'un système électrique possédant une part significative d'énergie renouvelable. La première approche ayant déjà été développée, le but de ce travail est alors d'étudier la seconde approche.

Les sources d'énergie renouvelable sont des sources d'énergie très variables et se comportent différemment des sources classiques, c'est la raison pour laquelle une prédiction exacte de l'énergie produite est difficile. Dans le passé, des techniques déterministes ont été utilisées par les opérateurs de réseau pour déterminer, sur la base d'une estimation de la demande, la capacité de production nécessaire pour y répondre [Allan, 2000], [Karki, 2004] et [Billinton, 1988]. Cependant, ces approches déterministes ne prennent pas en compte le caractère aléatoire de la production qui peut survenir en présence de sources aléatoires comme l'éolien, le photovoltaïque, etc. Pour cette raison, ces approches n'offrent pas une évaluation précise des risques réels associés au système électrique. Par conséquent, pour traiter la nature stochastique du système électrique, les méthodes probabilistes sont mieux adaptées [Vallée, 2007].

Dans la littérature, plusieurs auteurs ont étudié l'influence de la production renouvelable dans le système électrique par l'approche probabiliste. Une partie des travaux se concentre sur l'adéquation de la production électrique avec une participation élevée d'éoliennes [Billinton, 2004], [Vallée, 2008] et [Dobakhshari, 2009]. D'autres considèrent également les capacités et les disponibilités des lignes de transport pour avoir une évaluation de la fiabilité d'un système électrique composé de la génération et de la transmission [Wangdee, 2006] et [Choi, 2010]. La plupart de ces études utilisent la Simulation de Monte Carlo (MCS). C'est une méthode numérique largement utilisée dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique. Cependant, comme la probabilité de défaillance dans le système d'alimentation est généralement faible, La MCS a besoin d'un grand nombre d'évaluation du système afin d'obtenir des résultats précis. Ceci rend la méthode très coûteuse en temps, même en utilisant des techniques pour réduire la variance de la sortie (méthode de l'hypercube latin, l'échantillonnage antithétique ou l'échantillonnage préférentiel,...) [Hammersley, 1964]. C'est la raison pour laquelle l'application de la MCS dans l'étude de la fiabilité du système électrique à court-terme est complexe.

Une première étape de ce travail est de développer la modélisation probabiliste du comportement du réseau électrique en prenant en compte le caractère aléatoire des productions d'origine renouvelable, ainsi que les incertitudes sur la consommation et sur les disponibilités des lignes. C'est une étude du système électrique, qui est faite un jour à l'avance (J-1) pour la journée considérée (J) dont tous les arrêts prévus sont connus, le caractère aléatoire des productions d'origine renouvelable et les incertitudes de consommation peuvent être prédites par une prévision du lendemain. De plus, la perte d'éléments du système sera prise en compte grâce à une étude statistique.

Une méthode probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court-terme est proposée. A l'aide de cette méthode, des indicateurs permettant de quantifier la fiabilité de fonctionnement du système électrique et l'utilisation des ressources renouvelables pourront être déterminés. Un taux de pénétration maximum de l'énergie renouvelable, indicateur couramment utilisé dans la gestion du système électrique, pourra être déterminé en fonction du niveau de fiabilité accepté pour ce système électrique.

Le rapport de thèse sera divisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre présentera la structure générale du système électrique avec le développement important des sources aléatoires, et les approches déterministes actuellement utilisées pour la

planification à court-terme du système. L'influence de ces sources aléatoires sur la fiabilité du système électrique sera également précisée.

Le deuxième chapitre introduira des approches probabilistes pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court terme. Tout d'abord, les connaissances de base sur la probabilité et les statistiques seront présentées. Ensuite, les indicateurs probabilistes actuellement utilisés dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique seront mentionnés. Un nouvel indicateur, la PGC, pour quantifier la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la production sera proposé. Enfin, les méthodes probabilistes actuellement utilisées pour quantifier la fiabilité du système électrique seront détaillées et accompagnées d'un exemple.

Le troisième chapitre développera la méthode proposée pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court terme. Tout d'abord, les modèles probabilistes des variables aléatoires du système électrique à court terme seront présentés et suivis d'une procédure pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique composite à court terme, prenant compte la production et la transport d'électricité. Cette dernière sera comparée à la simulation Monte Carlo en ayant recours à trois exemples : le réseau 3 nœuds simple, le réseau 14 nœuds de IEEE et le réseau 73 nœuds RTS-96 de IEEE. Ensuite, une méthode pour déterminer la sensibilité des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique sera introduite. Enfin, le nouvel indicateur sera évalué en utilisant la méthode proposée.

Le quatrième chapitre présentera l'application de la méthode de l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court terme sur le réseau 14 nœuds de IEEE afin d'analyser l'influence de l'éolien sur le système. La fiabilité du système électrique sera évaluée sur une période de 24 heures avec une discrétisation d'une heure pour 4 scénarios différents. Une modification du planning opérationnel du système sera nécessaire dans le cas où le critère probabiliste de la fiabilité du système électrique n'est pas assuré.

Chapitre 1. État de l'art du système électrique et problématiques d'insertion des énergies renouvelables

I. Introduction

Ce premier chapitre aura pour objectif de définir le système électrique et les enjeux liés à l'insertion des sources aléatoires dans ce système. Tout d'abord, la structure du système électrique avec le développement rapide des sources aléatoires sera présentée.

Ensuite, les approches permettant de planifier le système électrique à court-terme utilisées actuellement par la plupart des gestionnaires du système seront analysées. Ces approches sont principalement déterministes, permettent de planifier le système électrique pour le lendemain en fonction de la connaissance de la topologie du réseau et le bilan entre la capacité des sources de production et les prévisions de la consommation. La dernière partie abordera qualitativement l'influence des sources aléatoires sur la fiabilité du système électrique.

II. Structure du système électrique

Le terme « système électrique » est l'ensemble des ouvrages et du matériel destinés à produire, transporter et consommer de l'énergie électrique. Le système électrique peut être séparé en trois catégories principales :

- La production
- Le transport et la distribution
- La consommation

Le système électrique peut être défini comme des acteurs fonctionnels de la génération, du transport et de la distribution. Ces acteurs fonctionnels peuvent être combinés pour avoir des niveaux hiérarchiques présentés dans la Figure 1. Dans cette structure, le niveau hiérarchique I ne concerne que les groupes de production, le niveau hiérarchique II comprend à la fois la production et le transport, le niveau hiérarchique III comprend les trois acteurs fonctionnels. Les études sur le niveau hiérarchique III ne sont généralement pas menées directement en pratique en raison de la complexité du problème. Pour cette raison, dans le cadre de la thèse, l'étude de fiabilité du système électrique sera limité aux niveaux hiérarchiques I et II.

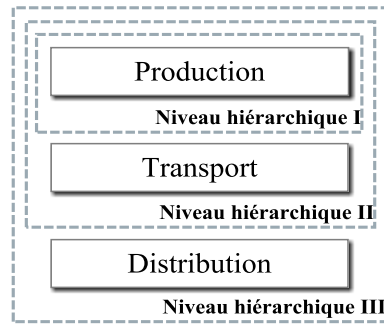


Figure 1. Niveaux hiérarchiques du système électrique [Billinton, 1994]

II.1. La production

L'objectif de la production d'électricité est de répondre à la demande de consommation d'un ensemble de charges. L'énergie électrique peut être produite à partir des sources primaires comme l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil, ... Du point de vue des approches de planification et d'exploitation, les unités de production peuvent être classées en deux catégories : la production prévisible et la production peu prévisible.

II.1.1. Production prévisible

La production prévisible est la production d'électricité liée aux sources primaires stockables comme l'hydraulique (avec barrage), les combustibles fossiles et le nucléaire. La caractéristique principale de ces sources primaires est la capacité de stockage. L'énergie primaire est stockée sous forme de l'énergie potentielle pour l'eau, l'énergie chimique pour les combustibles fossiles ou pour le nucléaire. Avec cette capacité de stockage, la puissance de sortie de ces groupes de production est prévisible. Elles sont les sources de production dispatchables. Cette prévision de la puissance de sortie ne peut être influencée que par deux événements : la maintenance et la panne des groupes.

La maintenance des groupes de production est une action périodique programmée pour détecter les anomalies latentes sur les équipements et garantir leur fonctionnement propre [RTE, 2004]. La maintenance permet de réduire la probabilité de panne et augmenter la durée de vie des équipements. Dans le cadre de cette thèse, pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à J-1, le calendrier d'entretien est supposé connu.

Par contre, la panne des groupes de production est un événement aléatoire difficilement prévisible. La nature des pannes peut être très variée en fonction de la météo, d'agression extérieure, de défaillance imprévisible d'équipement ou de dysfonctionnement lié au facteur

humain. L'apparition de ces pannes est relativement rare, sa fréquence d'apparition peut être déterminée par une étude statistique. Dans le cadre de ce travail, cette fréquence d'apparition des pannes est donnée par le taux d'indisponibilité fortuit (Forced Outage Rate) qui sera indiqué par l'abréviation «FOR» dans la suite de ce document.

II.1.2. Production peu prévisible

La production peu prévisible est la production d'électricité liée aux sources primaires non-stockables telles que le vent, le soleil et hydraulique au fil d'eau. Faute de capacité de stockage, la puissance de sortie de ces groupes de production dépend fortement des conditions météorologiques, ce qui est difficile à prévoir. Elles sont les sources de production non dispatchables. La variation de ces sources primaires non-stockables rend la puissance de sortie des éoliennes ou des panneaux photovoltaïques très fluctuante comme l'indique la Figure 2. Cette figure représente la courbe de puissance prévisionnelle (courbe grise) et réelle (courbe rouge) suivant le temps pour une puissance installée de 6300MW. Dans le cadre de la thèse, l'erreur de la prévision à court-terme, qui est illustrée à la Figure 3, est considérée sous forme d'une distribution normale avec une valeur moyenne et un écart-type. Cet écart-type varie entre 3% pour une prévision à une heure et de 7 % à l'échéance de 72h ce qui est tout à fait satisfaisant pour la maîtrise de l'équilibre offre-demande. Par contre, il est d'environ de 15 % pour un parc éolien avec une disparité importante en fonction de la topographie locale [RTE, 2009]. Des améliorations du modèle sont en cours comme l'intégration de la disponibilité des machines, et l'utilisation de mesures de vent sur site.

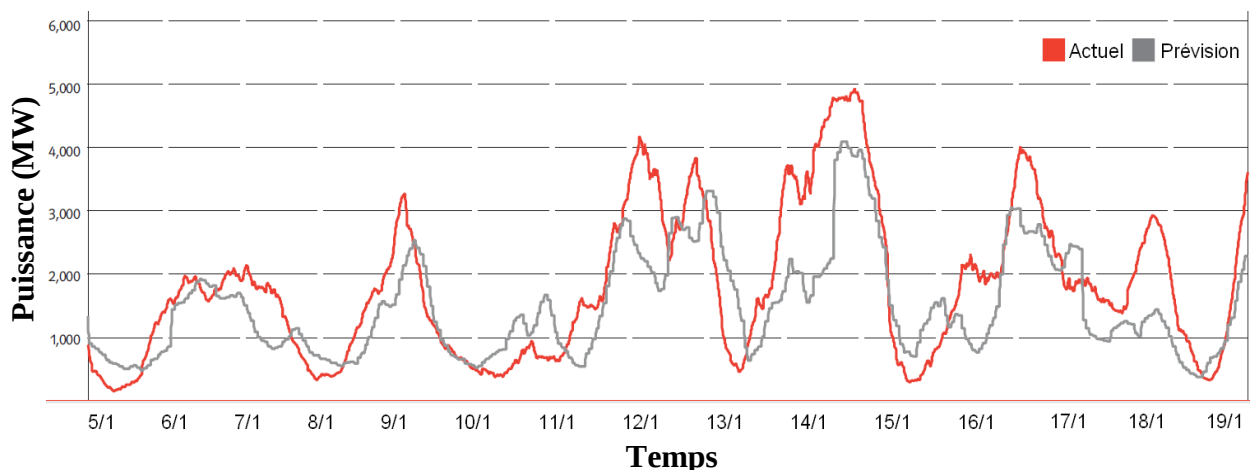


Figure 2. La variation de la puissance de sortie des éoliens et l'incertitude de la prévision [EON-NETZ, 2005]

Depuis ces dernières années et avec les politiques encourageant l'utilisation de l'énergie renouvelable, les sources peu prévisibles se sont rapidement développées. La problématique de l'insertion de ces sources dans le système électrique devient alors de plus en plus importante. Les deux sous-sections suivantes présenteront le développement de l'éolien et du photovoltaïque en France durant la dernière décade.

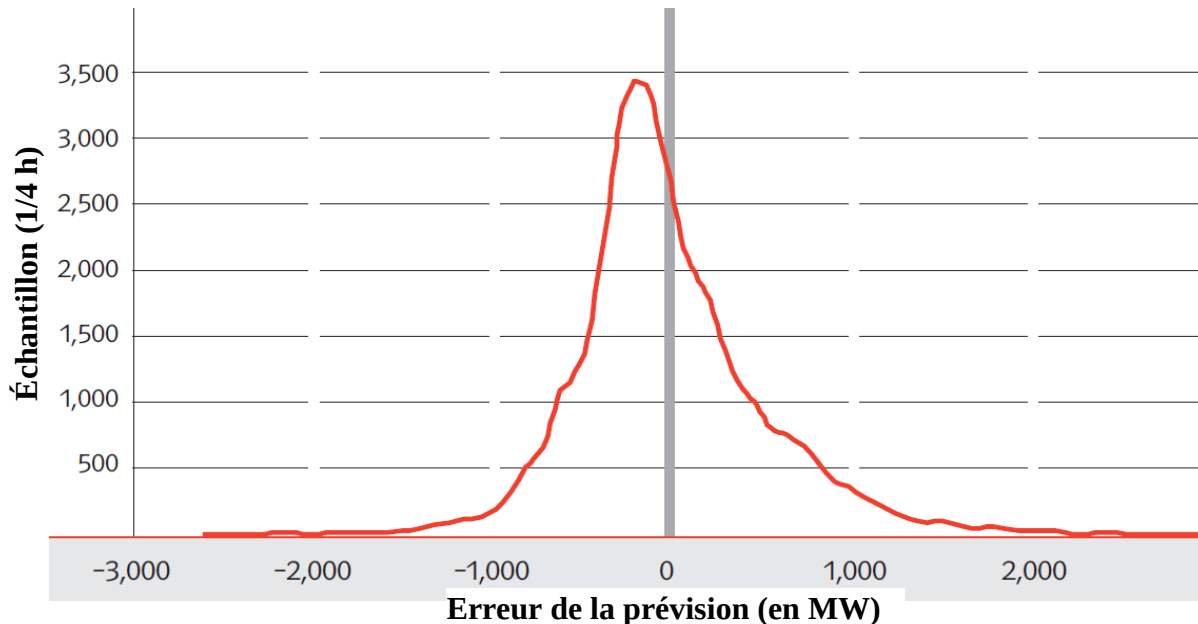


Figure 3. La distribution de l'erreur de la prévision [EON-NETZ, 2005]

II.1.2.1 Le développement de l'éolien

Une éolienne est un dispositif qui permet de transformer l'énergie du vent en énergie mécanique puis, en énergie électrique. L'énergie éolienne a été utilisée depuis longtemps sous forme de moulin à vent, mais il a fallu attendre la fin du XIX^{ème} siècle pour voir le premier dispositif permettant de produire de l'énergie électrique. Au début, le développement de l'éolien s'est déroulé lentement, il a fallu attendre les années 70 et le premier choc pétrolier pour que les installations éoliennes s'imposent.

Durant les dix dernières années, avec la problématique du réchauffement de la terre et du changement climatique, l'énergie verte, y compris l'énergie éolienne est considérée comme une solution positive pour remplacer les énergies fossiles afin de réduire les émissions de CO₂. En 2008, le troisième choc pétrolier et la prévision de la fin du pétrole peu cher favorisent le développement de l'éolien.

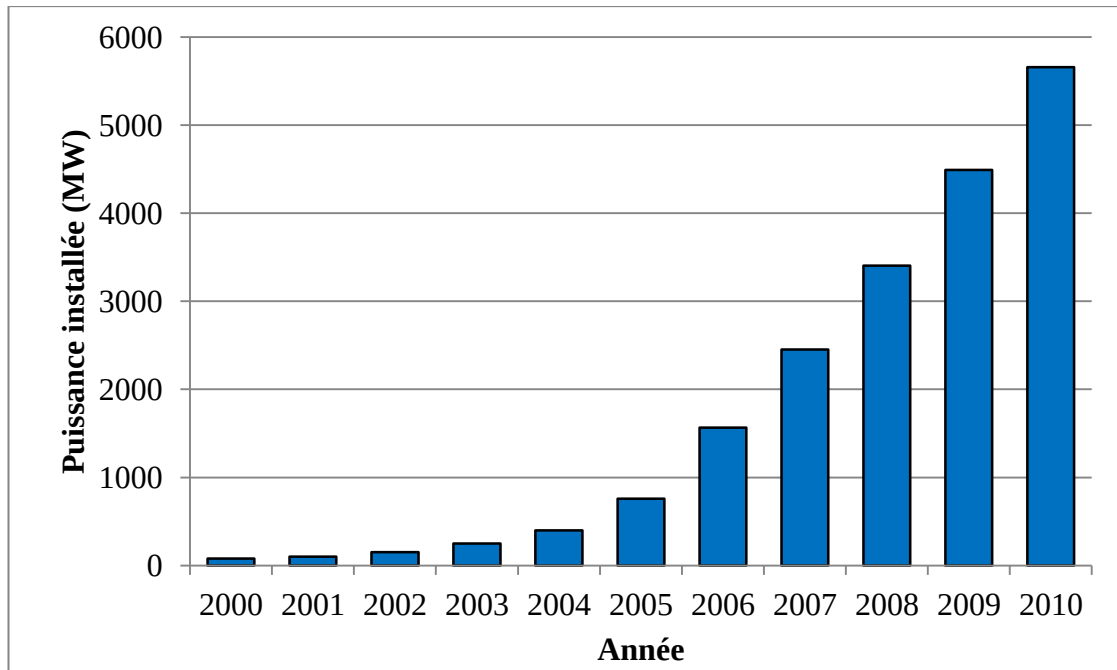


Figure 4. Évolution de la puissance éolienne installée en France (en MW) [ADEME, 2009], [EWEA, 2009] et [EWEA, 2010]

La Figure 4 montre l'évolution de la puissance éolienne installée en France durant les dix dernières années. En effet, de 2000 à 2010, la puissance éolienne installée a augmenté 70 fois, passant de 80MW à 5600MW. Cette tendance continuera avec les directives politiques favorisant l'énergie verte.

II.1.2.2 Le développement du photovoltaïque

À côté de l'énergie éolienne, l'énergie solaire est aussi considérée comme une source d'énergie verte qui a été fortement développée ces dernières années. L'énergie solaire a été utilisée depuis l'antiquité sous forme de chaleur. Cependant, l'utilisation de l'énergie solaire pour produire de l'électricité a été découverte qu'au XIX^{ème} siècle. Tout comme l'éolien, le photovoltaïque commence très lentement. Ce n'est qu'au milieu du XX^{ème} siècle, que les premiers panneaux solaires ont été commercialisés.

Alors que les éoliennes requièrent des conditions plus strictes sur leur emplacement et sur la taille des installations, le photovoltaïque est très compact, adapté pour une installation sur les toitures. Historiquement, le marché photovoltaïque français était un marché orienté vers les applications photovoltaïques en sites isolés. À partir de 1999, grâce au projet européen HIPHIP [Michel, 2002], le marché français s'est réorienté vers les applications dites "raccordées au réseau". Pour la première fois en 2005, la puissance cumulée des applications photovoltaïques

raccordées au réseau en France est plus importante que celle des sites isolés. De 2005 à 2011, la puissance photovoltaïque raccordée en France métropole a augmenté plusieurs fois, passant de 7,2 MW à 2321 MW (Figure 5) et la file d'attente pour le raccordement de la production photovoltaïque est de 1550 MW. Ceci montre que l'évolution de la production photovoltaïque sera importante dans un futur proche.

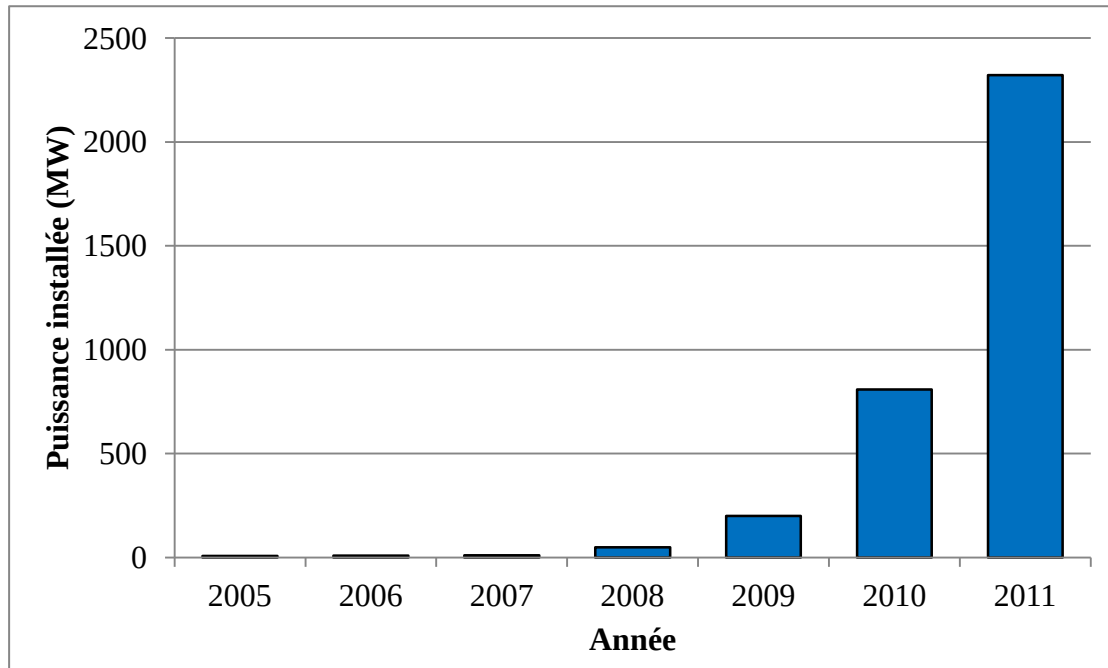


Figure 5. Évolution de la puissance photovoltaïque raccordée en France (en MW) [ADEME, 2006], [ERDF, 2012]

II.2. Le transport et la distribution

Le réseau électrique a pour le but d'amener l'électricité du site de production au site de consommation. Le réseau électrique peut être séparé en deux fonctions principales : réseau de transport et réseau de distribution.

La fonction initiale du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique des grands groupes de production jusqu'aux grands centres de consommation. Il est organisé en deux niveaux [RTE, 2012]:

- Le réseau de transport : le transport de l'électricité se fait sur de longues distances à l'échelle nationale ou européenne. La forme maillée de ce réseau permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, aléa de consommation, incident...) qui peuvent affecter l'exploitation.

- Le réseau de répartition : le transport se fait à l'échelle régionale ou locale. Ce réseau est essentiellement connecté en boucle pour respecter la règle N-1.

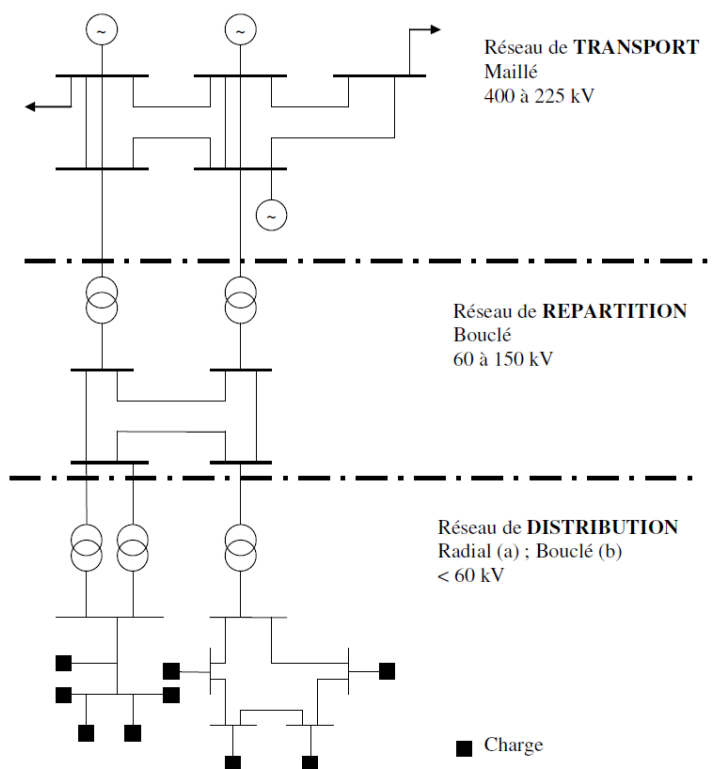


Figure 6. Architecture du réseau électrique [Crappe, 2003]

Le réseau de distribution a pour rôle de couvrir l'ensemble du territoire pour acheminer l'énergie électrique jusqu'au client ultime. Le réseau de distribution peut être disposé en boucle ou en radial, ce qui rend le réseau électrique moins fiable mais qui permet de réduire le coût de construction.

L'architecture du réseau électrique est présentée dans la Figure 6. Dans le cadre de la thèse, l'étude de fiabilité du système électrique ne sera faite qu'au niveau du réseau de transport et de répartition.

Le réseau électrique est généralement composé de lignes et de postes de transformation. Les détails de ces deux composants seront présentés dans les sous-sections suivantes.

II.2.1. Lignes aériennes et câbles souterrains

Les lignes aériennes et les câbles souterrains sont des équipements permettant de transporter l'électricité sur une longue distance. Les lignes aériennes sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur.

Les lignes aériennes ont alors une probabilité de défaillance plus élevée mais sa durée de défaillance est plus courte. Par contre, la probabilité de défaillance des câbles souterrains est plus faible mais sa durée de défaillance est plus longue.

Dans le cadre de ce travail, deux caractéristiques communes à ces équipements seront traitées : la capacité de transit et la disponibilité de fonctionnement. La capacité de transit d'une ligne électrique est surtout imposée par sa limite thermique : l'Intensité Maximale Admissible en régime Permanent (I_{MAP}). Par contre, la disponibilité de fonctionnement de la ligne est une variable aléatoire prenant la valeur 0 (quand la ligne n'est pas disponible) et 1 (quand la ligne est disponible). Dans la planification, le taux d'indisponibilité forcé (Forced Outage Rate) est un paramètre d'entrée important. Il est obtenu par une étude statistique sur la durée de vie des équipements. En générale, c'est le nombre de panne divisé par la durée de fonctionnement.

Dans le réseau de test de fiabilité 24 nœuds [IEEE, 1979], ces taux sont calculés :

$$\begin{aligned} \text{Lignes 138kV: } \text{FOR} &= 0,52.L + 0,22 \text{ (pannes/an)} \\ \text{Lignes 230kV: } \text{FOR} &= 0,34.L + 0,29 \text{ (pannes/an)} \\ \text{Câbles 138kV: } \text{FOR} &= 0,62.L + 0,226 \text{ (pannes/an)} \end{aligned} \quad [1.1]$$

Où FOR est le taux d'indisponibilité forcé, L est la longueur de la ligne ou du câble en 100 milles.

II.2.2. Postes de transformation

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques : des transformateurs, des jeux de barre et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension.

Dans le contexte de ce travail, la capacité de transit et la disponibilité de fonctionnement de chaque liaison électrique seront étudiées. La capacité de transit d'une liaison sera prise égale à la somme de la puissance nominale de tous les transformateurs constituant la liaison. La définition de la disponibilité de fonctionnement est la même que pour les lignes. Par contre, le taux de disponibilité d'une liaison dans un poste de transformation est beaucoup plus élevé que celui des lignes. Dans le réseau de test de fiabilité 24 nœuds [IEEE, 1979], ce taux prend la valeur de 0,02 (fois/ans).

II.3. La consommation

La consommation électrique représente le besoin de la charge en électricité à un moment donné. Cette consommation n'est jamais fixe mais varie fortement dans une journée. La fluctuation de la consommation est évidente et inévitable en raison de la nature aléatoire des clients. Pour s'adapter à cette fluctuation, la production d'électricité doit être contrôlée. Afin d'anticiper le contrôle, une prévision de la consommation en J-1 est réalisée pour la planification du lendemain. Par contre, comme l'illustre la Figure 7, cette prévision est précise à l'échelle d'un pays, néanmoins des erreurs importantes peuvent apparaître sur la prévision locale de consommation. L'erreur sur la prévision de consommation peut être considérée sous forme d'une distribution normale avec une valeur moyenne et un écart-type [Chen, 2007] et [Min, 2008].

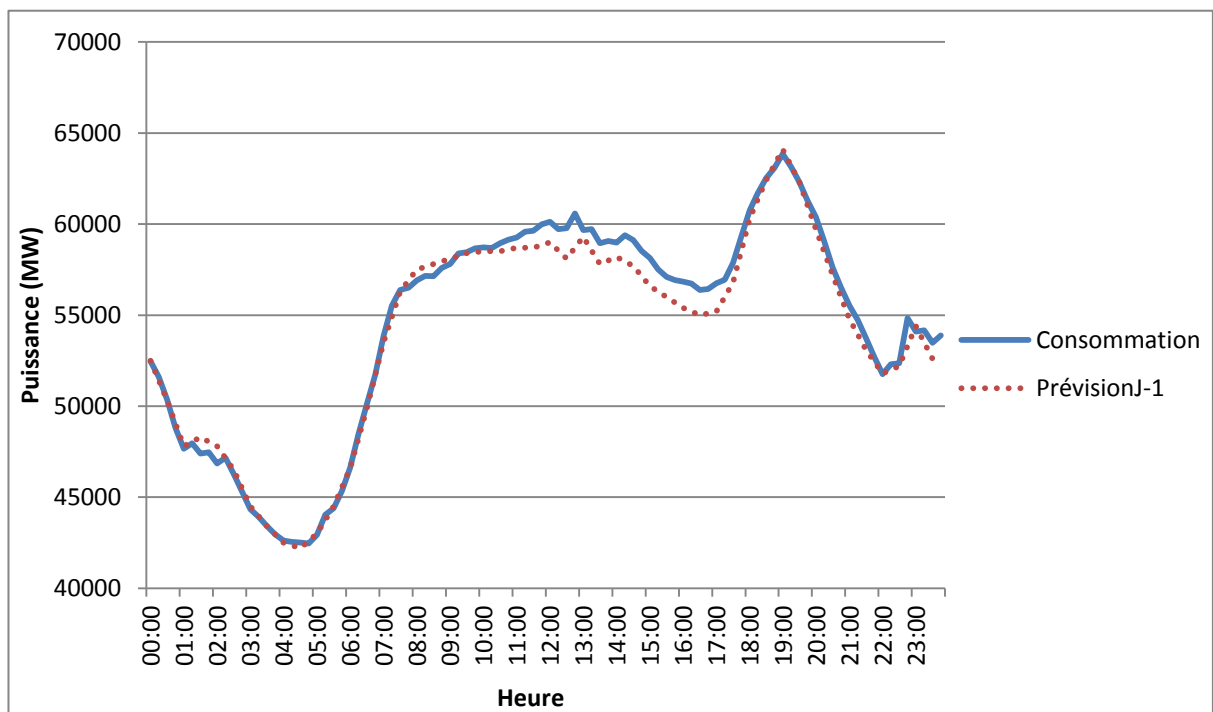


Figure 7. La consommation et la prévision en « J-1 » en France le 03/11/2011[RTE, 2012]

III. La planification du système électrique à court-terme

La gestion des systèmes électriques est assurée par les GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport). L'objectif de la gestion est de pouvoir assurer une alimentation fiable et de qualité en énergie électrique.

Comme l'énergie électrique est difficilement stockable, les GRTs doivent s'assurer de l'équilibre entre l'énergie produite (P) et l'énergie consommée (C) à chaque instant. Pour pouvoir établir cet

équilibre ($P=C$), le GRT doit connaître à plusieurs échelles de temps l'évolution de la consommation : à long terme, dans le cadre du Bilan Prévisionnel ou des études de développement du réseau, à moyen terme (prévisions annuelles, mensuelles et hebdomadaires) et de la veille pour le lendemain.

Pour couvrir la demande, le GRT reçoit, en S-1 l'information non contractuelle des plans de production et en J-1 l'information contractuelle (hors marché intraday). Ainsi en « J-1 », le GRT possède une vue d'ensemble de la consommation et de la production pour le lendemain, ce qui lui permet d'établir des réserves d'énergie et des marges de sécurité pour se prémunir des différents risques pouvant advenir. Les GRTs doivent s'assurer que les transits de puissance entre la production et la consommation respectent les limites des ouvrages du système électrique. Enfin, pour s'assurer de la qualité de l'énergie électrique, les GRTs doivent respecter des plages de variation pour différentes grandeurs caractéristiques (fréquence, tension,...). L'approche la plus utilisée est la méthode N-1, qui demande au système électrique de toujours fonctionner de manière à ce qu'aucune perte d'un élément quelconque ne puisse déclencher des pannes en cascade ou toutes autres formes d'instabilité [ENTSO-e, 2009].

Dans cette section, les marges de sécurité, les critères de sécurité déterministes et l'approche N-1 utilisés pour la planification du système électrique à court-terme, seront présentés.

III.1. Les marges de sécurité

Dans un système électrique, la probabilité de panne de chaque composant est très faible. Néanmoins, l'exploitation en N-1 apparaît fréquemment dans le fonctionnement du système électrique en raison d'un grand nombre de composants. Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du système électrique malgré les aléas qui pèsent sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement, depuis la planification jusqu'à l'exploitation. [ENTSO-e, 2009]

Le système électrique doit être dimensionné pour résister à un certain nombre d'événements répertoriés dans les règles de planification et d'exploitation en acceptant des investissements supplémentaires. Cependant, un dimensionnement du système électrique pour faire face à tous les événements aléatoires est irréalisable. D'abord, parce que le nombre des combinaisons de pannes des éléments dans le système électrique est très important. De plus, les éléments de secours peuvent également tomber en panne. Ensuite, parmi toutes les combinaisons de pannes, possible il existe des combinaisons dont la probabilité d'occurrence est extrêmement faible. La garantie du fonctionnement propre du système électrique devient alors extrêmement coûteuse.

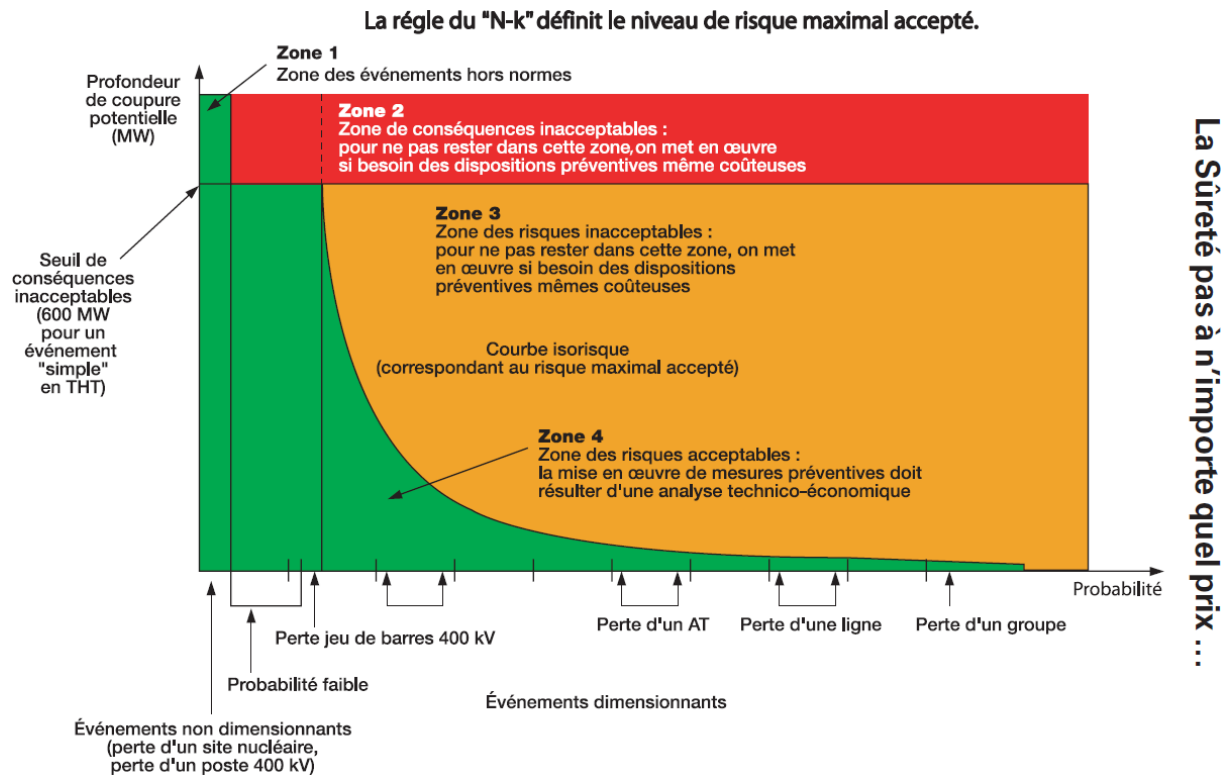


Figure 8. Bilan des marges de sécurité [RTE, 2004]

Dans ce cas, on accepte donc que se produisent des dégradations du fonctionnement du système conduisant à des répercussions sensibles sur la clientèle. La priorité est alors de conserver la maîtrise de l'évolution des incidents afin de limiter leur ampleur finale. Dans les cas les plus graves, on accepte éventuellement de sacrifier une partie réduite du système si cela permet d'enrayer efficacement la dégradation. Le bilan des marges de sécurité est proposé dans la Figure 8 [RTE, 2004]. Compte tenu des enjeux associés à la sûreté du système, la perspective d'un incident de grande ampleur n'est pas acceptable. L'exploitation du système doit donc être assurée de manière à réduire au maximum l'occurrence d'un tel événement. Pour atteindre cet objectif, le système électrique doit disposer de réserve.

III.2. Les critères de sécurité déterministes

Pour estimer l'adéquation de la réserve de production nécessaire pour le fonctionnement propre du système électrique, plusieurs critères peuvent être utilisés [Billinton, 1988]. Les principaux critères déterministes pour quantifier l'adéquation de la production utilisés par les GRTs seront présentés dans cette section.

III.2.1. Capacity Reserve Margin (CRM)

Pour satisfaire à la consommation de la charge, la capacité totale de la production doit être au moins égale à la pointe de charge attendue. En plus, pour prendre en compte le caractère aléatoire de la charge, un certain pourcentage de cette pointe de charge doit être prévu dans la capacité totale de la production. Ce pourcentage est appelé la Capacity Reserve Margin (CRM).

L'estimation de la CRM dépend de la nature de la charge mais en générale, elle varie entre 10-20% de la pointe de charge.

III.2.2. Lost of the Largest Unit (LLU)

Selon ce critère de fonctionnement, le système électrique doit être capable de continuer à satisfaire la pointe de charge, même en cas de perte de la plus importante unité de production. Pour faire face au caractère aléatoire de la production, cette perte doit être prévue dans la capacité totale de la production.

III.2.3. Combinaison des deux critères

En réalité, plusieurs GRTs utilisent une combinaison des deux critères précédents pour estimer l'adéquation de la réserve de production nécessaire.

Dans ce cas, la capacité de réserve est la somme de la capacité de l'unité de production la plus importante et un pourcentage fixe de la pointe de charge attendue.

III.3. La sécurité N-1

Pour évaluer la réserve nécessaire pour le fonctionnement propre du système électrique au niveau hiérarchique II, le critère de sécurité N-1 est souvent utilisé. En réalité, la perte d'un des composants apparaît fréquemment dans le fonctionnement du système électrique. Comme cette perte est un événement aléatoire difficilement prévisible, l'approche de la sécurité N-1 assure le fonctionnement propre du système électrique avec l'absence d'un composant quelconque.

Pour satisfaire à la sécurité N-1, le système électrique demande un coût plus élevé dans l'investissement de l'infrastructure. Cependant, il fonctionne la plupart du temps dans le régime N, ce qui signifie qu'un investissement supplémentaire est fait afin de garantir la fiabilité du système. La Figure 9 montre un exemple de cet investissement supplémentaire. Pour fournir à une charge de 100MW au nœud 1, un générateur avec la puissance de 100MW sont installés aux

nœuds 2. L'électricité est alors transportée au nœud 1 à travers une ligne de 100MW. Avec cette configuration du système, si un élément tombe en panne, l'alimentation du nœud 1 sera interrompue. Pour assurer la fiabilité de fourniture d'électricité au nœud 1 par l'approche de la sécurité N-1, un générateur de 100MW et une ligne de 100MW doivent être ajoutés. Avec cette configuration, le système électrique peut fonctionner proprement avec l'absence d'un composant quelconque. Par contre, dans le cas de l'exemple de la Figure 9, un investissement supplémentaire de 100% est demandé pour l'installation du générateur et de la ligne.

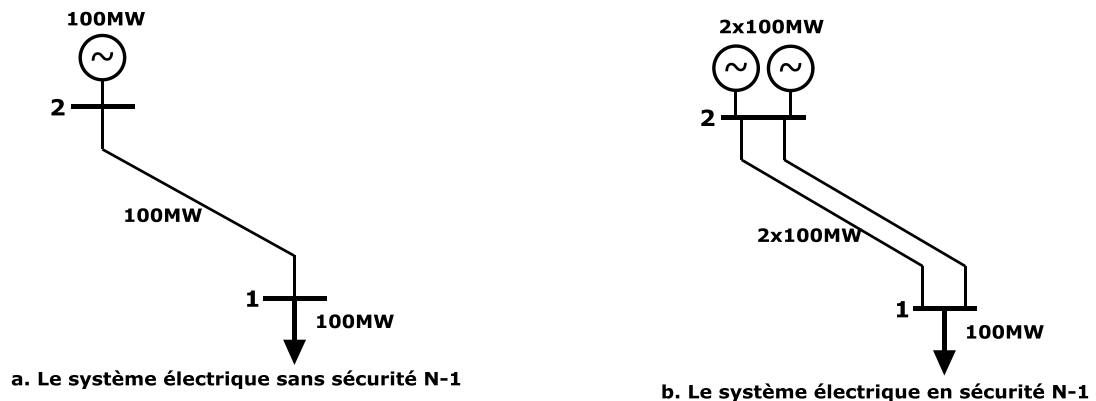


Figure 9. La sécurité du système électrique

IV. Impact des EnR sur le système électrique

IV.1. Impact sur la fréquence

Comme l'énergie électrique est difficilement stockable, les GRTs doivent s'assurer de l'équilibre entre l'énergie produite (P) et l'énergie consommée (C) à chaque instant. Cependant, suite aux événements aléatoires dans le fonctionnement du système électrique, les déséquilibres sont inévitables. Chaque déséquilibre entre la production et la consommation peut induire une variation de fréquence due à la variation de vitesse des groupes alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence (Figure 10) est réalisé automatiquement par des boucles de régulation dans les groupes de production pour limiter les variations de fréquence.

Pour effectuer cette régulation, les groupes de production doivent garder une réserve en puissance appelée réserve primaire. Par contre, les ressources primaires renouvelables sont souvent très fluctuantes et peu prévisibles, comme la vitesse du vent pour la production éolienne ou l'intensité d'ensoleillement pour le photovoltaïque. Par conséquent, l'intégration massive de la production renouvelable peut entraîner des variations de fréquence importantes. Ces

fluctuations de fréquence peuvent activer les réglages primaires des groupes de production classique et entamer la réserve primaire [Robyns, 2012].

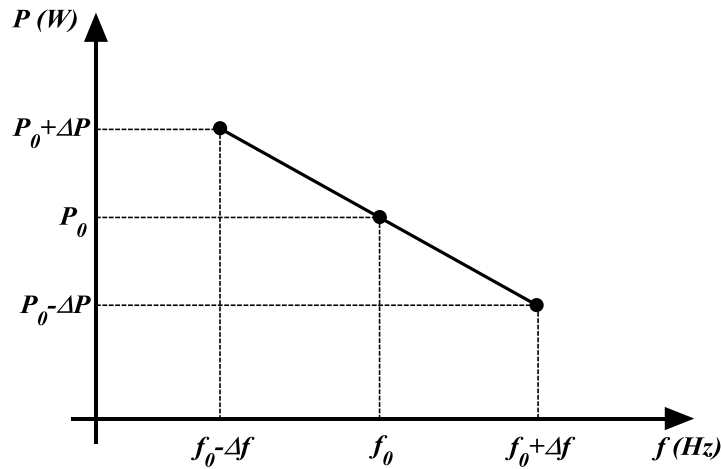


Figure 10. Réglage primaire de fréquence

Plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude de la participation de la production renouvelable dans le réglage primaire de fréquence [Morren, 2005] et [Courtecuisse, 2008b]. Par contre, le réglage primaire de fréquence ne sera pas considéré dans ce travail à cause de la nécessité de garder une réserve de puissance et donc de ne pas valoriser toute la ressource renouvelable disponible.

IV.2. Impact sur la tension

Dans la structure verticale du système électrique présenté dans la section II, avec le fonctionnement normal, la tension décroît dans la distribution avec le raccordement en antenne. La Figure 11 montre la chute de tension le long d'une ligne électrique. Cette chute de tension peut être calculée avec la formule :

$$\Delta V = V_1 - V_2 \approx \frac{P.R + Q.X}{V_2} \quad [1.2]$$

Ou : R est la résistance de la ligne

X est la réactance de la ligne

P est la puissance active dans la ligne

Q est la puissance réactive dans la ligne

V_1, V_2 sont les tensions aux deux bout de la ligne

ΔV est la chute de tension dans la ligne

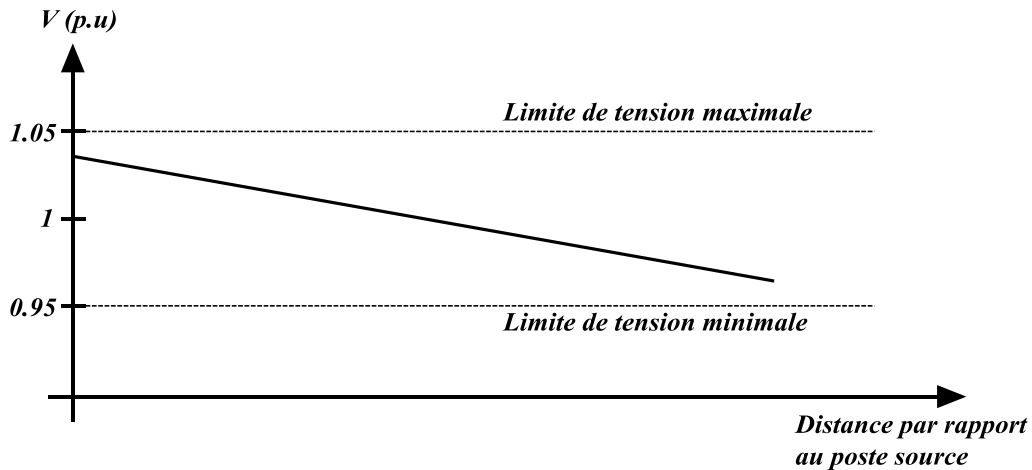


Figure 11. Profil de tension le long d'une ligne

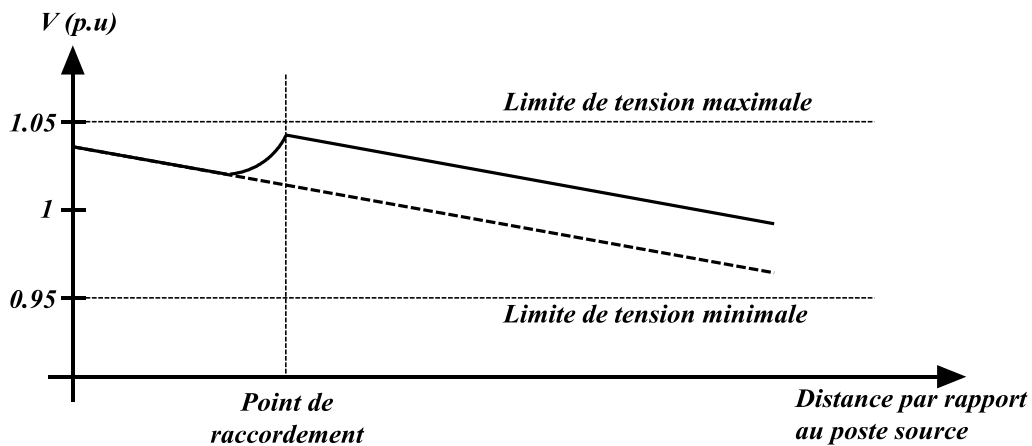


Figure 12. Profil de tension avec l'installation d'une production renouvelable

En cas de nécessité, des compensateurs doivent être installés en bout de ligne de distribution pour augmenter la tension. L'installation des productions renouvelables à la fin de la ligne peut être considérée comme des compensateurs. Elles augmentent la tension d'une manière incontrôlable car celle-ci dépend de la production. La Figure 12 illustre l'influence des sources renouvelables dispersées sur la tension de la ligne. Parfois, l'augmentation causée par ces sources dépasse le seuil limite de la tension et active les éléments de protection. Pour cette raison, l'impact des sources renouvelable sur la tension doit être étudié lors de son intégration dans le réseau de distribution. Au niveau de répartition ou de transport, la réactance est beaucoup plus grande que la résistance. La variation de la tension à cause de la puissance active est alors négligeable.

Les fluctuations de la vitesse de vent génèrent des variations de puissance et donc de tension dans la zone du point de connexion de l'éolienne (formule [1.2]). Ces variations, appelées

«flicker», sont plus ou moins importantes suivant la technologie d'éolienne utilisée [Bousseau, 2006]. Néanmoins, la production décentralisée peut dans certain cas, contribuer au réglage de la tension [Moursi, 2008] en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, mais cela nécessite qu'elle soit commandable ou qu'elle ait un dispositif de compensation d'énergie réactive.

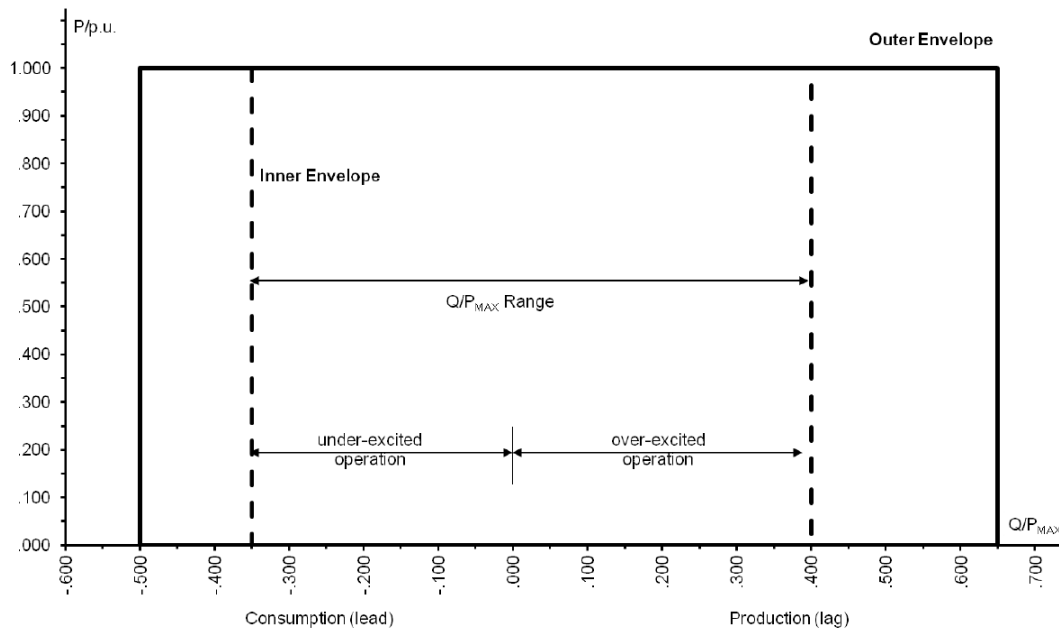


Figure 13. Profil P - $Q/P_{\max}$ d'un module « Power Park » [ENTSO-e, 2012]

Selon [ENTSO-e, 2012], la ferme éolienne est considérée comme un module « Power Park » et doit être capable de fonctionner dans la zone P - $Q/P_{\max}$ comme l'illustre la Figure 13. Ça signifie que la ferme éolienne peut produire une puissance réactive de 40% et consommer une puissance réactive de 35% de la puissance maximale en gardant sa puissance active (si elle fonctionne à 50-100% de la puissance nominale). Dans le cadre de cette thèse, la production de la puissance réactive des sources renouvelables sera étudiée.

IV.3. Impact sur le transit de puissance

Une forte insertion de production renouvelable peut faire apparaître des inversions rapides des flux de puissances attendus, dû au caractère aléatoire de la source primaire. Ce phénomène apparaît déjà au niveau des lignes d'interconnexion entre l'Allemagne et ses pays limitrophes, dû à la concentration importante d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne [EON-NETZ, 2004].

A l'heure actuelle au niveau de la France, l'insertion des sources renouvelables dans le réseau s'effectue essentiellement dans des zones rurales [Marandet, 2008]. Le réseau électrique étant initialement conçu pour la production centralisée, il n'est pas toujours adapté pour accueillir la totalité des projets d'implantation de la production renouvelable dans les zones rurales, zones où le dimensionnement du réseau était auparavant adapté aux seules consommations électriques locales.

Les sources renouvelables n'arrivent pas souvent à produire à leur puissance maximale comme la vitesse du vent ou l'ensoleillement n'est pas suffisante. Le fait qu'il faut assurer la participation d'une puissance maximale de la production renouvelable en cas de défaut N-1 est très onéreuse et pas économique. C'est la raison pour laquelle la participation de la production renouvelable ne pourra être garantie que dans le cadre d'une structure en « N », quand tous les éléments du système sont présents. Dans le cadre de la thèse de Arnaud Vergnol [Vergnol, 2010], des mesures curatives et automatiques ont été étudiées pour faire face aux congestions créées par l'intégration massive des sources renouvelables dispersées.

V. Conclusion

Au XXème siècle, le système électrique a été organisé avec une structure dite «verticale» dans laquelle l'énergie électrique était produite par des centrales de forte puissance et puis était transportée vers les multiples zones de consommation. Lors de la construction des centrales de production dites prévisibles, les zones de raccordement étaient dictées par la disponibilité des ressources primaires ou par les facilités d'acheminement des ressources.

Au XXIème siècle, avec les contraintes environnementales imposées à la production classique d'électricité (émissions de CO₂, déchets nucléaires,...) et l'épuisement des combustibles fossiles, la production à base d'énergie verte a connu un développement rapide. Cependant, la nature de leur énergie primaire rend difficile la prévision de la puissance de sortie des groupes de production basés sur l'énergie renouvelable. Les techniques déterministes actuellement utilisées pour la planification du système électrique à court-terme peuvent être inappropriées quand le système électrique doit accueillir un pourcentage important de sources peu prévisibles.

Ces techniques de planification actuelles permettent au système électrique de faire face à plusieurs événements aléatoires en gardant un fonctionnement optimal. Ces éléments aléatoires peuvent être liés à l'indisponibilité d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un

transformateur ou à la variation de la consommation. En général, le fonctionnement propre du système électrique est assuré par les réserves : la réserve de la capacité de production ou la marge de la capacité de transit. Des investissements raisonnables sont alors acceptés en échange à la fiabilité du système.

Cependant, la participation des sources renouvelables à grande échelle amènera de nouveaux enjeux dans la gestion et la planification du système électrique. Cette problématique est liée à la nature aléatoire des sources primaires renouvelables, ce qui est l'origine de l'aléa dans la puissance de sortie des groupes de production. Dans ce cas, les réserves nécessaires pour assurer le fonctionnement fiable du système deviennent trop importantes. Alors, pour donner l'accès au réseau à la production renouvelable, les gestionnaires du réseau doivent limiter la règle N-1, ce qui peut engendrer des risques sur la sûreté du système électrique.

Ces travaux de thèse proposent une méthode pour quantifier le risque par une étude prévisionnelle à court-terme afin de trouver un équilibre entre les réserves et la participation de l'énergie renouvelable dans la planification du lendemain pour assurer un niveau acceptable de la fiabilité du système électrique. Le prochain chapitre présentera un bilan des méthodes actuellement utilisées pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique.

Chapitre 2. Bilan des approches probabilistes pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique

I. Introduction

L'évaluation de la fiabilité du système électrique est essentielle afin de garantir un fonctionnement sain du système électrique. Cette évaluation a des objectifs différents suivant l'échelle de temps. Les évaluations de la fiabilité à long terme sont nécessaires pour la planification du renforcement du système alors que les évaluations de la fiabilité à court terme sont indispensables pour le plan de fonctionnement du système électrique. Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été développées pour quantifier la fiabilité du système électrique [Billinton, 1994], [Allan, 2000], [Su, 2005], [Choi, 2005], [Wen, 2009] et peuvent se diviser en deux grandes catégories : les approches déterministes et les approches probabilistes.

Depuis longtemps, les approches déterministes, comme la sécurité N-1 présentée dans la section III.3 du Chapitre 1, sont utilisées pour la quantification de la fiabilité du système électrique. Aujourd'hui, avec la participation des sources renouvelables fortement aléatoires, ces techniques deviennent inadaptées. L'utilisation des méthodes probabilistes dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique devient un besoin essentiel.

Ces méthodes sont confrontées à plusieurs obstacles, comme par exemple le temps de calcul. À titre d'exemple, la méthode de simulation de Monte Carlo actuellement utilisée dans ce contexte est très coûteuse en temps de calcul. L'application de cette étude est la planification du système électrique pour le lendemain, la nécessité de réduire le temps de calcul est donc primordiale si de telles méthodes veulent être utilisées en pratique. Dans ce chapitre, la notion de fiabilité du système électrique sera présentée ainsi que indicateurs actuellement utilisés par les GRTs pour l'évaluer. Plusieurs méthodes permettant de quantifier cette fiabilité seront également introduites.

II. Éléments de probabilités et statistiques

II.1. La notion de probabilité

La probabilité d'un événement représente la vraisemblance de cet événement, estimé par un nombre réel entre 0 et 1. Quand un événement ne peut pas se produire, sa probabilité est 0.

Quand un événement se produit avec certitude, sa probabilité est 1 (aussi dit 100%). Quand un événement peut se produire ou pas, et que nous ne savons pas s'il va se produire ou pas, nous pouvons considérer que sa probabilité est comprise entre 0 et 1. Si un événement se produit fréquemment (rarement), il a une probabilité importante (faible). Nous pouvons donner une certaine probabilité à l'événement dans le futur mais aussi l'événement dans le passé, pour lequel nous n'avons pas suffisamment d'information pour confirmer sa vraisemblance, correspondant à notre confiance sur le fait que cet événement s'est passé ou non.

On parle principalement de probabilité inductive ou expérimentale et de probabilité déductive ou théorique [Rakotomalala, 2007]. Ces deux notions peuvent être définies comme suit :

- Probabilité expérimentale : elle est déduite par toute la population concernée. Par exemple, si sur 8760 heures de l'année, il y a eu 10 heures de coupure d'électricité, on dit que la probabilité de coupure est $p_{\text{(coupure)}} = \frac{10}{8760} = 0,00114$. Il s'agit ici d'une connaissance a posteriori de la probabilité.
- Probabilité théorique : elle est estimée grâce à l'étude du phénomène sous-jacent sans expérimentation. Il s'agit donc d'une connaissance a priori par opposition à la définition précédente. Par exemple, quand on lance un dé, la probabilité d'avoir 1 point est 1/6. Cette probabilité peut être trouvée facilement sans d'expérimentation parce que le dé a 6 faces approximativement identiques.

Dans le cadre du problème d'évaluation de la fiabilité du système électrique pour la planification du lendemain, une connaissance a priori de la probabilité est nécessaire. Car, l'évaluation théorique de la probabilité est possible à condition d'avoir une formulation mathématique simple du problème ou au minimum un moyen de la déduire (forme géométrique d'un dé par exemple). Cependant, à cause de la complexité du système électrique, une formulation mathématique simple est difficile. Ainsi, une approche logique consiste à étudier la probabilité du défaut à partir de la probabilité expérimentale des paramètres d'entrée.

II.2. Loi de probabilité

II.2.1. Variable aléatoire

En probabilité et statistique, une variable aléatoire est une variable dont la valeur résulte d'une mesure sur un certain type de processus aléatoire. Formellement, il s'agit d'une fonction définie

sur un espace probabilisé Ω . Intuitivement, une variable aléatoire est une description numérique du résultat d'une expérience. Des variables aléatoires peuvent être discrètes (une variable aléatoire qui peut prendre soit un nombre fini ou dénombrable de valeurs) ou continues (une variable qui peut prendre n'importe quelle valeur numérique dans un intervalle ou une collection d'intervalles) [Rakotomalala, 2007]. Une variable aléatoire peut représenter les résultats possibles d'une expérimentation qui n'est pas encore conduite, ou les valeurs possibles d'une quantité dont la valeur déjà existante est incertaine (par exemple, en raison d'informations incomplètes ou de mesures imprécises). La variabilité d'une variable aléatoire est définie par sa fonction de répartition et/ou aussi quand elle existe sa densité de probabilité.

Par exemple, X est la variable aléatoire représente le point du dé dans chaque lancement. X peut prendre la valeur de 1 à 6. Après une expérience répétée de 10 fois, les résultats sont : $X = [5, 4, 6, 2, 3, 1, 4, 5, 2, 4]$.

II.2.2. Loi de probabilité d'une variable aléatoire discrète

On suppose que Ω est un univers fini constitué de n résultats possibles. On suppose de plus que la probabilité de chaque résultat possible $x_1, x_2, \dots, x_n$ est associé à un nombre réel $p_1, p_2, \dots, p_n$. On définit ainsi une variable aléatoire X qui prends les valeurs $x_1, x_2, \dots, x_n$. La loi de probabilité de la variable X est la liste des probabilités $p_1, p_2, \dots, p_n$. Pour chaque i , $0 \leq p_i \leq 1$ et $p_1 + p_2 + \dots + p_n = 1$.

Dans l'exemple du dé ci-dessus, $p_1 = p_2 = \dots = p_6 = 1/6$.

II.2.3. Fonction densité de probabilité d'une variable aléatoire continue

Mathématiquement, pour toute valeur x_0 de la variable aléatoire continue X , la probabilité pour qu'une nouvelle réalisation de X soit comprise entre x_0 et $x_0 + dx$ varie dans le même sens avec dx et est de la forme :

$$p(x_0 < x < x_0 + dx) = f(x_0)dx \quad [2.1]$$

Où $f(x)$ est par définition la fonction densité de probabilité.

Quelques caractéristiques de la fonction de densité de probabilité :

- Supérieur ou égale à 0 quel que soit x ;
- La valeur de son intégrale de $-\infty$ à $+\infty$ égale à 1.
- Pour toute paire de nombre a et b tels que $a \leq b$, on écrit :

$$p(a < X < b) = F(b) - F(a) = \int_a^b f(x_0)dx \quad [2.2]$$

II.2.4. Fonction de répartition

La probabilité pour que la variable aléatoire X prenne une valeur inférieure à x est la fonction $F(x)$ que l'on appelle fonction de répartition, $p(X < x) = F(x)$.

Pour une variable aléatoire discrète acceptant tous les nombres entiers de 0 à n , la fonction de répartition de X est :

$$F(x) = p(X < x) = \sum_{j=0}^{x-1} p(X = j) \quad [2.3]$$

Où $p(X < x)$: la probabilité que la réalisation de X soit inférieure à x .

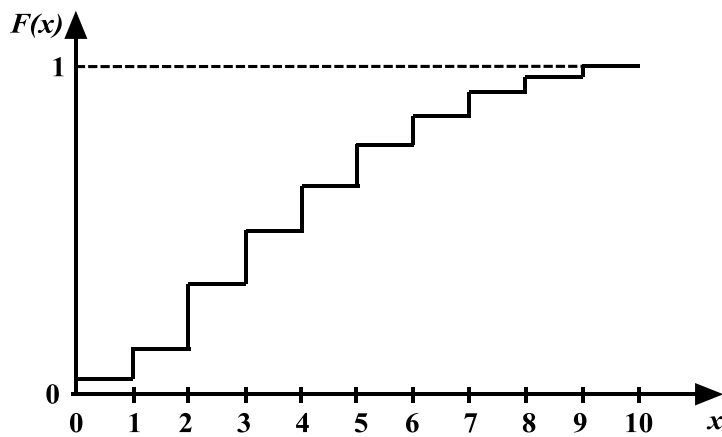


Figure 14. La fonction de répartition d'une variable aléatoire discrète

Pour une variable aléatoire continue, la fonction de répartition est calculée par :

$$F(x) = P(X < x) \quad [2.4]$$

Si la densité de probabilité $f(x)$ existe alors $F(x)$ s'écrit sous la forme :

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt \quad [2.5]$$

La fonction densité de probabilité est le dérivée (pente) de la fonction de répartition :

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad [2.6]$$

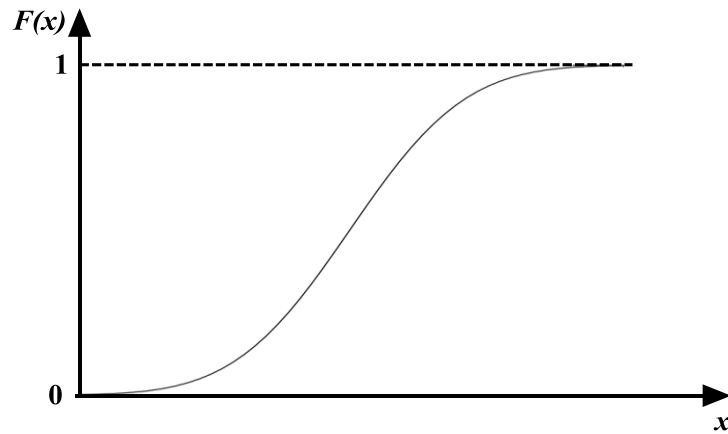


Figure 15. La fonction de répartition d'une variable aléatoire continue

II.2.5. Caractéristiques principales des variables aléatoires

II.2.5.1 Espérance mathématique

L'espérance mathématique d'une variable aléatoire X est l'équivalent en probabilité de la moyenne d'une série en statistique. Elle se note $E(X)$ et se lit « espérance mathématique de X ». C'est une valeur numérique permettant d'évaluer le résultat moyen d'une expérience aléatoire [Jolion, 2006]. Ainsi, si on note $\{x_i\}$ cet ensemble de valeurs, on a, par définition dans le cas discret :

$$E(X) = \sum_i x_i P(X = x_i) \quad [2.7]$$

Avec $P(X=x_i)$: la probabilité que $X=x_i$.

Si la variable X est continue et admet une densité de probabilité f , alors son espérance se définit comme suit :

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x)dx \quad [2.8]$$

La définition de l'espérance mathématique d'une variable aléatoire est identique à celle de la moyenne μ de la série dont elle est issue. On parlera donc d'espérance pour une variable aléatoire et de moyenne pour une série.

II.2.5.2 Variance et écart-type

La variance est un des moments d'une distribution, qui caractérise la dispersion d'une distribution autour de son espérance mathématique. La variance est définie par :

$$\text{Var}(X) = E[(X - \mu)^2] = E(X^2) - E(X)^2 \quad [2.9]$$

Etant un carré, la dimension de la variance n'est pas celle de la moyenne. C'est pourquoi on utilise plus souvent l'écart-type, noté σ , qui est la racine de la variance.

$$\sigma = \sqrt{\text{Var}(X)} = \sqrt{E[(X - \mu)^2]} = \sqrt{E(X^2) - E(X)^2} \quad [2.10]$$

On dit aussi que la variance traduit la notion d'incertitude. Plus la variance est faible, moins le résultat de l'expérience aléatoire est incertain. À la limite, une variable aléatoire de variance nulle conduit à des expériences strictement identiques (i.e. le phénomène est complètement déterministe, il n'y a donc plus aucune raison de garder la notion de variable aléatoire).

II.2.6. Les lois de probabilité

Dans cette partie, les lois de probabilité qui nous seront utiles par la suite sont présentées.

II.2.6.1 Loi de Bernoulli

En mathématiques, la distribution de Bernoulli ou la loi de Bernoulli notée $B(1, p)$, du nom du mathématicien suisse Jacques Bernoulli, est une distribution discrète de probabilité, qui prend la valeur 1 avec la probabilité p et 0 avec la probabilité $(1 - p)$ [Jolion, 2006].

$$P(X = x) = \begin{cases} p & \text{si } x = 1 \\ 1 - p & \text{si } x = 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad [2.11]$$

L'espérance mathématique d'une variable aléatoire de Bernoulli vaut p et la variance vaut $p(1 - p)$. Dans le cadre de cette étude, la loi de Bernoulli sera utilisée pour modéliser la disponibilité des éléments du système électrique (les lignes, les groupes de production) : $x = 0$ signifie que cet élément est disponible (pas de panne) et $x = 1$ signifie qu'il n'est pas disponible. Le taux d'indisponibilité fortuit (FOR) d'un élément est égale à p .

II.2.6.2 Loi normale

Une variable aléatoire X qui est la conséquence d'un grand nombre de facteurs s'additionnant les uns aux autres, aucun ne jouant de rôle prédominant, et agissant de manière indépendante, suit une loi normale.

Considérée pendant longtemps comme la loi universelle, ses caractéristiques se retrouvant dans de nombreux domaines, dans les sciences dures (ex. erreurs de mesure en physique) mais

également dans les sciences humaines et sociales (ex. fluctuations économiques), depuis les limites d'application ont été mises en évidence. Néanmoins, la loi normale garde une place particulière de part sa simplicité. Elle est à la base de nombreux résultats en statistique paramétrique, en théorie de l'estimation et en théorie des tests [Rakotomalala, 2007].

Pour une définition mathématique, on dit qu'une variable aléatoire réelle X suit une loi normale d'espérance μ et d'écart-type σ strictement positif (donc de variance σ^2), notée $X \sim N(\mu, \sigma^2)$, si cette variable aléatoire réelle X admet pour densité de probabilité la fonction $f(x)$ définie, pour tout nombre réel x , par :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad [2.12]$$

La fonction de répartition de la loi normale est :

$$F(x) = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \frac{x-\mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \quad [2.13]$$

Où erf est la fonction d'erreur : $\operatorname{erf}(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-t^2} dt$

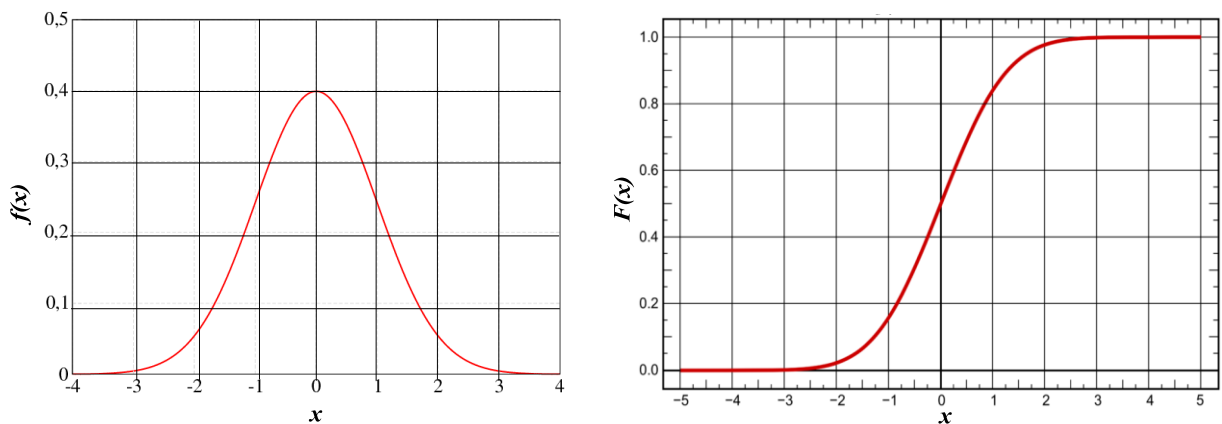


Figure 16. La densité de probabilité (gauche) et la fonction de répartition (droite) de la loi normale

Dans le cadre de cette étude, la loi normale sera utilisée pour modéliser les erreurs de la prévision (prévision de la production et de la charge).

III. Fiabilité du système électrique

III.1. Définition de la fiabilité du système électrique

La fiabilité du système électrique est définie comme : « l'aptitude d'un dispositif à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant une durée donnée. Le terme fiabilité est aussi utilisé comme caractéristique de fiabilité désignant une probabilité de succès ou un pourcentage de succès» [CE, 2006]. C'est une mesure de la capacité du système à fournir l'électricité demandée en ses différents points d'utilisation selon des critères acceptables. La fiabilité du système comprend deux aspects: l'adéquation et la sécurité. La fiabilité peut être évaluée dans tous les trois niveaux hiérarchiques du système électrique mais dans le cadre de la thèse, seulement la fiabilité aux niveaux hiérarchiques I et II, spécialement au niveau hiérarchique II, sera étudiée.

L'adéquation étudie la capacité du système à satisfaire la demande des consommateurs ou les contraintes de fonctionnement. Ceci comprend les équipements nécessaires pour produire suffisamment d'énergie et ceux nécessaires pour transporter cette énergie aux consommateurs. L'adéquation est donc associée à des conditions statiques.

La sécurité concerne la capacité du système à répondre aux perturbations dynamiques ou transitoires qui se présentent dans le système. Il s'agit notamment de la condition associée à la fois aux perturbations locales et globales, aux pertes brutales d'un groupe de production et d'équipements de transport qui peuvent conduire à l'instabilité dynamique et transitoire du système.

La plupart des techniques probabilistes actuellement disponibles pour l'évaluation de la fiabilité sont dans le domaine de l'évaluation de l'adéquation. La capacité à évaluer la sécurité est limitée en raison de la complexité associée à la modélisation du système dans ce domaine. La plupart des indicateurs utilisés à l'heure actuelle sont des indicateurs d'adéquation et ne sont pas des indicateurs de fiabilité globale incluant aussi la sécurité du système [Billinton, 1994].

III.2. Les indicateurs de fiabilité

Dans cette section, les indicateurs de fiabilité (adéquation) du système électrique au niveau hiérarchique I et au niveau hiérarchique II seront introduits.

III.2.1. Les indicateurs de fiabilité au niveau hiérarchique I

Le niveau hiérarchique I ne concerne que la production. L'étude de l'adéquation du système consiste alors à étudier de l'équilibre entre la production et la consommation. Plusieurs indicateurs peuvent être utilisés pour cette étude. Ils peuvent être des indicateurs de probabilité, d'espérance, de fréquence ou de durée pour l'évaluation de l'adéquation du système électrique par rapport au niveau de puissance ou d'énergie. Dans cette section, les indicateurs de fiabilité les plus fréquemment utilisés au niveau hiérarchique I seront présentés.

III.2.1.1 Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability - LOLP)

Cet indicateur illustre la probabilité que la puissance de consommation C [MW] excède la puissance de production disponible P [MW] :

$$LOLP = p(C > P) \quad [2.14]$$

Dans le cas où le système électrique n'ayant que des groupes de production prévisibles et les événements associés à l'arrêt des groupes sont supposés indépendants, la LOLP peut être calculée analytiquement à l'aide de la somme des probabilités d'occurrence de chaque état j du système. Si le système compte N groupes et que chaque groupe peut avoir 2 valeurs $P=0$ ou $P=P_n$, le nombre d'états du système est $M=2^N$. La LOLP est défini par :

$$LOLP = \sum_{j=1}^M p(C > P \text{ à l'état } j) \times p_j \quad [2.15]$$

Où p_j est la probabilité de l'état j .

Une expression intégrale plus complexe est nécessaire pour des études de variables continues, comme dans le cas du système électrique intégrant des sources peu prévisibles, et où la prévision de la charge n'est pas parfaite. Elle correspond à une convolution récursive des distributions de la charge et des productions de la source peu prévisible considérée [Vallee, 2009].

L'indicateur de probabilité LOLP peut aussi être exprimé en temps, correspondant à la période pendant laquelle la demande ne peut être couverte. Ainsi LOLP devient le LOLE (Loss of Load Expectation), indicateur de l'espérance mathématique [Vallee, 2009].

$$\begin{aligned} LOLE &= 8760 \times LOLP \text{ (heures / an)} \\ &= 1440 \times LOLP \text{ (mins / jour)} \end{aligned} \quad [2.16]$$

Par contre, ce type d'indicateur ne donne pas d'information sur l'importance du manque de production en terme de la durée de chaque coupure. Par exemple, un LOLE de 10 heures/ans

peut être le résultat de 10 coupures, chacune de 1 heure ou 1 coupure de 10 heures. De plus, l'importance du manque de l'énergie n'est pas présentée dans cet indicateur.

III.2.1.2 Espérance mathématique de perte d'énergie (Loss of Energy Expectation - LOEE)

L'indicateur LOEE est l'espérance mathématique de l'énergie des charges non alimentée dans l'année en raison du dépassement de la consommation par rapport à la capacité de production disponible.

$$LOEE = \sum_{i \in S} 8760 C_i p_i \text{ [MWh / an]} \quad [2.17]$$

Où C_i est la puissance de charge non alimentée lorsque le système est à l'état i , p_i est la probabilité de l'état i du système et S est l'ensemble de tous les états du système associés au délestage de la charge. La LOEE intègre la sévérité des déficiences en ajoutant leur fréquence d'apparition et leur durée ; par conséquent, on peut en déduire l'impact des déficits de l'énergie ainsi que leur probabilité. Par exemple, pour une coupure d'une heure et pour une puissance de 100MW et de 1000MW, le LOLE vaut 1 heure dans les deux cas, par contre le LOEE vaut 100MWh/an et 1000MWh/an.

III.2.2. Les indicateurs de fiabilité au niveau hiérarchique II

Le niveau hiérarchique II concerne la production et le transport. L'évaluation de la fiabilité à ce niveau hiérarchique est faite avec l'aide de l'outil « Écoulement de Puissance Optimal ». C'est un outil permettant l'analyse d'un système électrique en régime permanent. Cet outil est utilisé pour évaluer le flux de puissance active et réactive dans les lignes électrique en prenant en compte les contraintes de la tension aux nœuds et de la limite de puissance dans les lignes. La fonction objective de cet outil est le coût d'électricité. En mettant un coût d'électricité moins cher pour les sources renouvelable (ce qui n'est pas vrai en réalité), le « Écoulement de Puissance Optimal » favorise la production renouvelable du système.

À partir du résultat de cette étude, l'état du système au niveau hiérarchique II est déterminé (normale ou en défaillance) et les indicateurs de fiabilité peuvent être calculés après plusieurs calculs de l'état du système. Quelques indicateurs de fiabilité pour le niveau hiérarchique II sont présentés ci-dessous.

III.2.2.1 Probabilité de délestage de charge (Probability of Load Curtailment - PLC)

L'indicateur PLC est la probabilité de délestage de charge au niveau hiérarchique II. Cet indicateur est similaire à la LOLP pour le niveau hiérarchique I.

$$PLC = \sum_{j=1}^M p(\text{délestage}) \times p_j \quad [2.18]$$

Où p_i est la probabilité de l'état i du système et $p(\text{délestage})$ est la probabilité de délestage de la charge dans l'état i . Au niveau hiérarchique II, l'indisponibilité des équipements de transmission est aussi prise en compte et le manque de la capacité de transit du réseau peut être la cause d'un délestage. Le délestage de la charge au niveau hiérarchique II est analysé en utilisant l'outil Écoulement de Puissance.

Correspond à la LOLE au niveau hiérarchique I, la EDLC (Expected Duration of Load Curtailments) est introduite pour exprimer la PLC en temps.

$$\begin{aligned} EDLC &= 8760 \times PLC \text{ (heures / an)} \\ &= 1440 \times LOLP \text{ (mins / jour)} \end{aligned} \quad [2.19]$$

III.2.2.2 Espérance de l'énergie non fournie (Expected Energy Not Supplied - EENS)

L'indicateur EENS est l'espérance mathématique de l'énergie des charges non alimentées. Les raisons d'interruption de la fourniture peuvent être très variées : manque de la capacité de production, limites du transit de la ligne, surtension... Cet indicateur est calculé par :

$$EENS = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = \sum_{i \in S} 8760 C_i p_i \quad [2.20]$$

Avec C_i : la puissance de charge non alimentée lorsque le système est à l'état i [MWh]

F_i : la fréquence d'apparition de l'état i [fois/ans]

D_i : la durée de l'état i du système [h]

p_i : la probabilité de l'état i du système [p.u]

Cet indicateur est similaire au LOEE pour le niveau hiérarchique I.

III.2.2.3 Probabilité de délestage des générateurs (Probability of Generator Curtailment - PGC)

Les indicateurs de fiabilité actuels ne permettent que de donner l'évaluation de la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la consommation (probabilité de délestage, espérance de l'énergie

non fournie,...). Afin d'estimer la compatibilité d'une configuration du système avec l'intégration des éoliennes, la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la production doit être envisagée.

En effet, en raison de la limitation de la capacité de transmission, le gestionnaire du système doit parfois limiter la puissance de sortie de certains parcs éoliens et même les déconnecter du réseau pour éviter la congestion dans une ligne. Cette action devrait être quantifiée par un indicateur afin de démontrer la capacité du système à absorber l'énergie éolienne et toutes autres sources distribuées. Cependant, dans la littérature, il n'existe aucun indicateur approprié pour accomplir cette tâche, un indicateur innovant sera présenté dans le chapitre 3, la probabilité de délestage des générateurs (Probability of Generator Curtailment - PGC).

IV. Méthodes probabilistes

Dans la section II du Chapitre 1, les paramètres du système électrique ont été introduits. Ils peuvent être classés en deux catégories : des paramètres déterministes et des paramètres aléatoires. À partir de ces paramètres d'entrée, les indicateurs de fiabilité présentés ci-dessus doivent être estimés grâce aux méthodes de calcul probabilistes. Ce sont des méthodes analytiques et/ou numériques permettant à partir des données d'entrée de calculer les indicateurs de fiabilité du système.

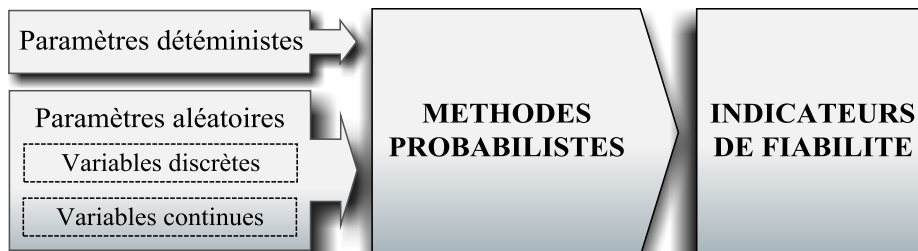


Figure 17. Evaluation de l'indicateur de fiabilité

Dans cette section, un état de l'art des méthodes de calcul probabilistes actuellement appliquées dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique sera présenté. Un exemple simple sera analysé pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de chaque méthode.

IV.1. Méthode de calcul probabiliste dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique

Pour étudier l'incertitude dans le système électrique, deux approches principales sont exploitées : la méthode de la variabilité de réponse et la méthode de fiabilité. Les méthodes de la variabilité de réponse visent à calculer la fonction de densité de probabilité des variables de sortie, soit directement (avec l'aide de simulations numériques, telle que la simulation de Monte Carlo (MCS)) [Billinton, 1994], [Dimitrovski, 2006], [Ocnasu, 2008] soit par des moments statistiques (approches analytiques) [Su, 2005], [Hu, 2006].

Cependant, comme la probabilité de défaillance dans le système électrique est généralement très faible, la méthode de Monte Carlo nécessite un grand nombre d'évaluations du modèle afin d'atteindre des résultats précis. Cela rend la méthode très coûteuse en temps de calcul, même lors de l'utilisation des techniques pour réduire la variance de la sortie telles que l'échantillonnage « hypercube latin », l'échantillonnage antithétique ou l'échantillonnage préférentiel, etc. Si les approches analytiques sont utilisées pour déterminer la fonction de densité de probabilité à partir des moments statistiques, les résultats peuvent ne pas être précis car la zone de l'échec se trouve généralement en queue de la fonction de densité de probabilité, qui ne peut pas être modélisée correctement avec quelques premiers moments statistiques (la moyenne, la variance et l'asymétrie...).

La seconde approche, basée sur des méthodes de fiabilité, ne vise qu'à évaluer la probabilité de défaillance du système. Les méthodes de fiabilité ne visent uniquement qu'à évaluer la probabilité que la variable de sortie dépasse un certain seuil alors que la méthode de Monte Carlo fournit bien d'autres informations comme les moments statistiques, une approximation de la densité de probabilité. Cette différence rend le temps de calcul des méthodes de fiabilité très faible et à peu près constant, même lorsque la probabilité de défaillance est petite.

Dans cette partie, les méthodes de calcul probabiliste appliquées à l'évaluation de la fiabilité du système électrique seront présentées. Un système électrique simple sera pris comme exemple.

IV.1.1. Méthode de la variabilité de réponse

IV.1.1.1 Simulation de Monte Carlo (Monte Carlo Simulation - MCS)

IV.1.1.1.1 Introduction

La simulation de Monte Carlo est une méthode numérique destinée à reproduire le fonctionnement réel d'un système. Elle est composée d'algorithmes informatiques qui s'appuient sur un échantillonnage aléatoire répété pour calculer le résultat.

Dans la MCS, d'abord, les hypothèses ne sont émises que sur les variables d'entrée, qui sont aléatoires et dont les réalisations sont générées en fonction de leurs densités de probabilité. Ensuite, les variables de sortie sont calculées pour chaque réalisation. Cette opération est très répétitive. La valeur moyenne, l'écart-type, le coefficient asymétrique et la distribution de probabilité de la sortie sont estimées après chaque réalisation [Billinton, 1994].

En général, la méthode de Monte Carlo consiste à résoudre un problème déterministe de nombreuses fois pour mettre en place une distribution statistique de la sortie.

IV.1.1.1.2 Exemple d'étude

Pour comprendre cette méthode, un exemple simple d'un système électrique à 3 nœuds (Figure 18) sera étudié.

Dans ce système, la charge de 100MW au nœud 1 est alimentée par deux fermes éoliennes d'une puissance installée de 100MW chacune. Les fermes éoliennes sont respectivement raccordées aux nœuds 2 et 3. Les outils de prévision de la production renouvelable donnent une valeur moyenne de 60MW avec un écart-type de 10% (distribution normale) pour chaque ferme. Les puissances produites par les éoliennes sont supposées indépendantes les unes des autres. La méthode de simulation de Monte Carlo peut être utilisée pour évaluer l'indicateur LOLP du niveau hiérarchique I (0).

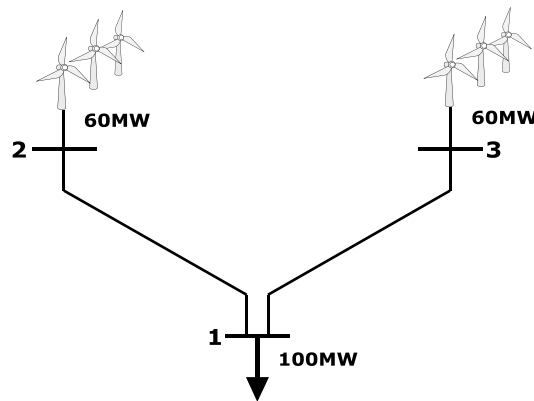


Figure 18. Système de test de 3 nœuds

Comme cet indicateur ne considère que l'adéquation entre la production et la consommation, la capacité de transit et la disponibilité des lignes de transport sont supposées parfaites. Pour simplifier le cas d'étude, on considère que les fermes éoliennes sont totalement disponibles et que la charge est constante.

Dans cet exemple, les variables aléatoires d'entrée sont les puissances de la ferme éolienne au nœud 2 ($P_{éol2}$) et au nœud 3 ($P_{éol3}$), la variable de sortie est le manque de puissance du système $P_m = 100MW - P_{éol2} - P_{éol3}$. Une simulation de Monte Carlo de 100000 échantillons est lancée avec les deux variables aléatoires d'entrée normales avec la valeur moyenne de 60MW et l'écart-type de 6MW : $\mathcal{N}(60, 6^2)$. La distribution de la variable sortie est représentée sur la Figure 19 sous forme d'histogramme. C'est une distribution normale avec une valeur moyenne de -20MW et un écart-type de 8,466MW. En se basant sur l'équation [2.14], la LOLP peut alors être calculée :

$$LOLP = p(C > P) = p(100MW - P_{éol2} - P_{éol3} > 0) = p(P_m > 0) \quad [2.21]$$

On dénote h_i l'indicateur de l'état du système pour chaque réalisation dont :

- $h_i = 0$ si le système est en état sain (de fonctionnement normal) ($P_m \leq 0$)
- $h_i = 1$ si le système est en état de défaut ($P_m > 0$)

Après un nombre de réalisations suffisamment grand, la probabilité de défaillance peut être estimée par :

$$LOLP = \hat{p}_f = P(100MW > P_{éol2} + P_{éol3}) \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N h_i \quad [2.22]$$

Dans cet exemple, parmi 100000 échantillons, 897 cas de défaillances ont été déterminés. Cela correspond à un LOLP de 0,00897. Cette valeur est proche du résultat exact qui est égal à 0,0092.

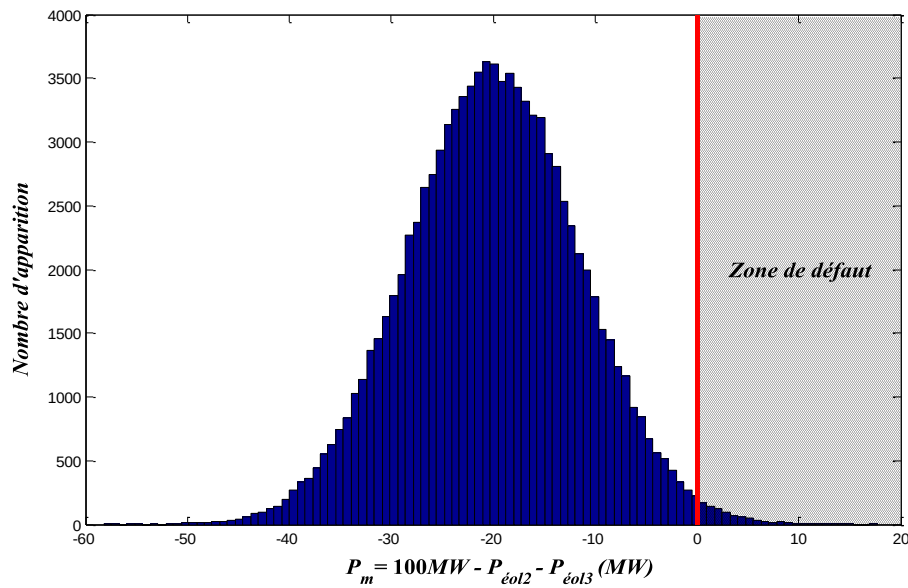


Figure 19. La distribution de la variable de sortie calculée par la simulation de Monte Carlo

IV.1.1.1.3 Vitesse de convergence de la simulation de Monte Carlo

Soit X la variable de Bernoulli qui vaut 1 quand $P_m > 0$ (le système est en défaut) et 0 quand $P_m \leq 0$. On note p_f la probabilité du défaut que l'on souhaite estimer. [2.22] donne une estimation $\hat{p}_f$ de p_f :

$$\hat{p}_f = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N h_i \quad [2.23]$$

Quand N tend vers l'infini ($N \rightarrow +\infty$), la loi de grand nombre nous dit que $\hat{p}_f$ tend vers p_f .

Le problème est alors de déterminer la vitesse de convergence de $\hat{p}_f$. Pour la déterminer, on considère la variance de l'estimateur $\hat{p}_f$:

La variance de l'indicateur de l'état h_i est :

$$V(h) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (h_i - p_f)^2 \quad [2.24]$$

Où les h_i sont indépendantes les unes des autres.

Quand la taille d'échantillonnage est suffisamment grande, cette équation peut être approximée par :

$$V(h) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (h_i - p_f)^2 \quad [2.25]$$

Avec h_i est une variable qui appartient à l'ensemble $\{0,1\}$ et qui vérifie :

$$\sum_{i=1}^N h_i^2 = \sum_{i=1}^N h_i \quad [2.26]$$

En combinant l'équation [2.25] avec les équations [2.23] et [2.26], nous avons :

$$\begin{aligned} V(h) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N h_i^2 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 2h_i p_f + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N p_f^2 \\ &= p_f - 2p_f^2 + p_f^2 \\ &= p_f - p_f^2 \end{aligned} \quad [2.27]$$

La variance de la probabilité de défaillance déterminée par la simulation de Monte Carlo est :

$$V(\hat{p}_f) = \frac{1}{N} V(h) = \frac{1}{N} (p_f - p_f^2) \quad [2.28]$$

Le niveau de précision de la simulation de Monte Carlo peut être exprimé par le coefficient de variation :

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\hat{p}_f)}}{p_f} = \sqrt{\frac{1-p_f}{Np_f}} \quad [2.29]$$

Pour déterminer le nombre d'échantillons nécessaires pour garantir un niveau de précision donné, cette équation peut être écrite sous la forme :

$$N = \frac{1-p_f}{\alpha^2 p_f} \approx \frac{1}{\alpha^2 p_f} \quad \text{quand } (p_f \approx 0) \quad [2.30]$$

L'écart-type de la probabilité de défaillance déterminé par la simulation de Monte Carlo est :

$$\sigma = \sqrt{V(\hat{p}_f)} = \frac{\sqrt{V(h)}}{\sqrt{N}} \quad [2.31]$$

En se basant sur l'équation [2.31], nous voyons qu'il existe deux approches pour la réduction de l'écart-type dans la simulation de Monte Carlo : la première consiste à augmenter le nombre d'échantillons et la deuxième consiste à diminuer la variance des échantillons. Les techniques de réduction de la variance peuvent être appliquées pour améliorer l'efficacité de la simulation de Monte Carlo [Billinton, 1994]. Par contre, l'application des techniques de réduction de la variance peut changer la nature de la simulation de Monte Carlo, i.e. : avec l'utilisation de la technique de l'échantillonnage préférentiel, la simulation de Monte Carlo n'est plus une méthode de la variabilité de réponse mais devient alors une méthode de fiabilité, qui sera présentée dans la section IV.1.2.

IV.1.1.1.4 Monte Carlo et l'échantillonnage préférentiel

On dénote X une variable aléatoire avec la densité de probabilité f . La probabilité de défaillance peut être estimée grâce à l'intégrale :

$$\theta = E[h(X)] = \int h(x) f(x) dx \quad [2.32]$$

$h(x)$ est l'indicateur de l'état du système.

- $h(x)=0$ si le système est en état sain
- $h(x)=1$ si le système est en état de défaut

On considère maintenant une fonction g telle que $g(x)$ soit une densité de probabilité et telle que $g(x) \neq 0$ quand $f(x) \neq 0$ alors g est au même domaine que f .

$$\theta = \int h(x) \frac{f(x)}{g(x)} g(x) dx = E \left[h(x) \frac{f(x)}{g(x)} \right] \quad [2.33]$$

A partir de cette relation, on constate que θ est égale à l'espérance de la variable

$$Y = h(Z) \frac{f(Z)}{g(Z)} \quad [2.34]$$

Avec Z une variable aléatoire de densité $g(x)$.

La méthode de simulation de Monte Carlo originale consiste à générer n échantillons de X de la densité de probabilité f pour calculer θ grâce à la fonction :

$$\hat{\theta} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n h(X_j) \quad [2.35]$$

Où $\hat{\theta}$ est l'estimateur de θ et X_j sont des variables aléatoires indépendantes suivant la même loi que X .

L'équation [2.33] donne une méthode alternative pour estimer θ qui consiste à générer n réalisations de Y de la densité de probabilité g et déduire θ grâce à la fonction :

$$\hat{\theta}_{is} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{h(Y_j) f(Y_j)}{g(Y_j)} \quad [2.36]$$

Où $\hat{\theta}_{is}$ est l'estimateur de l'échantillonnage préférentiel de θ et Y_j sont des variables aléatoires indépendantes suivant la même loi que Y .

f est appelée la densité d'origine, et g est appelée la densité d'échantillonnage préférentiel ou tout simplement, la densité d'échantillonnage.

Nous avons :

$$\theta = E_f[h(X)] = E_g[h^*(X)] \quad [2.37]$$

$$\text{Où } h^*(X) = h(X) \frac{f(X)}{g(X)}$$

La variance de l'estimateur de l'échantillonnage préférentiel est donnée par l'équation :

$$Var_g(h^*(X)) = \int h^{*2}(x) g(x) dx - \theta^2 = \int \frac{h^2(x) f^2(x)}{g^2(x)} g(x) dx - \theta^2 = \int \frac{h^2(x) f^2(x)}{g(x)} dx - \theta^2 \quad [2.38]$$

Comme nous sommes libres de choisir g , suppose que nous choisissons $g(x) = \frac{h(x) f(x)}{\theta}$. Dans ce cas, la variance de l'estimateur de l'échantillonnage préférentiel sera :

$$Var_g(h^*(X)) = \theta \int h(x) f(x) dx - \theta^2 = \theta^2 - \theta^2 = 0 \quad [2.39]$$

En pratique, θ n'est pas connu car c'est la grandeur que l'on souhaite déterminer et $h(x)$ est le résultat d'un modèle numérique et donc il n'est pas souvent bien connu. Aussi, la détermination de $g(x)$ est souvent délicate. Une manière de procéder dans notre cas consiste à considérer une fonction $g(x)$ proche de $f(x)$ mais recentrer celle-ci autour du point de défaut (le point de changement entre l'état sain et l'état de défaut) que l'on détermine manuellement.

IV.1.1.2 Méthode d'Estimation Ponctuelle (Point Estimate Method - PEM)

IV.1.1.2.1 Introduction

La méthode d'estimation ponctuelle est une technique de calcul simple pour l'analyse des incertitudes, l'estimation des moments statistiques d'un modèle de sortie faisant intervenir plusieurs variables stochastiques, corrélées ou non corrélées, symétriques ou asymétriques [Russelli, 2008].

L'idée de base de cette méthode est de remplacer les distributions probabilistes des variables aléatoires continues par des distributions discrètes équivalentes ayant les mêmes trois premiers moments centraux, afin de calculer ensuite la valeur moyenne, l'écart-type et l'asymétrie de la variable de sortie [Su, 2005]. La procédure de mise en œuvre de la méthode d'estimation ponctuelle est décrite ci-dessous, étape par étape.

IV.1.1.2.2 La procédure de mise en œuvre de la méthode d'estimation ponctuelle

Tout d'abord, une fonction de sortie Z qui dépend de n variables aléatoires d'entrées doit être déterminée. Dans l'exemple de la section IV.1.1.1.2 du Chapitre 2, la variable de sortie (P_m) est le manque de puissance du système qui dépend des deux variables aléatoires d'entrées : la puissance de la ferme éolienne au nœud 2 ($P_{éol2}$) et au nœud 3 ($P_{éol3}$) : $P_m = 100MW - P_{éol2} - P_{éol3}$.

Ensuite, les emplacements des points d'échantillonnage pour toutes les variables aléatoires d'entrées doivent être estimés. Pour ce faire, il faut d'abord évaluer les unités de l'écart-type (standard deviation units) ξ_{xi+} et ξ_{xi-} , qui dépendent du coefficient d'asymétrie γ_{x_i} de n variables d'entrées et données par [Su, 2005], [Russelli, 2008]:

$$\xi_{x_i+} = \frac{\gamma_{x_i}}{2} + \left(1 + \left(\frac{\gamma_{x_i}}{2} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad \xi_{x_i-} = \xi_{x_i+} - \gamma_{x_i} \quad [2.40]$$

Connaissant la valeur moyenne μ_{xi} et l'écart-type σ_{xi} des variables d'entrées, les emplacements des points d'échantillonnages correspondants x_{i-} et x_{i+} peuvent être calculés en utilisant les formules suivantes :

$$x_{i+} = \mu_{x_i} + \xi_{x_{i+}} \cdot \sigma_{x_i} \quad x_{i-} = \mu_{x_i} - \xi_{x_{i-}} \cdot \sigma_{x_i} \quad [2.41]$$

Le résultat de chacun des deux points x_{i+} et x_{i-} vont être pondérés par des poids w_{i+} et w_{i-} pour le calcul des moments de la grandeur d'intérêt :

$$w_{i+} = \frac{1}{n} \frac{\xi_{x_{i-}}}{\xi_{x_{i+}} + \xi_{x_{i-}}} \quad w_{i-} = \frac{1}{n} \frac{\xi_{x_{i+}}}{\xi_{x_{i+}} + \xi_{x_{i-}}} \quad [2.42]$$

Avec n le nombre de variable aléatoire.

Dans le cas où les variables d'entrées sont normales ou uniformes, les équations [2.40] et [2.42]

deviennent $\gamma_{x_i} = 0$ et $w_{i+} = w_{i-} = \frac{1}{2n}$.

On obtient alors l'expression suivante pour les moments d'ordre 1, 2, 3 (la valeur moyenne, la variance et le coefficient d'asymétrie) :

$$\begin{aligned} \mu_{Z(x_i)} &= \sum_{i=1}^{2^n} w_i \cdot Z(X_i = x_i) \\ \sigma_{Z(x_i)}^2 &= \sum_{i=1}^{2^n} w_i \cdot (Z(X_i = x_i) - \mu_{Z(x_i)})^2 \\ \gamma_{Z(x_i)} &= \frac{1}{\sigma_{Z(x_i)}^3} \sum_{i=1}^{2^n} w_i \cdot (Z(X_i = x_i) - \mu_{Z(x_i)})^3 \end{aligned} \quad [2.43]$$

Si le modèle est linéaire, les expressions ci-dessus sont exactes. Par contre, si le modèle présente de fortes non-linéarités alors on obtient une approximation.

Dans notre exemple, nous avons deux variables aléatoires d'entrées normales, ainsi :

$$\begin{aligned} \xi_{P_{éol2} \pm} &= \xi_{P_{éol3} \pm} = 1; \\ \mu_{x_i} &= 60(\text{MW}); \sigma_{x_i} = 6(\text{MW}) (10\% \text{ de } 60\text{MW}); \\ P_{éol2+} &= P_{éol3+} = x_{i+} = 60 + 6 = 66(\text{MW}); \quad P_{éol2-} = P_{éol3-} = x_{i-} = 60 - 6 = 54(\text{MW}); \\ w_{P_{éol2} \pm} &= w_{P_{éol3} \pm} = \frac{1}{2n} = 0,25; \end{aligned} \quad [2.44]$$

Nous allons déterminer la variable de sortie à chaque point d'échantillonnage. Pour 2 variables d'entrées, la fonction de sortie est évaluée par $2^n=4$ points. Nous obtenons le tableau ci-dessous :

Tableau 1. Les points d'évaluation de la fonction de sortie

Point	$P_{éol2}$ (MW)	$P_{éol3}$ (MW)	P_m (MW)	w
1	66	66	-32	0,25
2	66	54	-20	0,25
3	54	66	-20	0,25
4	54	54	-8	0,25

Dans cet exemple, les trois premiers moments de la fonction de sortie sont :

$$\begin{aligned}\mu_{Z(x_i)} &= -20\text{MW}; & \sigma_{Z(x_i)}^2 &= 72 \rightarrow \sigma_{Z(x_i)} \approx 8,4853\text{MW} \\ \gamma_{Z(x_i)} &= 0\end{aligned}\quad [2.45]$$

Cette méthode donne la forme de la distribution de la variable de sortie via ses trois premiers moments, la probabilité de délestage de charge n'est pas encore estimée. Pour déduire cette probabilité, un calcul d'intégrale est nécessaire :

$$LOLP = P_f = 1 - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\frac{\mu}{\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad [2.46]$$

Avec la distribution trouvée par la méthode d'estimation ponctuelle, la probabilité de délestage de charge sera $LOLP = 0,0092$. Dans ce cas, le modèle est linéaire alors on obtient un résultat exact du problème.

IV.1.1.2.3 Avantages et inconvénient de la méthode d'estimation ponctuelle

Les résultats donnés par la méthode d'estimation ponctuelle sont en accord avec ceux obtenus par la simulation de Monte Carlo. Au niveau du temps de calcul, cette méthode est moins coûteuse pour un degré comparable de précision. En plus, elle peut fournir la solution exacte dans le cas où la fonction est linéaire.

Par contre, avec cette méthode, la fonction de densité de probabilité de la sortie est présentée par les moments centraux. L'asymétrie fournie par la PEM présente une différence significative par rapport à la valeur de l'asymétrie calculée par la MCS pour les fonctions de sortie non-linéaires comme peut l'être pour le calcul d'Écoulement de Puissance dans le contexte de la thèse.

IV.1.2. Méthode de fiabilité

IV.1.2.1 La monotone de charge effective (Effective Load Duration Curve - ELDC)

IV.1.2.1.1 Introduction

La monotone de charge est la représentation graphique des charges ordonnées selon la durée pendant laquelle elles sont supérieures ou égales à une valeur donnée pour un intervalle de temps spécifié [IEC, 1985].

La monotone de charge effective (MCE) est introduite pour la prise en compte des caractéristiques aléatoires de la production. Par exemple, un générateur avec une capacité C_i et un taux de panne q_i est considéré comme un générateur fictif équivalent avec une capacité C_i et un taux de panne 0 et une charge fictive avec la valeur C_i et une probabilité d'apparition q_i (Figure 20).

$$x_e = x_L + \sum_{i=1}^{NG} x_{oi} \quad [2.47]$$

Avec x_e : la variable aléatoire de la charge effective

x_L : la variable aléatoire de la charge originale

x_{oi} : la variable aléatoire de la charge fictive introduite par le taux d'indisponibilité fortuit du $i^{\text{ème}}$ générateur

NG : le nombre total de générateurs

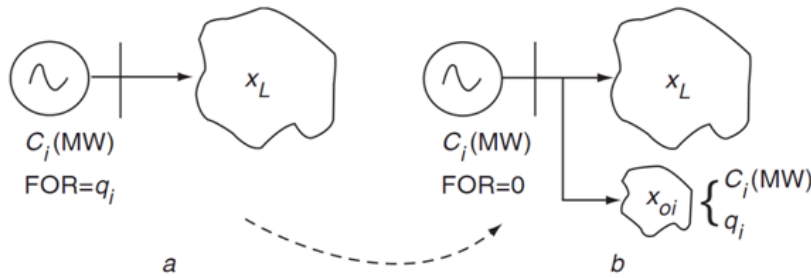


Figure 20. Le système actuel (a) et l'équivalent (b) au niveau hiérarchique I [Choi, 2005]

En général, la monotone de charge effective est le produit de convolution de la monotone de charge originale et de la puissance indisponible de tous les générateurs (Figure 21).

$$\Phi_i(x_e) = \Phi_{i-1}(x_e) \otimes f_{oi}(x_{oi}) \quad [2.48]$$

Avec $\otimes$: l'opérateur du produit de convolution où $\Phi_0(x_e - x_{oi}) = \Phi_0(x_L)$

$f_{oi}(x_{oi})$: fonction de densité de probabilité de la puissance délestée du $i^{\text{ème}}$ générateur

$\Phi_i(x_e)$: fonction de densité de probabilité de la monotone de charge effective convolutive avec la fonction de densité de probabilité de la puissance délestée du premier générateur au $i^{\text{ème}}$ générateur

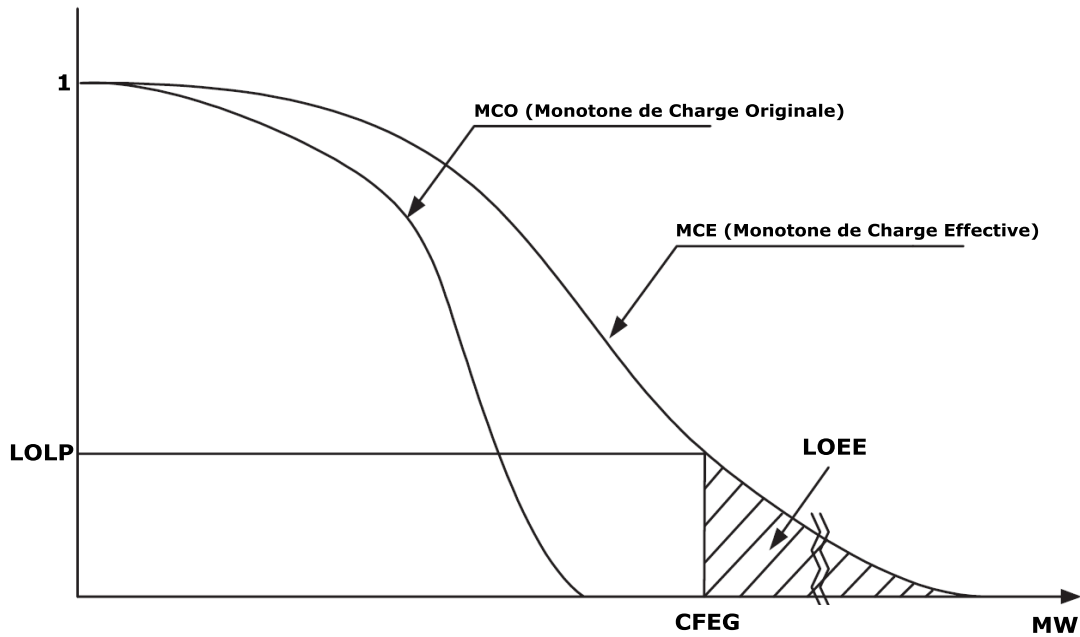


Figure 21. La monotone de charge originale et effective

La monotone de charge effective est souvent utilisée pour évaluer les indicateurs de fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique I (Chapitre 2.III.2.1). CFEG est la capacité du générateur fictif équivalent, qui sera définie dans la section suivant.

Pour analyser la fiabilité au niveau hiérarchique II, un modèle de charge effective étendu, qui inclut les capacités et les incertitudes des producteurs et des lignes de transmission, est proposé [Choi, 2005]. Avec le développement significatif des sources renouvelables, surtout les éoliennes pendant ces dernières années, des incertitudes sur la production éolienne ont été introduites dans ce modèle [Choi, 2010]. Ces méthodes seront expliquées dans la section suivante.

IV.1.2.1.2 Procédure de mise en œuvre de la méthode de monotone de charge effective

Afin d'illustrer la procédure de mise en œuvre de la méthode de monotone de charge effective, nous reprenons le système de test à 3 nœuds déjà utilisé dans les deux sections précédentes.

Comme cette méthode n'est pas applicable avec des variables aléatoires continues (l'erreur de la prévision de la production éolienne), la discrétisation est nécessaire. Pour la première étape, la distribution normale de l'erreur de la prévision est discrétisée en cinq intervalles avec leurs probabilités (Figure 22).

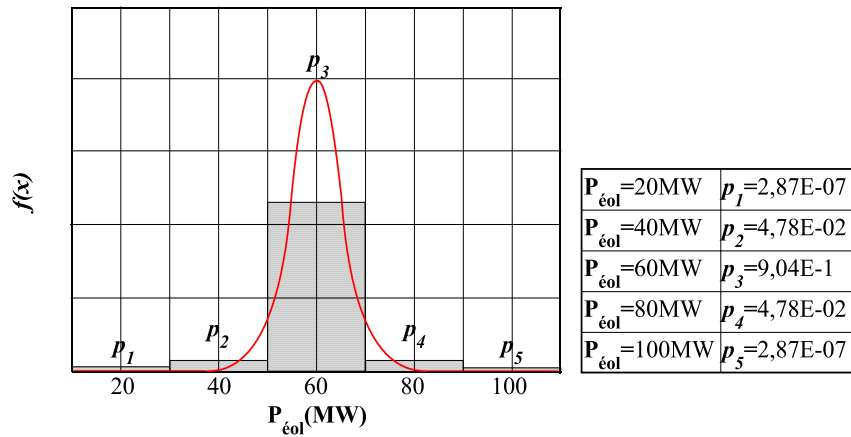


Figure 22. La discrétisation de la distribution normale de la production d'une ferme éolienne

Tableau 2. Les combinaisons de la puissance

État	$P_{\text{éol}2} \text{ (MW)}$	$P_{\text{éol}3} \text{ (MW)}$	Probabilité	$P_{\text{disponible}} \text{ (MW)} = P_{\text{éol}2} + P_{\text{éol}3}$
1	20	20	$p_1 \times p_1 = 8,22\text{E-}14$	40
2	40	20	$p_2 \times p_1 = 1,37\text{E-}08$	60
3	60	20	$p_3 \times p_1 = 2,59\text{E-}07$	80
4	80	20	$p_4 \times p_1 = 1,37\text{E-}08$	100
5	100	20	$p_5 \times p_1 = 8,22\text{E-}14$	120
6	20	40	$p_1 \times p_2 = 1,37\text{E-}08$	60
7	40	40	$p_2 \times p_2 = 2,28\text{E-}03$	80
8	60	40	$p_3 \times p_2 = 4,32\text{E-}02$	100
9	80	40	$p_4 \times p_2 = 2,28\text{E-}03$	120
10	100	40	$p_5 \times p_2 = 1,37\text{E-}08$	140
11	20	60	$p_1 \times p_3 = 2,59\text{E-}07$	80
12	40	60	$p_2 \times p_3 = 4,32\text{E-}02$	100
13	60	60	$p_3 \times p_3 = 8,18\text{E-}01$	120
14	80	60	$p_4 \times p_3 = 4,32\text{E-}02$	140
15	100	60	$p_5 \times p_3 = 2,59\text{E-}07$	160
16	20	80	$p_1 \times p_4 = 1,37\text{E-}08$	100
17	40	80	$p_2 \times p_4 = 2,28\text{E-}03$	120
18	60	80	$p_3 \times p_4 = 4,32\text{E-}02$	140
19	80	80	$p_4 \times p_4 = 2,28\text{E-}03$	160
20	100	80	$p_5 \times p_4 = 1,37\text{E-}08$	180
21	20	100	$p_1 \times p_5 = 8,22\text{E-}14$	120
22	40	100	$p_2 \times p_5 = 1,37\text{E-}08$	140
23	60	100	$p_3 \times p_5 = 2,59\text{E-}07$	160
24	80	100	$p_4 \times p_5 = 1,37\text{E-}08$	180
25	100	100	$p_5 \times p_5 = 8,22\text{E-}14$	200

Tout d'abord, toutes les combinaisons de la puissance des deux fermes éoliennes et leurs probabilités sont énumérées dans le Tableau 2. Avec deux fermes éoliennes, la puissance de sortie de chaque ferme est discrétisée en cinq intervalles, nous avons $5^2=25$ états en total.

La capacité du générateur fictif équivalent (CFEG) est calculée :

$$CFEG = \text{Max}(P_{\text{disponible}}) - \text{Min}(P_{\text{disponible}}) = 200 - 40 = 160(\text{MW}) \quad [2.49]$$

La fonction de densité de probabilité (FDP) de la puissance délestée est calculée dans le Tableau 3 avec la monotone de charge originale (MCO). Pour étudier la probabilité, la MCO est introduite en per unit.

Tableau 3. La fonction de densité de probabilité (FDP) de la capacité de délestage

Production			Consommation	
$P_{\text{disponible}} (\text{MW})$	$P_{\text{délestée}} (\text{MW}) = \text{CFEG} - P_{\text{disponible}}$	FDP	Charge	MCO (p.u)
40	120	8,22E-14	0	1
60	100	2,74E-08	20	1
80	80	2,28E-03	40	1
100	60	8,64E-02	60	1
120	40	8,23E-01	80	1
140	20	8,64E-02	100	1
160	0	2,28E-03		
180	-20	2,74E-08		
200	-40	8,22 E-14		

Le calcul du produit de convolution de la monotone de charge originale et de la puissance délestée de tous les générateurs suivant [2.48] est détaillé dans le Tableau 4. Il faut noter que la 5^{ème} et 6^{ème} valeurs de la monotone de charge effective (MCE) sont des nombres très proches de 1, arrondis à 1.

Le système électrique, composée d'une charge constante et de deux fermes éoliennes qui produisent une puissance qui varie, devient un système électrique équivalent à une charge qui varie suivante MCE illustrée par la Figure 23 et les fermes éoliennes de puissance constante.

Avec une capacité du générateur fictif équivalent (CFEG) de 160MW, le système est capable de fournir à la charge une puissance maximale de 160MW. Au-delà de cette limite, le système passe en état de défaut, il faut alors délester des charges. La probabilité de délestage de charge (LOLP) est alors de 0,0023.

La différence entre ce résultat et la solution exacte (0,0092) est significative. Cette erreur est due à la discrétisation de la distribution normale. Pour avoir une meilleure précision, le nombre d'échantillons doit être augmenté. Une discrétisation avec 1000 échantillons donne le résultat suivant : $LOLP = 0,0091$, ce qui s'approche du résultat.

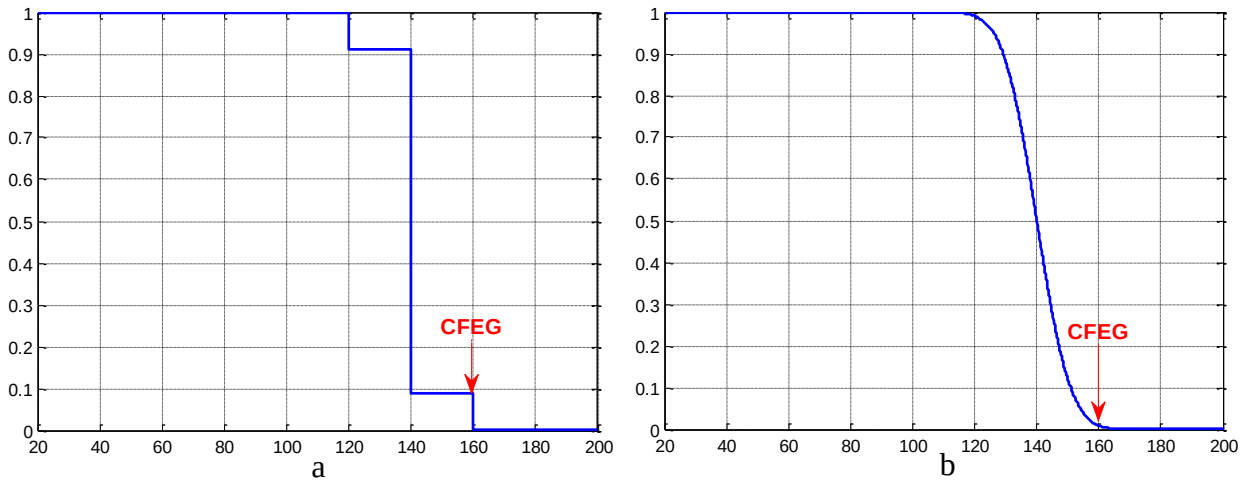


Figure 23. La monotone de charge effective

a. discrétisation de 5 intervalles, b. discrétisation de 1000 intervalles

Tableau 4. Le calcul du produit de convolution

Charge	1	2	3	4	5	6	7	8	9	MCE
0	8,22E-14	2,74E-08	2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
20	8,22E-14	2,74E-08	2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
40	8,22E-14	2,74E-08	2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
60	8,22E-14	2,74E-08	2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
80		2,74E-08	2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
100			2,28E-03	8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	1,00E+00
120				8,64E-02	8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	9,98E-01
140					8,23E-01	8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	9,11E-01
160						8,64E-02	2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	8,87E-02
180							2,28E-03	2,74E-08	8,22E-14	2,28E-03
200								2,74E-08	8,22E-14	2,74E-08
220									8,22E-14	8,22E-14

IV.1.2.1.3 Avantages et inconvénient de la méthode de la monotone de charge effective

Cette méthode est moins coûteuse par rapport à la simulation de Monte Carlo au niveau du temps de calcul. Elle a la capacité de prendre en compte les deux types de variables aléatoires : discrète

et continue, ce qui est un bon avantage pour traiter les systèmes hybrides. Sa précision est ajustable en modifiant le nombre d'échantillons de la discrétisation des variables continues.

La discrétisation des variables continues diminue la précision. Pour garantir une précision comparable, une discrétisation fine est nécessaire. La méthode de la monotone de charge effective devient plus coûteuse au niveau du temps de calcul. Cependant, le calcul de la monotone de charge effective au niveau hiérarchique II est compliqué et demande beaucoup d'effort de calcul [Choi, 2005].

IV.1.2.2 Méthode de fiabilité de premier-ordre (First-Order Reliability Method - FORM)

IV.1.2.2.1 Introduction

La méthode de fiabilité de premier-ordre est une méthode dédiée à l'estimation de la probabilité de défaillance d'un système. Elle a été appliquée largement dans plusieurs domaines des sciences de l'ingénieur [Ditlevsen, 1996] dont génie civil, génie mécanique, science de l'environnement...

La détermination de la fiabilité du système est basée sur la définition de la fonction de l'état limite. La fonction d'état limite $g(Y)$ dépend des variables de sortie Y [Bastiaensen, 2009]:

- $g(Y) > 0$ représente l'état normal en toute sécurité du système suivant le seuil de fiabilité choisi.
- $g(Y) < 0$ représente l'état de défaillance du système suivant le seuil de fiabilité choisi
- $g(Y) = 0$ représente la surface d'état limite

La probabilité de défaillance peut être déterminée avec l'équation :

$$P_f = P(g(Y) < 0) = P(g(h(X)) < 0) = \int_{g(h(X)) < 0} f_X(x) dx \quad [2.50]$$

Avec X le vecteur des variables entrées aléatoires,

$Y=h(X)$ est la fonction représentant le système électrique,

$f_X(x)$ est la densité conjointe de probabilité des variables aléatoires d'entrées.

Dans le cas où les variables d'entrées sont transformées en variables dans l'espace normal centré réduit (avec $\mu=0$ et $\sigma=1$), la probabilité de défaillance devient :

$$P_f = \int_{G(Z) < 0} \varphi(z) dz \quad [2.51]$$

Où $\varphi(z)$ est la densité conjointe de probabilité de la loi normale centrée réduite et $G(Z)$ est la fonction d'état limite résultant dans l'espace normal centré réduit:

$$g(Y) = g(h(X)) = g(h(T^{-1}(Z))) = G(Z) \quad [2.52]$$

T est la transformation probabiliste du vecteur aléatoire X au vecteur aléatoire Z qui est normal standardisé ($\mu=0$ et $\sigma=1$).

Le calcul de l'intégrale [2.51] est compliqué, même en espace normal standardisé. Pour faciliter le calcul de cette intégrale, la méthode de fiabilité de premier-ordre propose d'approximer la surface d'état limite (la frontière entre l'état normal et l'état de défaillance) par un hyperplan qui est illustré par la Figure 24. $\hat{G}(Z)$ est un hyperplan tangent à la surface de l'état limite, à travers le point de conception (le point sur la surface de l'état limite, qui est le plus proche de l'origine) : $\hat{G}(Z) \approx G(Z)$.

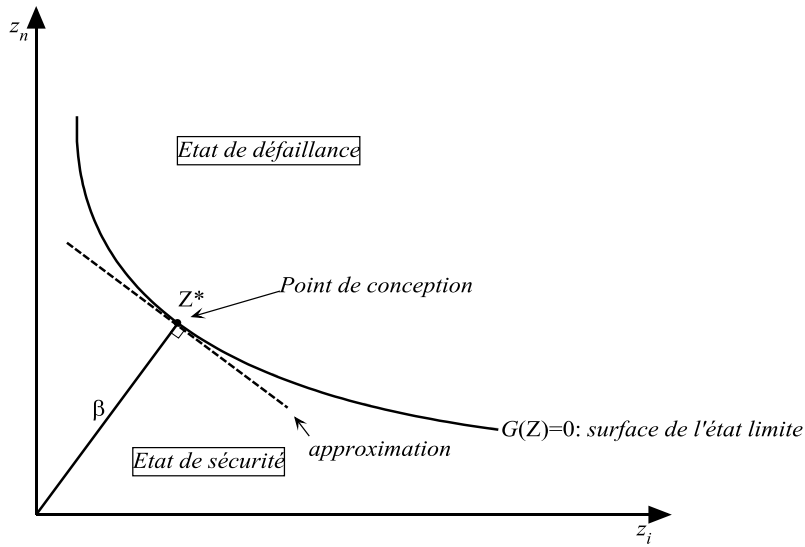


Figure 24. Approximation de la surface de l'état limite

Avec cette approximation, le calcul de l'intégrale [2.51] devient :

$$P_f = \int_{\hat{G}(Z)<0} \varphi(z) dz = \Phi(-\beta) \quad [2.53]$$

Où β est la distance entre le point de conception et l'origine. Φ est la fonction de répartition de la loi normale centrée réduite. Z^* est le point de conception, ce qui est sur la surface d'état limite et qui est le plus proche de l'origine.

IV.1.2.2.2 Recherche du point de conception

Le point de conception joue un rôle essentiel dans l'analyse de fiabilité. Par définition, il est le point de la surface d'état limite dans l'espace normal centré réduit avec la densité de probabilité la plus forte. C'est le point recherché pour approximer la surface état-limite pour la méthode de fiabilité de premier-ordre.

Le point de conception est la solution pour le problème d'optimisation sous contrainte :

$$Z^* = \operatorname{argmin} \{ \|Z\| \mid G(Z) = 0 \} \quad [2.54]$$

Où Z est le vecteur des variables aléatoires dans l'espace normal centré réduit, Z^* est le point de conception, G est la surface d'état limite dans l'espace normale centrée réduit et $\operatorname{argmin} \{ \|Z\| \}$ dénote l'argument du minimum de la norme de Z .

Pour chercher le point de conception, l'algorithme de iHLRF est le plus populaire. Cet algorithme a été développé par Hasofer et Lind [Hasofer, 1974] et Rackwitz et Fiessler [Rackwitz, 1978]. Ensuite, il a été modifié et amélioré par Liu et Der Kiureghian [Liu, 1991] et Zhang et Der Kiureghian [Zhang, 1997] en ajoutant un schéma de recherche linéaire.

Cet algorithme itératif génère une série de points selon la règle récursive:

$$Z_{i+1} = Z_i + l_i d_i \quad [2.55]$$

Avec d_i la direction de recherche et l_i le pas de calcul.

La direction de recherche est calculée suivant l'équation :

$$d_i = \frac{\nabla G(Z_i)^T Z_i - G(Z_i)}{\|\nabla G(Z_i)\|} \frac{\nabla G(Z_i)}{\|\nabla G(Z_i)\|} - Z_i \quad [2.56]$$

L'objectif de l'algorithme de recherche est de trouver le point de conception, qui est sur la surface l'état limite et qui est le plus proche de l'origine. Elle est basée sur un processus de répétition avec plusieurs itérations afin de converger vers le résultat final. Pour converger plus vite, elle cherche à glisser les points intermédiaire suivant la direction la plus pentue. La formule [2.56] permet de trouver cette direction.

Le pas de calcul l_i est choisi égal à 1 pour faciliter le calcul. Toutefois, pour améliorer la convergence de l'algorithme, le pas de calcul optimal peut être calculé [Sudret, 2000]. L'algorithme nécessite alors un nombre d'évaluations réduit et, par conséquent, est plus efficace.

L'algorithme de recherche du point de conception iHLRF en particulier et tous les algorithmes d'optimisations basés sur le gradient en général demande une évaluation exacte du gradient de la fonction de l'état limite. Autrement dit, pour que ces méthodes puissent être efficaces, la fonction d'état limite doit être différentiable. Cependant, pour certains problèmes, la fonction d'état limite est discontinue et par conséquent, elle n'est plus différentiable. En appliquant ces

algorithmes d'optimisation, le bon point de conception ne peut pas être déterminé et les algorithmes de recherche ne parviennent pas à converger.

La formule [2.56] ne peut être appliquée que dans le cas de fonctions différentiables. Cependant, pour certains problèmes, la fonction d'état limite est discontinue et par conséquent, elle n'est plus différentiable. Dans ce cas, des méthodes d'optimisation ne faisant pas intervenir le gradient doivent être implémentées. Dans le cadre de ce travail de thèse, l'algorithme d'optimisation par la méthode de recherche « simplex » [Lagarias, 1998] a été utilisé afin de trouver le point de conception de la fonction d'état limite discontinue. Il demande plus d'évaluations de la fonction d'état limite que la méthode iHLRF mais l'effort de calcul requis reste plus réduit qu'avec les méthodes de simulations classiques telles que la simulation de Monte Carlo.

IV.1.2.2.3 La procédure de mise en œuvre de la méthode de fiabilité de premier ordre

En prenant comme exemple le système électrique précédent de trois nœuds, nous allons calculer la probabilité de délestage de charge (LOLP) en utilisant la méthode de fiabilité de premier ordre.

On rappelle que Y la variable de sortie est le manque de puissance du système $P_m=100MW - P_{éol2} - P_{éol3}$. La fonction d'état limite sera définie par :

$$g(Y) = -P_m = P_{éol2} + P_{éol3} - 100 \quad [2.57]$$

Avec $P_{éol2}, P_{éol3} \sim \mathcal{N}(60, 6^2)$.

La probabilité de défaillance peut être déterminée par:

$$LOLP = p_f = p(g(Y) < 0) = \int_{P_{éol2} + P_{éol3} - 100 < 0} f_X(X) dX \quad \text{où } X = P \quad [2.58]$$

Tout d'abord, une transformation de toutes les variables d'entrées dans l'espace normal standardisé est nécessaire :

$$\begin{aligned} \bar{P}_{éol2} &= T(P_{éol2}) = \frac{P_{éol2} - 60}{6}; & \bar{P}_{éol3} &= T(P_{éol3}) = \frac{P_{éol3} - 60}{6}; \\ P_{éol2} &= T^{-1}(\bar{P}_{éol2}) = 6.\bar{P}_{éol2} + 60; & P_{éol3} &= T^{-1}(\bar{P}_{éol3}) = 6.\bar{P}_{éol3} + 60; \end{aligned} \quad [2.59]$$

Où $\bar{P}_{éol2}, \bar{P}_{éol3}$ sont les variables aléatoires normales standardisées.

Avec cette transformation, la fonction d'état limite devient :

$$g(Y) = G(Z) = 6.(\bar{P}_{éol2} + \bar{P}_{éol3}) + 20 \quad [2.60]$$

La recherche du point de conception peut être menée par l'algorithme de iHLRF [Haukaas, 2003], qui est implémenté dans le toolbox FERUM. Dans cet exemple, avec l'aide de cet algorithme, le point de conception $Y^* = \left[-\frac{5}{3}; -\frac{5}{3} \right]$ est déterminé comme l'illustre la Figure 25.

La distance β entre le point de conception et l'origine est alors : $\beta = 2,357$.

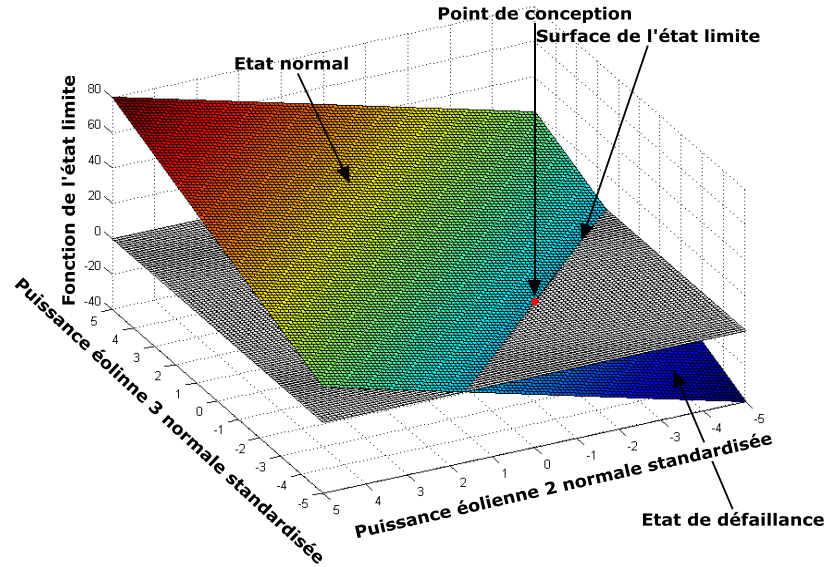


Figure 25. Fonction d'état limite dans l'espace normal centré réduit

La probabilité de défaillance peut être calculée :

$$LOLP = P_f = \int_{G(z) < 0} \varphi(z) dz = \Phi(-\beta) = 0,0092 \quad [2.61]$$

Le résultat calculé par FORM est proche de la solution exacte par contre le temps de calcul est très faible par rapport aux autres méthodes présentées précédemment. L'étape la plus coûteuse en temps de calcul dans FORM est la recherche du point de conception. Dans cet exemple, comme la fonction d'état limite est linéaire, la recherche peut être réalisée très rapidement (dans quelques itérations) avec l'algorithme de iHLRF et la réponse obtenue est très précise. Néanmoins, dans le cas où la fonction d'état limite est fortement non-linéaire, l'approximation du premier-ordre n'est plus appropriée. Une approximation de deuxième-ordre peut être utilisée pour améliorer la précision de l'estimation de la probabilité de défaillance.

IV.1.2.2.4 Avantages et inconvénient de la méthode FORM

Avec la méthode FORM, il n'est plus nécessaire de calculer l'intégrale du domaine de défaillance et de faire une simulation numérique. C'est la raison pour laquelle le temps de calcul est beaucoup plus faible. Cette méthode dispose aussi d'une capacité à affiner le résultat en utilisant une approximation de la surface d'état limite, au point de conception de degré plus élevé. Elle est applicable dans les cas de fonction discontinue ou de fonction ayant des dérivées premières discontinues.

Notons de plus que suivant la fonction d'état limite et l'algorithme de recherche du point de conception, la convergence de cette recherche n'est pas toujours garantie et peut conduire à un point de conception qui n'est pas nécessairement le plus proche (minimum local). Finalement, cette méthode ne permet pas de traiter des variables discrètes et sa précision diminue face à des fonctions d'état limite dont l'intersection avec le plan horizontale est fortement non-linéaire.

En pratique, le résultat de FORM est souvent vérifié par une simulation Monte Carlo avec l'échantillonnage préférentiel au tour du point de conception.

V. Conclusion

Dans cette section, les notions de base sur la probabilité et les statistiques ont été brièvement rappelées. Ensuite, plusieurs indicateurs actuellement proposés pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique sont introduits.

Puis, les quatre méthodes actuellement utilisées pour quantifier la fiabilité du système électrique ont été détaillées. Un réseau type à 3 nœuds a été pris comme exemple afin d'expliquer le principe de fonctionnement de chacune de ces méthodes. Une comparaison des 4 méthodes est donnée dans le Tableau 5.

En terme de temps de calcul, la simulation Monte Carlo est la plus coûteuse car elle demande un échantillonnage aléatoire répété pour calculer le résultat. La méthode de la monotone de charge effective (ELDC) est aussi coûteuse car elle demande une discrétisation fine (environ 1000 intervalles sur chaque variable d'entrée continue) pour trouver un résultat acceptable. La méthode d'estimation ponctuelle est moins coûteuse. Le nombre d'appel de la fonction de sortie est de 2^n avec n est le nombre des variables d'entrée continue. La méthode de fiabilité de premier-ordre est la plus rapide. Dans le cas de fonction linéaire, elle requiert seulement un ou deux calculs de fonction de sortie afin d'aboutir au résultat.

En terme de temps de précision, la MCS est la meilleure. Avec cette méthode, le niveau de précision est contrôlable alors elle est utilisée très souvent comme méthodes de référence pour valider le résultat trouvé. L'ELDC est aussi une méthode précise. Sa précision peut être améliorée en augmentant le nombre d'intervalle de discrétisation. La méthode FORM est basée sur une approximation alors sa précision n'est pas bonne en cas de forte non-linéarité. Dans ce cas, l'approximation de la surface de l'état limite par une courbe de deuxième-order peut améliorer la précision du résultat (méthode de fiabilité de deuxième-order). La précision de la PEM varie fortement suivant le problème d'étude. Dans cette exemple, elle donne un résultat exact car les variables d'entrée sont gaussienne et la fonction de sortie est linéaire alors la variable de sortie est aussi gaussienne. En réalité, quand la fonction de sortie est non linéaire, le résultat par PEM présente une erreur importante en queue de la densité de probabilité (où l'intérêt de l'étude de fiabilité).

Parmi ces 4 méthodes, la MCS et l'ELDC sont capables de traiter le cas d'un système hybride (avec la présence en même temps de variables discrètes et de variables continues). Cependant, elles demandent un effort de calcul plus important. Le traitement du problème hybride de la PEM et FORM est impossible.

Tableau 5. La comparaison des méthodes de calcul probabiliste

Méthode	Temps de calcul	Précision	Adaptation au problème hybride
MCS	4	1	Oui
PEM	2	4	Non
ELDC	3	2	Oui
FORM	1	3	Non

Dans ce travail de thèse, nous allons choisir la FORM due à sa vitesse de calcul. Elle sera couplée avec la formule des probabilités totales pour être capable de traiter le problème hybride. Le détail de ce couplage sera présenté dans le chapitre suivant.

Chapitre 3. Approche probabiliste proposée pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique à court terme

I. Introduction

Les méthodes probabilistes actuellement appliquées dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique rencontrent de nombreuses difficultés d'une part à cause de la présence simultanée des deux types des variables aléatoires (continue et discrète : hybride) et d'autre part à cause des contraintes liées au temps de calcul.

Dans ce chapitre, une nouvelle approche probabiliste dédiée à l'estimation de la fiabilité du système électrique hybride à court terme (24h) sera proposée. Le principe de cette approche se base sur une méthode de calcul des probabilités totales (arbre de probabilité), dédié au traitement des variables discrètes et une méthode probabiliste pour le traitement des variables continues (Figure 26).

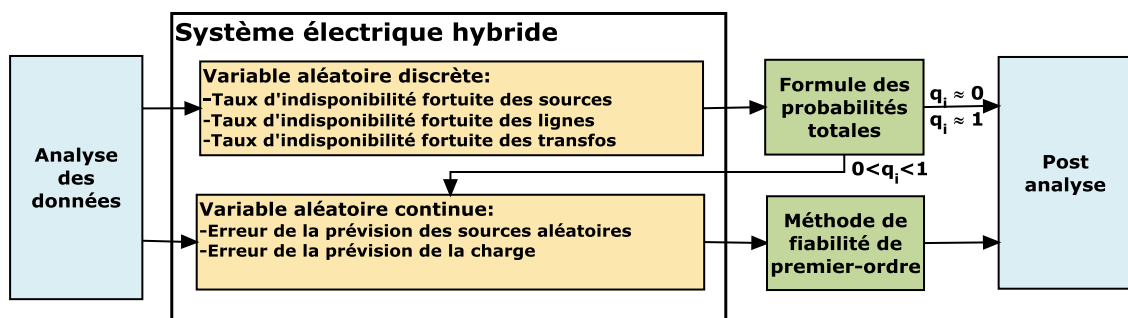


Figure 26. Méthode proposée pour le système hybride composite

Parmi les quatre méthodes probabilistes proposées dans le chapitre précédent, la méthode de FORM est choisie pour ces deux principaux avantages :

- Un temps de calcul intéressant : il n'y a ni besoin de calculer l'intégrale du domaine de défaillance ni d'avoir une simulation numérique. C'est un avantage très important dans l'évaluation de la fiabilité à court terme. Les prévisions de production sont données pour la journée à venir : ces informations sont disponibles et mises en ligne à 18h et sont qualifiées de «Prévisions de Référence» pour l'intégralité de la journée du lendemain [RTE, 2012]. En plus, il existe aussi des prévisions infra-journalières : il s'agit de prévisions recalculées au cours de la journée. Ces informations sont actualisées toutes les

heures. Si nous avons une approche suffisamment rapide en terme de temps de calcul, nous pouvons considérer les prévisions les plus récentes, ce qui garantit une meilleure précision.

- Le traitement des fonctions d'état discontinues : à partir de plusieurs données d'entrée (continues et discrètes), le modèle du système électrique est utilisé pour déterminer l'état du système. L'état du système est alors une variable de deux états : 0 et 1, correspond à l'état normale et l'état en défaillance respectivement. Par conséquent, la fonction de l'état du système électrique au niveau hiérarchique II est discontinue. Comme cette méthode est applicable en présence de fonctions discontinues ou de fonctions ayant des dérivées premières discontinues, elle peut alors être utilisée pour le niveau hiérarchique I ainsi que le niveau hiérarchique II.

La première partie de ce chapitre présente les caractéristiques des variables aléatoires du système électrique hybride à court terme. Ces variables sont la disponibilité des équipements dans le système, l'erreur de la prévision de la production et l'erreur de la prévision de la charge. Ensuite, la démarche pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique I et au niveau hiérarchique II sera détaillée. Une comparaison est faite entre la méthode proposée et la simulation Monte Carlo utilisé comme méthode de référence. Enfin, une analyse de l'influence des variables aléatoires d'entrées sur la sensibilité de la fiabilité du système électrique sera présentée.

II. Les variables aléatoires du système électrique hybride à court terme

II.1. Disponibilité des équipements

La disponibilité des équipements du système électrique est une variable aléatoire discrète qui représente l'aptitude d'un équipement à accomplir une fonction demandée dans des conditions précises, à un instant donné ou pour un intervalle de temps donné. Cet état dépend de deux événements : la maintenance et la panne de l'équipement. À court terme, le calendrier d'entretien est supposé connu, le caractère aléatoire de la disponibilité dépend plus de la défaillance de cet équipement.

Lorsque l'on dispose d'un nombre important de composants ou d'équipements identiques, on peut faire des estimations théoriques en expérimentales de paramètres de fiabilité tels que le MTTR

(Mean Time To Repair) ou le MTBF (Mean Time Before Failure). En générale, au début de vie des composants, on constate un taux de défaillance assez élevé, ce taux décroît assez rapidement lorsque le composant a franchi avec succès la mise en service. Le taux de défaillance se stabilise ensuite. Il croît avec le vieillissement du composant (Figure 27). En général, la probabilité de défaillance est décrite par une loi exponentielle.

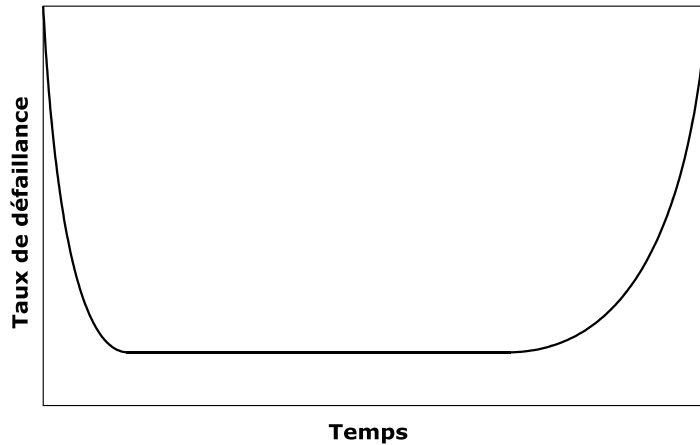


Figure 27. La variation du taux de panne dans la vie d'un équipement

En se basant sur une étude statistique et sur l'âge de l'équipement, le taux de défaillance des équipements du système électrique peut être calculé. C'est un paramètre d'entrée très important dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique hybride à court terme.

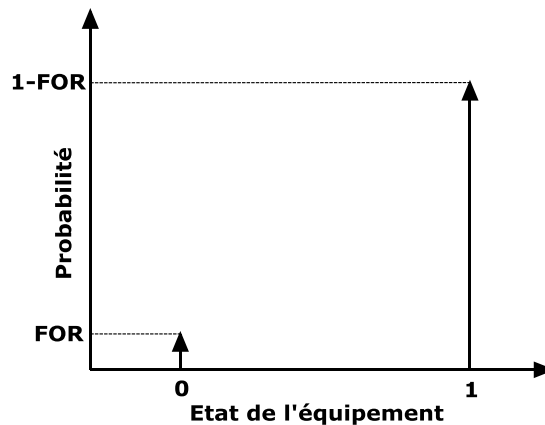


Figure 28. La probabilité de l'état de l'équipement

Dans le cadre de ce travail de thèse, l'état de disponibilité des générateurs, des lignes et des transformateurs sera modélisée par une variable aléatoire discrète suivant la loi Bernoulli. Si l'élément est disponible, son état prend la valeur 1, sinon, il prend la valeur 0. La probabilité que cet état soit égale à 0 correspond à son taux de défaillance (Forced Outage Rate - FOR) (Figure 28).

$$p(E = x) = \begin{cases} FOR & \text{si } x = 0 \\ 1 - FOR & \text{si } x = 1 \end{cases} \quad [3.1]$$

Avec E : état de l'équipement

FOR : taux de défaillance de l'équipement

II.2. Erreur de la prévision de la charge

La prévision de la consommation joue un rôle très important dans la planification du système électrique et la détermination des topologies d'exploitation. Cette prévision est réalisée à l'aide d'une étude statistique sur les données passées et de prévisions socio-économiques (jours fériés, jours de vacances, croissance économique, temps...).

Aujourd'hui, plusieurs techniques ont été implantées pour améliorer la performance, l'efficacité et la précision de la prévision mais l'erreur de la prévision reste toujours inévitable [Le, 2008]. La Figure 29 montre l'erreur de la prévision journalière de la charge totale française faite par RTE pour l'année 2010 par pas de 15 minutes. La pointe de charge en 2010 était de 96000MW à 19h le 15 décembre et le creux de charge était de 31500MW à 7h le 8 août.

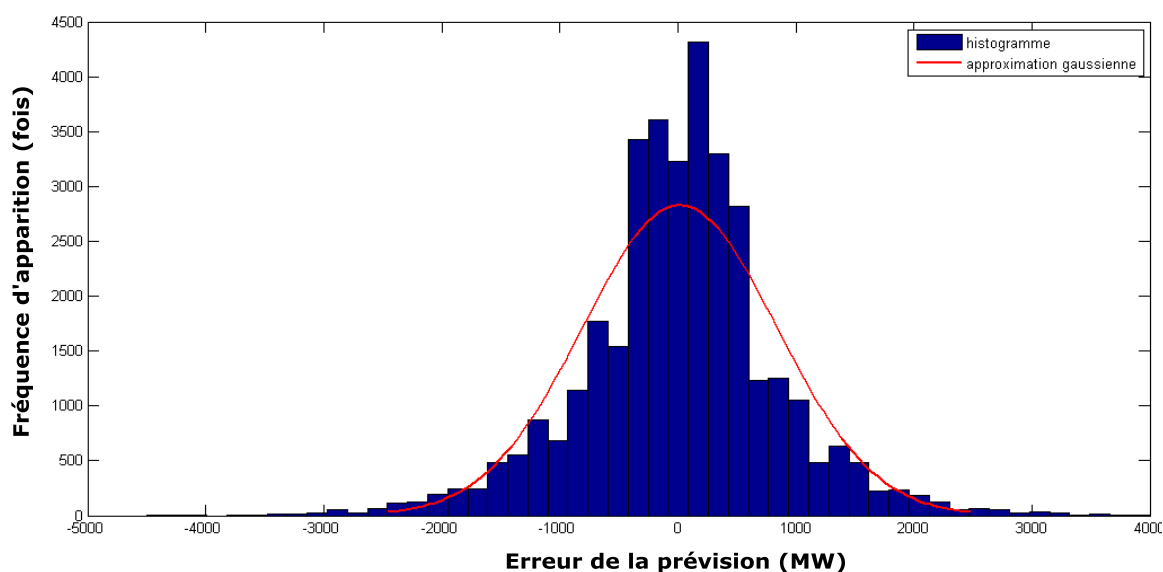


Figure 29. Histogramme de l'erreur de la prévision journalière de la charge en 2010 [RTE, 2012]

A partir de ces données, nous pouvons constater que la forme de la distribution de l'erreur de la prévision journalière de la charge présente l'allure d'une gaussienne. La valeur moyenne de l'erreur est 16,88MW et l'écart type est 823,83MW. En tenant en compte de la taille du système (valeur moyenne égale à 58000MW), la valeur moyenne peut être supposée égale à 0 et l'écart

type relatif est égal à 0,014 p.u. La prévision de la charge est relativement bonne car elle est basée sur l'habitude des consommateurs et l'effet de foisonnement permet de compenser des erreurs entre elles. Pour la prévision de la charge à chaque nœud, cette erreur est supposée plus grande car l'effet de foisonnement disparaît. Dans ce travail de thèse, une seule prévision est utilisée pour toutes les charges dans le système. L'écart-type relatif de la prévision de la charge sera de 1%.

II.3. Erreur de la prévision de la production renouvelable

La prévision de la production renouvelable est très importante pour la planification du fonctionnement du système électrique. Elle permet de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation et d'éviter les congestions des lignes de transport. Les erreurs de prévisions sur la puissance des sources renouvelables sont importantes étant donné qu'elle dépend fortement des conditions météorologiques.

La Figure 30 montre l'erreur de la prévision journalière de la production éolienne faite par RTE pour les six derniers mois de l'année 2011 par pas horaire. La puissance éolienne produite était de 1317MW en moyenne pour l'année 2011. La valeur moyenne de l'erreur de la prévision est de 49,11MW et l'écart type est de 206,92MW. Dû à la non-linéarité de la courbe de puissance des générateurs éoliens (Figure 31), l'erreur de la prévision de la puissance éolienne n'est pas gaussienne.

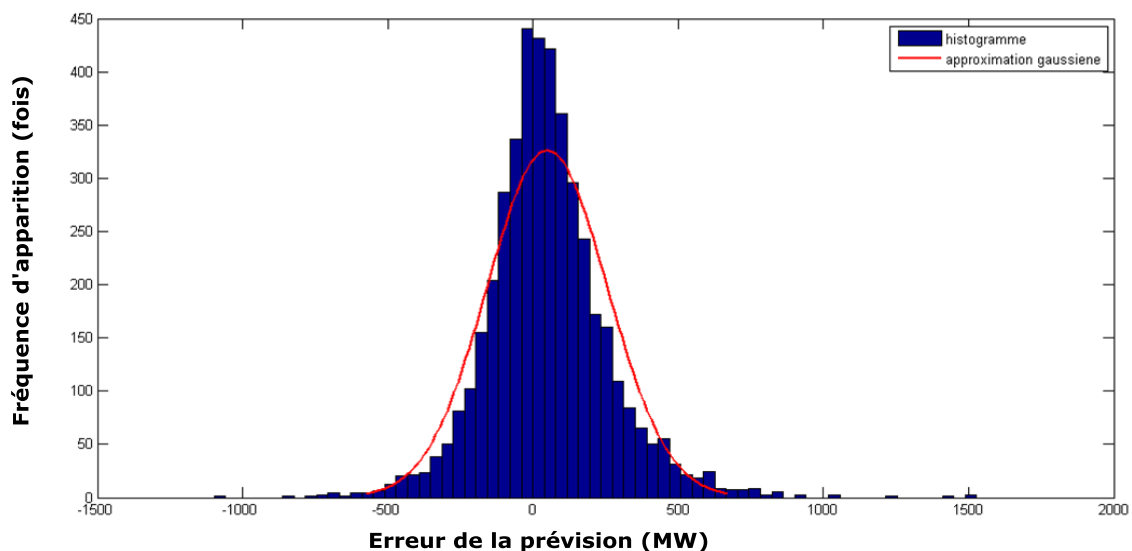


Figure 30. Histogramme de l'erreur de la prévision journalière de la production éolienne pour les six derniers mois de l'année 2011 [RTE, 2012]

Cependant, la prévision du vent est utilisée dans certains travaux de recherche, ce qui favorise l'approximation gaussienne [Usaola, 2008]. Ensuite, la puissance éolienne sera calculée en se basant sur la courbe de puissance des générateurs éoliens (voir Figure 31).

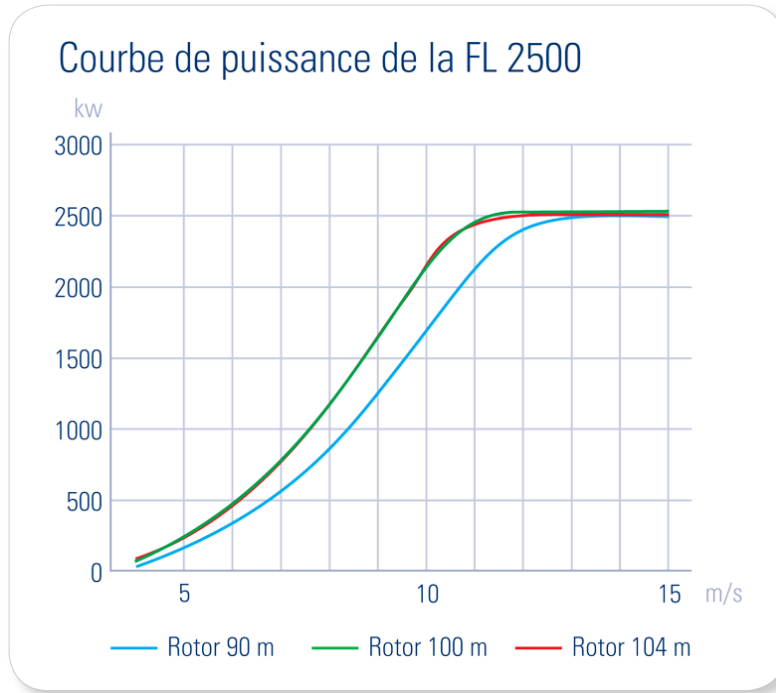


Figure 31. La non-linéarité de la courbe de puissance de l'éolien [Fuhrlaender, 2012]

Dans ce travail de thèse, l'erreur de la prévision du vent est utilisée comme une donnée d'entrée. Elle est modélisée par une distribution gaussienne avec une valeur moyenne égale à 0. L'importance de l'erreur de la prévision du vent, paramétrée par l'écart-type de la distribution gaussienne, dépend de plusieurs facteurs mais l'échelle de prévision est une des plus influentes [Lavier, 2009]. Pour une étude du lendemain (prévision 24h), un écart-type de 0,1 p.u (10%) est pris. En se basant sur la vitesse du vent, la production éolienne sera calculée en utilisant le modèle de l'éolienne présenté dans l'annexe A.

III. Évaluation de la fiabilité du système électrique

III.1. Traitement des variables aléatoires discrètes

III.1.1. Définition mathématique de la formule des probabilités totales

Soit un espace probabilisé (Ω, A, P) formé d'un ensemble Ω , d'une tribu ou σ -algèbre A sur Ω et d'une mesure p sur cette σ -algèbre telle que $p(\Omega) = 1$. Si $(B_i)_{i \in I}$ est un ensemble

d'évènements disjoints fini ou dénombrable et tel que $\bigcup_{i \in I} B_i = \Omega$, et si pour tout $i \in I$, $p(B_i) \neq 0$, alors, pour tout événement A , on a :

$$p(A) = \sum_{i \in I} p(A | B_i) p(B_i) \quad [3.2]$$

Où : $p(A)$ est la probabilité de l'évènement A ,

$p(B_i)$ est la probabilité de l'évènement B_i , $\sum_{i \in I} p(B_i) = 1$

$p(A | B_i)$ est la probabilité conditionnelle de l'évènement A , sachant que l'évènement B_i s'est réalisé.

III.1.2. Application dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique

Dans le cadre de ce travail, l'évènement A représente une défaillance du système électrique, par exemple : un délestage de la charge se produit. Chaque évènement B_i représente une configuration du système électrique, qui est une combinaison des états de disponibilité des équipements dans le système. La probabilité conditionnelle $p(A | B_i)$ est la probabilité de défaillance du système électrique à la configuration B_i .

On dénote p_f la probabilité de défaillance du système électrique, p_i est la probabilité de défaillance du système électrique sachant que le réseau est dans la configuration B_i et q_i est la probabilité d'apparition de la configuration B_i ($\sum_{i=1}^N q_i = 1$). L'équation [3.2] devient :

$$p_f = \sum_{i=1}^N p_i q_i \quad [3.3]$$

Où N est le nombre total des configurations possibles du système électrique, chaque configuration est une combinaison de l'état de tous les équipements dans le système. Ces configurations peuvent être déterminées facilement à l'aide d'une analyse combinatoire des variables discrètes du système. La probabilité d'apparition des configurations q_i peut être calculée en se basant sur le taux de défaillance de chaque équipement.

Afin d'évaluer la probabilité de défaillance p_i , le sous problème ne comportera que des variables aléatoires continues. La méthode de FORM peut donc être choisie pour calculer la probabilité de défaillance du système électrique dans chaque configuration.

Cependant, comme le nombre des configurations possibles du système électrique N augmente rapidement en fonction du nombre des variables aléatoires discrètes k ($N = 2^k$), le calcul de la probabilité de défaillance du système électrique à chaque configuration devient très coûteux. Par exemple, avec le système de test de 14 nœuds de IEEE qui se compose de 20 lignes et de 5 générateurs, le nombre de variables aléatoires est $k = 25$ et le nombre des configurations possibles est $N = 2^{25} \approx$ plus de 33 millions. La formule des probabilités totales demande de résoudre au moins 33 millions de fois le « Écoulement de Puissance ». Une approximation est alors nécessaire pour réduire ce coût.

Nous pouvons constater que la probabilité de défaillance du système électrique à chaque configuration (p_i) varie entre 0 et 1 (Chapitre 2.II.1. La notion de probabilité). A partir de l'équation [3.3], nous pouvons déterminer que la probabilité de défaillance du système électrique p_f varie aussi entre 0 (quand tous les p_i sont à 0) et 1 (quand tous les p_i sont à 1).

$$\sum_{i=1}^N p_i q_i \Big|_{p_i=0} = 0 \leq P_f \leq 1 = \sum_{i=1}^N p_i q_i \Big|_{p_i=1} \quad [3.4]$$

À chaque calcul de p_i , cet encadrement peut être réduit :

$$\begin{aligned} i=1 & \quad p_1 q_1 \leq P_f \leq p_1 q_1 + \sum_{j=2}^n p_j \\ i=2 & \quad p_1 q_1 + p_2 q_2 \leq P_f \leq p_1 q_1 + p_2 q_2 + \sum_{j=3}^n q_j \\ & \dots \\ \text{Au } i^{\text{ème}} & \quad \sum_{j=1}^i p_j q_j \leq P_f \leq \sum_{j=1}^i p_j q_j + \sum_{j=i+1}^n q_j \end{aligned} \quad [3.5]$$

Au $i^{\text{ème}}$ calcul, la probabilité d'apparition de toutes les configurations $q_1, q_2, \dots, q_n$ est connue. La probabilité de défaillance du système électrique de la 1^{er} configuration à la $i^{\text{ème}}$ configuration $p_1, p_2, \dots, p_i$ est connue, la probabilité de défaillance du système électrique de la $(i+1)^{\text{ème}}$ configuration à la $n^{\text{ème}}$ configuration n'est pas connue. La probabilité de défaillance du système électrique prend la valeur minimale si $p_{i+1}=p_{i+2}=\dots=p_n=0$ et la valeur maximale si $p_{i+1}=p_{i+2}=\dots=p_n=1$. L'écart $\Delta p_f = p_{f_{\max}} - p_{f_{\min}} = \sum_{j=i+1}^n q_j$ est l'incertitude de p_f à l'itération i .

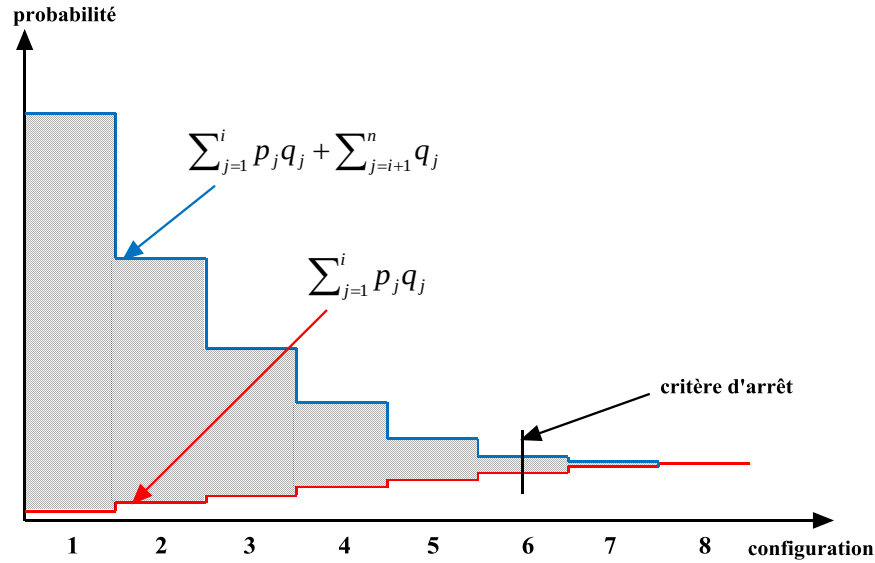


Figure 32. L'encadrement du résultat

Pour optimiser la convergence de l'encadrement, les configurations possibles du système électrique sont alors ordonnées en fonction de sa probabilité d'apparition (q_i). q_1 est la probabilité de la configuration la plus probable, q_2 est la probabilité de la deuxième et ainsi de suite. L'évaluation de la fiabilité va commencer avec la configuration la plus probable.

L'encadrement sera affiné après chaque calcul de p_i . Dès que l'incertitude de p_f (Δp_f) est inférieure à un critère d'arrêt, le calcul itératif peut être arrêté. Avec cette approche, un résultat approximatif est trouvé avec une réduction significative du coût de calcul. La précision de l'approximation est totalement contrôlable en changeant la largeur de l'encadrement.

Pour la suite, les démarches pour estimer la fiabilité de chaque configuration du système électrique au niveau hiérarchique I et II seront présentées.

III.2. La fiabilité de chaque configuration du système électrique au niveau hiérarchique I

Le système électrique au niveau hiérarchique I ne concerne que la production et sa capacité à subvenir à la demande de la charge en électricité. Dans chaque configuration du système électrique, il n'existe que des variables aléatoires continues, qui sont les erreurs de la prévision de la production et de la consommation. La fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique I est assurée en fonction de l'équilibre entre la puissance produite P_p et la puissance demandée

P_d . Dans ce cas, le modèle du système est linéaire, FORM peut être résolu de manière analytique ce qui réduit considérablement le temps de calcul.

La défaillance du système électrique au niveau hiérarchique I est représentée par l'événement que la puissance demandée est plus grande que la puissance produite :

$$p_f = p(P_d > P_p) \quad [3.6]$$

La variable de sortie P_s est le surplus de la puissance disponible du système. La fonction d'état limite sera définie par :

$$g(P_s) = P_p - P_d \quad [3.7]$$

- $g(P_s) > 0$ représente l'état normal du système électrique au niveau hiérarchique I.
- $g(P_s) < 0$ représente l'état de défaillance du système électrique au niveau hiérarchique I.
- $g(P_s) = 0$ représente la surface d'état limite qui est la frontière entre l'état normal et l'état de défaillance.

La puissance produite du système se compose de deux parties, une partie déterministe qui est générée par les groupes de production classiques prévisibles P_c (Chapitre 1.II.1.1), une partie aléatoire qui est générée par les groupes de production renouvelables et peu prévisibles P_r (Chapitre 1.II.1.2).

$$P_p = P_c + P_r \quad [3.8]$$

La fonction d'état limite sera alors:

$$g(P_s) = P_c + P_r - P_d \quad [3.9]$$

Où P_c est une constante. P_d est une variable aléatoire continue qui est supposée suivre une loi normale. P_r est calculée en basant sur la vitesse du vent V qui est aussi supposée suivre une loi normale : $P_r = P(V)$. Chaque variable est caractérisée par une valeur moyenne (μ) et un écart-type (σ) qui seront déterminés par un outil de prévision. Ces variables aléatoires continues sont supposées complètement indépendantes les unes des autres.

La probabilité de défaillance peut être déterminée en utilisant l'équation suivante:

$$p_f = p(g(P_s) < 0) = p(P_c + P(V) - P_d < 0) = \int_{P_c + P(V) - P_d < 0} f_{P_s}(P_s) dP_s \quad [3.10]$$

$f_p(P_s)$ est la densité conjointe de probabilité des variables d'entrée aléatoires.

Ensuite, les variables d'entrée aléatoires sont transformées en espace normal centré réduit (avec $\mu=0$ et $\sigma=1$) en utilisant le vecteur de transformation T . Une procédure de recherche du point de conception est lancée pour trouver le point Z^* sur la surface de l'état limite, qui est le plus proche de l'origine (voir l'équation [2.54]). Une fois ce point a été trouvé, la distance β entre lui et le point origine peut être calculée.

La probabilité de défaillance peut être calculée :

$$p_f == \int_{P_c + P(V) - P_d < 0} f_{P_s}(P_s) dP_s = \Phi(-\beta) \quad [3.11]$$

Où Φ est la fonction de répartition de la loi normale centrée réduite.

III.3. La fiabilité de chaque configuration du système électrique au niveau hiérarchique II

Le niveau hiérarchique II comprend à la fois la production et le transport. La fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique II concerne l'aptitude du système combiné « génération – transport » pour fournir l'énergie souhaitée (dans les limites de fonctionnement du réseau) aux points de charge. La défaillance du système électrique au niveau hiérarchique II peut être causée par plusieurs événements.

III.3.1. Analyse de la séparation du système électrique par la théorie de graphe

Pour certains états du système (une indisponibilité de certaines lignes de transmission ou transformateurs importants), le réseau pourrait être séparé en plusieurs zones indépendantes. Le calcul « Écoulement de Puissance » n'est pas capable de traiter le système électrique dans cette situation [Zimmerman, 2011]. Dans ce cas, le délestage de charge dans chaque zone doit être évalué séparément. Une analyse de la séparation du système doit être mise en œuvre sur la base de la théorie des graphes [Chartrand, 1984]. Toutes les lignes et les transformateurs disponibles du réseau électrique sont pris en compte. Pour chaque ligne ou transformateur, il existe 4 possibilités :

- Si nœud de départ et nœud d'arrivé n'appartiennent pas à aucun zone, une nouvelle zone sera créée et contient les deux nœuds et la ligne.
- Si un nœud appartient à une zone et l'autre nœud n'est pas encore considéré, les deux nœuds et la ligne appartiennent à cette zone.

- Si les deux nœuds appartiennent déjà à deux zones différentes, les deux zones sont fusionnées dans la même zone.
- Si les deux nœuds appartiennent à une zone unique, la ligne sera aussi dans cette zone.

À la fin du processus, s'il y a plus d'un sous système, le système électrique est séparé. L'évaluation de la fiabilité de chaque zone doit être effectuée.

Par exemple, un réseau de 6 nœuds et de 7 lignes est étudié (Figure 33a). Suite à un défaut, les lignes 1 et 4 sont en panne (Figure 33b). La théorie de graphe est utilisée pour analyser la séparation du système électrique après le défaut.

Premièrement, la ligne 2 est étudiée (car la ligne 1 est indisponible). Le nœud de départ et le nœud d'arrivée de la ligne 2 (nœud 1 et nœud 4) n'appartiennent pas à aucune zone, alors que la zone 1 est créée et contient le nœud 1, le nœud 4 et la ligne 2 (Figure 33c).

Deuxièmement, la ligne 3 est étudiée. Elle est dans la même situation que la ligne 2. La zone 2 est créée et contient le nœud 2, le nœud 3 et la ligne 3 (Figure 33d).

Troisièmement, la ligne 5 est étudiée. Dans ce cas, le nœud 1 a déjà appartenu à la zone 1 et le nœud 5 n'est jamais considéré alors que le nœud 5 et la ligne 5 sont dans la zone 1 avec le nœud 1 (Figure 33e). Pour la même situation, le nœud 6 et les lignes 6 et 7 sont regroupés dans la zone 1 (Figure 33f, g).

À la fin du processus, il existe 2 zones alors que le système électrique est séparé.

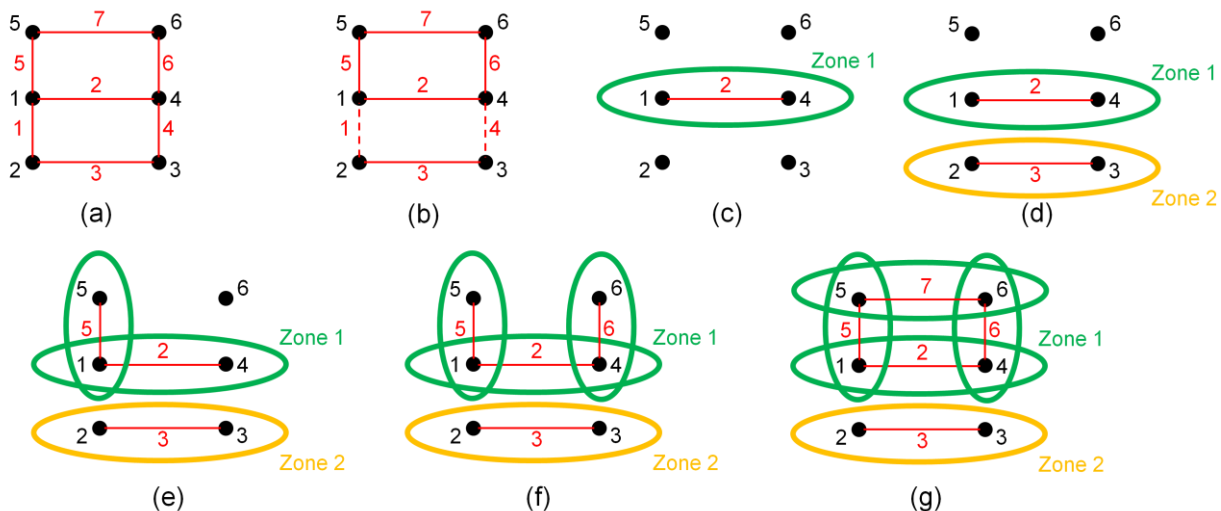


Figure 33. Exemple de l'analyse de la séparation du système électrique par la théorie de graphe

III.3.2. Détermination de l'état du système électrique au niveau hiérarchique II

III.3.2.1 Adéquation de la production d'électricité

Comme le niveau hiérarchique II comprend aussi le niveau hiérarchique I, le manque de la puissance électrique (active et réactive) est une cause importante de défaillance du système électrique. Pour assurer une fourniture de la puissance au moins égale à la demande de la charge, le système électrique doit satisfaire la condition suivante:

$$\begin{aligned} P_p > P_d + \Delta P &\Leftrightarrow \sum_{i=1}^N P_{pi} > \sum_{i=1}^N P_{di} + \Delta P \\ Q_p > Q_d + \Delta Q &\Leftrightarrow \sum_{i=1}^N Q_{pi} > \sum_{i=1}^N Q_{di} + \Delta Q \end{aligned} \quad [3.12]$$

Où P_p est la puissance active maximale produite et P_d est la puissance active demandée au système. P_{pi} est la puissance active maximale produite et P_{di} est la puissance active demandée au nœud i . ΔP sont les pertes de la puissance active dans les lignes et les transformateurs. N est le nombre de nœuds du système.

Q_p est la puissance réactive maximale produite et Q_d est la puissance réactive demandée au système. Q_{pi} est la puissance réactive maximale produite et Q_{di} est la puissance réactive demandée au nœud i . ΔQ sont les pertes de la puissance réactive dans les lignes et les transformateurs.

Si cette condition n'est pas assurée, le système électrique est alors en état de défaut.

III.3.2.2 Adéquation du réseau électrique

Le manque de capacité de transit est aussi un motif pour le délestage de la charge. En outre, le maintien de la tension dans des plages de variation est essentiel pour assurer la qualité de fourniture de l'énergie électrique. L'écroulement de la tension peut aussi causer une coupure de la ligne, ce qui peut conduire à un délestage de charges. Pour valider ces conditions, un calcul « Écoulement de Puissance Optimal » doit être fait.

Le « Écoulement de Puissance » est un outil permettant l'analyse numérique appliquée à un système électrique. Une étude « Écoulement de Puissance » utilise généralement un schéma unifilaire et des valeurs en per-unit pour analyser le système électrique en régime permanent [Zimmerman, 2011].

Après l'implantation du calcul « Écoulement de Puissance », toutes les tensions aux nœuds (l'amplitude et la phase) et les puissances transitant dans les lignes (actives et réactives) sont connues. Les conditions de la capacité de transit et de la variation de la tension peuvent être vérifiées facilement. Si toutes les conditions sont bien respectées, le système électrique fonctionne correctement. Sinon, un calcul de « Écoulement de Puissance Optimal » sera lancé. Dans le cadre de la thèse, le calcul « Écoulement de Puissance » et « Écoulement de Puissance Optimal » seront réalisés en utilisant l'outil Matpower [Zimmerman, 2011]. Le détail du calcul « Écoulement de Puissance » et « Écoulement de Puissance Optimal » sont présentés dans l'annexe B.

III.3.2.3 La discontinuité de la fonction de l'état limite

L'état du système électrique au niveau hiérarchique II est la synthèse de plusieurs conditions : l'adéquation de la puissance (active et réactive), la capacité de transit des lignes/transformateurs et la tension aux nœuds. La fonction d'état limite du système électrique au niveau hiérarchique II est alors une surface avec deux états : 0 et 1. L'état 0 représente l'état de sécurité du système électrique (pas de défaillance retrouvée) et l'état 1 représente l'état de défaillance du système. La présentation graphique de la fonction d'état limite du système électrique au niveau hiérarchique II est constant par morceaux. C'est une fonction discontinue.

La recherche du point de conception de la fonction d'état limite discontinue en utilisant l'algorithme d'optimisation « simplex » [Lagarias, 1998] sera réalisé comme nous l'avons déjà expliqué dans la section IV.1.2.2.2 du Chapitre 2.

III.4. L'évaluation du PLC d'un cas d'étude

Dans cette partie, nous allons étudier la fiabilité du système électrique déjà présenté dans la section IV.1 du Chapitre 2. Cette fois, la disponibilité des lignes sera considérée, le réseau sera alors renforcé par une ligne entre le nœud 2 et le nœud 3 pour assurer la condition de sécurité N-1. Les données du système électrique nécessaires pour le calcul de « Écoulement de Puissance » sont données dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 6. Paramètre des lignes du réseau de test de 3 nœuds

N° ligne	Du nœud	Au nœud	R [p.u.]	X [p.u.]	FOR (h^{-1})	B [p.u.]	S_{max} [MVA]
1	1	2	0,04	0,18	2E-04	0,05	120
2	1	3	0,03	0,15	2E-04	0,04	120
3	2	3	0,02	0,07	1E-04	0,02	60

Tableau 7. Paramètre des nœuds du réseau de test de 3 nœuds

Nœud	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_p (MW)	Q_{pmax} (MVar)	Q_{pmin} (MVar)
1	100	10	0	0	0
2	0	0	100	30	-30
3	0	0	100	30	-30

Dans ce système, la charge prévue au nœud 1 est de 100 MW avec un écart-type de 1% et est alimentée par deux fermes éoliennes avec une puissance installée de 100 MW aux nœuds 2 et 3. Les outils de prévision du vent donnent une valeur moyenne de 10 m/s avec un écart-type de 10% (distribution normale) pour le vent à chaque ferme. La puissance réactive de la charge est de 10 Mvar et la puissance réactive maximale de chaque éolienne est de 30 Mvar. Ces capacités de puissance réactive sont considérées comme indépendantes de la puissance active de sortie, ce qui est une approximation dans le cas des faibles puissances [ENTSO-e, 2012].

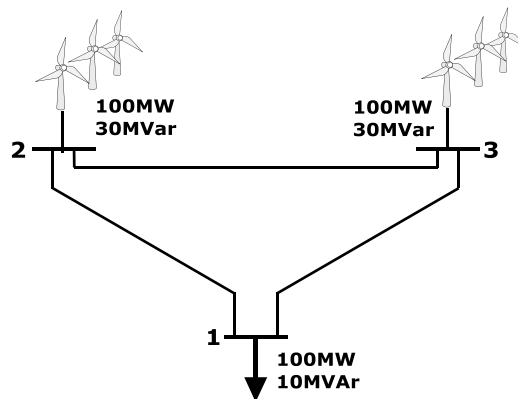


Figure 34. Système de test de 3 nœuds

Tout d'abord, l'élaboration de l'arbre de probabilité permettant de traiter les variables aléatoires discrètes. L'état 1 représente la disponibilité de la ligne et l'état 0 signifie qu'elle est hors service. Le réseau se compose de trois lignes, le Tableau 8 représente les différentes configurations du système électrique avec une probabilité d'apparition qui est de moins en moins importante:

Tableau 8. Liste des configurations du système électrique

N° configuration	Ligne 1-2	Ligne 1-3	Ligne 2-3	Probabilité d'apparition (q_i)
1	1	1	1	$(1-2E-04) \times (1-2E-04) \times (1-1E-04) = 0,9995$
2	0	1	1	$2E-04 \times (1-2E-04) \times (1-1E-04) = 1,9994E-4$
3	1	0	1	$(1-2E-04) \times 2E-04 \times (1-1E-04) = 1,9994E-4$
4	1	1	0	$(1-2E-04) \times (1-2E-04) \times 1E-04 = 9,9960E-5$
5	0	0	1	$2E-04 \times 2E-04 \times (1-1E-04) = 3,9996E-8$
6	0	1	0	$2E-04 \times (1-2E-04) \times 1E-04 = 1,9996E-8$
7	1	0	0	$(1-2E-04) \times 2E-04 \times 1E-04 = 1,9996E-8$
8	0	0	0	$2E-04 \times 2E-04 \times 1E-04 = 4E-12$

La somme de tous les q_i est égale à 1. Une analyse de fiabilité de ce système électrique sera faite au niveau hiérarchique I et au niveau hiérarchique II avec une hypothèse que les unités de production sont 100% disponibles.

III.4.1. Étude de fiabilité du cas d'étude au niveau hiérarchique I

Au niveau hiérarchique I, il n'existe qu'une seule configuration du système : deux fermes éoliennes avec une puissance installée de 100 MW chacune connectées à une charge ayant une consommation prévue de 100 MW (avec un écart-type de 1%). La vitesse du vent est prévue de 10 m/s avec un écart-type de 10%. En se basant sur la vitesse du vent, la production éolienne sera calculée en utilisant le modèle de l'éolienne présenté dans l'annexe A. Comme les puissances réactives sont considérées constantes et sont suffisantes, elles n'ont aucune influence sur la fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique I.

Dans ce cas d'étude, il n'existe que de la production renouvelable. La capacité totale de production du système est :

$$\begin{aligned} P_p &= P_r = P_2 + P_3 \\ P_c &= 0 \end{aligned} \quad [3.13]$$

P_2 et P_3 sont les puissances des fermes éoliennes respectivement au nœud 2 et nœud 3. Elles sont calculées en fonction de la vitesse du vent, qui est une variable aléatoire sous la forme d'une gaussienne :

$$\begin{aligned} P_2 &= P(V_2) \quad \text{où} \quad V_2 = N(\mu_{V_2}; \sigma_{V_2}^2) = N(10; 0,1^2) \\ P_3 &= P(V_3) \quad \text{où} \quad V_3 = N(\mu_{V_3}; \sigma_{V_3}^2) = N(10; 0,1^2) \end{aligned} \quad [3.14]$$

La puissance active demandée par la charge au nœud 1 est une variable aléatoire normale avec une valeur moyenne de 100MW et un écart-type de 1% (1MW)

$$P_d \sim N(\mu_d; \sigma_d^2) = N(100; 1^2) \quad [3.15]$$

Le point de conception Z^* est trouvé avec l'aide de l'algorithme de iHLRF (voir IV.1.2.2.2 du chapitre 2). Ses coordonnées sont $\left[-\frac{5}{3}, -\frac{5}{3}\right]$ dans l'espace normal centré réduit. La distance β entre le point de conception et le point origine dans l'espace normal centré réduit peut être calculé :

$$\beta = \text{OZ}^* = \sqrt{\left(-\frac{5}{3}\right)^2 + \left(-\frac{5}{3}\right)^2} = 2,357 \quad [3.16]$$

La probabilité de défaillance au niveau hiérarchique I (LOLP – Loss Of Load Probability) peut être calculée en utilisant l'équation [3.11]:

$$p_f = \text{LOLP} = \Phi(-\beta) = \Phi(-2,357) = 0,00962 \quad [3.17]$$

En prenant en compte l'erreur de la prévision de consommation, la probabilité de défaillance au niveau hiérarchique I a augmenté légèrement par rapport à l'exemple présenté au Chapitre 2.

Cette solution analytique est le résultat exact du problème. Une simulation de Monte Carlo a été lancée avec l'objectif de comparer les deux résultats. Avec l'aide de la technique d'échantillonnage préférentiel en utilisant la fonction $g \sim N(9,1; 0,01)$ pour l'erreur de la prévision du vent, le résultat de l'estimation est de 0,00971 (4699 évaluations ; temps de calcul 1,6 secondes).

III.4.2. Étude de fiabilité du cas d'étude au niveau hiérarchique II

Dans l'étude de fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique II, les lignes de transport avec leurs disponibilités et leurs capacités de transit seront considérées. Un calcul de FORM a été utilisé pour estimer la probabilité de défaillance de chaque configuration (Tableau 9). Dans les configurations de 5 à 8, le système doit faire face avec un défaut N-2 où deux lignes sont en panne en même temps. Un délestage de la charge est inévitable, la probabilité de défaillance est alors 1. Dans ces cas, l'utilisation de FORM n'est pas nécessaire comme c'est présenté sur la Figure 26. Le temps total pour l'évaluation de la probabilité de défaillance au niveau hiérarchique II de ce cas d'étude en utilisant FORM et la formule des probabilités totales est de 40 secondes avec 8 calculs de « Écoulement de Puissance Optimal ».

Tableau 9. Probabilité de défaillance de chaque configuration

N° configuration	Probabilité d'apparition (q_i)	Probabilité de défaillance (p_i)
1	0,9995	0,00962
2	1,9994E-4	0,02729
3	1,9994E-4	0,03739
4	9,9960E-5	0,00962
5	3,9996E-8	1
6	1,9996E-8	1
7	1,9996E-8	1
8	4E-12	1

La probabilité de défaillance totale au niveau hiérarchique II (PLC – Probability of Load Curtailment) sera calculée en utilisant l'équation [3.3] :

$$p_f = PLC = \sum_{i=1}^N p_i q_i = 0,00963 \quad [3.18]$$

Pour vérifier le résultat, la simulation de Monte Carlo a été utilisée. Une simulation de Monte Carlo mixte, où les variables aléatoires discrètes et continues sont traitées en même temps donne un résultat de $PLC=0,00968$ après 20 minutes avec 306 calculs de « Écoulement de Puissance Optimal ».

Avec la technique d'encadrement (équation [3.5]), la variation du résultat peut être limitée après l'évaluation de la probabilité de défaillance de chaque configuration. Le Tableau 10 présente l'évolution de l'encadrement de la probabilité de défaillance après chaque calcul.

$$\sum_{j=1}^i p_j q_j \leq PLC \leq \sum_{j=1}^i p_j q_j + \sum_{j=i+1}^n q_j \quad [3.19]$$

Tableau 10. Évolution de l'encadrement

N° configuration	Borne inférieure	Borne supérieure
1	0,009616	0,010116
2	0,009621	0,009921
3	0,009629	0,009729
4	0,009630	0,009630
5	0,009630	0,009630
6	0,009630	0,009630
7	0,009630	0,009630
8	0,009630	0,009630

Nous pouvons constater qu'après la première évaluation, la borne supérieure de la probabilité de défaillance est différente seulement de 5% par rapport au résultat final (0,010116 par rapport 0,009630). Après la 4^{ème} évaluation, les deux bornes sont égales, et un résultat précis peut être trouvé. Alors, dans ce cas d'étude, avec l'aide de la technique d'encadrement, si nous acceptons une approximation de 5%, nous pouvons diviser par 8 la durée du calcul, sinon, la durée de calcul peut être divisée par 2.

IV. Comparaison entre la méthode d'évaluation de la fiabilité proposée et MCS

Dans l'exemple présenté à la section III.4 de ce chapitre, une comparaison entre la méthode proposée et MCS a été faite sur un petit réseau de 3 nœuds. La nouvelle méthode a montré ses avantages en termes de temps de calcul et de précision par rapport à la MCS. Dans cette section,

la comparaison sera faite sur 2 plus grands réseaux afin de démontrer les avantages de la méthode proposée pour des applications plus complexes. L'indicateur PLC sera calculé au niveau hiérarchique II.

IV.1. Méthode proposée et MCS dans le calcul de la PLC sur le réseau de test 14 nœuds de IEEE

IV.1.1. Présentation du réseau de test 14 nœuds de IEEE

Le réseau de test IEEE-14 nœuds représente une partie du système électrique américain du Midwest en 1962 [Christie, 1999]. Il se compose de deux niveaux de tension différents (33kV et 132kV). La structure du réseau est illustrée par la Figure 35. Les paramètres des lignes sont présentés dans le Tableau 24.

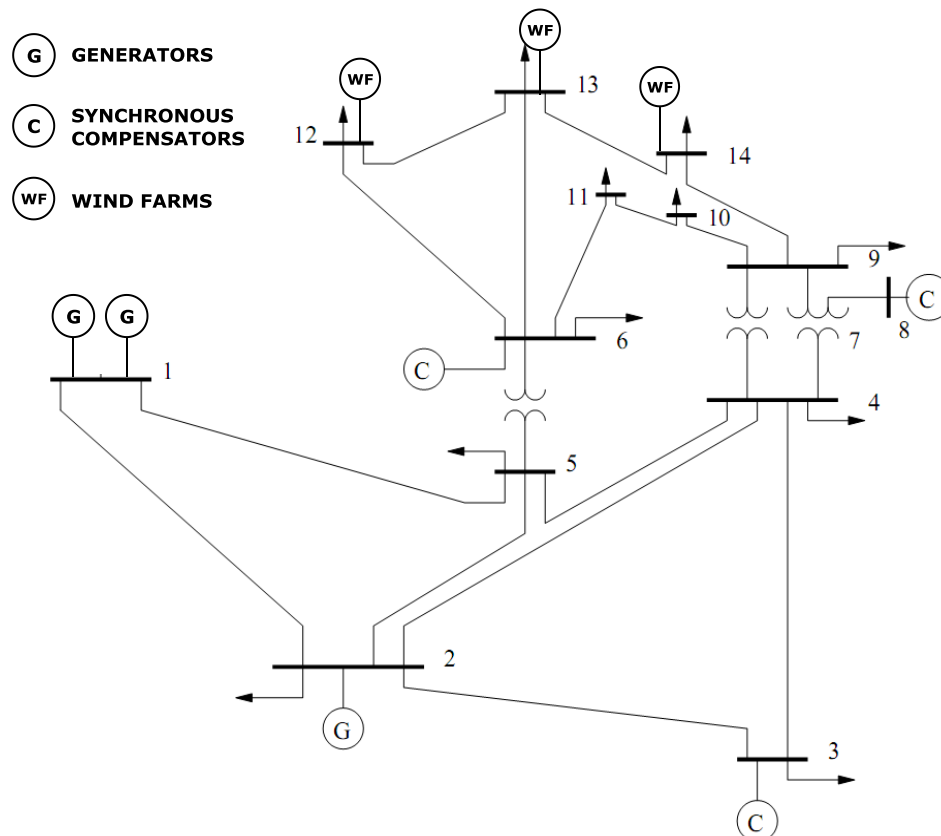


Figure 35. Réseau IEEE-14nœuds

Le réseau se compose de 11 charges ayant une consommation totale de 259 MW et de 73,5 MVar comme il est détaillé dans le Tableau 22. Le générateur au nœud 1 (132kV) est séparé en deux pour assurer la sécurité N-1 du système. La puissance de chacun des générateurs est réduite

à 160 MW. Le générateur au nœud 2 est préservé. Trois compensateurs synchrones sont respectivement raccordés aux nœuds 3, 6 et 8. Par rapport au réseau initial de 1962, trois fermes éoliennes sont ajoutées aux nœuds 12, 13 et 14 en 33kV. Les paramètres des générateurs et des compensateurs synchrones sont introduits dans le Tableau 23.

Les taux de panne des lignes et des générateurs dans ce réseau de test pour chaque intervalle d'une heure sont estimés en se basant sur ceux du réseau de test de fiabilité de 24 nœuds [IEEE, 1979] (voir Tableau 24 et Tableau 23). Dans une ferme éolienne, la probabilité que toutes les éoliennes soient en panne est très rare et peut être négligée. La panne d'une éolienne particulière pourrait être considérée comme une petite fluctuation de la puissance de sortie. Contrairement au générateur classique, dont la défaillance de tout élément peut entraîner une perte de puissance de sortie, avec la ferme éolienne, seulement une panne de l'élément de liaison de la ferme éolienne au réseau (par exemple : le transformateur) peut entraîner une perte totale de la puissance de sortie.

Les nœuds PV sont les nœuds équipés du groupe de production (classique ou éolienne). Ils ont alors la capacité de régler la tension suivant une valeur de référence. Les nœuds PQ sont les nœuds où il n'y a que la charge. La tension au nœud PQ dépend le transit de puissance dans les lignes. P_{ch} et Q_{ch} sont la puissance active et la puissance réactive au nœud considéré.

IV.1.2. La PLC dans un créneau d'une heure du 14 nœuds de IEEE

Dans cette exemple, nous allons évaluer la valeur de l'indicateur PLC du réseau de test 14 nœuds de IEEE dans un créneau d'une heure. La consommation est prévue au maximum (valeur dans le Tableau 22) avec un écart-type de 1%. La vitesse du vent est prévue de 10 m/s avec un écart-type de 10%.

Une évaluation de la PLC est lancée en utilisant la méthode proposée. Le résultat trouvé est de $PLC=0,00287$ après 10 minutes de calcul. Durant la procédure d'évaluation, un nombre total de 146 calculs « Écoulement de Puissance Optimal » a été utilisé.

Une simulation de MCS est utilisée pour vérifier le résultat. Après 266 minutes de calcul soit 4,5 heures, avec plus de 3821 de calculs « Écoulement de Puissance Optimal », la simulation de MCS converge vers un $PLC=0,00283$.

Nous pouvons constater qu'avec un réseau plus complexe, la demande du temps de calcul des deux méthodes augmente. Il faut noter que les GRTs reçoivent au jour précédent les prévisions

de la production et de la charge (prévision J-1) et ils vont réaliser une planification opérationnelle en se basant sur ces informations. Pour la validation de la planification, nous avons au maximum 24 heures pour 24 intervalles d'une heure, c'est-à-dire une heure par intervalle. Le temps d'évaluation de la fiabilité du système électrique dans un créneau d'une heure avec la MCS est plus de 4,5 heures. Cela signifie que la méthode de MCS n'est pas applicable en pratique. Ce temps de calcul de MCS peut être réduit en utilisant plusieurs ordinateurs plus puissants en même temps mais le réseau électrique en réalité est beaucoup plus complexe.

IV.2. Méthode proposée et MCS dans le calcul de la PLC sur le réseau de test RTS-96 de IEEE

IV.2.1. Présentation du réseau de test RTS-96 de IEEE

Le réseau de test RTS-96 de IEEE [IEEE, 1996] se compose de 3 réseaux de 24 nœuds de IEEE dédié à l'étude de fiabilité (RTS-79) [IEEE, 1979]. Il contient deux niveaux de tension différents (138kV et 230kV). La structure du réseau est illustrée par la Figure 60. Les paramètres des lignes sont présentés dans le Tableau 28.

La consommation totale du système est de 8550 MW active et de 1740 MVar réactive. Les données des charges sont détaillées dans le Tableau 25. Le réseau se compose aussi de 96 générateurs avec la puissance totale de 8997,9 MW. Trois compensateurs synchrones sont respectivement raccordés aux nœuds 114, 214 et 314. Par rapport au réseau initial, six fermes éoliennes sont ajoutées aux nœuds 104, 105, 204, 205, 304 et 305 respectivement. Les paramètres des générateurs et des compensateurs synchrones sont introduits dans le Tableau 26.

Les taux de panne des lignes et des générateurs dans ce réseau pour chaque intervalle d'une heure sont calculés en utilisant leurs données de fiabilité en fonction du nombre de panne par an (Tableau 27 et Tableau 28).

IV.2.2. La PLC dans un créneau d'une heure du réseau RTS-96

L'indicateur PLC du réseau RTS-96 nœuds de IEEE sera évalué dans un créneau d'une heure. La consommation est prévue au maximum (valeur dans le Tableau 22) avec l'écart-type de 1%. La vitesse du vent est prévue de 10 m/s avec l'écart-type de 10%.

La méthode proposée dans le chapitre 3 est utilisée pour calculer la valeur de PLC. Elle demande environ 30 minutes de calcul pour trouver la $PLC=0,00183$. Durant la procédure d'évaluation, 353 calculs « Écoulement de Puissance Optimal » ont été lancés.

Ensuite, le résultat trouvé est comparé avec celui évalué par la simulation de MCS. Après 938 minutes de calcul, avec plus de 11035 calculs « Écoulement de Puissance Optimal », la simulation de MCS converge vers $PLC=0,00179$.

Avec le réseau RTS-96, qui se compose de 73 nœuds, le temps de calcul requis par la méthode proposée est d'environ 30 minutes, plus faible que l'intervalle d'étude. Ceci signifie qu'elle est encore applicable dans ce cas.

V. Méthode pour déterminer la sensibilité des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique

La fiabilité du système électrique hybride est liée à la disponibilité des équipements définie par les variables aléatoires discrètes et aux erreurs de la prévision de la production et de la consommation qui sont définies par des variables aléatoires continues. Cependant, ces deux types de variables aléatoires ont des caractéristiques très différentes, leur étude simultanée est délicate. Par conséquent, leurs impacts sur la fiabilité du système électrique doivent être étudiés séparément.

V.1. Comment définir l'indice de sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes

V.1.1. Introduction

Chaque variable aléatoire d'entrée discrète représente le taux de panne d'un élément du système électrique. Pour étudier l'indice de sensibilité d'une variable aléatoire d'entrée discrète, nous allons calculer la probabilité de défaillance du système dans les configurations pendant lesquelles cet élément n'est pas disponible.

$$Sd_j = \sum_{i:D_j=0} p_i q_i \quad [3.20]$$

Où :

- Sd_j : l'indice de sensibilité de la variable aléatoire d'entrée discrète j

- i : le numéro de la configuration
- D_j : la disponibilité de l'élément j
- $i:D_j=0$: les configurations pour lesquelles l'élément j n'est pas disponible
- p_i : la probabilité d'apparition de la configuration i
- q_i : la probabilité de défaut dans la configuration i

Cet indicateur permet aux gestionnaires du réseau d'évaluer l'influence de la perte d'un composant sur la probabilité d'alimenter les charges ou d'accepter l'énergie renouvelable. Il s'agit d'un outil qui permet de faire des comparaisons entre les composants : $Sd_j > Sd_k$ alors le composant j est plus sensible. Dans le cas où ce composant est en panne, le système fonctionne avec une probabilité de défaillance plus importante. En fonction de cette probabilité, le gestionnaire du réseau pourrait mettre en place des mesures supplémentaires pour assurer le bon fonctionnement du système électrique. Si l'indice Sd_j est grand par rapport aux autres, le composant en question sera le plus influent pour la fiabilité du système électrique, et donc un renforcement du système électrique à cet endroit peut être nécessaire.

V.1.2. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes à la PLC

Le Tableau 11 reprend l'ensemble des résultats trouvés dans Chapitre 3.III.4.2 pour le système électrique à 3 nœuds avec 2 fermes éoliennes installées.

Tableau 11. Probabilité de défaillance de chaque configuration

N° configuration	État des lignes			Probabilité d'apparition (p_i)	Probabilité de défaillance (q_i)
	Ligne 1-2	Ligne 1-3	Ligne 2-3		
1	1	1	1	0,9995	0,00962
2	0	1	1	1,9994E-4	0,02729
3	1	0	1	1,9994E-4	0,03739
4	1	1	0	9,9960E-5	0,00962
5	0	0	1	3,9996E-8	1
6	0	1	0	1,9996E-8	1
7	1	0	0	1,9996E-8	1
8	0	0	0	4E-12	1

L'indice de sensibilité de la ligne 1-2 sera calculé par :

$$S_{\text{ligne1-2}} = p_2q_2 + p_5q_5 + p_6q_6 + p_8q_8 = 5,5174.10^{-6} \quad [3.21]$$

Avec le même principe, l'indice de sensibilité de la ligne 1-3 et de la ligne 2-3 seront calculés dans le Tableau 12.

Tableau 12. L'indice de sensibilité des lignes pour la fiabilité du système électrique

Lignes	Importance (absolue)	Importance (relative)
Ligne 1-2	5,5174E-6	0,3925
Ligne 1-3	7,5372E-6	0,5362
Ligne 2-3	1,0017E-6	0,0713

Les deux fermes éoliennes aux nœuds 2 et 3 sont similaires, la capacité de transit et le taux d'indisponibilité fortuit des deux lignes sont les mêmes mais la résistance et la réactance de la ligne 1-2 sont plus élevées. En effet, pour une même puissance transitée, les pertes dans ligne 1-2 sont plus élevées que celles de la ligne 1-3. Dans le cas où la ligne 1-3 est indisponible, la puissance totale demandée est plus élevée alors que le système a un risque de défaillance plus élevé. Cela explique d'un côté la raison pour laquelle la probabilité de défaillance pour la configuration 3 est plus grande que celle pour la configuration 2 et d'un autre côté l'importance de la ligne 1-3 qui est plus élevée dans le Tableau 12.

V.2. Définition de l'indice de sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues

Chaque variable aléatoire d'entrée continue représente l'erreur d'une prévision, qui est supposée gaussienne centrée et paramétrée par un écart-type. Cette écart-type σ est une image de la précision, si la prévision est bonne, σ tend vers 0. Dans cette partie, l'influence de la précision de la prévision de la fiabilité du système électrique sera analysée. Un indice pour estimer la sensibilité de chaque variable d'entrée sera proposé.

V.2.1. Introduction

Dans le processus d'application de la méthode FORM, nous pouvons constater que le point de conception a une caractéristique intéressante : ses coordonnées renseignent sur l'influence de chaque variable d'entrée continue sur la probabilité de défaillance [Sørensen, 2004].

β_j est la projection de β sur l'axe de la variable d'entrée continue j . La grandeur de β_j est proportionnelle à l'importance de cette variable. Si β_j est plus petite par rapport aux autres, la zone de défaillance est plus éloignée de la valeur moyenne de j (qui est 0 dans l'espace normal centré réduit). Dans ce cas, la variation de la variable j peut être importante mais le système reste encore dans la zone de sécurité. On dit alors que l'état du système est moins sensible par rapport

à la variable d'entrée j . Pour quantifier l'indice de sensibilité de chaque variable d'entrée, on utilise le rapport $|\beta_j|/|\beta|$.

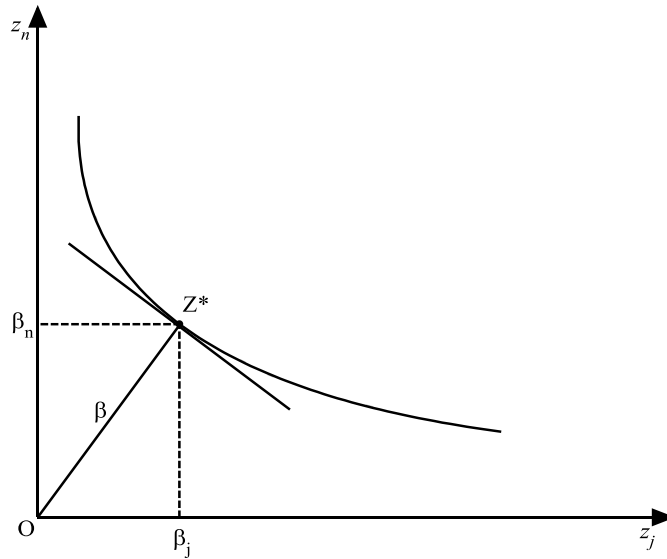


Figure 36. La projection de β sur les axes des variables d'entrée continues

L'indice de sensibilité de chaque variable d'entrée continue sera calculé en utilisant l'équation :

$$Sc_j = \sum_i p_i \frac{|\beta_{ij}|}{|\beta_i|} q_i \quad [3.22]$$

Où :

- Sc_j : l'indice de sensibilité de la variable continue j
- i : le numéro de la combinaison
- p_i : la probabilité d'apparition de la combinaison i
- β_i : la distance la plus proche de l'origine dans la combinaison i
- β_{ij} : β_i projeté sur l'axe de la variable continue j
- q_i : la probabilité de défaut dans la combinaison i

Cet indicateur permet alors de déterminer les variables aléatoires qui ont le plus d'influence sur les défaillances considérées.

V.2.2. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues à la PLC

Dans l'exemple du système électrique à 3 nœuds (avec 2 fermes éoliennes installées) utilisé précédemment, on constate que l'influence de la précision de la prévision de la vitesse du vent de la ferme au nœud 2 et de la ferme au nœud 3 sont quasiment identiques en se basant sur le fait

que les caractéristiques des fermes et des lignes qui connectent chaque ferme à la charge sont similaires. Dans cette partie, ce système de test sera modifié pour démontrer la différence entre les deux fermes éoliennes : la puissance installée au nœud 2 augmente jusqu'à atteindre 120MW et la puissance installée au nœud 3 diminue jusqu'à 80MW. La vitesse de vent prévue est de 10 m/s avec l'écart-type de 10%.

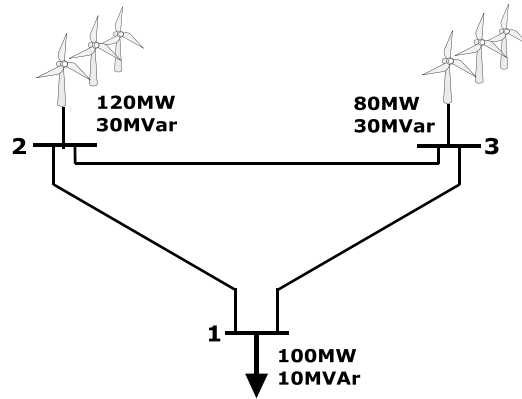


Figure 37. Système de test à 3 nœuds pour étudier l'influence de la précision de la prévision

La probabilité totale de délester de la charge du système de test modifié est légèrement plus

élevée : $PLC = \sum_{i=1}^N p_i q_i = 0,010881$. La probabilité de défaillance de chaque configuration est

détaillée dans le Tableau 13. Ce tableau montre aussi les coordonnées du point de conception dans chaque configuration.

Tableau 13. Probabilité de défaillance de chaque configuration

N° configuration	Probabilité d'apparition (q_i)	Probabilité de défaillance (p_i)	Coordonnée du point de conception		
			Éolien nœud 2	Éolien nœud 3	Charge
1	0,9995	0,010839	-1,8977	-1,2652	0,2636
2	1,9994E-4	0,194460	9,9374e-6	-0,8411	0,1870
3	1,9994E-4	0,038520	-1,4673	-0,9609	0,2234
4	9,9960E-5	0,010839	-1,8977	-1,2652	0,2636
5	3,9996E-8	1	-	-	-
6	1,9996E-8	1	-	-	-
7	1,9996E-8	0,999995	4,3707	1,6531e-06	-0,6628
8	4E-12	1	-	-	-

Nous pouvons constater que les coordonnées du point de conception suivant l'axe de la charge sont souvent faibles. Cela signifie que l'effet aléatoire de la charge n'a pas beaucoup d'influence sur la fiabilité du système électrique.

Quand toutes les lignes sont présentes (configuration N°1), la coordonnée du point de conception sur l'axe de la prévision de la vitesse du vent au nœud 2 est plus élevée que celle au nœud 3 étant donné que la puissance produite par la ferme au nœud 2 est plus élevée. Une perturbation à

même valeur relative dans la ferme au nœud 2 provoque plus de perturbations en valeur absolue que dans la ferme au nœud 3.

Quand la ligne 1-2 est en panne (configuration N°2), la cordonnée du point de conception sur l'axe de la prévision de la vitesse du vent au nœud 2 est très faible. L'effet aléatoire de la puissance produite de la ferme au nœud 2 n'a pas beaucoup d'influence sur la fiabilité du système électrique. Dans ce cas, la puissance de cette ferme doit passer par la ligne 2-3 pour être transmise à la charge. La capacité de cette ligne est seulement de 60MVA tandis que la puissance prévue de la ferme 2 est de 72MW (correspond avec la vitesse du vent de 10 m/s). La ligne 2-3 aura alors une grande probabilité d'être saturée. Dans ce cas, la capacité à couvrir de la charge dépend de la capacité de la ferme au nœud 3 à produire plus de 40MW (plus les pertes dans les lignes) ou pas. Cela explique la raison pour laquelle l'effet aléatoire de la ferme au nœud 3 est le plus important pour cette configuration. Cette situation n'apparaît pas en cas de perte de la ligne 1-3 (configuration N°3) parce que la puissance prévue de la ferme éolienne au nœud 3 est faible, elle n'est pas suffisante pour saturer la ligne 2-3.

Dans les configurations 5, 6, 8, le système est toujours incapable de couvrir la charge donc la probabilité de défaillance vaut 1. Dans ce cas, la variation des variables d'entrée n'influence pas l'état du système électrique (qui est toujours en défaut). Pour cette raison, ces configurations ne seront pas considérées dans la pondération de l'indice de sensibilité.

Cependant, dans la configuration 7, même avec la perte de la ligne 1-3 et de la ligne 2-3, le système électrique a une faible probabilité de couvrir la charge parce que la puissance installée de la ferme éolienne au nœud 2 est de 120MW. Dans ce cas, la précision de la prévision de la vitesse du vent au nœud 2 est plus importante.

En utilisant l'équation [3.22], l'influence des variables aléatoires continues (la précision de la prévision de la production éolienne) sera calculée dans le Tableau 14.

Tableau 14. Importance la précision de la prévision pour la fiabilité du système électrique

Prévision	Importance (absolue)	Importance (relative)
Vitesse du vent nœud 2	0,00896	0,5523
Vitesse du vent nœud 3	0,00601	0,3705
Charge	0,00125	0,0772

La prévision de la vitesse du vent au nœud 2 est la plus importante. Cela signifie que son effet aléatoire a plus d'influence sur la fiabilité du système électrique. Pour justifier ce jugement, nous allons réduire l'effet aléatoire de chaque prévision en réduisant son écart-type. Le Tableau 15 montre que la probabilité de délestage de charge du système électrique diminue énormément

quand l'amélioration de la précision est faite avec la prévision de la puissance éolienne au nœud 2.

Tableau 15. La probabilité de délestage de charge avec l'amélioration de la précision

Prévision améliorée	PLC
Vitesse du vent nœud 2	0,000544
Vitesse du vent nœud 3	0,004498
Charge	0,010558

VI. La fiabilité pour la génération renouvelable

VI.1. Introduction

PLC et plusieurs indicateurs de fiabilité conventionnels sont proposés quand le système électrique a une structure verticale et sont bien adaptés pour évaluer la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la consommation. Toutefois, dans le nouveau contexte du système électrique avec des sources distribuées, la fiabilité du système vis-à-vis de la production doit être envisagée. Cela est particulièrement le cas pour les sources d'énergie renouvelable dont la source primaire est non contrôlable telles que l'énergie éolienne.

Dans certaines parties du réseau, pour des raisons de limitation de capacité de transport et de distribution ou pour des raisons de maintenir de la tension à des valeurs acceptables, les gestionnaires du réseau sont obligés de limiter la puissance de sortie de certains parcs éoliens. Cette action traduit l'incapacité temporaire du système électrique à intégrer cette production locale. Ce travail de thèse propose alors de définir un nouvel indicateur du niveau hiérarchique II appelé la probabilité de restriction des générateurs (Probability of Generator Curtailment - PGC).

Dans cette étude, la PGC est appliquée en particulier à l'énergie renouvelable (PGCren) en raison de son incapacité à stocker son énergie primaire. Une faible PGCren signifie que presque toutes les sources d'énergie renouvelables dans le système électrique seront capables de produire à leur puissance maximale disponible et que la possibilité qu'elles soient réduites est faible. L'évaluation de la PGCren est basée sur le même principe que l'évaluation de la PLC. Le résultat trouvé par la méthode proposée sera comparé avec celui de la simulation Monte Carlo.

VI.2. L'évaluation du PGCren d'un cas d'étude

Le système électrique à 3 nœuds étudié dans les sections précédentes sera modifié : la ferme éolienne au nœud 3 est remplacée par un groupe classique avec une puissance active installée de

60MW et une puissance réactive de 30 MVar. On considère que les groupes de production sont toujours disponibles et que le taux d'indisponibilité fortuit des lignes est donné au Tableau 6. Les configurations possibles du système sont combinées en utilisant la formule des probabilités totales (Tableau 8).

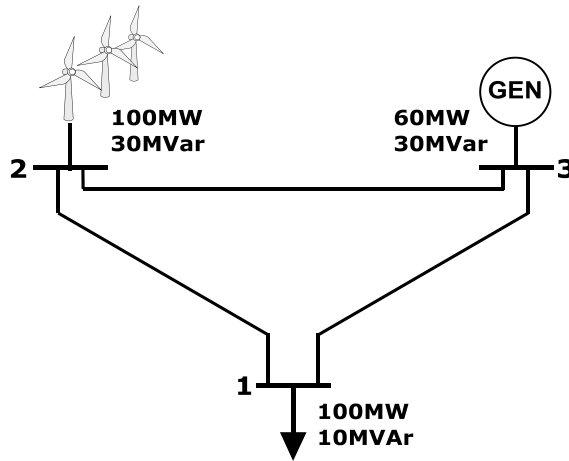


Figure 38. Système de test à 3 nœuds pour la PGC

La probabilité de délestage de production renouvelable dans chaque configuration est approchée en utilisant la méthode FORM pour les 8 configurations définies au Tableau 8. Parmi les configurations, il existe certains cas où la probabilité de défaillance est égale 0 ou 1. Dans ces cas, l'utilisation de FORM n'est pas nécessaire comme présenté dans la Figure 26.

Tableau 16. Probabilité de délestage de production renouvelable dans chaque configuration

N° configuration	Probabilité d'apparition (q_i)	Probabilité de défaillance (p_i)
1	0,9995	0
2	1,9994E-4	0,5
3	1,9994E-4	0
4	9,9960E-5	0
5	3,9996E-8	1
6	1,9996E-8	1
7	1,9996E-8	0
8	4E-12	1

La probabilité totale de délester de la production renouvelable au niveau hiérarchique II (PGCren – Probability of Generator Curtailment for renewable energy) est calculée en utilisant l'équation [3.3] :

$$p_f = PGCren = \sum_{i=1}^N p_i q_i = 1,00030E - 04 \quad [3.23]$$

La même technique d'encadrement (équation [3.5]) sera utilisée pour contrôler l'erreur sur le résultat après l'évaluation de la probabilité de délestage de production renouvelable dans chaque

configuration. L'évolution de l'encadrement de la probabilité de délestage de production renouvelable après chaque calcul est présentée dans le Tableau 17.

Tableau 17. Évolution de l'encadrement

N° configuration	Borne inférieure	Borne supérieure
1	0	4,99920E-04
2	9,99700E-05	3,99950E-04
3	9,99700E-05	2,00010E-04
4	9,99700E-05	1,00050E-04
5	1,00010E-04	1,00050E-04
6	1,00030E-04	1,00050E-04
7	1,00030E-04	1,00030E-04
8	1,00030E-04	1,00030E-04

Nous pouvons constater qu'après la 4^{ème} évaluation, l'écart entre les deux bornes est extrêmement faible et un résultat très proche de la solution exacte donnée en [3.3] peut être trouvé. À la 7^{ème} évaluation les deux bornes convergent et un résultat précis peut être trouvé.

Pour vérifier le résultat, Une simulation de Monte Carlo mixte, où les variables aléatoires discrètes et continues sont traitées en même temps, est lancée. La probabilité totale de délester de la production renouvelable au niveau hiérarchique II est trouvée de $PGCren=0,97992E-04$ après 214 minutes de calcul.

VII. Conclusion

Dans ce chapitre, une approche probabiliste dédiée à l'estimation de la fiabilité du système électrique hybride à court terme a été proposée. Elle se base sur l'utilisation de la formule des probabilités totales et la méthode de fiabilité de premier-ordre, ce qui permet le traitement du système électrique hybride en prenant en compte les variables aléatoires discrètes et les variables aléatoires continues.

En utilisant cette approche, la probabilité de délestage de charge au niveau hiérarchique I (LOLP) et au niveau hiérarchique II (PLC) est étudiée. Une comparaison entre ce couplage et la méthode de simulation de Monte Carlo a été réalisée (Tableau 18). Le résultat montre que le couplage avec la méthode de fiabilité de premier-ordre est plus efficace en termes de temps de calcul et possède une bonne précision. La précision de la méthode proposée dépend fortement de la recherche du point de conception. Dans la bibliographie, une technique pour vérifier l'exactitude de ce point est souvent utilisée : lancer une simulation Monte Carlo au tour du point de conception trouvé pour voir si le résultat est 50 :50 (entre défaillance et sécurité) ou pas.

En profitant de l'avantage de cette nouvelle approche, un nouvel indicateur de fiabilité du niveau hiérarchique II pour estimer la probabilité de délestage de production renouvelable (PGC) est proposé. Cet indicateur nous permet d'évaluer la compatibilité d'un système électrique avec des sources aléatoires distribuées. L'application de la nouvelle approche au calcul du PGC est similaire à celle du PLC. Le résultat peut être trouvé rapidement avec une bonne précision.

Tableau 18. Comparaison entre la méthode proposée et MCS dans l'évaluation de la PLC

Réseau d'étude		PLC	Temps de calcul	Appel du « Écoulement de Puissance Optimal »
3 nœuds	Méthode proposée	0,00963	40 secondes	8
	MCS	0,00961	20 minutes	306
14 nœuds	Méthode proposée	0,00287	10 minutes	146
	MCS	0,00281	4,5 heures	3821
RTS-96	Méthode proposée	0,00183	30 minutes	353
	MCS	0,00179	15,5 heures	11035

Pour comprendre la sensibilité des variables aléatoires sur la fiabilité du système électrique, une analyse a été proposée. Comme les deux types de variable aléatoire (discrète et continue) ont des caractéristiques très différentes, leurs influences sur la fiabilité du système électrique ont été étudiées séparément. Dans le cas de la variable aléatoire discrète, son importance est représentée par la somme de la probabilité de défaillance du système dans les configurations pendant lesquelles cet équipement n'est pas disponible. Dans le cas de la variable aléatoire continue, son importance peut être estimée en se basant sur la caractéristique du point de conception. L'étude d'un exemple montre que la probabilité de délestage de charge du système électrique diminue énormément quand l'amélioration de la prévision est faite sur la variable aléatoire la plus influente.

Dans le prochain chapitre, cette nouvelle approche sera appliquée au réseau de test 14 nœuds de IEEE. Les indicateurs de fiabilité du système électrique au niveau hiérarchique II seront calculés. Une analyse de sensibilité des variables aléatoires sur la fiabilité du système électrique sera aussi présentée.

Chapitre 4. Application de la méthode

I. Introduction

Dans ce chapitre, la méthode proposée sera utilisée pour évaluer la fiabilité du réseau de test 14 nœuds de IEEE sur une période de 24 heures avec une discrétisation d'une heure en se basant sur une prévision de la vitesse du vent et de la charge faite pour le lendemain (prévision J-1).

Les indicateurs de fiabilité PLC, PGCredu du système électrique au niveau hiérarchique II seront calculés en utilisant la méthode proposée au chapitre 3. Ces indicateurs seront évalués suivants 4 scénarios :

- Le vent est fort et la charge est élevée (charge d'hiver)
- Le vent est fort et la charge est faible (charge d'été)
- Le vent est faible et la charge est élevée
- Le vent est faible et la charge est faible

À la fin de ce chapitre, une analyse de l'importance des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique sera présentée.

II. Le réseau de test 14 nœuds de IEEE et la prévision de la production éolienne

II.1. Le réseau d'étude

Cette application prend le réseau d'étude présenté dans la section IV.1.1 du chapitre 3 (Figure 35). Le détail des paramètres est proposé dans l'annexe C.

II.2. La production éolienne

La production éolienne est basée sur la prévision du vent. Ces valeurs seront utilisées comme des données d'entrée pour le calcul de la production éolienne. Les erreurs des prévisions du vent des trois fermes éoliennes aux nœuds respectifs 12, 13 et 14 sont supposées complètement indépendantes les unes des autres. L'écart-type relatif de cette prévision sera égal à 10%.

En utilisant le modèle de l'éolienne proposé dans la thèse de Courtecuisse [Courtecuisse, 2008a], la puissance de sortie des fermes éoliennes peut être calculée à partir de la vitesse du vent. Le détail de ce modèle est présenté dans l'annexe A.

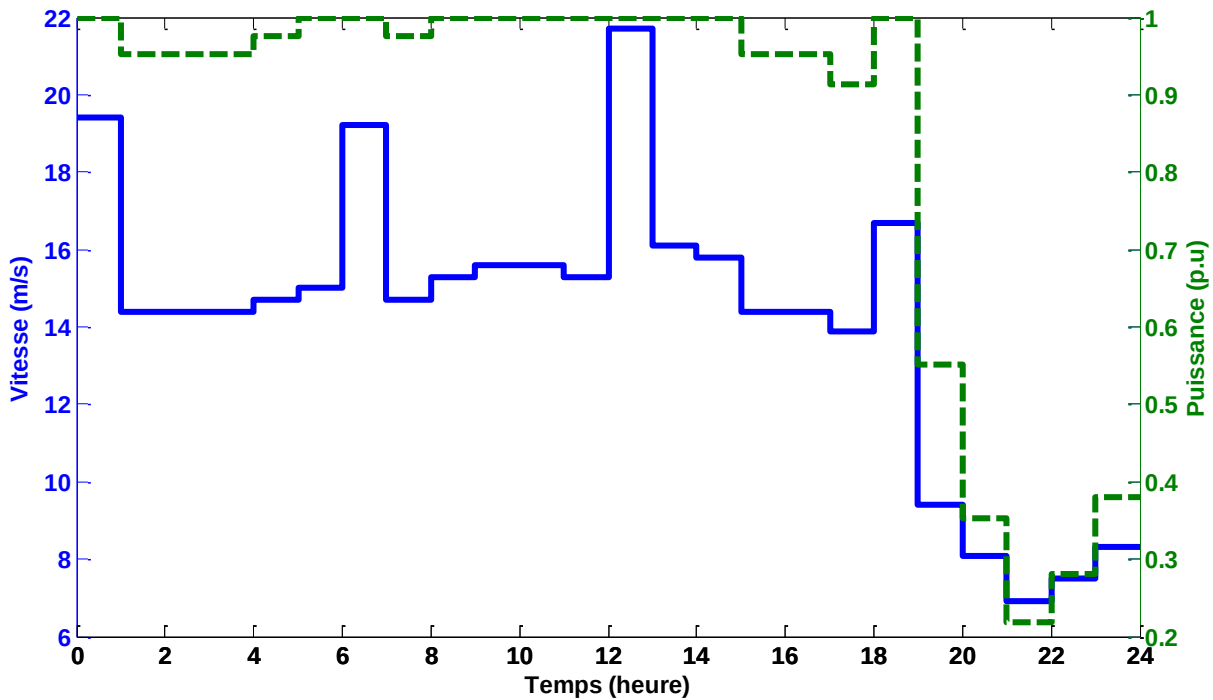


Figure 39. Le profil typique d'une journée de vent fort à Calais [Météorologic, 2012]

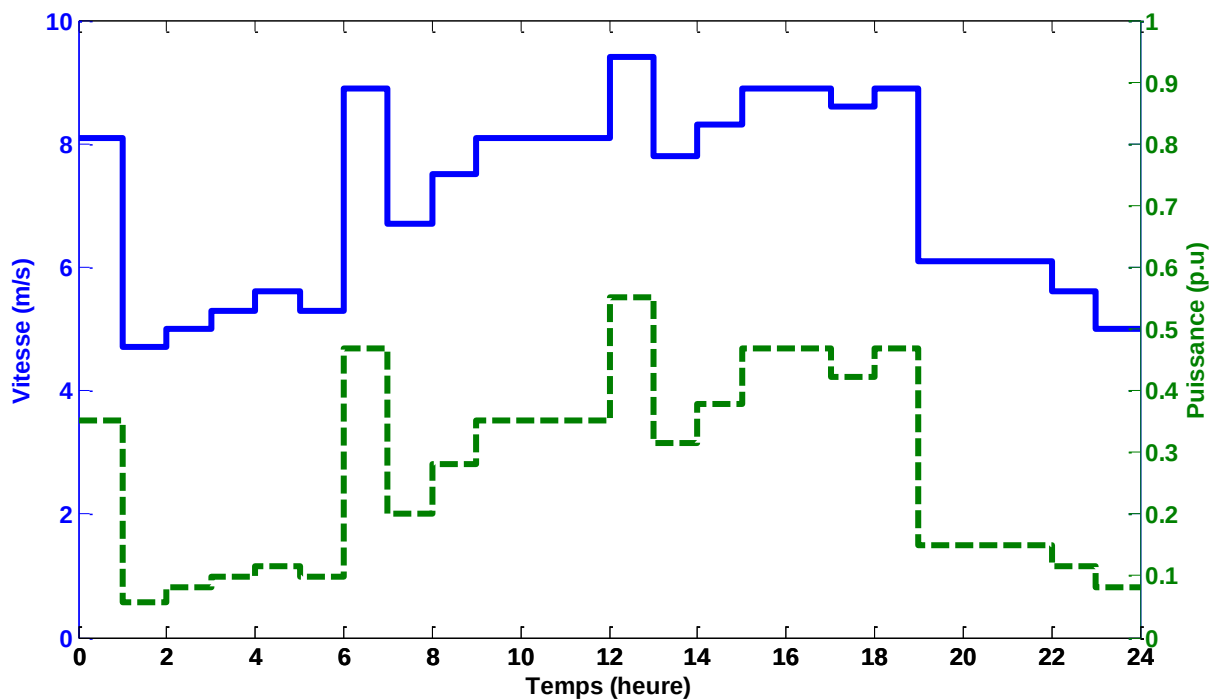


Figure 40. Le profil typique d'une journée de vent faible à Calais [Météorologic, 2012]

La courbe bleue en traits continus dans la Figure 39 présente la vitesse moyenne prévisionnelle du vent à Calais sur une période de 24 heures avec une discrétisation d'une heure. Elle peut être considérée comme le profil typique d'une journée avec un vent fort. Les éoliennes peuvent produire très souvent leur puissance maximale. La prévision de la puissance éolienne est exprimée par la courbe verte en traits discontinus.

La Figure 40 présente le profil typique d'une journée de vent faible à Calais. La puissance de sortie des éoliennes est très faible, elle est de 10 à 50% par rapport à la puissance maximale.

II.3. La prévision de la charge

La Figure 41 présente la courbe de charge pour une journée d'hiver en per unit (p.u) [RTE, 2012]. Dans cette étude, ces valeurs relatives seront utilisées pour les charges dans le réseau de test IEEE-14 nœuds. Le point de charge correspond à la valeur maximale de la charge présentée dans le Tableau 22.

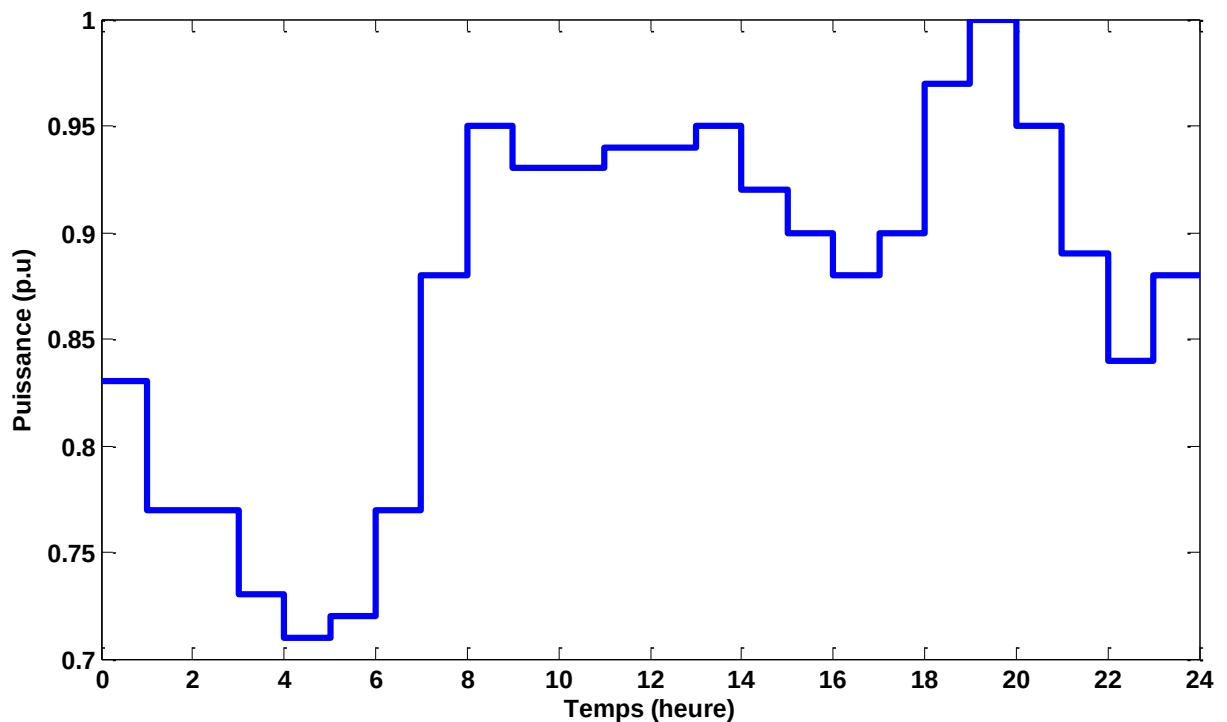


Figure 41. La courbe de consommation prévisionnelle journalière de la charge en hiver

La courbe de charge pour une journée d'été est présentée sur la Figure 42. Pour simplifier le calcul, la consommation des charges du système à chaque instant est considérée identique en grandeur réduite : si la puissance de consommation est de 0,6 p.u, toutes les charges consomment une puissance de 60% par rapport à leur valeur maximale, laquelle est indiquée au Tableau 22. L'écart-type de la prévision de la charge sera égal à 1% de valeur prédite.

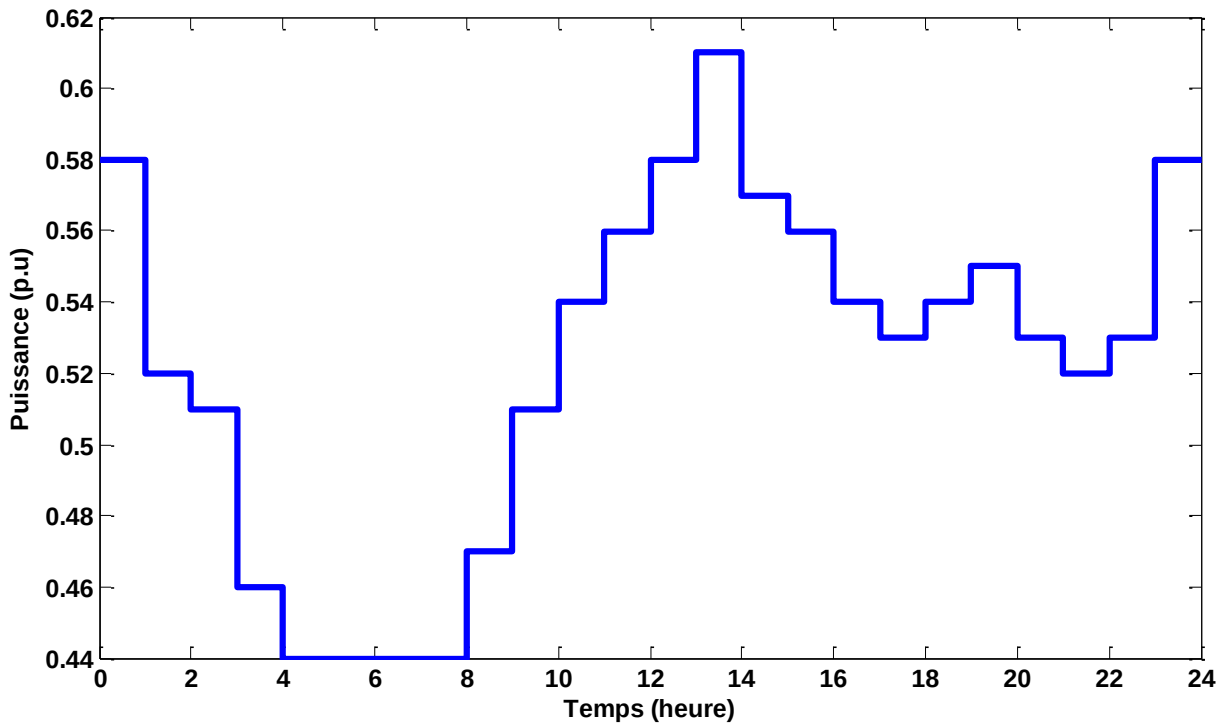


Figure 42. La courbe de consommation prévisionnelle journalière de la charge d'été

III. La fiabilité du système électrique et la fiabilité de la génération renouvelable au niveau hiérarchique II

Dans cette section, la fiabilité du système électrique et la fiabilité de la génération renouvelable au niveau hiérarchique II seront étudiées pour les 4 scénarios suivants, chaque scénario correspond à une journée de 24 heures avec les prévisions de la puissance éolienne et de la consommation de la charge avec une discrétisation d'une heure.

- Scénario de vent fort en hiver : dans ce scénario, la puissance éolienne et la consommation de la charge sont importantes.
- Scénario de vent fort en été : la puissance éolienne est importante mais la consommation de la charge est faible.
- Scénario de vent faible en hiver : la puissance éolienne est faible mais la consommation de la charge est importante.
- Scénario de vent faible en été : la puissance éolienne et la consommation de la charge sont faibles.

Pour les quatre scénarios, la réserve du système est assurée par les générateurs classiques. Le taux de réserve est maintenu à 20%. Ce taux de réserve peut varier entre 15-20% et dépend du calcul de chaque GRT [AEN, 2011] mais dans cet exemple, dû à la taille petite du réseau

d'étude, le taux 20% est choisi. La probabilité de délestage de charge (PLC) sera calculée en utilisant la méthode proposée au chapitre 3 (voir Figure 26). Un délestage de la charge peut être en raison du manque de la puissance produite, du manque de capacité de transit de la ligne électrique ou de la variation de tension hors du seuil acceptable. Tout d'abord, une simulation sera lancée avec l'hypothèse que les éoliennes peuvent produire leur puissance maximale ; la consommation prévisionnelle de la charge est de 1 p.u avec un écart type de 1%. L'objectif de cette simulation est de déterminer la fiabilité du réseau de test IEEE-14 nœuds sans l'effet aléatoire de la production éolienne. Elle donne une valeur de référence pour le niveau de fiabilité de ce réseau de test. Pour la suite, cette valeur sera utilisée comme un critère probabiliste : la PLC dans chaque échelle d'une heure doit être inférieure à cette valeur pour assurer le bon fonctionnement du système électrique. Cependant, dans le fonctionnement du système électrique, il existe des moments dont la PLC est supérieure à la valeur de référence à cause de l'absence du vent ou la surcharge au niveau de consommation. Cette situation est dangereuse car la probabilité de défaillance est plus élevée. La planification du système électrique doit être modifiée pour diminuer la PLC.

Lors de la simulation, la valeur de la PLC de référence est de 0,0020 p.u, cette valeur est équivalente à une durée moyenne de délestage de la charge (EDLC) de $PLC_{ref} = 17,5$ heures/an. Cette valeur est plus élevée par rapport au critère « une journée sur dix ans » ($ELDC=2,4$ heures/an) utilisé très souvent pour le niveau hiérarchique I. Cela peut être expliqué par le fait qu'au niveau hiérarchique II, en plus des défaillances dues aux sources, les défaillances dues au réseau de transport sont aussi prises en compte. L'acheminement du flux de puissance du système en cas de défaut est très difficile à cause de la petite taille du réseau de test IEEE-14 nœuds.

III.1. Scénario du vent fort en hiver

La Figure 43 illustre la probabilité de délestage de charge (PLC) en fonction du temps pour une journée avec le profil de vent présenté dans la Figure 39 et le profil de charge dans la Figure 41. C'est une journée avec un vent fort et une importante consommation.

De 0h à 7h du matin, la PLC est très faible grâce à une faible consommation pendant la nuit. À partir de 7h, la charge augmente, conduisant à l'augmentation de la PLC. La valeur de PLC est environ de 0,0016 p.u sur la période de 8h à 14h. De 14h à 17h, une diminution de la PLC est

constatée, correspondant au moment où la consommation de la charge baisse. À partir de 17h, la PLC remonte, le pic de PLC est à 21h, ce qui correspond à la chute du vent à ce moment.

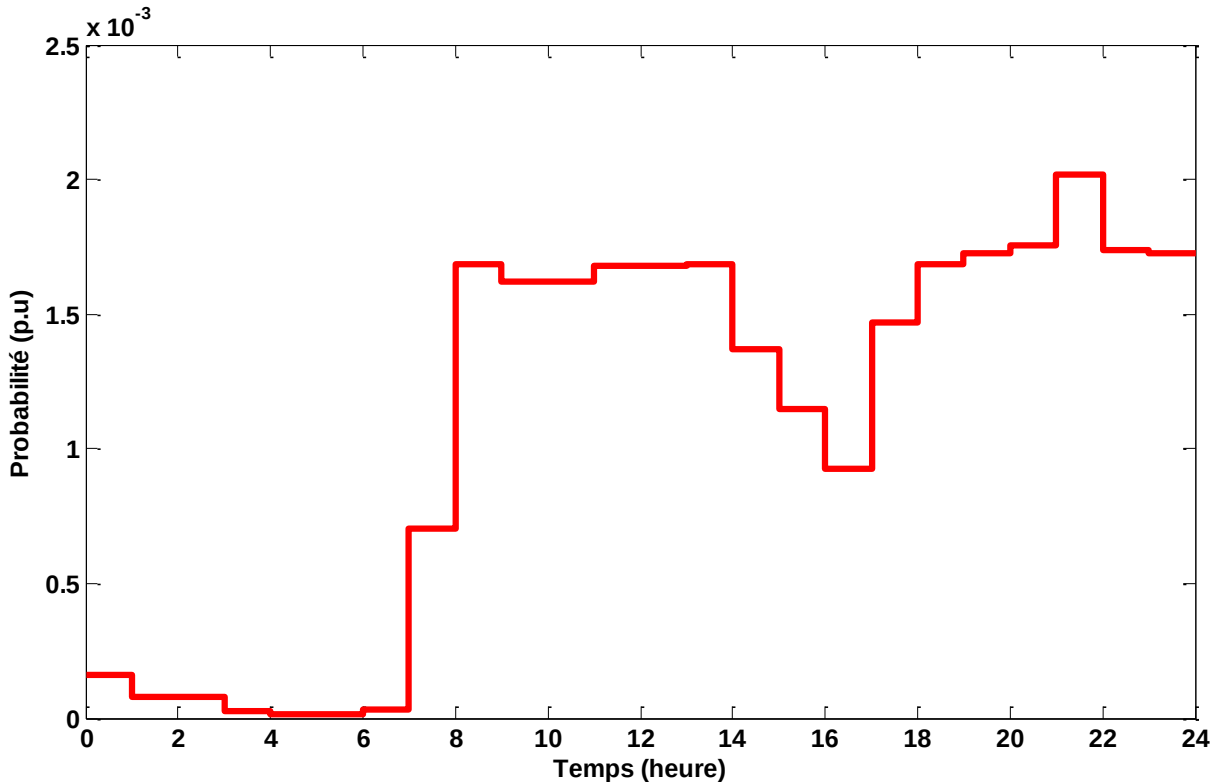


Figure 43. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent fort et charge importante

La valeur moyenne de la PLC pour cette journée est de 0,0011, équivalente à une durée prévue de délester de la charge (EDLC) de 9,6 heures/an. Cette valeur moyenne est plus faible par rapport à la valeur de référence PLC_{ref} de 17,5 heures/an. Dans la journée, la PLC est toujours plus faible par rapport à la valeur de référence : la fiabilité du fonctionnement est assurée. Le pic du PLC est de 0,0020 p.u, et égale à la valeur de référence.

La probabilité de délestage de productions renouvelables (PGC_{ren}) est présentée dans la Figure 44. Le fait de maintenir un taux de réserve fixe par les sources classiques demande à un certain nombre de générateurs de toujours fonctionner. Pour donner la priorité aux sources renouvelables, ces générateurs doivent réduire leurs productions. Cependant, ces générateurs ont une puissance minimale de fonctionnement à respecter. En cas de vent fort et de charge faible, la puissance éolienne produite est élevée, la réduction de la puissance de sortie des groupes classiques pour donner la priorité aux sources renouvelables n'est pas suffisante. Dans ce cas, le délestage de la production renouvelable pour assurer l'équilibre production-consommation dans le système est inévitable. En plus, des congestions de lignes peuvent apparaître à cause de la

surproduction des éoliennes. Dans ce cas, le délestage de la production renouvelable est également nécessaire.

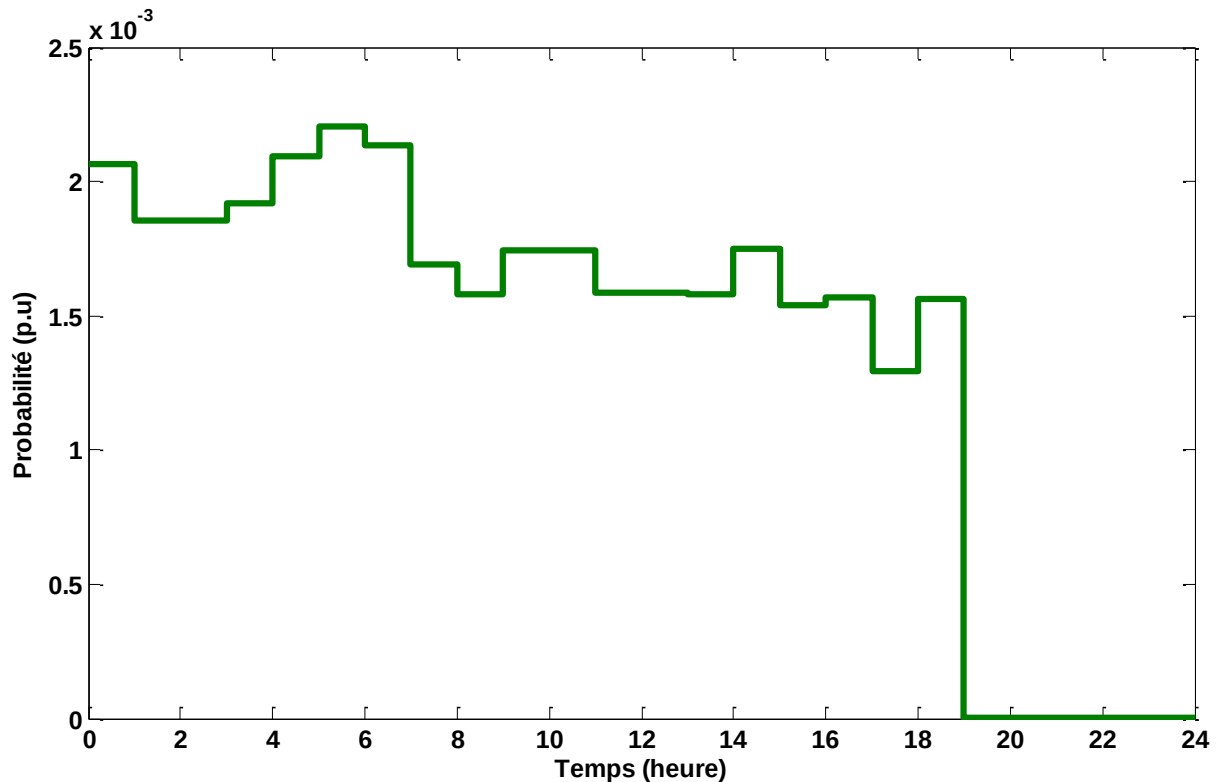


Figure 44. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge importante

Pour ce nouvel indicateur, il n'existe toujours pas de critère obligatoire pour assurer le bon fonctionnement du système. Mais en réalité la participation des éoliennes au réseau est assurée par les contrats d'achat. Les délestages de ces sources peuvent induire des pénalités pour les GRTs. Son objectif est alors de minimiser la PGCren pour éviter les pénalités en maintenant la fiabilité de la fourniture de l'électricité aux consommateurs. Pour cette section, une PGCren de 0,0020 p.u sera également utilisée comme référence afin de faire le parallèle avec la PLC.

Dans la journée, la PGCren varie entre 0,0013 à 0,0022 p.u. À partir de 19h, quand la production éolienne n'est plus importante, la PGCren diminue et tend vers zéro.

III.2.Scénario du vent fort en été

La PLC du système électrique pour une journée avec un vent fort et une faible charge est présentée dans la Figure 45. Dans cette journée, de 0h à 19h, la PLC est très faible. Elle varie entre 6.10^{-6} et 7.10^{-6} p.u. Cela signifie que le système fonctionne avec une forte fiabilité. Cette faible valeur de PLC peut être expliquée par le fait que la charge du système est faible en été et

que nous avons beaucoup de production éolienne locale pour satisfaire la consommation de la charge. À partir de 19h, quand la production éolienne diminue, la PLC augmente mais elle ne dépasse pas la valeur de référence 0,0020 p.u : la fiabilité du fonctionnement est toujours assurée dans la journée.

La valeur moyenne de la PLC pour cette journée est de $3,38.10^{-4}$, équivalente à une durée moyenne de délestage de la charge (EDLC) de 2,96 heures/an. Cette valeur moyenne est beaucoup plus faible que la valeur de référence. Le pic du PLC est seulement de 0,0017 p.u.

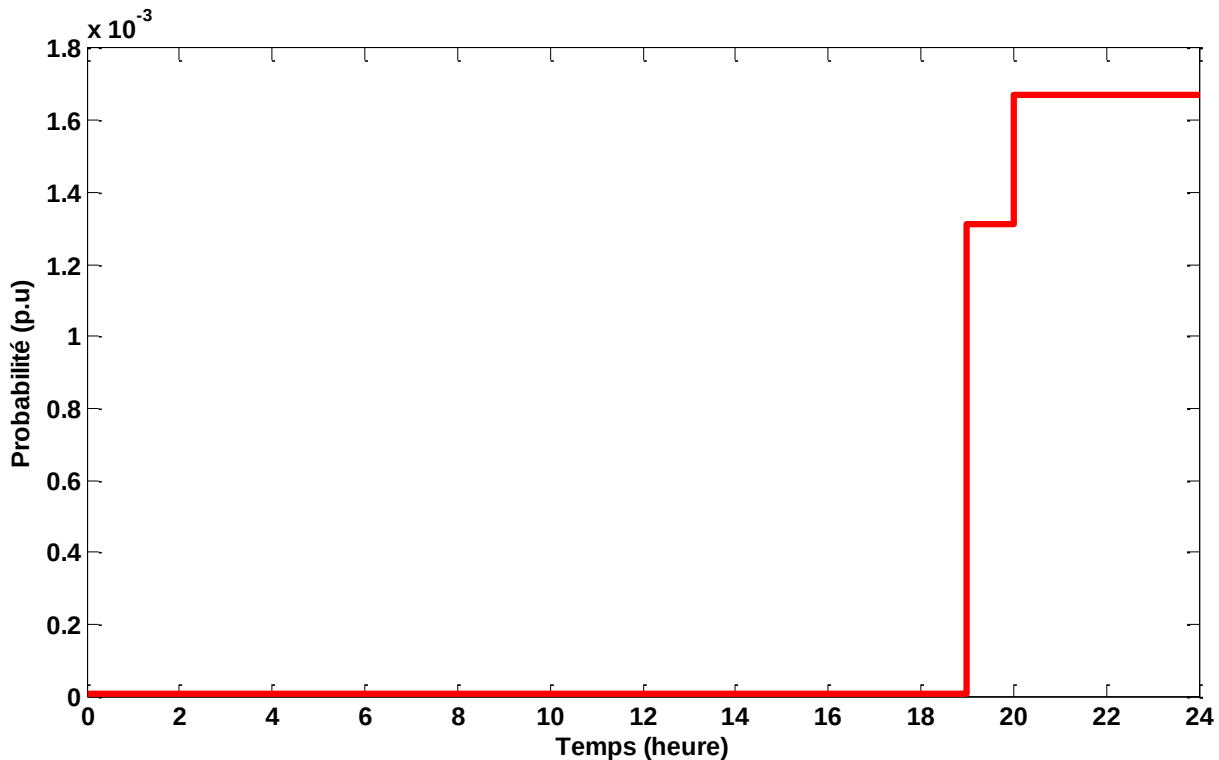


Figure 45. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent fort et charge faible

La Figure 46 présente la PGCren pour la même journée. De 0h à 19h, une surproduction éolienne peut être constatée : la PGCren est très importante, est égale à presque 1 p.u. Cela signifie qu'un délestage de générateurs renouvelables est quasiment inévitable. Cela s'explique aussi pour quoi la valeur de la PLC est faible dans la Figure 45 : la consommation de la charge peut être assurée par la production locale. À partir de 19h, la production éolienne diminue avec la réduction de la vitesse du vent et la PGCren diminue et tend vers zéro.

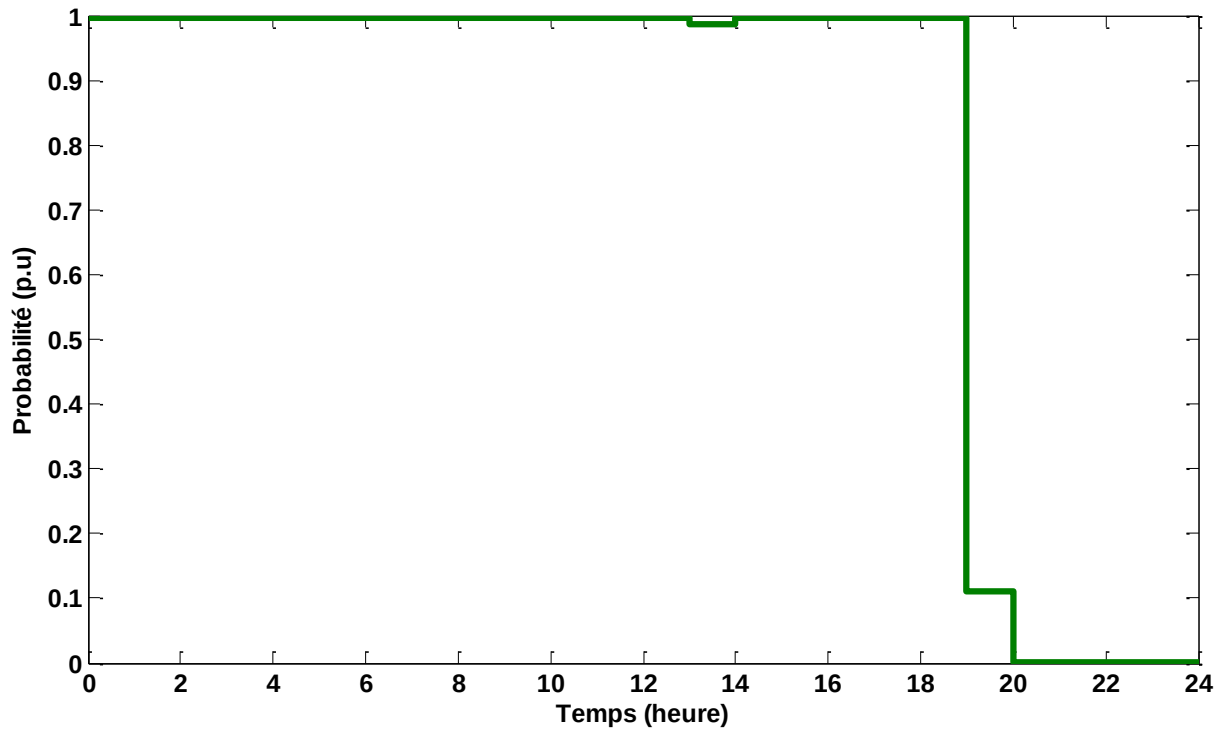


Figure 46. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge faible

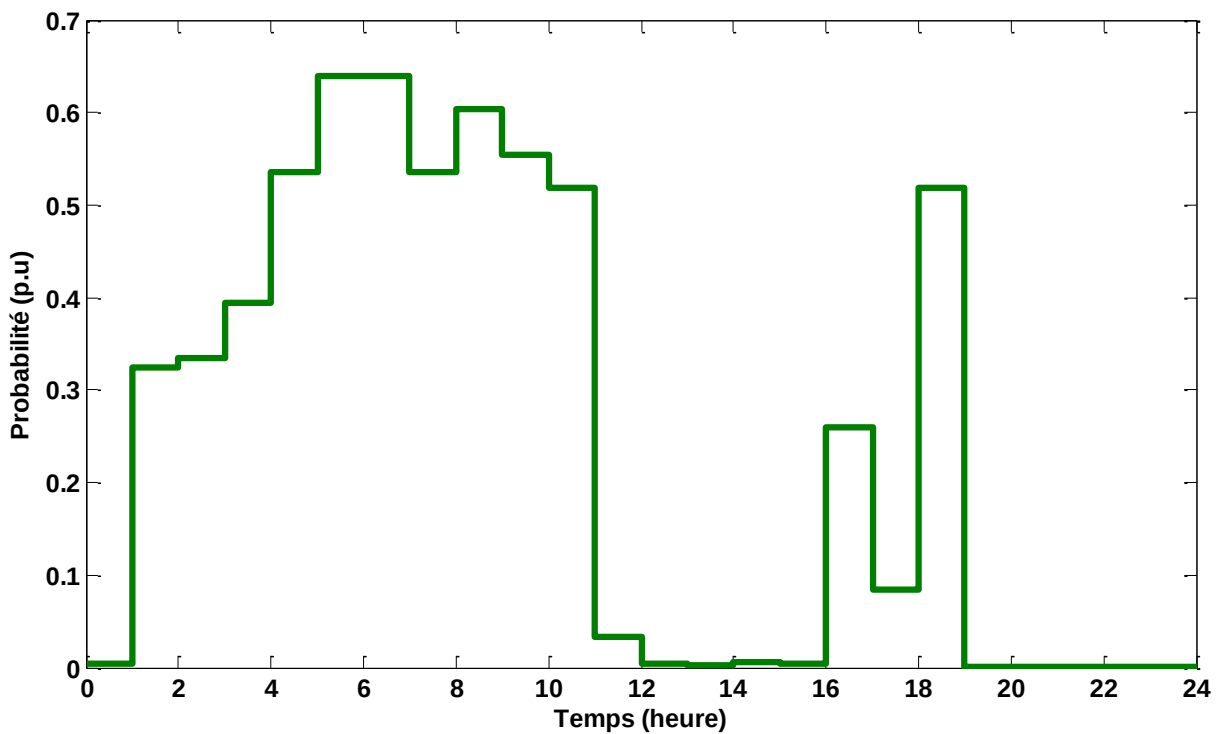


Figure 47. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et charge faible avec la nouvelle planification

Le résultat trouvé dans ce scénario est une situation non souhaitée par les GRTs. C'est une journée de surproduction dont la probabilité de délestage de charge est très faible mais la

probabilité de délestage d'un générateur renouvelable est très importante. De plus, le GRT doit rémunérer le générateur conventionnel pour rester connecté au système. Afin d'éviter cette situation, une autre approche de planification peut être implantée : faire participer l'éolienne à la réserve de puissance.

La Figure 47 présente la probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent fort et de charge faible avec une nouvelle planification. Avec cette approche, la réserve réelle de puissance du système est réduite et diminuant aussi la surproduction. La PGCren diminue mais elle reste encore élevée car le réseau local n'est pas capable d'évacuer toute la production éolienne. Dans ce cas, pour éviter des pénalités, il faut limiter la production éolienne dans le réseau.

III.3. Scénario du vent faible en hiver

Dans ce scénario, la production éolienne est faible mais la consommation de la charge est importante. La Figure 48 présente la probabilité de délestage de charge (PLC) dans la journée. De 0h à 8h, la PLC est souvent élevée même si la consommation de la charge n'est pas très importante. Seulement de 0h à 1h et de 6h à 7h, quand la production éolienne est élevée, la PLC du système ne dépasse pas la valeur de référence. À 19h, un pic de la PLC de 0,0035 p.u est observé. Ce pic est dû du pic de la consommation et à la chute de la production éolienne à 19h. De 20h à 24h, la PLC du système est toujours plus élevée que la valeur référence (0,0020 p.u).

La valeur moyenne de la PLC pour cette journée est de 0,0020, équivalente à une durée moyenne de délestage de la charge (EDLC) de 17,5 heures/an. Cette valeur est égale à la valeur de référence. Cependant, dans la journée, il existe plusieurs moments où la PLC dépasse la valeur de référence. Le fonctionnement du système électrique dans ce cas n'assure pas le critère probabiliste $PLC_{ref}=0,0020$ p.u et alors sa fiabilité n'est plus garantie. Ceci représente une situation non souhaitée par les GRTs. Une modification du planning est nécessaire pour garantir la fiabilité de fonctionnement du système.

La Figure 49 présente la probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour la journée de vent faible et de charge importante. La PGCren pour cette journée est très faible : son pic est seulement de $1,2 \cdot 10^{-6}$ p.u. Cela explique l'origine d'une PLC importante pour cette journée : car la production éolienne est très faible.

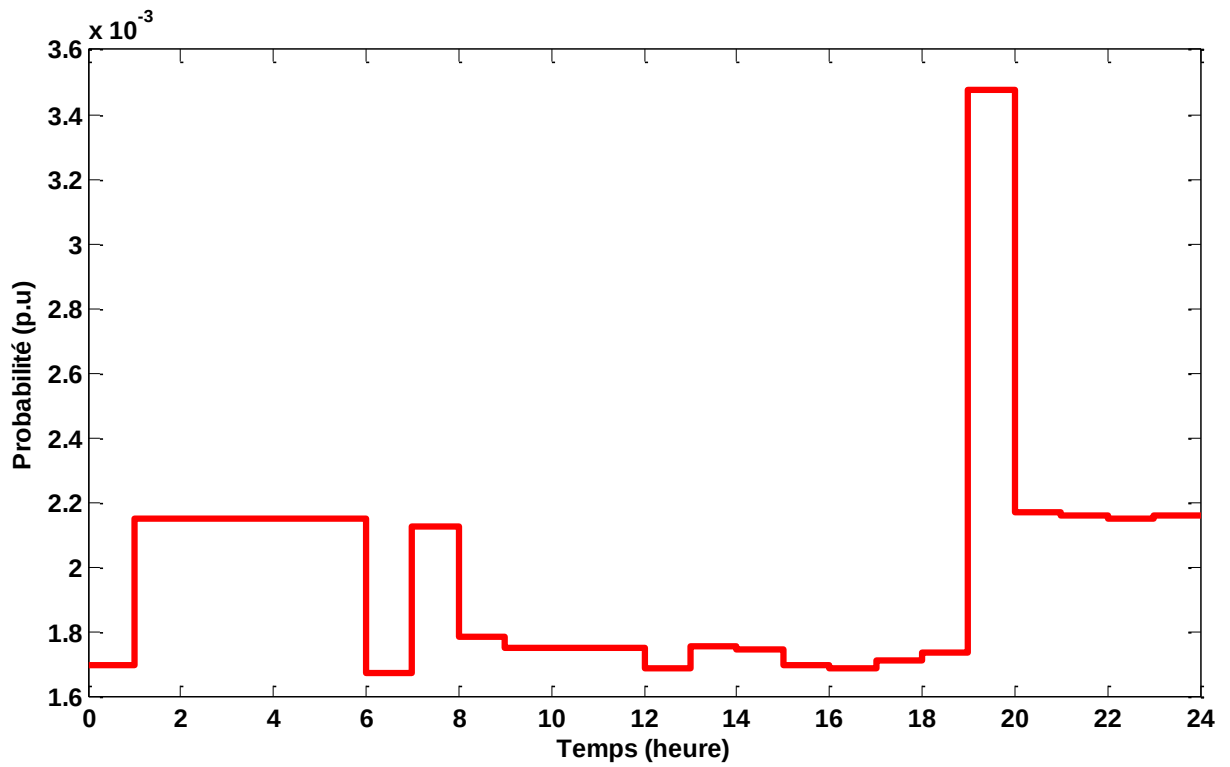


Figure 48. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge importante

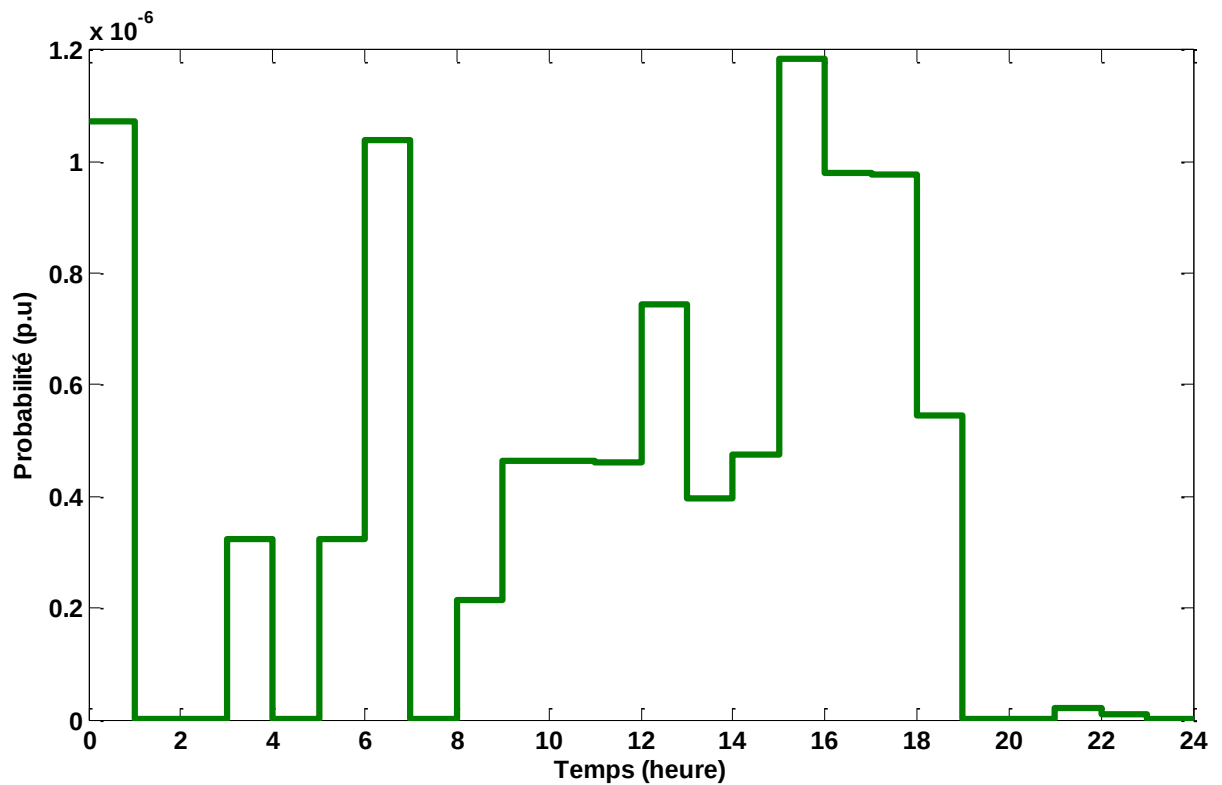


Figure 49. La probabilité de délestage du générateur renouvelable (PGCren) pour une journée de vent faible et charge importante

L'augmentation de la réserve des sources classiques peut être une solution pour réduire la PLC. Une autre planification opérationnelle du système électrique sera proposée avec un taux de réserve de 30%. La probabilité de délestage de charge dans la journée avec cette nouvelle planification est présentée dans la Figure 50. Dans cette planification, la PLC ne dépasse plus la valeur de référence. Le pic de la PLC est toujours de 19h à 20h mais sa valeur a nettement diminué. La valeur moyenne de la PLC pour cette journée est de 0,0017, équivalente à une durée moyenne de délestage de la charge (EDLC) de 14,9 heures/an. Le fonctionnement du système électrique suivant cette planification peut être assuré avec une bonne fiabilité.

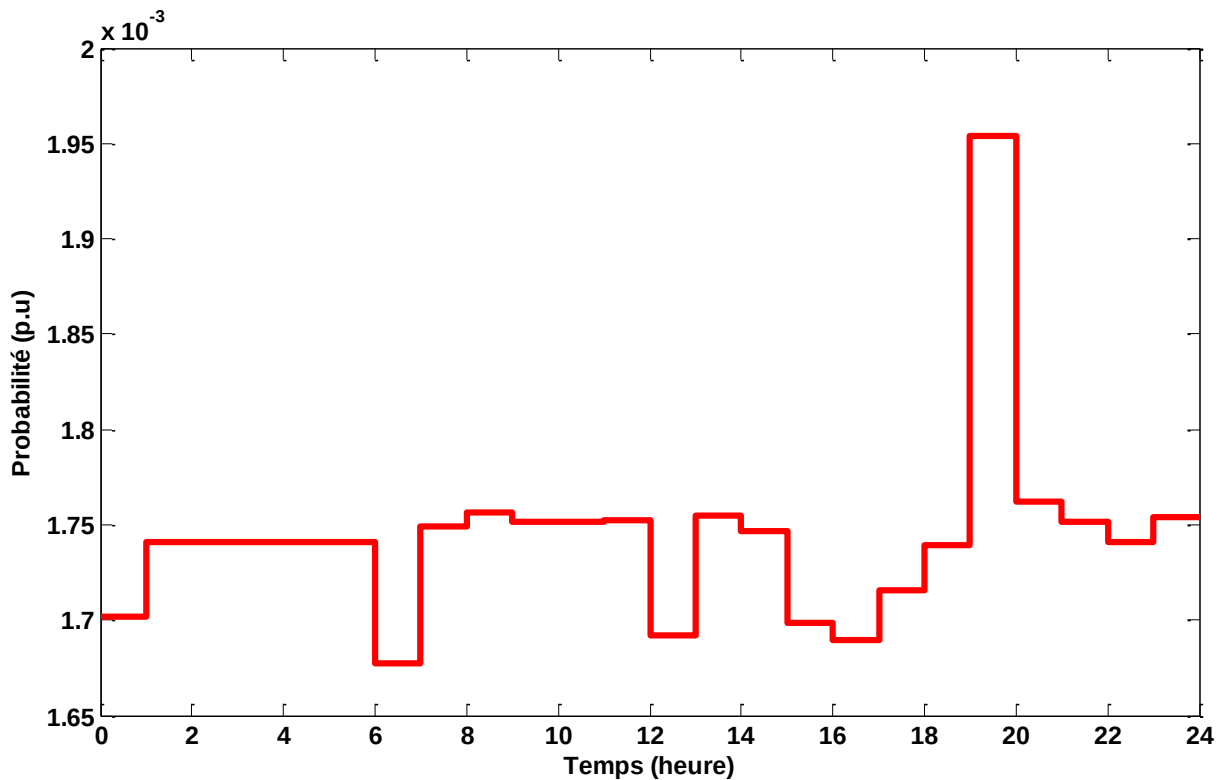


Figure 50. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge importante avec la nouvelle planification

III.4. Scénario du vent faible en été

La Figure 51 présente la probabilité de délestage de charge (PLC) dans la journée où le vent et la consommation de la charge sont faibles. Dans la nuit, il existe des moments où la PLC atteint 0,0021 p.u., et dépasse légèrement la valeur de référence : de 1h à 3h et de 23h à 24h. La raison de ce dépassement est l'insuffisance de la production éolienne. La consommation de la charge dans ces créneaux n'est pas très élevée.

La valeur moyenne de la PLC pour cette journée est de 0,0017, équivalente à une durée moyenne de délestage de la charge (EDLC) de 14,9 heures/an. Cette valeur est plus faible que la valeur de référence. Cependant, il existe encore des moments où la PLC dépasse la valeur de référence. La fiabilité du système électrique n'est pas assurée dans ces situations, alors une modification du planning est nécessaire.

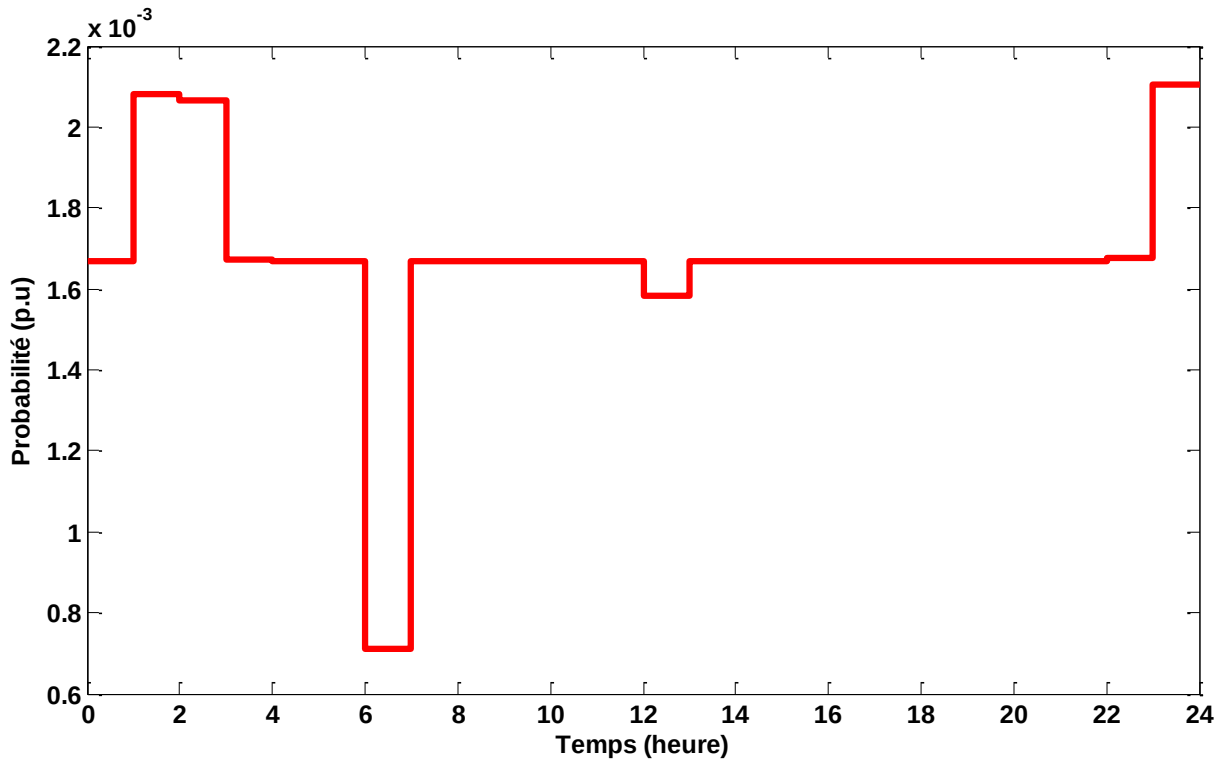


Figure 51. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge faible

De 6h à 7h, une chute de la PLC est constatée. Cela correspond au pic de PGCren constaté dans la Figure 52. Dans la journée, la PGCren est importante entre 6h et 9h. C'est le résultat d'une charge faible et d'une production éolienne plus importante. Pour le reste de la journée, la PGCren est très faible, ceci garantit l'accès des éoliennes au réseau.

Pour améliorer la fiabilité du système électrique dans cette journée, il faut augmenter légèrement la réserve pour réduire le pic de PLC. En plus, la participation de l'éolienne à la réserve peut éviter la hausse de PGCren sur la période de 6h à 9h. Une planification avec la réserve de puissance de 25% avec la participation de l'éolienne sera proposée.

La Figure 53 présente la probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et de charge faible avec la nouvelle planification. Les pics de 1h à 3h et de 23h à 24h ont

diminué et sont plus petits que la valeur de référence. Avec cette nouvelle planification, la fiabilité du système électrique est bien assurée.

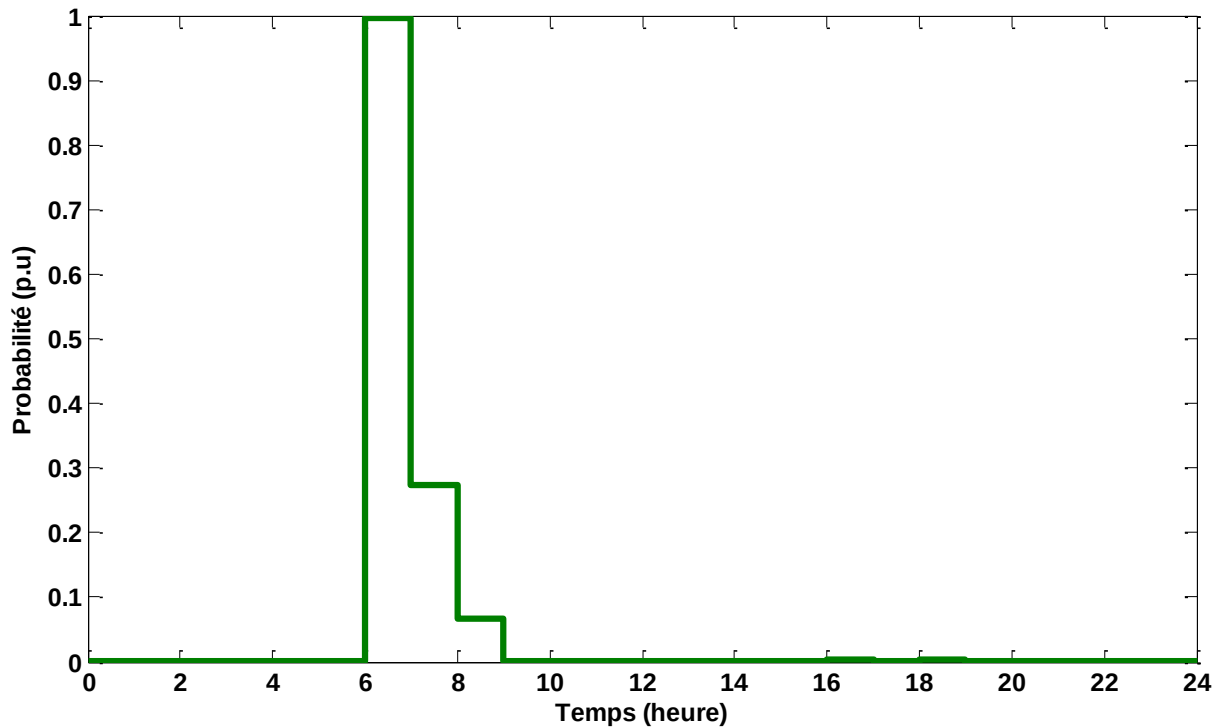


Figure 52. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent faible et charge faible

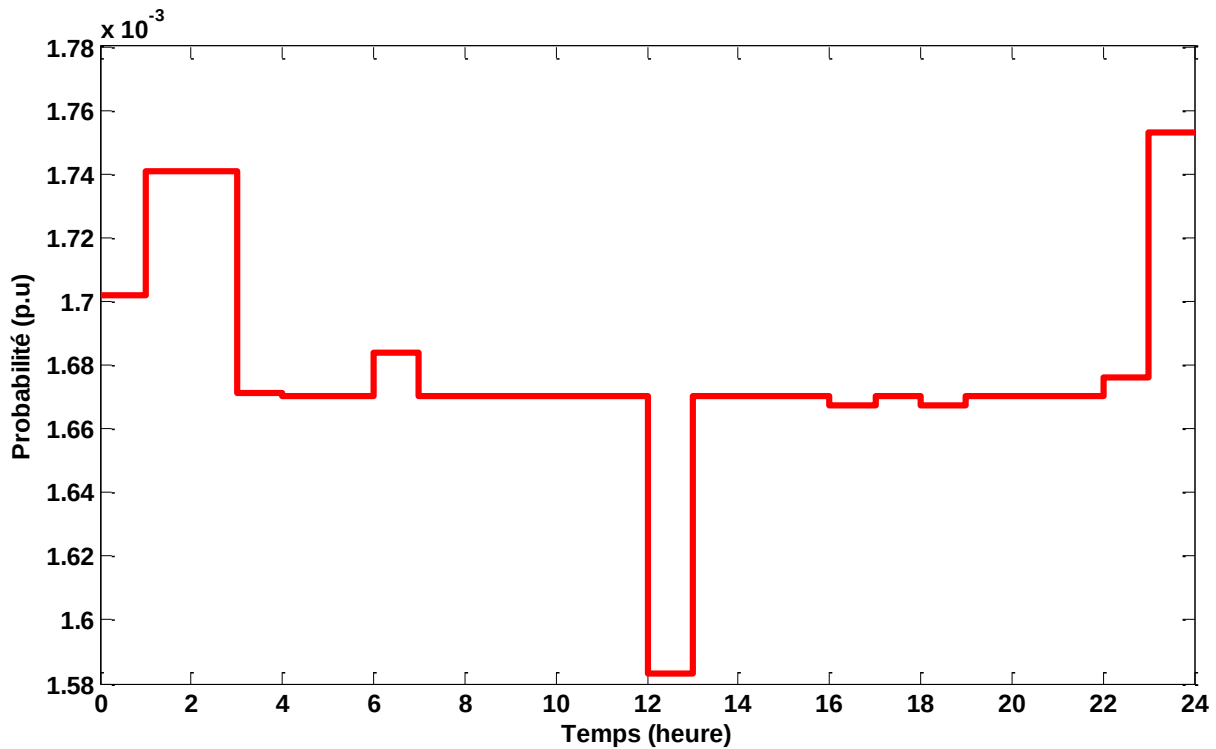


Figure 53. La probabilité de délestage de charge (PLC) pour une journée de vent faible et charge faible avec la nouvelle planification

La nouvelle planification permet aussi de réduire la PGCredu du système. La Figure 54 présente la probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent faible et de charge faible avec la nouvelle planification. Nous pouvons constater que le pic de PGCren présent entre 6h et 7h et aussi sa hausse de 7h à 9h a disparu. On retrouve ce pic entre 16h et 17h et entre 18h et 19h.

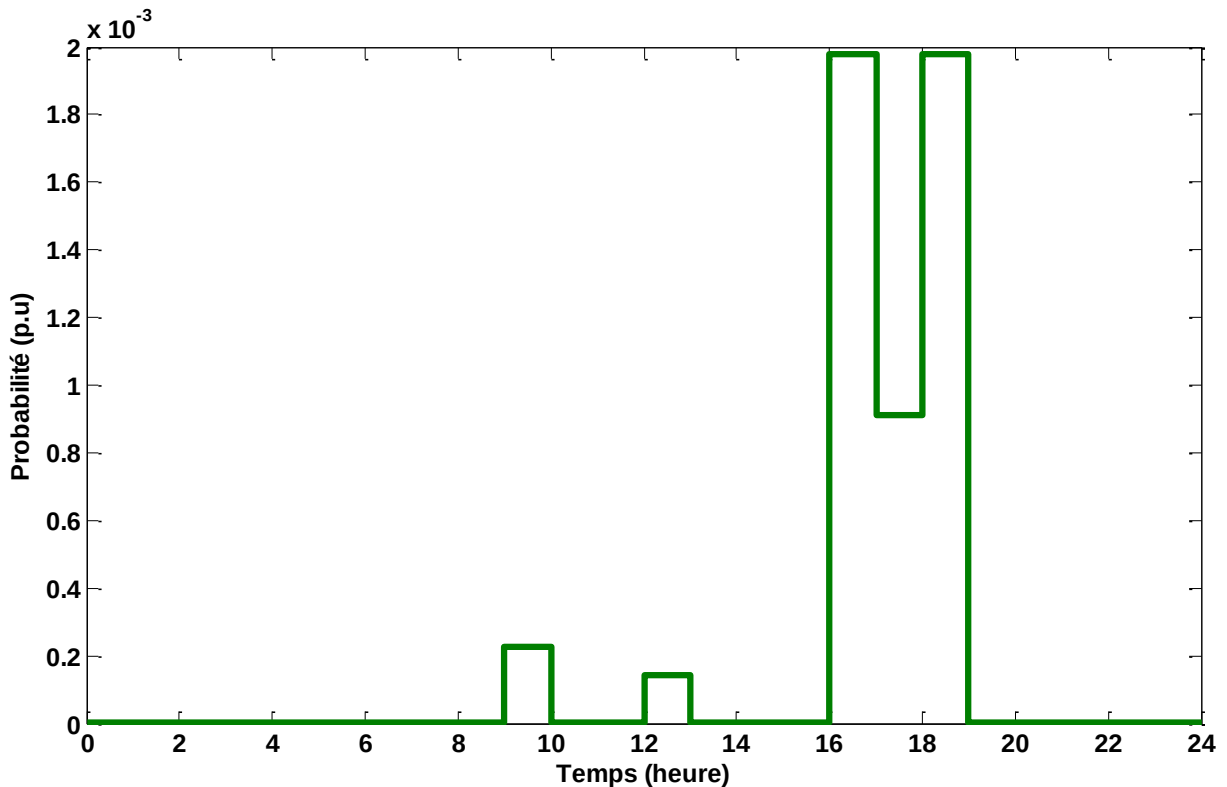


Figure 54. La probabilité de délestage des générateurs renouvelables (PGCren) pour une journée de vent faible et charge faible avec la nouvelle planification

IV. Détermination de la sensibilité des variables d'entrée

Dans cette section, la méthode proposée dans le Chapitre 3.V pour déterminer la sensibilité des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique sera appliquée dans le cas de réseau de test IEEE-14 nœuds.

Dans cette section, nous allons mettre l'accent sur la PLC du système électrique dans la journée de vent fort en hiver, pour un créneau entre 0h et 1h. L'indice de sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes et celui des variables d'entrée aléatoires continues seront étudiés séparément car ils font appel à des indicateurs différents.

IV.1. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes

Dans cette étude, les variables d'entrée aléatoire discrètes sont les états de disponibilité des éléments du système. Le Tableau 19 montre la sensibilité de chaque élément pour la fiabilité du réseau de test IEEE-14 nœuds calculée en se basant sur l'équation [3.20].

Tableau 19. L'indice de la sensibilité de la disponibilité de chaque élément pour la fiabilité du réseau de test IEEE-14 nœuds

Élément	Importance (absolue)	Importance (relative)
Ligne 1-2	1,33E-06	7,71E-03
Ligne 1-5	1,52E-06	8,80E-03
Ligne 2-3	1,09E-05	6,32E-02
Ligne 2-4	2,51E-07	1,45E-03
Ligne 2-5	2,22E-07	1,29E-03
Ligne 3-4	3,05E-06	1,77E-02
Ligne 4-5	9,74E-08	5,64E-04
Ligne 4-7	0	0
Ligne 4-9	0	0
Ligne 5-6	0	0
Ligne 6-11	2,38E-07	1,37E-03
Ligne 6-12	7,70E-08	4,45E-04
Ligne 6-13	3,99E-08	2,31E-04
Ligne 7-8	0	0
Ligne 7-9	0	0
Ligne 9-10	0	0
Ligne 9-14	9,46E-07	5,47E-03
Ligne 10-11	2,34E-07	1,35E-03
Ligne 12-13	5,77E-08	3,34E-04
Ligne 13-14	9,52E-07	5,51E-03
Générateur 1.1	7,10E-05	4,11E-01
Générateur 1.2	7,10E-05	4,11E-01
Générateur 2	6,26E-07	3,62E-03
Générateur 3	7,71E-06	4,46E-02
Générateur 6	1,32E-07	7,66E-04
Générateur 8	1,33E-07	7,69E-04
Générateur 12	7,83E-07	4,53E-03
Générateur 13	7,83E-07	4,53E-03
Générateur 14	7,83E-07	4,53E-03

Grâce à cette analyse, les générateurs 1.1 et 1.2 installés au nœud 1 sont déterminés comme les plus sensibles pour la fiabilité du système. L'indisponibilité de chaque générateur est responsable d'environ 41% des cas de délestage. Cela peut s'expliquer par le fait que leur capacité peut atteindre jusqu'à 80% de la puissance totale du système. La perte d'un des deux générateurs provoque un risque d'insuffisance de puissance.

La disponibilité de la ligne 2-3 est déterminée comme le troisième élément le plus sensible pour la fiabilité du système. L'indisponibilité de cette ligne est responsable d'environ 6% des cas de délestage. Cette conclusion peut être expliquée par le fait que la charge au nœud 3 est importante. En cas de perte de la ligne 2-3, le changement de l'acheminement de la puissance pour alimenter le nœud 3 peut créer des congestions dans le réseau, ce qui conduit à un délestage de la charge.

La détermination de la sensibilité des variables d'entrée aléatoires discrètes sur la fiabilité du système électrique nous permet de trouver les éléments les plus influents dans le système. Ce sont les éléments dont l'indisponibilité est la plus influente au délestage de la charge. Cette information peut être utilisée pour décider du renforcement du réseau. Dans le fonctionnement du système électrique, cette information nous permet d'évaluer l'impact des pannes : une panne de la ligne 2-3 est beaucoup plus risquée (plus de risque d'avoir un délestage de la charge) par rapport à une panne de la ligne 2-4.

IV.2. La sensibilité des variables d'entrée aléatoires continues

La sensibilité des erreurs de prévision (variables d'entrée aléatoires continues) est présentée dans le Tableau 20. Parmi les quatre prévisions, l'exactitude de la prévision de la production de la ferme éolienne du nœud 14 a le plus d'influence sur la fiabilité du système.

Tableau 20. L'indice de la sensibilité de l'erreur de la prévision pour la fiabilité du système électrique

Prévision	Sensibilité (absolue)	Sensibilité (relative)
Ferme éolienne nœud 12	3,92E-05	1,63E-01
Ferme éolienne nœud 13	3,92E-05	1,63E-01
Ferme éolienne nœud 14	1,35E-04	5,61E-01
Charge	2,73E-05	1,13E-01

Selon la conclusion donnée dans le Chapitre 3.V.2, pour augmenter la fiabilité du système électrique, il faut réduire l'erreur de la prévision de la production de la ferme éolienne au nœud 14. Pour justifier ce jugement, nous allons améliorer les prévisions successivement et puis observer le changement du PLC dans chaque cas.

L'amélioration de la prévision est représentée par une réduction de l'écart-type de 50%. Le Tableau 21 montre que la probabilité de délestage de charge du système électrique est la plus faible lorsqu'on améliore la prévision de la puissance éolienne au nœud 14.

Tableau 21. La probabilité de délestage de charge avec l'amélioration de la précision

Prévision améliorée	PLC	Réduction
Ferme éolienne nœud 12	1,53E-04	4,6%
Ferme éolienne nœud 13	1,53E-04	4,6%
Ferme éolienne nœud 14	0,35E-04	78,2%
Charge	1,58E-04	1,4%

V. Conclusion

Dans ce chapitre, la fiabilité du réseau de test 14 nœuds de IEEE a été étudiée pour 4 scénarios différents. L'étude est réalisée sur une période de 24 heures avec une discrétisation d'une heure en se basant sur une prévision de la vitesse du vent et de la charge faite pour le lendemain (prévision J-1). Deux indicateurs de fiabilité : PLC et PGCren ont été calculés au niveau hiérarchique II. La PLC est la probabilité de délestage de charge, qui évalue la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la consommation. La PGCren est la probabilité de délestage un générateur, qui évalue la fiabilité du système électrique vis-à-vis de la production renouvelable.

Pour le scénario de la journée avec le vent fort et la charge importante (charge en hiver), la fiabilité du système électrique est bonne avec une PLC faible, toujours plus petite que la valeur de référence. L'accès au réseau de la production éolienne est aussi assuré grâce à une PGCren faible. Dans le scénario de la journée avec le vent fort et la charge faible (charge en été), la PLC est très faible mais la PGCren est très élevée. Une surproduction a été constatée. La participation des éoliennes à la réserve permet de réduire la PGCren mais dans ce scénario, la PGCren reste très élevée. Dans ce cas, l'accès de l'éolien au réseau doit être réduit. Sinon, l'installation d'un système de stockage serait une autre solution pour évacuer la production éolienne sans délestage. Dans la journée de vent faible et charge importante, une PLC élevée a été constatée. Le fonctionnement du système électrique dans cette situation est très dangereux, la fiabilité du système n'est pas assurée. L'augmentation du taux de réserve semble une bonne solution pour réduire la PLC et permettre au système de fonctionner de manière fiable. La PGCren dans ce scénario est très faible car la production éolienne n'est pas importante. Le dernier scénario considère une journée de vent faible et charge faible. Dans cette journée, il existe des moments où la PLC dépasse la valeur de référence et aussi des moments où la PGCren est trop élevée. Dans ce cas, une solution mixte a été proposée : augmenter le taux de réserve et faire participer l'éolienne à la réserve.

Dans la suite de ce chapitre, l'importance des variables d'entrée sur la fiabilité du système électrique a été analysée. Parmi les variables d'entrée aléatoires discrètes, la disponibilité des générateurs 1.1 et 1.2 au nœud 1 et de la ligne 2-3 est déterminée comme la plus importante pour la fiabilité du système. Parmi les variables d'entrée aléatoires continues, l'exactitude de la prévision de la production de la ferme éolienne au nœud 14 est déterminée comme la plus influente sur la fiabilité du système.

L'approche probabiliste nous permet de quantifier la fiabilité du système électrique à travers les indicateurs de fiabilité. Le faible temps de calcul de la méthode permet de l'utiliser dans la planification opérationnelle, qui est faite un jour à l'avance (J-1) pour la journée considérée (J). Le profil de l'indicateur de fiabilité dans la journée peut être utilisé pour valider la planification du système électrique en terme de fiabilité. Si une planification ne s'adapte pas à la condition de fiabilité, des modifications seront proposées et une nouvelle planification doit être aussi validée par la méthode.

Conclusions et perspectives

L'intégration massive de la production renouvelable peu prévisible peut causer des difficultés aux GRTs dans la planification du système électrique à court terme. Les méthodes actuellement utilisées pour quantifier la fiabilité du système deviennent inappropriées avec la présence de sources aléatoires. Dans le cadre de cette thèse, une approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles a été proposée. Ces travaux de thèse se sont focalisés sur le calcul de la probabilité de délestage de charge et de production renouvelable à J-1 prenant en compte la probabilité de défaillance des composants du système, ainsi que l'incertitude dans les prévisions de la production renouvelable et de la consommation. Actuellement, les méthodes probabilistes sont majoritairement appliquées dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique à long terme dû à la limite du temps de calcul. Le manque d'informations sur la fiabilité du système à court terme met les GRTs dans une situation de surestimation des risques : une planification très fiable du système est souvent choisie. Avec cette surestimation, le coût de fonctionnement du système devient plus élevé et non économique.

L'objectif de la thèse est de proposer une méthode d'évaluation de la fiabilité à court terme (en J-1) du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles. Cette méthode probabiliste nécessite un temps de calcul faible pour être applicable au calcul de la fiabilité à court terme. Elle doit être capable de traiter le problème hybride avec la présence de variables aléatoires discrètes et continues en même temps.

Une nouvelle méthode probabiliste d'évaluation de la fiabilité du système électrique en se basant sur le couplage entre la formule des probabilités totales et la méthode de fiabilité de premier-ordre a été proposée. La formule des probabilités totales est dédiée au traitement des variables discrètes alors que la méthode de fiabilité de premier-ordre est dédiée au traitement des variables continues. Au niveau hiérarchique I, l'état du système électrique est déterminé par l'équilibre entre la puissance de production et la consommation. Cependant, au niveau hiérarchique II, un calcul de « Écoulement de Puissance » ou « Écoulement de Puissance Optimal » est nécessaire pour résoudre le problème déterministe qui détermine l'état du système électrique. Grâce à cette nouvelle méthode, la probabilité de délestage de charge et de production renouvelable est calculée pour la planification du GRT en J-1. Si le résultat trouvé est plus petit que la valeur de

référence, la planification du lendemain peut être validée. Sinon, une autre planification plus fiable doit être proposée.

Ensuite, une étude de sensibilité a permis de déterminer l'influence de chaque variable d'entrée sur la fiabilité du système électrique. Une amélioration de la qualité de prévision sur la variable aléatoire la plus influente diminue de façon importante de la probabilité de délestage de charge.

La méthode proposée a été testée sur le réseau de 14 nœuds de IEEE. L'objectif du test est d'estimer la fiabilité du système électrique sur une période de 24 heures avec une discrétisation d'une heure. Le résultat du calcul nous permet de valider la planification du système électrique en terme de fiabilité. Grâce à cette approche, le risque de défaillance du système électrique peut être diminué avec un coût raisonnable.

La méthode utilisée dans cette thèse propose plusieurs perspectives.

Premièrement, comme la méthode proposée ne peut traiter que les variables d'entrée continues gaussiennes et indépendantes, les erreurs de la prévision du vent sont choisies comme les variables d'entrée et une hypothèse sur l'indépendance des variables d'entrée a été posée. En réalité, dans la planification du système électrique, la prévision de la puissance renouvelable est utilisée plus souvent et ses erreurs ne sont pas gaussienne. En plus, la corrélation entre les variables d'entrée est importante et non négligeable. Mathématiquement, la méthode de fiabilité de premier-order utilisée dans le couplage proposé est capable de gérer les variables d'entrée non gaussienne et corrélées [Sørensen, 2004]. Une recherche supplémentaire est nécessaire pour qu'elle soit applicable dans ce problème.

Deuxièmement, dans cette nouvelle méthode, la recherche du point de conception est l'étape la plus coûteuse en temps de calcul. Un algorithme d'optimisation non gradient a été utilisé car la fonction de l'état limite est constante par morceaux. Cet algorithme se base sur une fonction de Matlab qui peut ne pas être la meilleure solution optimisée à notre problème. Une étude plus approfondie sur l'algorithme de recherche du point de conception est nécessaire pour réduire le temps de calcul et traiter des systèmes électriques plus complexes.

Troisièmement, la méthode proposée est maintenant utilisée pour valider la planification du système électrique pour le lendemain. Cependant, elle peut être utilisée pour un calcul d'optimisation de la planification du système électrique au lendemain avec un critère probabiliste

de la fiabilité comme contrainte. Pour que cela soit réalisable, la réduction du temps de calcul de la procédure d'évaluation de la fiabilité est très importante.

Enfin, la méthode proposée peut être utilisée pour évaluer l'apport du système de stockage à la fiabilité du système électrique. Avec l'étude de sensibilité, la variable d'entrée la plus influente sur la fiabilité a été déterminée. L'installation du système de stockage à ce nœud peut aider à stabiliser la puissance de sortie et donc améliorer la fiabilité du système électrique. Avec la méthode proposée, l'apport du système de stockage à la fiabilité du système électrique peut être démontré par une comparaison entre la fiabilité du système sans stockage et celle avec un système de stockage.

Bibliographie

- [ADEME, 2006] ADEME (2006) *Le marché photovoltaïque en France*.
- [ADEME, 2009] ADEME (2009) *Dans l'air du temps, l'énergie éolienne*.
- [AEN, 2011] AEN (2011) *La Sécurité d'Approvisionnement Énergétique et le Rôle du Nucléaire*, Agence pour l'Energie Nucléaire, OCDE.
- [Allan, 2000] Allan, R.N. et Billinton, R. (2000) 'Probabilistic assessment of power systems', *Invited Paper, Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 140-162.
- [Bastiaensen, 2009] Bastiaensen, C. (2009) *Stochastic simulation in electrical energy techniques*, Katholieke Universiteit Leuven: Thèse soutenue en 2009.
- [Billinton, 1988] Billinton, R. (1988) 'Criteria used by Canadian Utilities in the planning and operation of generating capacity', *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 3, pp. 1488-1493.
- [Billinton, 2004] Billinton, R. et Bai, G. (2004) 'Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, pp. 641-646.
- [Billinton, 1994] Billinton, R. et Li, W. (1994) *Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Springer.
- [Billinton, 1994] Billinton, R. et Sankarakrishnan, A. (1994) 'Adequacy Assessment of Composite power Systems with HVDC Links Using Monte Carlo Simulation', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 1626-1633.
- [Bousseau, 2006] Bousseau, P., Fesquet, F., Belhomme, R., Nguefeu, S. et Thai, T.C. (2006) 'Solutions for the grid integration of wind farms – A survey', *Wind Energy*, vol. 9, pp. 13-25.
- [CE, 2006] CE (2006) *Livre vert*, Commission Européenne.
- [CE, 2007] CE (2007) *Renewable Energy Road Map*, Commission Européenne.
- [Chartrand, 1984] Chartrand, G. (1984) *Introductory Graph Theory*, Dover Publications.

-
- [Chen, 2007] Chen, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B. et Villafáfila, R. (2007) 'Study of Power Fluctuation from Dispersed Generations and loads and its impact on a Distribution Network through a probabilistic approach', *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 9-11 October 2007, Barcelona, Spain, pp. 1-5.
- [Choi, 2005] Choi, J., Billinton, R. et Furuhi-Firuzabed, M. (2005) 'Development of a nodal effective load model considering transmission system element unavailabilities', *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 152, pp. 79-89.
- [Choi, 2010] Choi, J., Park, J., Cho, K., Oh, T. et Shahidehpour, M. (2010) 'Probabilistic reliability evaluation of composite power systems including wind turbine generators', *IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 802-807.
- [Christie, 1999] Christie, R. (1999) *Power System Test Archive*, Août, [Online], Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca> [Juillet 2010].
- [Courtecuisse, 2008a] Courtecuisse, V. (2008a) *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers: Thèse présentée le 20 novembre 2008.
- [Courtecuisse, 2008b] Courtecuisse, V., Robyns, B., François, B., Petit, M. et Deuse, J. (2008b) 'Variable speed wind generators participation in primary frequency control', *Wind Engineering*, vol. 32, pp. 299-318.
- [Crappe, 2003] Crappe, M. (2003) *Commande et régulation des réseaux électriques*, Hermes Science Publications.
- [Dimitrovski, 2006] Dimitrovski, A. et Tomsovic, K. (2006) 'Impact of wind generation uncertainty on generating capacity adequacy', *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 11-15 June 2006, Stockholm, Sweden.
- [Ditlevsen, 1996] Ditlevsen, O. et Madsen, H.O. (1996) *Structural Reliability Methods*,
-

John Wiley & Sons.

- [Dobakhshari, 2009] Dobakhshari, A.S. et Fotuhi-Firuzabad, M. (2009) 'A reliability model of large wind farms for power system adequacy studies', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 792-801.
- [ENTSO-e, 2009] ENTSO-e (2009) 'Policy 3: Operational Security'.
- [ENTSO-e, 2012] ENTSO-e (2012) 'ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators'.
- [EON-NETZ, 2004] EON-NETZ (2004) *Wind Report 2004*.
- [EON-NETZ, 2005] EON-NETZ (2005) *Wind Report 2005*.
- [ERDF, n.d.] ERDF *ERDF, panorama des installations de production d'électricité en France*, [Online], Available: http://www.erdfdistribution.fr/panorama_des_installations_de_production [7 Mar 2012].
- [EWEA, 2009] EWEA (2009) *Wind in power : 2009 European statistics*.
- [EWEA, 2010] EWEA (2010) *Wind in power : 2010 European statistics*.
- [Fuhrlaender, 2012] Fuhrlaender (2012) *FL 2500 Technical Specifications*, [Online], Available: <http://www.fuhrlaender.de/fr/technik/produkte/fl-2500/fl-2500-technische-daten.html> [13 Mar 2012].
- [Hammersley, 1964] Hammersley, J.M. et Handscomb, D.C. (1964) *Monte Carlo Methods*, Methuen.
- [Hasofer, 1974] Hasofer, A.M. et Lind, N.C. (1974) 'Exact and Invariant Second Moment Code Format', *Journal of Engineering Mechanics*, vol. 100, no. 1, pp. 111-121.
- [Haukaas, 2003] Haukaas, T. (2003) *Finite Element Reliability and Sensitivity Methods for Performance-Based Engineering*, University of California, Berkeley: Thèse présentée en 2003.
- [Hu, 2006] Hu, Z. et Wang, X. (2006) 'A Probabilistic Load Flow Method

- Considering Branch Outages', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 507-514.
- [IEC, 1985] IEC (1985) *Electropedia*, [Online], Available: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=601-01-18>.
- [IEEE, 1979] IEEE (1979) 'IEEE Reliability Test System 1979', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, pp. 2047-2054.
- [IEEE, 1996] IEEE (1996) 'IEEE Reliability Test System 1996', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 14, pp. 1010-1020.
- [Jolion, 2006] Jolion, J.-M. (2006) 'Notes de cours sur Probabilités et Statistique'.
- [Karki, 2004] Karki, R. et Billinton, R. (2004) 'Cost-Effective Wind Energy Utilization for reliable Power Supply', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, pp. 435-440.
- [Lagarias, 1998] Lagarias, J.C., Reeds, J.A., Wright, M.H. et Wright, P.E. (1998) 'Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions', *SIAM Journal of Optimization*, vol. 9, no. 1, pp. 112-147.
- [Lavier, 2009] Lavier, V. et Giralt-Devant, M. (2009) 'Impact of the wind forecast error on the French balancing system', *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, vol. 1, June 28-July 2, pp. 1-6.
- [Le, 2008] Le, K. (2008) *Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments*, l'institut Polytechnique de Grenoble et l'universite de Danang: Thèse présentée le 10 Juillet 2008.
- [Liu, 1991] Liu, P.-L. et Kiureghian, A.D. (1991) 'Optimization algorithms for structural reliability', *Structural Safety*, vol. 9, pp. 161-177.
- [Marandet, 2008] Marandet, L. et Houot, G. (2008) 'L'atlas complet des parcs éoliens et des ZDE en France', *Le journal de l'éolien*, pp. 66-69.
- [Météorologic, 2012] Météorologic (2012) *Données météo du 05 Avril 2012 pour Calais*, 5Avril, [Online], Available: <http://www.meteorologic.net/meteo->

- [donnees/Calais_24070.html?jour=05&mois=04&year=2012](http://www.meteorologic.net/meteo-donnees/Calais_24070.html?jour=05&mois=04&year=2012) [10 Jul 2012].
- [Météorologic, 2012] Météorologic (2012) *Données météo du 05 Mars 2012 pour Calais*, 7 Mars, [Online], Available: http://www.meteorologic.net/meteo-donnees/Calais_24070.html?jour=05&mois=03&year=2012 [5 Juillet 2012].
- [Michel, 2002] Michel, I. et Méasson, D.R. (2002) 'HIPHIP project: Fostering market penetration of PV systems integrated in buildings within Europe', *Conference "PV in Europe : from PV technology to energy solutions"*, 7-11 October 2002, Rome, Italie.
- [Min, 2008] Min, L., Lee, S.T., Zhang, P., V., R. et J., C. (2008) 'Short-Term Probabilistic Transmission Congestion Forecasting', *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 764-770.
- [Morren, 2005] Morren, J., Haan, S.W.H.d. et Ferreira, J.A. (2005) 'Contribution of DG Units to Primary Frequency Control', *International Conference on Future Power Systems*, 16-18 November 2005, Amsterdam, Netherlands.
- [Moursi, 2008] Moursi, M.E., Joos, G. et Abbey, C. (2008) 'A Secondary Voltage Control Strategy for Transmission Level Interconnection of Wind Generation', *IEEE Transactions On Power Electronics*, vol. 23, pp. 1178-1190.
- [Ocnasu, 2008] Ocnasu, A.B. (2008) *Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales*, L'Institut Polytechnique de Grenoble: Thèse présentée le 10 octobre 2008.
- [Rackwitz, 1978] Rackwitz, R. et Fiessler, B. (1978) 'Structural reliability under combined random load sequences', *Computers & Structures*, vol. 9, pp. 489-494.
- [Rakotomalala, 2007] Rakotomalala, R. (2007) *Notes de cours sur Probabilités et Statistique*, Université Lumière Lyon 2.

-
- [Robyns, 2012] Robyns, B., Davigny, A., François, B., Henneton, A. et Sprooten, J. (2012) *Electricity Production from Renewable Energies*, John Wiley & Sons Inc.
- [RTE, 2004] RTE (2004) *Memento de la sûreté du système électrique*.
- [RTE, 2009] RTE (2009) *RTE met en service un nouveau dispositif de prévision de l'énergie éolienne et photovoltaïque*, Dossier de presse.
- [RTE, 2012] RTE (2012) *Réseau de transport d'électricité*, [Online], Available: <http://www.rte-france.com/> [2012].
- [Russelli, 2008] Russelli, C. (2008) *Probabilistic Methods applied to the Bearing Capacity Problem*, Universität Stuttgart: Thèse présentée en 2008.
- [Sørensen, 2004] Sørensen, J.D. (2004) *Structural Reliability Theory And Risk Analysis*, Note de cours, Université Aalborg.
- [Sudret, 2000] Sudret, B. et Kiureghian, A.D. (2000) *Stochastic Finite Element Methods and Reliability. A State-of-the-Art Report*, Report No. UCB/SEMM-2000/08, November 2000: Department of Civil and Environmental Engineering, University of California, Berkeley, CA.
- [Su, 2005] Su, C.-L. et Lu, C.-N. (2005) 'Two-Point Estimate Method for Quantifying Transfer Capability Uncertainty', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 573-579.
- [Usaola, 2008] Usaola, J. (2008) *Probabilistic load flow in systems with high wind power penetration*, 22 August 2008: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid.
- [Vallee, 2009] Vallee, F. (2009) *Modélisation et simulation de la production d'électricité d'origine éolienne pour l'analyse technico-économique des réseaux de transport électrique modernes*, Université de Mons: Thèse présentée en 2009.
- [Vallée, 2007] Vallée, F., Lobry, J. et Deblecker, O. (2007) 'Impact of the wind geographical correlation level for reliability studies', *IEEE Transactions*
-

-
- on Power Systems*, vol. 22, pp. 2232-2239.
- [Vallée, 2008] Vallée, F., Lobry, J. et Deblecker, O. (2008) 'System Reliability Assessment Method for Wind Power Integration', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1288-1297.
- [Vergnol, 2010] Vergnol, A. (2010) *Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable: Gestion des congestions locales*, École Centrale de Lille: Thèse présentée le 29 novembre 2010.
- [Vergnol, 2011] Vergnol, A., Sprooten, J., Robyns, B., Rious, V. et Deuse, J. (2011) 'Line overload alleviation through corrective control in presence of wind energy', *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1583-1591.
- [Wangdee, 2006] Wangdee, W. et Billinton, R. (2006) 'Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 188-193.
- [Wen, 2009] Wen, J., Zheng, Y. et Donghan, F. (2009) 'A review on reliability assessment for wind power', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, p. 2485–2494.
- [Zhang, 1997] Zhang, Y. et Kiureghian, A.D. (1997) *Finite Element Reliability Methods for Inelastic Structures*, Report No. UCB/SEMM-97/05, March 1997: Department of Civil and Environmental Engineering, University of California, Berkeley, CA.
- [Zimmerman, 2011] Zimmerman, R.D., Murillo-Sanchez, C.E. et Thomas, R.J. (2011) 'MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19.

Annexe A. La courbe de puissance de l'éolienne

La Figure 55 présente l'évolution de l'angle de calage en fonction du vent. La Figure 56 montre l'évolution de la puissance d'un générateur éolien de 750 kW en fonction de la vitesse du vent. Les courbes montrent que la puissance est limitée à 750 kW tandis que la vitesse de rotation est limitée à 2,6 rad/s ce qui correspond à la vitesse de rotation nominale de la machine soit 25 tours/min. La Figure 57 présente l'évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine et enfin la Figure 58 superpose cette dernière caractéristique à la caractéristique puissance-vitesse de la turbine.

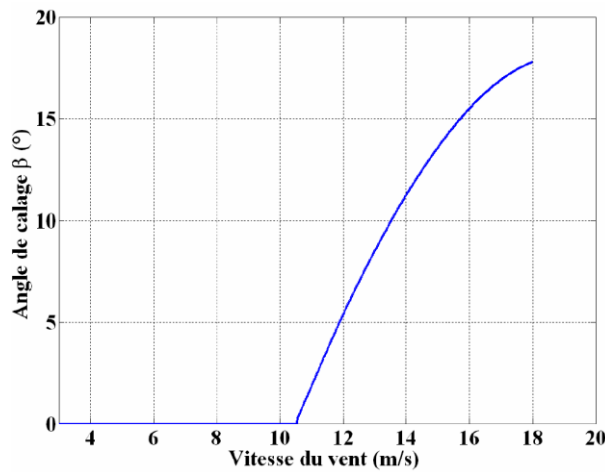


Figure 55. Evolution de l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent

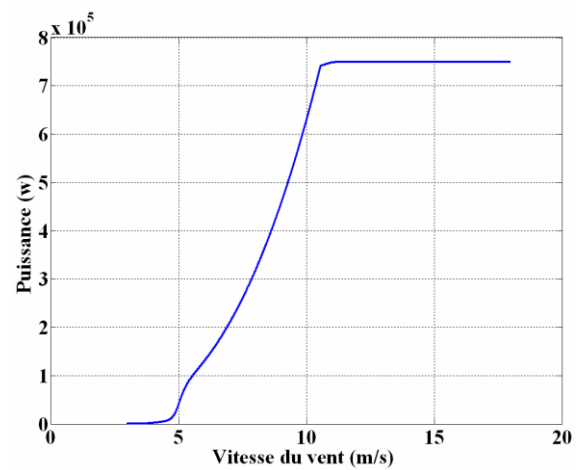


Figure 56. Evolution de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

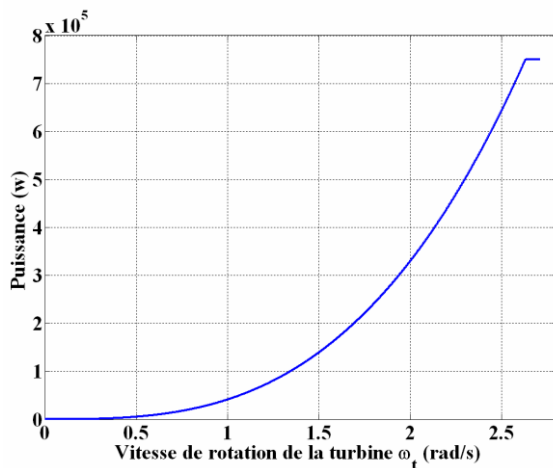


Figure 57. Evolution de la puissance éolienne en fonction de vitesse de rotation de la turbine

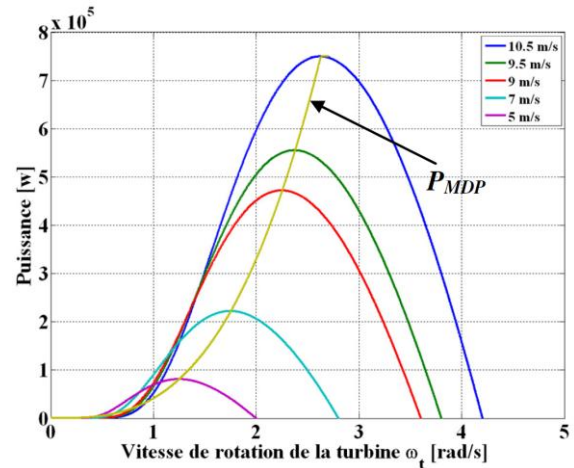


Figure 58. Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

Ces courbes montrent que la puissance extraite à l'aide de la stratégie MDP (Maximum Delivery Power), passe par les maximums de la caractéristique de la turbine. La caractéristique générale de la puissance (P_{opt}) fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la turbine (Figure 58), est une combinaison de la puissance générée par l'application de la stratégie MPPT (P_{max}) pour les faibles vitesses en réglant le couple et de la limitation de puissance par réglage du couple et de l'angle de calage par vent fort. La puissance résultante est appelée par la suite puissance MDP.

Annexe B. Outil Écoulement de Puissance et Écoulement de Puissance Optimal

Le but d'une étude d'Écoulement de Puissance est d'obtenir l'angle et l'amplitude de la tension pour chaque nœud du réseau pour une valeur spécifiée de la charge, du générateur de puissance active.

Les équations possibles d'utiliser sont les équations d'équilibre de puissance, qui peut être écrit pour la puissance active et réactive à chaque nœud.

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \quad [B.1]$$

Où P_i : la puissance active injecté au nœud i

Q_i : la puissance réactive injecté au nœud i

$|V_i|, |V_k|$: l'amplitude de la tension au nœud i, k .

$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$: le déphasage de la tension entre nœud i et nœud k .

G_{ik}, B_{ik} : la conductance et la susceptance de la ligne entre nœud i et nœud k

Une fois que ces informations sont connues, les flux de puissance active et réactive sur chaque branche ainsi que la puissance réactive des générateurs peuvent être déterminée analytiquement. En raison du caractère non linéaire de ce problème, les méthodes numériques sont employées pour obtenir une solution qui est dans une tolérance acceptable.

Nous classifions les nœuds dans un réseau à 3 types :

- Nœud PQ : nœud de charge, où la puissance active et réactive est connue.
- Nœud PV : nœud de production, où la puissance active et l'amplitude de la tension est connue.
- Nœud Bilan : chaque réseau a un seul nœud de Slack où l'angle et l'amplitude de la tension sont connus.

Donc, pour un réseau électrique de n nœuds, où n_{PV} est le nombre de nœud PV, nous avons un système d'équations avec $(n-n_{PV}-1)$ équations.

C'est le système d'équations Écoulement de Puissance AC, qui sont non linéaire et peuvent montrer précisément la relation entre les grandeurs du réseau. La solution de ce système d'équations nous donne un résultat très précis de l'état du réseau. Cependant, il n'y a pas une résolution analytique pour ce système d'équations non linéaire. Donc, les méthodes numériques qui sont très couteux en temps de calcul doivent être appliquées.

I. Écoulement de Puissance AC

Dans le problème d'Écoulement de Puissance AC, l'équilibre de la puissance dans le système électrique est souvent écrit sous forme de deux équations pour la puissance active et réactive comme présenté dans l'équation B.1. Il existe différentes méthodes de résolution ce système d'équations non linéaires. Parmi ces méthodes, la méthode de Newton-Raphson est la plus connue.

Cette méthode commence par une estimation initiale de toutes les variables inconnues (l'amplitude et l'angle de la tension aux nœuds PQ, l'angle de la tension aux nœuds PV). Ensuite, une série de Taylor est écrit pour chacune des équations de bilan de puissance dans le système d'équations. Le résultat est un système d'équations linéaires qui peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad [B.2]$$

Où ΔP et ΔQ sont appelées les équations disparités.

$$\begin{aligned} \Delta P &= -P_i + \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ \Delta Q &= -Q_i + \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \quad [B.3]$$

et J est la matrice des dérivées partielles connues comme Jacobienne

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad [B.4]$$

Le système d'équations linéarisées est résolu pour déterminer la prochaine estimation ($m + 1$) de l'amplitude et de l'angle de la tension sur la base de :

$$\begin{aligned}\theta^{m+1} &= \theta^m + \Delta\theta \\ |V|^{m+1} &= |V|^m + \Delta|V|\end{aligned}\tag{B.5}$$

Le processus se poursuit jusqu'à ce qu'une condition d'arrêt est satisfaisante. Une condition d'arrêt souvent utilisée est d'arrêter quand la norme des équations disparités est inférieure à une tolérance spécifiée.

II. Écoulement de Puissance Optimal AC

Le calcul d'Écoulement de Puissance Optimal est pour le but de trouver la solution du problème d'Écoulement de Puissance AC avec le coût de fonctionnement minimal.

$$\min_x f(x)\tag{B.6}$$

Avec les constraints : $g(x) = 0$ est le système d'équations Écoulement de Puissance AC

$h(x) = 0$ est le contrainte de la puissance dans la ligne

$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$ est la plage de variation de la solution

La fonction objective (B.6) est simplement la somme des fonctions de coûts individuels des puissances actives et réactives injectées pour chaque générateur :

$$\min_{|V|, \theta, P, Q} \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_g^i) + f_Q^i(q_g^i)\tag{B.7}$$

Annexe C. Le réseau de test 14 nœuds de IEEE

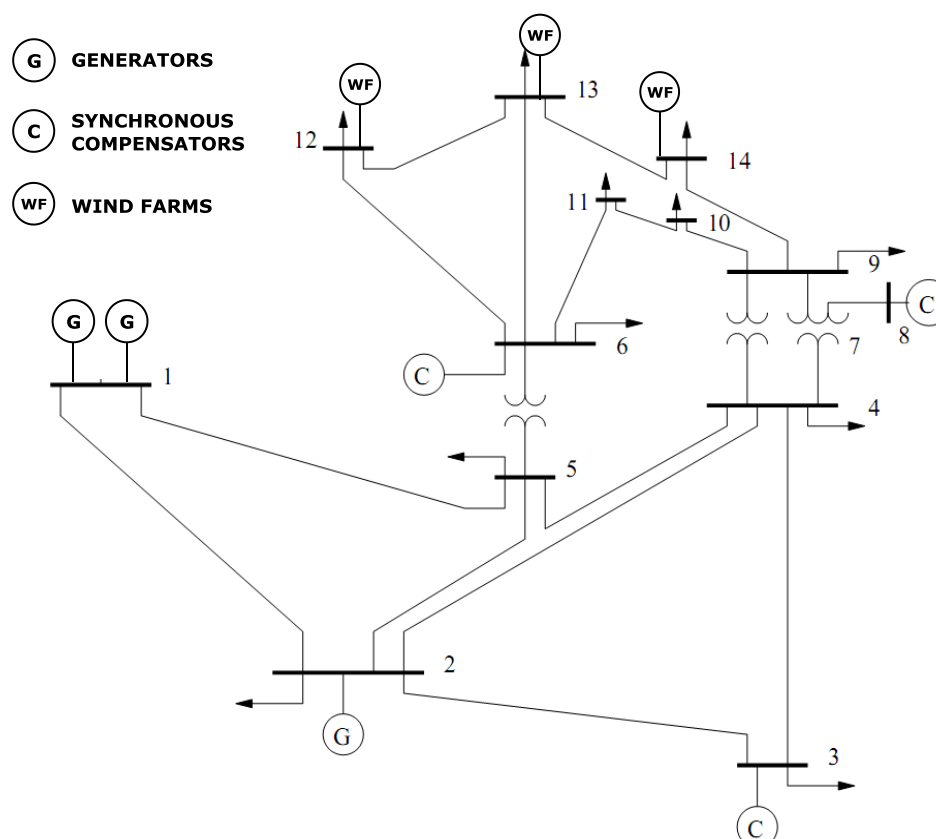


Figure 59. Réseau IEEE-14nœuds

Tableau 22. Paramètres des nœuds du réseau 14 nœuds de IEEE

N° du nœud	Type de nœud	P_{ch} [MW]	Q_{ch} [MVar]	Tension de référence [p.u.]
1	PV	0	0	1,060
2	PV	21,7	12,7	1,045
3	PV	94,2	19	1,010
4	PQ	47,8	-3,9	*
5	PQ	7,6	1,6	*
6	PV	11,2	7,5	1,070
7	PQ	0	0	**
8	PV	0	0	1,062
9	PQ	29,5	16,6	**
10	PQ	9	5,8	**
11	PQ	3,5	1,8	**
12	PV	6,1	1,6	1,010
13	PV	13,5	5,8	1,010
14	PV	14,9	5	1,010

* Tension maintenue entre 0,95-1,05 ; ** Tension maintenue entre 0,90-1,10

Tableau 23. Paramètres des générateurs du réseau 14 nœuds de IEEE

Nœud	$P_{\max}$ (MW)	$P_{\min}$ (MW)	$Q_{\max}$ (MVar)	$Q_{\min}$ (MVar)	Taux de panne (1/h)
1	160	40	10	0	8,00E-04
1	160	40	10	0	8,00E-04
2	60	30	50	-40	4,00E-04
3	0	0	40	0	4,00E-04
6	0	0	24	-6	1,00E-03
8	0	0	24	-6	1,00E-03
12	12	0	5	-5	5,00E-04
13	12	0	5	-5	5,00E-04
14	50	0	20	-20	5,00E-04

Tableau 24. Paramètres des lignes du réseau 14 nœuds de IEEE

Du nœud	Au nœud	R [p,u,]	X [p,u,]	B [p,u,]	Rapport	Smax [MVA]	Taux de panne (1/h)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528	1	292,41	5,43E-04
1	5	0,05403	0,22304	0,0492	1	292,41	2,05E-03
2	3	0,04699	0,19797	0,0438	1	292,41	1,82E-03
2	4	0,05811	0,17632	0,0374	1	292,41	1,62E-03
2	5	0,05695	0,17388	0,034	1	292,41	1,60E-03
3	4	0,06701	0,17103	0,0346	1	292,41	1,57E-03
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	1	292,41	3,87E-04
4	7	0	0,20912	0	0,978	42,25	2,05E-05
4	9	0	0,55618	0	0,969	16	2,05E-05
5	6	0	0,25202	0	0,932	84,5	2,05E-05
6	11	0,09498	0,1989	0	1	25	4,34E-04
6	12	0,12291	0,25581	0	1	25	5,58E-04
6	13	0,06615	0,13027	0	1	25	2,84E-04
7	8	0	0,17615	0	1	25	2,05E-05
7	9	0	0,11001	0	1	42,25	2,05E-05
9	10	0,03181	0,08450	0	1	25	1,84E-04
9	14	0,12711	0,27038	0	1	30	5,90E-04
10	11	0,08205	0,19207	0	1	25	4,19E-04
12	13	0,22092	0,19988	0	1	25	4,36E-04
13	14	0,17093	0,34802	0	1	25	7,59E-04

Annexe D. Le réseau de test RTS-96 de IEEE

Tableau 25. Paramètres des nœuds du réseau RTS-96 de IEEE

N° du nœud	Nom du nœud	Type du nœud	Pch (MW)	Qch (MVar)	Gs	Bs	Sub Area	Base kV	Zone
101	Abel	2	108	22	0	0	11	138	11
102	Adams	2	97	20	0	0	11	138	12
103	Adler	1	180	37	0	0	11	138	11
104	Agricola	1	74	15	0	0	11	138	11
105	Aiken	1	71	14	0	0	11	138	11
106	Alber	1	136	28	0	1	11	138	12
107	Alder	2	125	25	0	0	11	138	12
108	Alger	1	171	35	0	0	11	138	12
109	Ali	1	175	36	0	0	11	138	13
110	Allen	1	195	40	0	0	11	138	13
111	Anna	1	0	0	0	0	11	230	13
112	Archer	1	0	0	0	0	11	230	13
113	Arne	3	265	54	0	0	12	230	14
114	Arnold	2	194	39	0	0	12	230	16
115	Arthur	2	317	64	0	0	12	230	16
116	Asser	2	100	20	0	0	12	230	16
117	Aston	1	0	0	0	0	12	230	17
118	Astor	2	333	68	0	0	12	230	17
119	Attar	1	181	37	0	0	12	230	15
120	Attila	1	128	26	0	0	12	230	15
121	Attlee	2	0	0	0	0	12	230	17
122	Aubrey	2	0	0	0	0	12	230	17
123	Austen	2	0	0	0	0	12	230	15
124	Avery	1	0	0	0	0	12	230	16
201	Bach	2	108	22	0	0	21	138	21
202	Bacon	2	97	20	0	0	21	138	22
203	Baffin	1	180	37	0	0	21	138	21
204	Bailey	1	74	15	0	0	21	138	21
205	Bain	1	71	14	0	0	21	138	21
206	Bajer	1	136	28	0	1	21	138	22
207	Baker	2	125	25	0	0	21	138	22
208	Balch	1	171	35	0	0	21	138	22
209	Balzac	1	175	36	0	0	21	138	23
210	Banks	1	195	40	0	0	21	138	23
211	Bardeen	1	0	0	0	0	21	230	23
212	Barkla	1	0	0	0	0	21	230	23

213	Barlow	2	265	54	0	0	22	230	24
214	Barry	2	194	39	0	0	22	230	26
215	Barton	2	317	64	0	0	22	230	26
216	Basov	2	100	20	0	0	22	230	26
217	Bates	1	0	0	0	0	22	230	27
218	Bayle	2	333	68	0	0	22	230	27
219	Bede	1	181	37	0	0	22	230	25
220	Beethoven	1	128	26	0	0	22	230	25
221	Behring	2	0	0	0	0	22	230	27
222	Bell	2	0	0	0	0	22	230	27
223	Bloch	2	0	0	0	0	22	230	25
224	Bordet	1	0	0	0	0	22	230	26
301	Cabell	2	108	22	0	0	31	138	31
302	Cabot	2	97	20	0	0	31	138	32
303	Caesar	1	180	37	0	0	31	138	31
304	Caine	1	74	15	0	0	31	138	31
305	Calvin	1	71	14	0	0	31	138	31
306	Camus	1	136	28	0	1	31	138	32
307	Carew	2	125	25	0	0	31	138	32
308	Carrel	1	171	35	0	0	31	138	32
309	Carter	1	175	36	0	0	31	138	33
310	Caruso	1	195	40	0	0	31	138	33
311	Cary	1	0	0	0	0	31	230	33
312	Caxton	1	0	0	0	0	31	230	33
313	Cecil	2	265	54	0	0	32	230	34
314	Chain	2	194	39	0	0	32	230	36
315	Chase	2	317	64	0	0	32	230	36
316	Chifa	2	100	20	0	0	32	230	36
317	Chuhsi	1	0	0	0	0	32	230	37
318	Clark	2	333	68	0	0	32	230	37
319	Clay	1	181	37	0	0	32	230	35
320	Clive	1	128	26	0	0	32	230	35
321	Cobb	2	0	0	0	0	32	230	37
322	Cole	2	0	0	0	0	32	230	37
323	Comte	2	0	0	0	0	32	230	35
324	Curie	1	0	0	0	0	32	230	36
325	Curtiss	1	0	0	0	0	32	230	35

Type du nœud : 1 : nœud PQ, 2 : nœud PV, 3 : nœud bilan

Tableau 26. Paramètres des générateurs du réseau RTS-96 de IEEE

N° du nœud	Type de l'unité	N° de l'unité	P _p (MW)	Q _p (MVar)	Q _{max} (MVar)	Q _{min} (MVar)	Tension de référence (p.u.)	Taux de panne (1/h)*
101	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
101	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
101	U76	3	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
101	U76	4	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
102	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
102	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
102	U76	3	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04
102	U76	4	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04
104	W100	1	100	0	30	-30	1,035	5,10E-04
105	W80	1	80	0	24	-24	1,035	5,10E-04
107	U100	1	80	17,2	60	0	1,025	8,33E-04
107	U100	2	80	17,2	60	0	1,025	8,33E-04
107	U100	3	80	17,2	60	0	1,025	8,33E-04
113	U197	1	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
113	U197	2	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
113	U197	3	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
114	Sync Cond	1	0	13,7	200	-50	0,980	0,00E+00
115	U12	1	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
115	U12	2	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
115	U12	3	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
115	U12	4	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
115	U12	5	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
115	U155	6	155	0,05	80	-50	1,014	1,04E-03
116	U155	1	155	25,22	80	-50	1,017	1,04E-03
118	U400	1	400	137,4	200	-50	1,050	9,09E-04
121	U400	1	400	108,2	200	-50	1,050	9,09E-04
122	U50	1	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
122	U50	2	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
122	U50	3	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
122	U50	4	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
122	U50	5	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
122	U50	6	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
123	U155	1	155	31,79	80	-50	1,050	1,04E-03
123	U155	2	155	31,79	80	-50	1,050	1,04E-03
123	U350	3	350	71,78	150	-25	1,050	8,70E-04
201	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
201	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
201	U76	3	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
201	U76	4	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
202	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
202	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
202	U76	3	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04

202	U76	4	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04
204	W100	1	100	0	30	-30	1,035	5,10E-04
205	W80	1	80	0	24	-24	1,035	5,10E-04
207	U100	1	80	17,2	60	0	1,025	5,10E-04
207	U100	2	80	17,2	60	0	1,025	5,10E-04
207	U100	3	80	17,2	60	0	1,025	8,33E-04
213	U197	1	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
213	U197	2	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
213	U197	3	95,1	40,7	80	0	1,020	1,05E-03
214	Sync Cond	1	0	13,68	200	-50	0,980	0,00E+00
215	U12	1	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
215	U12	2	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
215	U12	3	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
215	U12	4	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
215	U12	5	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
215	U155	6	155	0,048	80	-50	1,014	1,04E-03
216	U155	1	155	25,22	80	-50	1,017	1,04E-03
218	U400	1	400	137,4	200	-50	1,050	9,09E-04
221	U400	1	400	108,2	200	-50	1,050	9,09E-04
222	U50	1	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
222	U50	2	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
222	U50	3	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
222	U50	4	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
222	U50	5	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
222	U50	6	50	-4,96	16	-10	1,050	5,05E-04
223	U155	1	155	31,79	80	-50	1,050	1,04E-03
223	U155	2	155	31,79	80	-50	1,050	1,04E-03
223	U350	3	350	71,78	150	-25	1,050	8,70E-04
301	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
301	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
301	U76	3	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
301	U76	4	76	14,1	30	-25	1,035	5,10E-04
302	U20	1	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
302	U20	2	10	0	10	0	1,035	2,22E-03
302	U76	3	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04
302	U76	4	76	7,0	30	-25	1,035	5,10E-04
304	W100	1	100	0	30	-30	1,035	5,10E-04
305	W80	1	80	0	24	-24	1,035	5,10E-04
307	U100	1	80	17,2	60	0	1,025	5,10E-04
307	U100	2	80	17,2	60	0	1,025	5,10E-04
307	U100	3	80	17,2	60	0	1,025	8,33E-04
313	U197	1	95,1	40,7	80	0	1,02	8,33E-04
313	U197	2	95,1	40,7	80	0	1,02	1,05E-03
313	U197	3	95,1	40,7	80	0	1,02	1,05E-03
314	Sync Cond	1	0	13,68	200	-50	0,98	0,00E+00

315	U12	1	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
315	U12	2	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
315	U12	3	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
315	U12	4	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
315	U12	5	12	0	6	0	1,014	3,40E-04
315	U155	6	155	0,048	80	-50	1,014	1,04E-03
316	U155	1	155	25,22	80	-50	1,017	1,04E-03
318	U400	1	400	137,4	200	-50	1,05	9,09E-04
321	U400	1	400	108,2	200	-50	1,05	9,09E-04
322	U50	1	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
322	U50	2	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
322	U50	3	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
322	U50	4	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
322	U50	5	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
322	U50	6	50	-4,96	16	-10	1,05	5,05E-04
323	U155	1	155	31,79	80	-50	1,05	1,04E-03
323	U155	2	155	31,79	80	-50	1,05	1,04E-03
323	U350	3	350	71,78	150	-25	1,05	8,70E-04

* : le taux de panne est calculé en basant sur les données de fiabilité des générateurs

Tableau 27. Données de fiabilité des générateurs du réseau RTS-96 de IEEE

Unité	Taille de l'unité (MW)	Forced Outage Rate	MTTF (Heure)	MTTR (Heure)	Panne (fois/ans)
U12	12	0,02	2940	60	2,98
U20	20	0,10	450	50	19,47
U50	50	0,01	1980	20	4,42
U76	76	0,02	1960	40	4,47
U100	100	0,04	1200	50	7,30
U155	155	0,04	960	40	9,13
U197	197	0,05	950	50	9,22
U350	350	0,08	1150	100	7,62
U400	400	0,12	1100	150	7,96

MTTF : Mean Time To Failure

MTTR : Mean Time To Repair

Tableau 28. Paramètres des lignes du réseau RTS-96 de IEEE

N° de la ligne	Du nœud	Au nœud	L (km)	Panne (fois/ans)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Smax (MVA)	Rapport	Taux de panne (1/h)*
A1	101	102	3	0,24	0,003	0,014	0,461	175	0	2,74E-05
A2	101	103	55	0,51	0,055	0,211	0,057	175	0	5,82E-05
A3	101	105	22	0,33	0,022	0,085	0,023	175	0	3,77E-05
A4	102	104	33	0,39	0,033	0,127	0,034	175	0	4,45E-05
A5	102	106	50	0,48	0,050	0,192	0,052	175	0	5,48E-05
A6	103	109	31	0,38	0,031	0,119	0,032	175	0	4,34E-05
A7	103	124	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
A8	104	109	27	0,36	0,027	0,104	0,028	175	0	4,11E-05
A9	105	110	23	0,34	0,023	0,088	0,024	175	0	3,88E-05
A10	106	110	16	0,33	0,014	0,061	2,459	175	0	3,77E-05
A11	107	108	16	0,30	0,016	0,061	0,017	175	0	3,42E-05
AB1	107	203	42	0,44	0,042	0,161	0,044	175	0	5,02E-05
A12-1	108	109	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
A13-2	108	110	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
A14	109	111	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
A15	109	112	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
A16	110	111	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
A17	110	112	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
A18	111	113	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
A19	111	114	29	0,39	0,005	0,042	0,088	500	0	4,45E-05
A20	112	113	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
A21	112	123	67	0,52	0,012	0,097	0,203	500	0	5,94E-05
A22	113	123	60	0,49	0,011	0,087	0,182	500	0	5,59E-05
AB2	113	215	52	0,47	0,010	0,075	0,158	500	0	5,37E-05
A23	114	116	27	0,38	0,005	0,059	0,082	500	0	4,34E-05
A24	115	116	12	0,33	0,002	0,017	0,036	500	0	3,77E-05
A25-1	115	121	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
A25-2	115	121	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
A26	115	124	36	0,41	0,007	0,052	0,109	500	0	4,68E-05
A27	116	117	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
A28	116	119	16	0,34	0,003	0,023	0,049	500	0	3,88E-05
A29	117	118	10	0,32	0,002	0,014	0,030	500	0	3,65E-05
A30	117	122	73	0,54	0,014	0,105	0,221	500	0	6,16E-05
A31-1	118	121	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
A31-2	118	121	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
A32-1	119	120	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
A32-2	119	120	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
A33-1	120	123	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
A33-2	120	123	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
A34	121	122	47	0,45	0,009	0,068	0,142	500	0	5,14E-05
AB3	123	217	51	0,46	0,010	0,074	0,155	500	0	5,25E-05
B1	201	202	3	0,24	0,003	0,014	0,461	175	0	2,74E-05

B2	201	203	55	0,51	0,055	0,211	0,057	175	0	5,82E-05
B3	201	205	22	0,33	0,022	0,085	0,023	175	0	3,77E-05
B4	202	204	33	0,39	0,033	0,127	0,034	175	0	4,45E-05
B5	202	206	50	0,48	0,050	0,192	0,052	175	0	5,48E-05
B6	203	209	31	0,38	0,031	0,119	0,032	175	0	4,34E-05
B7	203	224	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
B8	204	209	27	0,36	0,027	0,104	0,028	175	0	4,11E-05
B9	205	210	23	0,34	0,023	0,088	0,024	175	0	3,88E-05
B10	206	210	16	0,33	0,014	0,061	2,459	175	0	3,77E-05
B11	207	208	16	0,30	0,016	0,061	0,017	175	0	3,42E-05
B12-1	208	209	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
B13-2	208	210	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
B14	209	211	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
B15	209	212	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
B16	210	211	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
B17	210	212	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
B18	211	213	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
B19	211	214	29	0,39	0,005	0,042	0,088	500	0	4,45E-05
B20	212	213	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
B21	212	223	67	0,52	0,012	0,097	0,203	500	0	5,94E-05
B22	213	223	60	0,49	0,011	0,087	0,182	500	0	5,59E-05
B23	214	216	27	0,38	0,005	0,059	0,082	500	0	4,34E-05
B24	215	216	12	0,33	0,002	0,017	0,036	500	0	3,77E-05
B25-1	215	221	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
B25-2	215	221	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
B26	215	224	36	0,41	0,007	0,052	0,109	500	0	4,68E-05
B27	216	217	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
B28	216	219	16	0,34	0,003	0,023	0,049	500	0	3,88E-05
B29	217	218	10	0,32	0,002	0,014	0,030	500	0	3,65E-05
B30	217	222	73	0,54	0,014	0,105	0,221	500	0	6,16E-05
B31-1	218	221	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
B31-2	218	221	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
B32-1	219	220	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
B32-2	219	220	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
B33-1	220	223	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
B33-2	220	223	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
B34	221	222	47	0,45	0,009	0,068	0,142	500	0	5,14E-05
C1	301	302	3	0,24	0,003	0,014	0,461	175	0	2,74E-05
C2	301	303	55	0,51	0,055	0,211	0,057	175	0	5,82E-05
C3	301	305	22	0,33	0,022	0,085	0,023	175	0	3,77E-05
C4	302	304	33	0,39	0,033	0,127	0,034	175	0	4,45E-05
C5	302	306	50	0,48	0,050	0,192	0,052	175	0	5,48E-05
C6	303	309	31	0,38	0,031	0,119	0,032	175	0	4,34E-05
C7	303	324	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
C8	304	309	27	0,36	0,027	0,104	0,028	175	0	4,11E-05

C9	305	310	23	0,34	0,023	0,088	0,024	175	0	3,88E-05
C10	306	310	16	0,33	0,014	0,061	2,459	175	0	3,77E-05
C11	307	308	16	0,30	0,016	0,061	0,017	175	0	3,42E-05
C12-1	308	309	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
C13-2	308	310	43	0,44	0,043	0,165	0,045	175	0	5,02E-05
C14	309	311	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
C15	309	312	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,03	2,28E-06
C16	310	311	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
C17	310	312	0	0,02	0,002	0,084	0	400	1,015	2,28E-06
C18	311	313	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
C19	311	314	29	0,39	0,005	0,042	0,088	500	0	4,45E-05
C20	312	313	33	0,40	0,006	0,048	0,100	500	0	4,57E-05
C21	312	323	67	0,52	0,012	0,097	0,203	500	0	5,94E-05
C22	313	323	60	0,49	0,011	0,087	0,182	500	0	5,59E-05
C23	314	316	27	0,38	0,005	0,059	0,082	500	0	4,34E-05
C24	315	316	12	0,33	0,002	0,017	0,036	500	0	3,77E-05
C25-1	315	321	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
C25-2	315	321	34	0,41	0,006	0,049	0,103	500	0	4,68E-05
C26	315	324	36	0,41	0,007	0,052	0,109	500	0	4,68E-05
C27	316	317	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
C28	316	319	16	0,34	0,003	0,023	0,049	500	0	3,88E-05
C29	317	318	10	0,32	0,002	0,014	0,030	500	0	3,65E-05
C30	317	322	73	0,54	0,014	0,105	0,221	500	0	6,16E-05
C31-1	318	321	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
C31-2	318	321	18	0,35	0,003	0,026	0,055	500	0	4,00E-05
C32-1	319	320	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
C32-2	319	320	27,5	0,38	0,005	0,040	0,083	500	0	4,34E-05
C33-1	320	323	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
C33-2	320	323	15	0,34	0,003	0,022	0,046	500	0	3,88E-05
C34	321	322	47	0,45	0,009	0,068	0,142	500	0	5,14E-05
CA-1	325	121	67	0,52	0,012	0,097	0,203	500	0	5,94E-05
CB-1	318	223	72	0,53	0,013	0,104	0,218	500	0	6,05E-05
C35	323	325	0	0,02	0,000	0,009	0	722	1,00	2,28E-06

* : le taux de panne par heure est calculé en basant sur le taux de panne par an.

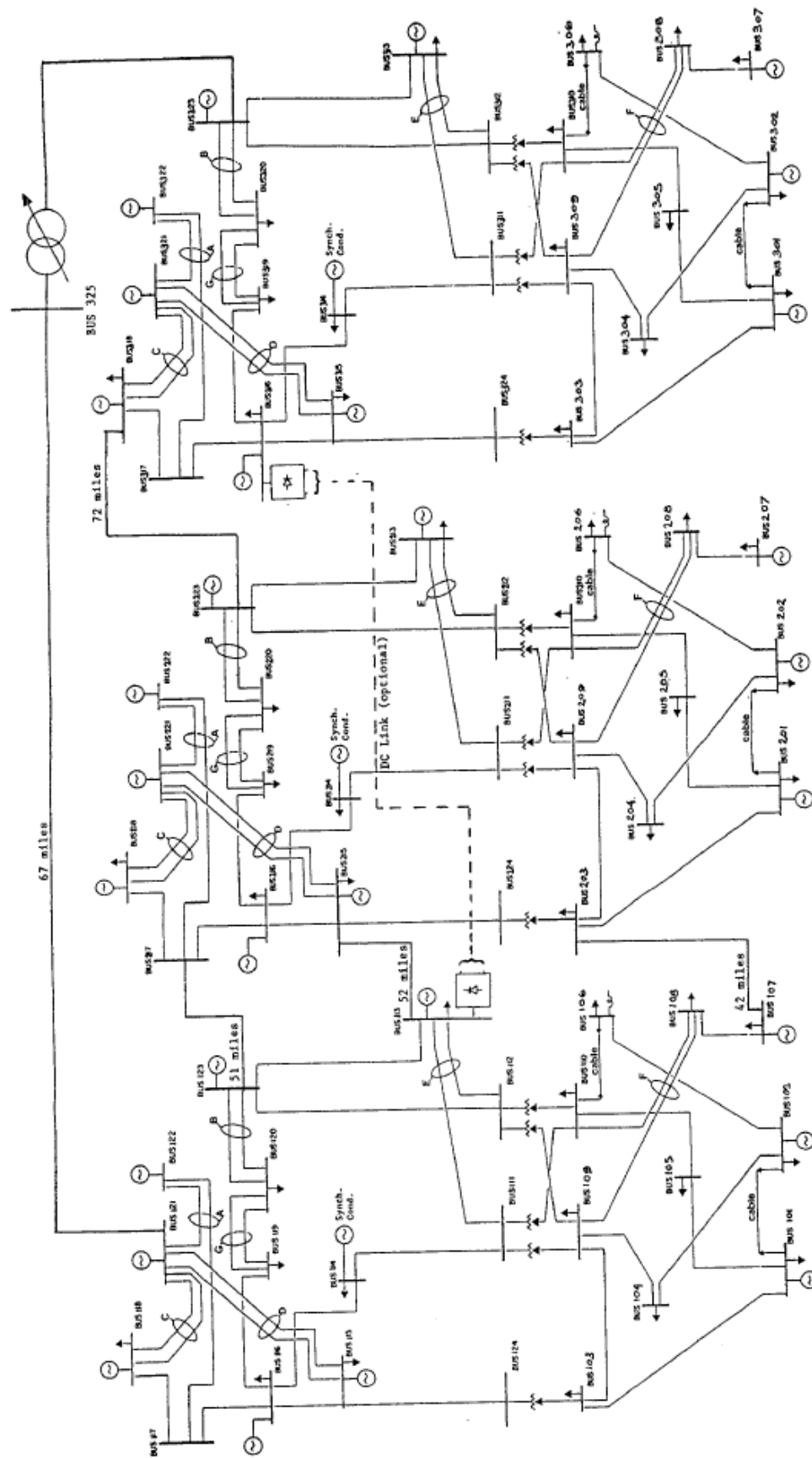


Figure 60. Réseau IEEE RTS-96