

# 12. Energie – PERTES & INCERTITUDES

<b>12. Module PERTES &amp; INCERTITUDES .....</b>	<b>604</b>
12.0 Introduction .....	604
12.0.0 Définitions .....	604
12.0.1 Probabilité de dépasser une valeur de production .....	605
12.0.2 Définition du productible BRUT .....	607
12.0.3 Définition des pertes .....	607
12.0.4 Guide des étapes à suivre pour faire un calcul avec P&I .....	609
12.1 Onglet Principal. Données de départ nécessaires aux calculs .....	610
12.1.0 Données climatiques .....	611
12.1.1 Productible BRUT .....	611
12.1.2 Entrée des données relatives aux corrections, aux pertes et aux incertitudes .....	612
12.2 Onglet Corrections .....	612
12.2.0 Onglet Corrections .....	612
12.2.1 Calcul de la correction RIX .....	614
12.3 Onglet Pertes .....	615
12.3.0 Hystérésis aux hautes vitesses de vent .....	617
12.3.1 Températures extrêmes .....	618
12.3.2 Bridage sectoriel .....	619
12.3.3 Bridage sectoriel, séries temporelles .....	619
12.3.4 Bruit .....	620
12.3.5 Papillotement des ombres portées .....	621
12.3.6 Chiroptères .....	622
12.3.7 Autres pertes .....	623
12.4 Onglet Incertitudes .....	624
12.4.0 Incertitude sur les DONNÉES de vent .....	625
12.4.1 Incertitude sur la MODELISATION du vent .....	627
12.4.2 Incertitude sur la CONVERSION de PUISSANCE .....	629
12.4.3 Incertitudes sur les CORRECTIONS .....	629
12.4.4 Incertitudes sur les PERTES .....	629
12.5 Onglet Résultats .....	630
12.6 Rapport de calcul .....	631
12.6.0 Principaux résultats .....	631
12.6.1 Hypothèses et résultats .....	632
12.6.2 Détails par éolienne .....	633
12.6.3 Résultats détaillés .....	634

## 12. Module PERTES & INCERTITUDES

### 12.0 Introduction

Après avoir calculé le productible (c.à.d. la production annuelle escomptée) avec le module PARK de WindPRO, l'étape suivante, pour présenter le projet à investisseur (typiquement une banque), est l'estimation des pertes et des incertitudes.

Au cours des dernières années, l'évaluation des pertes est devenue une part de plus en plus importante du travail d'estimation du productible étant donné que, dans les projets modernes, elles sont devenues plus élevées, que les marges sur les productibles se sont réduites et que les budgets se sont resserrés. D'autre part, la taille croissante des projets, et par conséquent celle des budgets engagés, a fait que l'estimation du risque et donc de l'incertitude est devenu un élément clé dans la décision d'investir.

Le module PERTES & INCERTITUDES de WindPRO propose une approche méthodique pour l'estimation des pertes et des incertitudes ainsi que de nombreux outils pour quantifier avec précision leurs différents composants. En complément du calcul des pertes et des incertitudes, ce module permet également la correction de certaines erreurs systématiques connues, comme celle du modèle WAsP (correction RIX), ou les erreurs sur les mesures de vent.

#### 12.0.0 Définitions

La suite présente de manière simplifiée la méthode employée.

On commence par calculer le productible annuel NET :

Productible BRUT  
± CORRECTIONS  
- PERTES

= Productible NET (production commercialisable escomptée) = P50.

Le Productible NET annuel est la production annuelle moyenne escomptée au long de la vie du parc. Cette estimation du productible est établie à partir de modèles et de données entachées de plus ou moins d'incertitude selon les circonstances. On considère que la production réelle a la même probabilité d'être supérieure ou inférieure au productible NET d'où sa désignation « P50 », c'est-à-dire la production dont la probabilité d'être dépassée est de 50% et dont la probabilité de ne pas être atteinte est également de 50%.

Ensuite on calcule l'incertitude sur le P50 afin d'estimer le risque :

Les hypothèses suivantes sont faites :

- On suppose que l'erreur pouvant affecter le P50 fait se distribue suivant une loi normale. L'incertitude sera donc caractérisée par la valeur de l'écart-type de cette distribution.
- On suppose que tous les composants du P50 sont indépendants et qu'ils se somment pour former le P50. Connaissant l'écart-type (l'incertitude) de chaque composant, l'écart-type (l'incertitude) du P50 sera donc égal à la racine carré de la somme des carrés des écarts-types des différents composants.

Etant donnée les propriétés d'une distribution normale, on sait, par exemple, que si la valeur de l'écart-type du P50 est égal à 10% de celui-ci, alors :

- La probabilité de dépasser une production de P50-10% (soit P50 - 1 écart-type) = 84% -> P84.
- La probabilité de dépasser une production de P50-12,8% (soit P50 - 1,28 écart-type) = 90% -> P90.

Ces valeurs typiques sont données dans la table de probabilité cumulée de la distribution normale. La table suivante présente quelques autres valeurs typiques :

Prob (%)	de dépassement d'une production égale à :
50	P50 - 0 écart-type
75	P50 - 0,67 écart-type
84	P50 - 1 écart-type
90	P50 - 1,28 écarts-types
95	P50 - 1,64 écarts-types
99	P50 - 2,33 écarts-types

Enfin, si on dispose de la variabilité interannuelle du vent, les résultats présenteront les incertitudes sur la valeur de la production annuelle moyenne se rapportant à des périodes 1, 5 et 10 ans permettant ainsi d'affiner l'estimation du risque.

La variabilité interannuelle est calculée à partir de données à long terme à l'aide du module MCP ou obtenue auprès de certains organismes.

### 12.0.1 Probabilité de dépasser une valeur de production

La Figure 1, ci-dessous, peut aider à comprendre l'incertitude inhérente aux calculs de productibles. Elle montre comment se répartissent les valeurs du rapport « production réelle / productible calculé ». L'étude porte sur un échantillon de 1806 éoliennes du Danemark dont la puissance est comprise entre 600 et 2500 kW.

Les ordonnées sont les fréquences et les abscisses sont les rapports « production réelle / productible calculé » des relevés formant l'échantillon (points bleus). On voit que leur répartition s'approche assez d'une distribution normale en couleur rose dont l'écart-type = 8,1%.

En d'autre terme on dira que l'incertitude affectant ces calculs est de 8,1%

**Moyenne : 0,99 et écart-type : 8,1% du rapport « production réelle / productible calculé ».**  
**Echantillon de 1806 éoliennes de 600 à 2500 kW.**

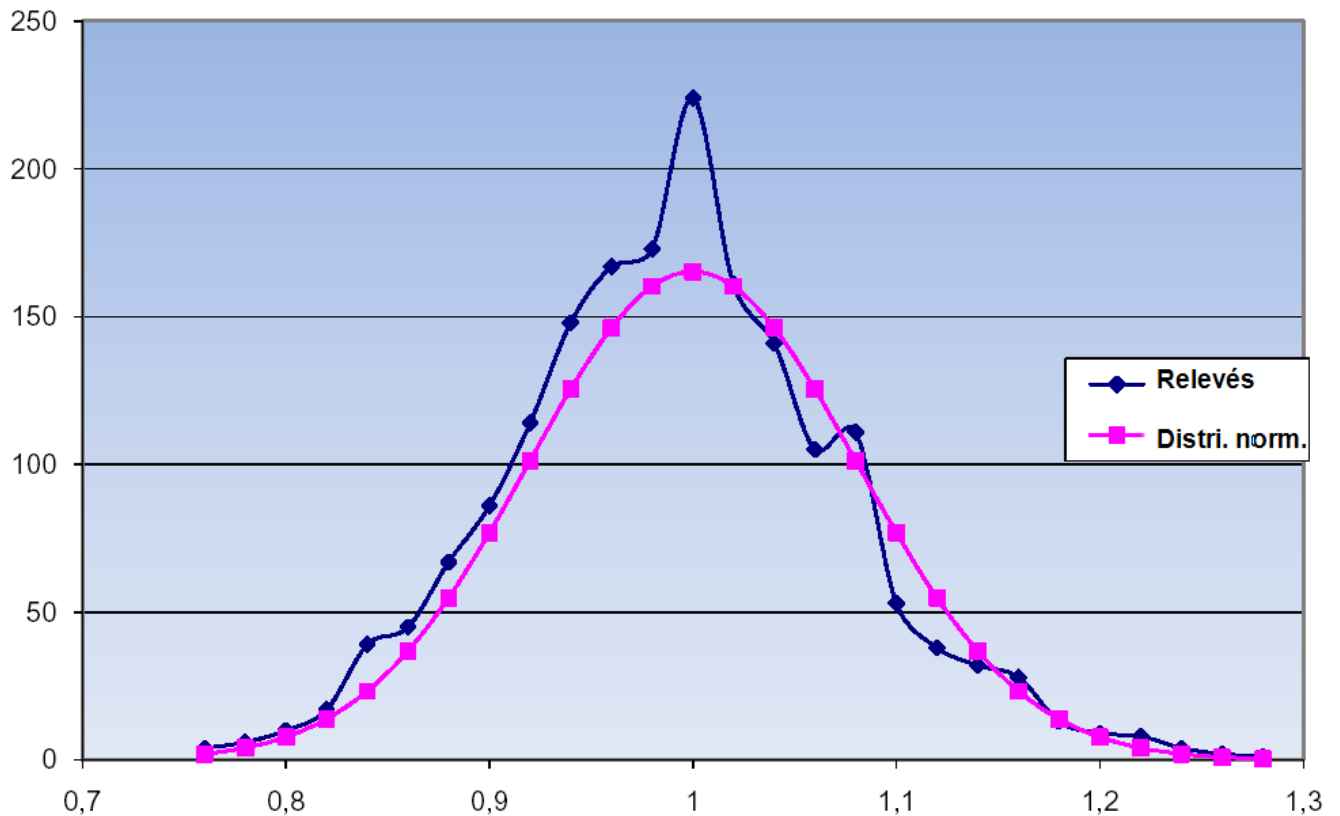


Figure 1

Rappels sur la distribution normale :

Si la valeur du caractère étudié d'une population se distribue de manière normale, la part de la population dont la valeur du caractère est comprise dans l'intervalle [valeur moyenne +/- 1 écart-type] sera égale à 2/3 (68%) et par conséquent les deux parts restantes de la population à l'extérieur de cet intervalle seront égales à 16% chacune, voir la Figure 2.

Ainsi, si le rapport « production réelle/P50 » se distribue de manière normale autour du P50, on en déduit qu'il y a 16% de probabilité que la production annuelle soit inférieure à P50 - 1 écart-type et par conséquent qu'il y a 84% de probabilité que la production soit supérieure à P50 - 1 écart type. La valeur de production correspondant à cette dernière probabilité s'appelle le P84. Le P84 de la distribution tracée en rouge dans la Figure 2 est égal à 95% du P50.

Le P90 est déterminé par P50 - 1,28 écarts-type, le P95 est déterminé P50 - 1,64 écarts-type. On sait ainsi calculer tous les Pxx.

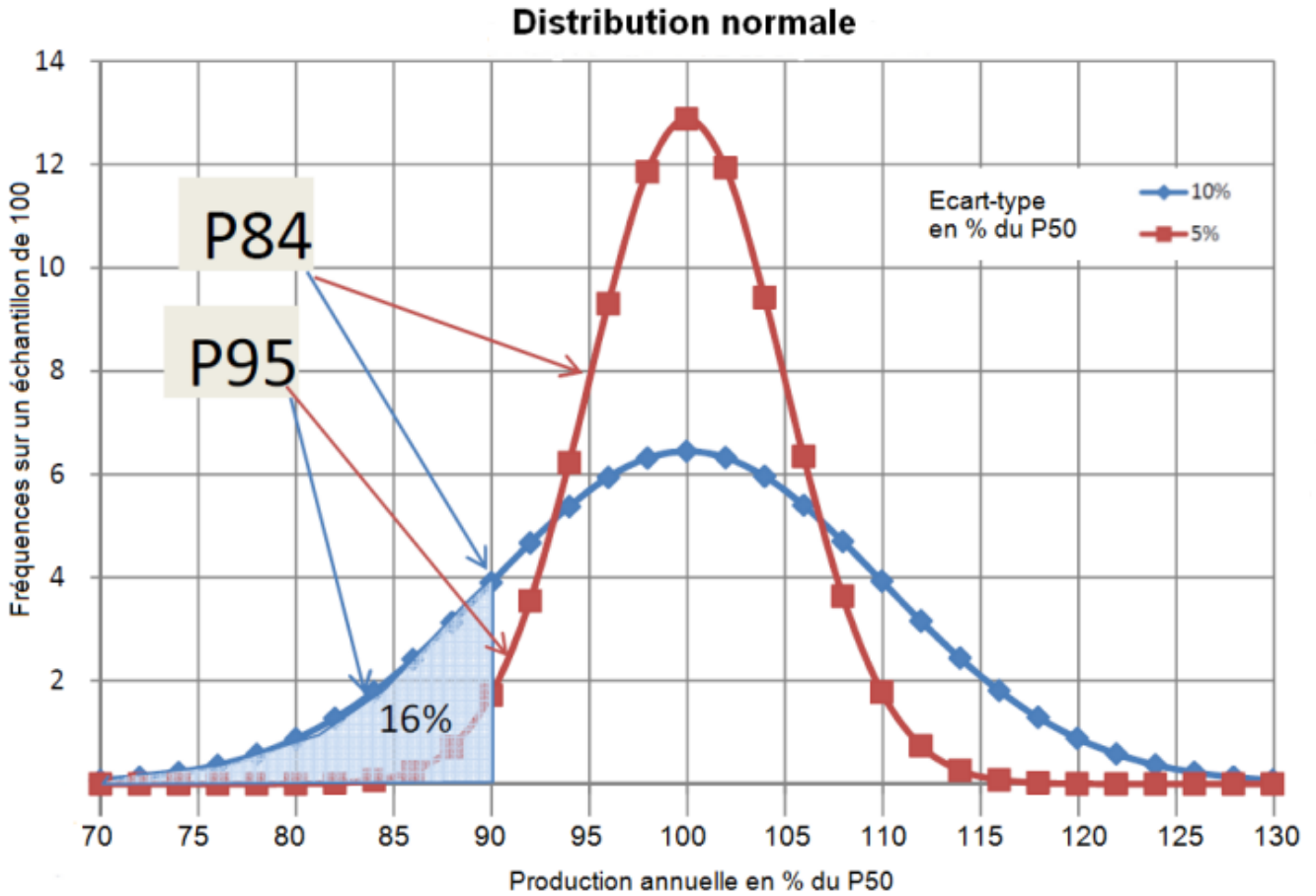


Figure 2

La probabilité d’avoir une production « supérieure à » (dépassement) est la probabilité cumulée. La Figure 3 présente la probabilité cumulée calculée par WindPRO. A partir de sa représentation graphique on peut extraire toutes les valeurs Pxx voulues.

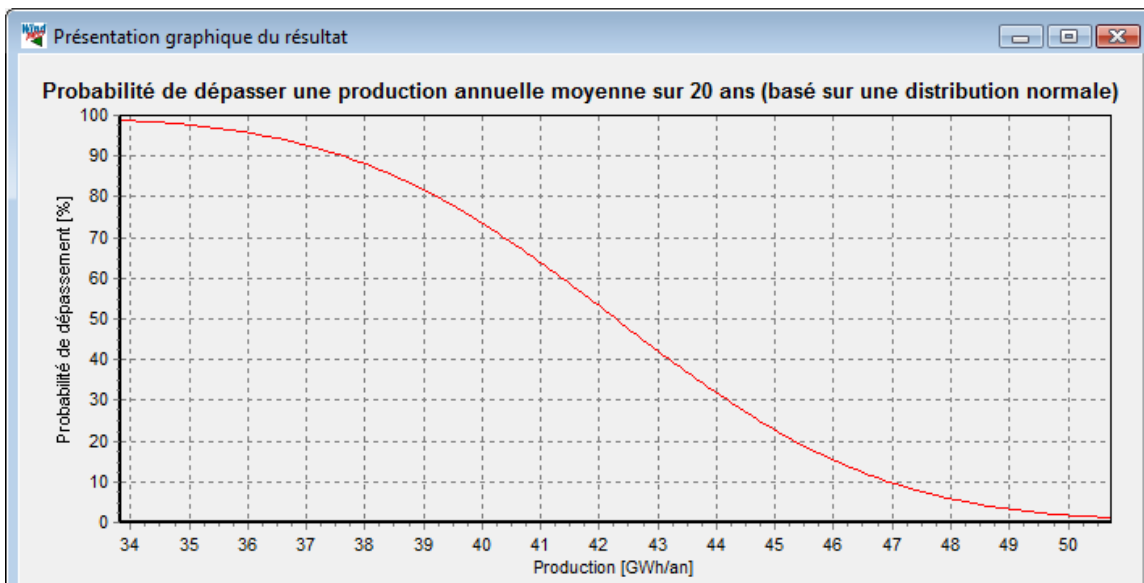


Figure 3

### 12.0.2 Définition du productible BRUT

La définition utilisée est celle établie par DNV (Det Norske Veritas). Elle fut présentée lors de l'AWEA 2007.

Le calcul du productible BRUT prend en compte :

- Les effets de la rugosité
- Les effets de l'orographie
- Les effets des obstacles
- La densité de l'air
- (la correction de la vitesse du vent)
- (la correction à long terme de la vitesse du vent)

Les deux derniers items devraient toujours être inclus, mais la décision est laissée à l'appréciation de l'utilisateur. Par exemple, si à l'issue d'une campagne de mesure du vent, la calibration à posteriori des instruments indique que les mesures sont biaisées, l'utilisateur peut décider de retraiter les mesures et de refaire le calcul PARK où bien de conserver le résultat du calcul initial et d'y appliquer une correction.

NON PRIS EN COMPTE pour le calcul du productible BRUT

- Les pertes dues aux effets des sillages
- Les autres pertes telles que celles dues à l'indisponibilité, les pertes électriques, etc., la liste est donnée dans la suite.
- Les corrections du productible pour prendre en compte des erreurs systématiques connues telles que la correction RIX ou la correction des courbes de puissance. Ces corrections sont appliquées avant le calcul des pertes.

Le module P&I propose la liste des corrections et des pertes à introduire, mais l'utilisateur reste libre de les introduire ou pas afin qu'il n'y ait pas doublon avec des corrections ou des pertes qui auraient déjà été intégrées dans le productible BRUT. Il y a toutefois une exception : les pertes dues aux sillages sont toujours automatiquement retranchées du productible calculé avec PARK afin de rester cohérent avec la définition du productible BRUT donné antérieurement. Le module P&I travaille donc à partir du productible PARK augmenté des pertes dues sillages.

Le module P&I offre les possibilités suivantes :

1. L'entrée manuelle par l'utilisateur de toutes les corrections et de toutes les pertes.
2. Des aides à l'estimation de certaines corrections et de certaines pertes.  
Ces aides font principalement appel à des données de vent sous forme de séries temporelles avec une périodicité élevée. On peut ainsi calculer les pertes qui sont dépendantes de la vitesse ou de la direction du vent (hystérésis des couplages, bridage dans certaines directions, etc.). D'autres données, telles que celles issues d'un calcul SHADOW permettent d'estimer les pertes dues à l'arrêt forcé des machines pour respecter les durées maximum permises du papillotement des ombres. Concernant les corrections, les résultats d'un calcul de RIX avec PARK peuvent être utilisés pour estimer la correction de l'erreur systématique introduite par WAsP en terrain très pentu.

### 12.0.3 Définition des pertes

La définition des pertes utilisée est celle proposée par DNV. Les modifications introduites par EMD apparaissent en italique dans le tableau suivant :

*Contribution AWEA 2008 : Standard Loss Definitions for Wind Resource / Energy Assessments. Auteur Steve Jones de Global Energy Concepts (DNV).*

Catégories standard	Sous catégories recommandées	Commentaires
1. Effets des sillages	Sillages internes	Pertes résultant de l'interaction entre les propres éoliennes du parc. Helimax donne un productible BRUT qui inclut les pertes dues aux effets des sillages.
1. Effets des sillages	Sillages externes	Pertes résultant des sillages d'éoliennes ne faisant pas partie du parc étudié qui seront en opération pendant toute la durée d'exploitation du parc.

1. Effets des sillages	Futurs sillages	Pertes qui résulteront des sillages dus à un futur développement dans le voisinage mais dont la mise en service sera postérieure à celle du parc étudié.
2. Indisponibilité	Eoliennes	Pertes occasionnées par les périodes d'indisponibilité dues aux opérations de maintenance préconisées par le fabricant et par la réparation des pannes entrant dans le taux normal de pannes. GEC divise cette sous catégorie en maintenance de routine, fautes mineures et majeures. AWS Truewind utilise un autre facteur (Corrélation de l'indisponibilité avec les périodes de vents fort) qui peut être noyé dans cette catégorie ou comptabilisé en catégorie «7. Autres».
2. Indisponibilité	Indisponibilité infra. électrique du parc. <i>Poste de livraison</i>	Pertes résultant des périodes d'indisponibilité des éléments en aval du disjoncteur principal de l'éolienne: poste de livraison, ligne, etc.
2. Indisponibilité	Indisponibilité du réseau	Pertes résultant de l'indisponibilité du réseau électrique auquel sera raccordé le parc.
2. Indisponibilité	Autres relatives à l'indisponibilité	Autres pertes non spécifiquement répertoriées.
3. Performance des éoliennes	Courbe de puissance (peut aussi faire part des corrections)	Pertes dues à une éolienne ne produisant pas l'énergie attendue par rapport à sa CP (même avec des pales neuves et dans des conditions d'écoulement du vent conformes aux spécifications).
3. Performance des éoliennes	Hystérésis aux hautes vitesses de vent	Pertes résultant des périodes d'arrêt dues à l'hystérésis des opérations de découplage/recouplage aux hautes vitesses du vent.
3. Performance des éoliennes	Ecoulement du vent	Pertes dues aux turbulences, aux vents désorientant l'éolienne, aux écoulements inclinés, aux cisaillements importants, etc. Ces pertes rendent compte des différences entre les conditions de calcul de la courbe de puissance et les conditions d'exploitation.
3. Performance des éoliennes	Autres relatives aux performances	Autres pertes non spécifiquement répertoriées.
4. Electriques	Pertes électriques	Pertes électriques dans les composants se trouvant entre les éoliennes et le compteur (transformateurs et lignes)
4. Electriques	Consommation du parc	Pertes résultant de la consommation des équipements auxiliaires (chauffage, transformateurs à vide, etc.). Ici, cette consommation n'a pas pour objet d'estimer le coût des factures d'électricité mais d'estimer la réduction d'électricité vendue due à l'autoconsommation.
5. Environnement	Dégradation des performances non due au gel	Pertes dues au vieillissement (qui s'empirent avec le temps sauf si des actions spécifiques sont entreprises) et à la salissure des pales (qui peuvent être réduites par des opérations de nettoyage).
5. Environnement	Dégradation des performances due au gel	Pertes résultant de la réduction du rendement aérodynamique due l'accumulation de glace sur les pales.
5. Environnement	Arrêts dus au gel, à la foudre, à la grêle, etc.	Pertes résultant des arrêts (commandés par le système d'autoprotection, par le SCADA ou par un technicien) quand la quantité de glace accumulée sur les pales est trop importante, en cas de foudre, de grêle ou pour tout autre événement naturel.
5. Environnement	Températures extrêmes	Pertes résultant des arrêts dus à des températures ambiantes hors de la plage de fonctionnement des éoliennes (les problèmes de surchauffe pouvant se produire dans des conditions normales de température sont comptés dans la catégorie « 2. Indisponibilité »)



5. Environnement	Accès au site et autres cas de force majeure	Pertes résultant de la difficulté d'accès au site à cause de la neige, de l'éloignement du site. Ces pertes pourraient aussi être incluses dans la catégorie « 2. Indisponibilité ». L'objet de cette catégorie est de traduire des situations exceptionnelles qui sortent du cadre habituel du travail de maintenance des fabricants.
5. Environnement	Croissance ou abattage des arbres	Pertes résultant de la croissance des arbres dans le voisinage du site ou gains si leur abattage est prévu.
6. Contraintes	Bridage sectoriel	Pertes résultant de l'arrêt commandé de certaines machines pour certaines directions du vent afin de réduire leur fatigue mécanique. Concerne les parcs où les distances inter-éoliennes sont insuffisantes.
6. Contraintes	Limitations du réseau	Pertes résultant du plafonnement de la puissance maximale livrable et des couplages/découplages séquentiels des éoliennes.
6. Contraintes	Contraintes commerciales	Pertes résultant des quantités d'énergie livrées excédant le montant contractuel.
6. Contraintes	Environnementales (bruit, visuelles, avifaune/chiroptères) <i>Division en : bruit, papillotement, avifaune et chiroptères.</i>	Pertes résultant des actions destinées à la limitation des nuisances (par arrêt ou bridage des machines) : sonores, papillotement, avifaune, chiroptères.
7. Autres		Cette catégorie est destinée à inclure des pertes qui ne peuvent pas être incluses dans les autres catégories.

#### 12.0.4 Guide des étapes à suivre pour faire un calcul avec P&I

- Préparer un calcul PARK (voir 3.3.5 de la section 3) de manière à RESPECTER les impératifs suivants :
  - Si plusieurs objets *Données-site* ou plusieurs types d'éolienne sont utilisés, il faut les regrouper dans des calques différents.
  - Si on veut utiliser l'aide pour la correction RIX proposée dans P&I, il faut calculer le RIX dans PARK.
  - Si on veut utiliser l'aide pour l'estimation de certaines pertes proposée dans P&I, il faut disposer de données en séries temporelles. Si les données dont vous disposez ne sont pas adéquates, l'outil *Météo-analyser* permet de générer des séries adaptées (fichiers.WTI). Le cas échéant, les données devront comporter les températures et les turbulences pour pouvoir utiliser respectivement l'aide au calcul des pertes dues aux températures extrêmes et à l'hystérésis des couplages aux hautes vitesses de vent.
- Lancer le calcul PERTES & INCERTITUDES.
- Sélectionner et charger le calcul PARK à utiliser.
- Eventuellement indiquer les données en séries temporelles à utiliser, celles de l'objet *Météo* si elles sont adéquates ou des séries *.WTI* générées à l'aide du *Météo-analyser*.
- Entrer les informations au format demandé dans les tableaux des onglets *Corrections*, *Pertes* et *Incertitudes*.
- Les onglets *Corrections*, *Pertes* et *Incertitudes* dont la colonne *Calculer* comporte une case à cocher bénéficient d'une aide au calcul. En cochant cette case un bouton *Aide* apparaît dans la colonne *Paramètres du calcul*, il ouvre une fenêtre où se fait le paramétrage et le calcul. Ces calculs nécessitent presque toujours des données en séries temporelles avec une périodicité élevée.
- Dans l'onglet *Incertitudes* entrer la *Variabilité interannuelle du vent*.
- Quand toutes les données sont entrées démarrer le calcul en cliquant sur *Ok*.

## 12.1 Onglet Principal. Données de départ nécessaires aux calculs

Les données de base sont fournies par le calcul PARK d'où sont extraites les valeurs du productible annuel pour chaque éolienne, les pertes dues aux sillages, les altitudes, les hauteurs de moyeu, etc.

La sensibilité est ensuite calculée pour chaque éolienne en répétant un calcul PARK avec un petit changement de la vitesse du vent. La *Sensibilité* indique le taux de variation du productible en fonction du taux de variation de la vitesse du vent ; elle est nécessaire pour traduire, par exemple, l'effet d'une correction de la vitesse du vent en variation du productible.

Comme indiqué au 12.0.4 des données additionnelles sont nécessaires pour les aides aux calculs.

Pour utiliser l'aide à la correction RIX, proposée par le module P&I, il faut que, préalablement, le RIX ait été calculé dans le calcul PARK utilisé.

De même, pour utiliser l'aide au calcul des pertes dues à l'arrêt des machines pour ne dépasser les durées autorisées de papillotement des ombres, il faut avoir fait, au préalable, un calcul SHADOW avec exactement la même configuration que celle utilisée pour le calcul PARK.

La plupart des autres aides aux calculs nécessitent des données sous forme de séries temporelles issues d'un objet *Météo* ou générées à l'aide du *Météo-analyser* (.WTI).

L'incertitude sur la courbe de puissance d'une éolienne peut être décrite avec précision dans la fiche de l'éolienne de la bibliothèque pour ensuite être utilisée dans les calculs d'incertitude. Si ces données ne sont pas disponibles d'autres possibilités moins élaborées sont proposées dans le module P&I.

Le lancement du calcul PERTES & INCERTITUDES ouvre directement la fenêtre de la Figure 4 où se fait le choix des données de base à utiliser.

Définir calcul

Principal | Eoliennes | Prod. BRUT calculé | Corrections | Pertes | Incertitudes | Résultats | Description

Nom: Parc-1+Parc-2

Charger les résultats du calcul PARK

Données extraites du calcul PARK (pertes dues aux sillages incluses)

Calcul PARK	2.7.449: Parc-1+Parc-2	
	Parc objet du calcul de pertes	Autres Eol.-existantes dans le calcul
Nombre d'éoliennes	9	2
Puissance nominale	16,0	1,6 MW
Taux d'utilisation	34,2	30,2 %
Prod. annuel	47 961,5	4 229,4 MWh/an
Prod. spécifique	2 997,6	2 643,4 MWh/MW
Vmoy. du vent	7,8	7,4 m/s (à haut. de moyeu)
Sensibilité	2,1	2,4 % Prod. par % Vmoy

Employer les outils avancés utilisant une distri. temp. pour calculer les pertes

Données à utiliser pour le calcul de la distribution temporelle du productible

Données d'un objet Météo (voir si elles sont utilisables avec Afficher)

Fichier .WTI (généré avec le Météo-analyser par ex.)

Calculs à puiss. constante (certains outils peuvent néanmoins être utilisés)

Durée

Durée d'exploitation du parc: 20 années

Figure 4

Si le calcul de productible effectué avec PARK incluait des éoliennes existantes, on a le choix de les utiliser, ou pas, dans le calcul de P&I avec l'option *Considérer que l'éolienne fait partie du parc des Propriétés de l'objet Eolienne-existante*.



La sensibilité exprimée en xx% de variation du productible par 1% de la variation de la vitesse moyenne du vent est également présentée dans cette fenêtre.

Si l'on coche l'option *Employer les outils avancés utilisant une distribution temporelle pour calculer les pertes*, il faudra disposer de données climatiques adéquates, en séries temporelles, pour bénéficier de toutes les aides au calcul des pertes proposé par le module.

### 12.1.0 Données climatiques

Plusieurs des aides au calcul des pertes se fondent sur des données climatiques de vent ou de température. Il est très important que ces données soient représentatives des variations climatiques d'une année typique. Des valeurs moyennes, où la dynamique des variations est lissée, ne peuvent pas être utilisées pour déterminer les périodes d'arrêt ou de bridage des éoliennes.

Si on dispose de plusieurs années de données dans un objet *Météo*, on peut réduire ces données à une période d'une année entière ou de plusieurs années entières en désactivant les données non voulues dans l'objet *Météo*. Si les données disponibles couvrent, par exemple, une période de 0,5 année ou de 1,5 années, elles seront considérées représentatives d'un cycle annuel complet et les résultats seront faussés car des saisons seront sous-représentées.

L'outil *Météo-analyser* à une fonction permettant de générer des séries temporelles de données, couvrant un cycle annuel complet avec la périodicité voulue, à partir de données qui peuvent être enregistrées dans plusieurs objets *Météo*. Cette fonction est décrite en détail dans la partie du manuel consacrée au *Météo-analyser*.

### 12.1.1 Productible BRUT

Le productible BRUT utilisé dans le calcul est analysé dans l'onglet *Prod. BRUT calculé* présenté à la Figure 5.

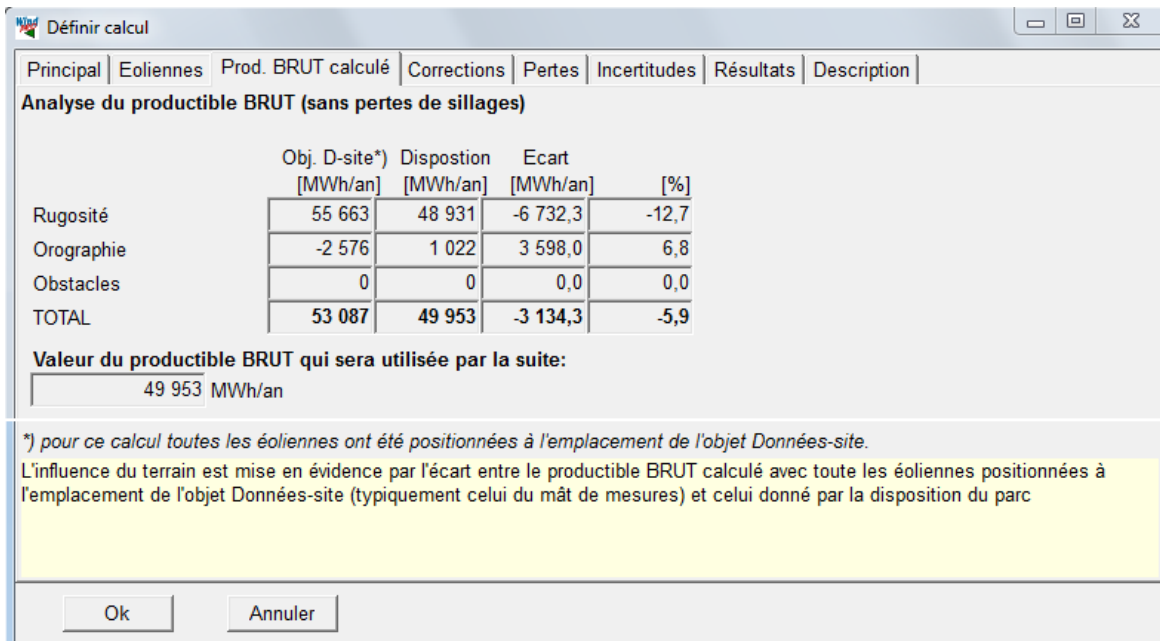


Figure 5

Le programme effectue un calcul de productible avec toutes les éoliennes positionnées à l'emplacement de l'objet *Données-site* utilisé dont le résultat est affiché dans la colonne *Obj. D-site* (si plusieurs objets *Données-site* sont utilisés, les éoliennes sont alors positionnées à l'emplacement des objets auxquels elles ont été rattachées dans le calcul PARK).

La colonne *Disposition* rapporte la valeur du productible calculée avec PARK et correspondant à la disposition effective des éoliennes.

La colonne *Ecart* donne les différences entre les résultats de ces deux calculs afin de mettre en évidence les effets de la rugosité, de l'orographie et des obstacles introduits via le modèle de calcul utilisé. Plus cet écart est grand, plus le risque d'erreur est important en particulier si le modèle utilisé n'est pas suffisamment performant.

Autrement dit, plus on utilise de mâts de mesures, mieux on sait calculer les effets de la disposition et plus le terrain est simple plus les effets du terrain sont réduits.

Note : les productibles présentés ne sont pas réduits par les pertes dues aux sillages afin d'être conforme à définition des pertes donnée par DNV, voir 12.0.3.

### 12.1.2 Entrée des données relatives aux corrections, aux pertes et aux incertitudes

En général, il faut entrer les valeurs des *Corrections*, des *Pertes* et des *Incertitudes* pour la globalité du parc. Cependant, quand l'option *Aide au calcul* est présente, les *Corrections*, les *Pertes* et les *Incertitudes* peuvent être décomposées aux niveaux :

- de toutes les éoliennes
- de plusieurs éoliennes groupées dans un même calque
- de chaque éolienne

Ainsi, si des conditions différentes doivent être appliquées à une partie des éoliennes, il suffit de les regrouper dans un même calque et d'appliquer ces conditions au calque contenant les éoliennes ; cela permet de gagner du temps par rapport au travail sur chaque éolienne individuellement. Par exemple, pour calculer les pertes par hystérésis, si le parc est formé de 2 ou 3 types d'éoliennes ayant des vitesses de découplage différentes, on les regroupera par type en on indiquera la vitesse de découplage spécifique à chaque groupe.

En pratique, d'abord on sélectionne les éoliennes ou un calque contenant un groupe d'éoliennes puis on définit les conditions à appliquer et enfin on lance le calcul par un clic sur le bouton *Calculer*.

---

## 12.2 Onglet Corrections

Dans la partie *Corrections* sont corrigées les erreurs systématiques connues :

- résultats WAsP erronés en terrain très pentu (corrigés par la méthode RIX de Risoe).
- courbe de puissance dont on sait par expérience, ou par comparaison avec les courbes HP, qu'elle donne des productibles pessimistes ou optimistes.
- mesures de vent effectuées avec des anémomètres dont la post calibration montre qu'ils avaient été mal calibrés ou dont on sait qu'ils introduisent une erreur systématique. Cela peut éviter le retraitement de toutes mesures de vent.

Important : les corrections sont introduites une seule fois soit dans le calcul PARK soit dans PERTES & INCERTITUDES. Leur introduction dans P&I présente l'avantage de laisser une trace clairement documentée et permet de les modifier ultérieurement, facilement, le cas échéant.

Une correction peut être introduite sous forme de pourcentage appliqué à la vitesse du vent ou directement sous forme de pourcentage applicable au productible. Dans le premier cas, la conversion en correction du productible se fait à l'aide de la sensibilité définie au 0.

La correction est ajoutée ou retranchée à la valeur du productible BRUT, par conséquent il est très important de ne pas oublier le signe + ou – devant le pourcentage.

### 12.2.0 Onglet Corrections

La Figure 6 montre l'onglet où sont entrées les corrections.

Si dans le calcul PARK l'option *Calculer RIX* a été sélectionnée, alors en cochant la case de la colonne *Aide au calcul* fait apparaître un bouton *Aide* dans la colonne *Paramètres du calcul*. Ce bouton ouvre une aide au calcul de la correction qui est décrite ultérieurement dans cette section.

Description	Aide au calcul	Paramètres du calcul	Entrer correction de la vit. vent [%]	Entrer correction du productible [%]	Correction du productible [MWh/an]	Commentaire
Correction de la vit. du vent			-1,58	-4,03	-1 514	
Correction RIX	<input checked="" type="checkbox"/>	Aide	0,00	0,00	0	
Problèmes de modélisation des très grand parcs			0,00	0,00	0	
Correction de la courbe de puissance			0,00	0,00	0	
Autres corrections			-0,78	-2,00	-751	
<b>Total des corrections</b>				<b>-5,95</b>	<b>-2 235</b>	

Le Total des corrections exprimé en pourcentage est calculé de la manière suivante :  $(1+correction1)*(1+correction2)...-1$ .  
 La correction en MWh/an apparaissant sur chaque ligne est calculée de la manière suivante:  $Prod. BRUT*Correction[\%]$   
 Note: les corrections peuvent être positives ou négatives et elles s'ajoutent ou se retranchent au Prod. BRUT.

Ok      Annuler

Figure 6

#### 12.2.0.0. Correction de la vitesse du vent

**Si l'on sait qu'il y a une erreur systématique dans les mesures du vent, qui n'a pas été corrigée avant de faire le calcul PARK, la correction peut être effectuée ici.**

Pour de nombreuses raisons les données de vent peuvent être biaisées, c'est probablement l'origine la plus fréquente de résultats erronés. Mais il peut être très difficile de détecter le problème. Le meilleur moyen de se prémunir est d'utiliser plusieurs sources de données et s'il existe des éoliennes en exploitation dans le voisinage du projet le calcul de leur productible et la comparaison avec leur production réelle est une bonne méthode d'évaluation des données.

Si des mesures de vent ont été faites sur site, la nécessité de les corriger peut simplement provenir d'un mauvais réglage des équipements. Dans ce cas, en général, les corrections sont faites avant les calculs et elles ne DOIVENT PAS être introduites dans le calcul de P&I, sinon la correction est appliquée deux fois. Par contre, c'est une bonne pratique d'indiquer dans les *Commentaires* quelles corrections ont été appliquées avant d'effectuer le calcul PARK ou de décrire les vérifications justifiant la qualité des mesures.

La correction peut être exprimée en pourcentage de la vitesse du vent ou en pourcentage du productible. Ne pas oublier d'introduire la correction précédée du signe + ou – selon son sens.

#### 12.2.0.1. Correction RIX

Plus de détails sont donnés au 12.2.1. Si le calcul de la correction RIX n'a pas été fait avec WindPRO, ou s'il s'agit d'une simple estimation, la correction peut être entrée directement et elle s'appliquera identiquement à toutes les éoliennes comme une banale correction. Pour une correction RIX plus élaborée, il faut faire un calcul PARK avec l'option *Calculer RIX* cochée, puis utiliser l'aide au calcul de la correction décrite au 12.2.1.

#### 12.2.0.2. Problèmes de modélisation des très grands parcs

On sait que les productibles des très grands parcs sont souvent surestimés. Cela est dû à des effets non pris en compte dans le calcul des pertes dues aux sillages. Une manière de les prendre en compte est d'augmenter la rugosité de la surface du parc ce qui revient à modifier les caractéristiques de la couche limite à l'intérieur du parc (en anglais cette correction s'appelle Internal Boundary Layer for large wind farm). Il est prévu d'implémenter dans WindPRO un outil de correction pour les très grands parcs. En l'état, le module P&I permet seulement d'introduire un simple pourcentage pour lequel on peut proposer une très grossière estimation : -5% par tranche de 100 éoliennes.

#### 12.2.0.3. Correction de la courbe de puissance

Quand sait qu'une courbe de puissance est pessimiste ou optimiste, une correction simple peut être introduite ici.

#### 12.2.0.4. Autres corrections

Cette entrée est à la disposition de l'utilisateur pour introduire d'autres corrections si nécessaire.

### 12.2.1 Calcul de la correction RIX

Cet outil a été élaboré à partir de la contribution suivante :

**EWEC 2006**

**IMPROVING WASP PREDICTIONS IN (TOO) COMPLEX TERRAIN**

Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowen and Ioannis Antoniou

Wind Energy Department, Risø National Laboratory

La Figure 7 montre la fenêtre de l'outil d'aide au calcul de la correction RIX.

**Calcul de la correction RIX**

Données du calcul		Statistiques RIX	
Rayon utilisé	3 500 m	Delta-RIX min	0,0 %
Pente utilisée	21,8 degrés	Delta-RIX max	9,2 %
	40,0 %	Delta-RIX  moy	2,8 %
Pondération f(direction)	False		

**Formule utilisée pour la correction**  
 $U_{corrigée} = U_{calculée} / \exp(\alpha \times \Delta RIX)$

Alpha: 1,0 (0,7 < alpha recommandée < 1,5 en fonction du site \*)  
 Pas de correction ds l'intervalle: -5,0 % - 5,0 %  
 Si globalement le |Delta-RIX| du site < 5%, on recommande de ne pas appliquer de correction. Pour appliquer tout de même une correction, modifiez l'intervalle.

**Résultats**

U moy. calculée	7,8 m/s	U moy. corrigée	7,6 m/s	Ecart	-2,2 %
Prod. calculé	49 953 MWh	Prod. corrigé	47 990 MWh	Ecart	-3,9 %

**Afficher les résultats détaillés**

Tableau | Graph. vitesse vent | Graph. productible

Ok | Annuler

Figure 7

La correction se fonde sur la formule :  $U_{corrigée} = U_{calculée} / \exp(\alpha \times \Delta RIX)$

où :

- $U_{calculée}$  est la vitesse du vent erronée calculée par WASP
- $\alpha$  est une valeur expérimentale (si on dispose de plusieurs mâts de mesure elle peut être déterminée à l'aide de la fonction *Contrôle croisé* du *Météo-analyser*)
- $\Delta RIX$  = RIX site objet du calcul (éolienne) – RIX site de référence (mât de mesure), avec RIX = % du terrain dont la pente dépasse un seuil (40% par défaut) dans un certain rayon (3500 m par défaut). Les valeurs de RIX sont calculées dans PARK. La difficulté est la détermination des valeurs de  $\alpha$  et du rayon à utiliser pour le RIX.

A partir de cette formule l'outil corrige la vitesse de vent au niveau de chaque éolienne et calcule l'impact sur le productible en utilisant la sensibilité (%prod. par % vit.) de chaque éolienne. La correction est enregistrée individuellement pour chaque éolienne.

La Figure 8, montre la valeur de la correction de la vitesse moyenne du vent appliquée à chaque éolienne en fonction de son  $\Delta RIX$ .

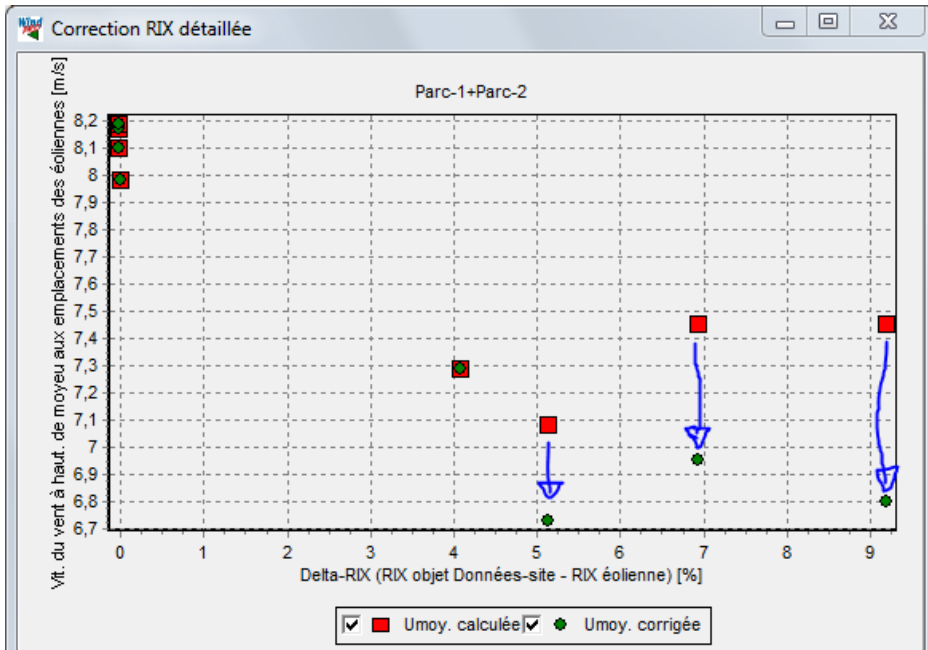


Figure 8

## 12.3 Onglet Pertes

La différence entre l'énergie qui sera réellement injectée dans le réseau au point de comptage et la production d'énergie calculée à partir des courbes de puissance des éoliennes et du vent disponibles au niveau de chaque éolienne sont les pertes.

Elles se répartissent entre les pertes dans l'infrastructure électrique, les pertes dues aux effets des sillages et les pertes dues à des périodes d'arrêt ou de fonctionnement à puissance réduite (pannes, bridages pour réduire le bruit, etc.),

Les pertes ont été groupées en utilisant les sept catégories définies par DNV décrites au 12.0.3.

Les pertes sont quantifiées au niveau de chaque éolienne, puis, à partir des pertes, on calcule leur rendement. Par exemple, 3% de pertes = 97% de rendement.

Cette opération est répétée pour chaque poste des pertes. Le rendement résultant, qui est le produit des rendements de chaque poste, est appliqué au productible BRUT corrigé pour obtenir le productible NET = P50.

La Figure 9 montre l'onglet où sont entrées les pertes. La description des pertes est organisée en 7 groupes, reprenant les catégories antérieurement définies. Chaque groupe est subdivisé en postes où sont entrées les pertes.

Certains postes offrent une aide au calcul. Pour ouvrir l'aide, il faut cocher la case de la colonne *Aide au calcul* puis cliquer sur le bouton *Aide*. La description des aides est donnée dans la suite du document.

On peut adjoindre un *Commentaire* à chaque poste. Les commentaires sont imprimés dans le rapport, ce qui permet de donner au lecteur des explications sur les valeurs des pertes entrées.

Définir calcul							
Principal	Eoliennes	Prod. BRUT calculé	Corrections	Pertes	Incertitudes	Résultats	Description
Description	Aide au calcul	Paramètres du calcul	Entrer perte [%]	Perte [MWh/an]	Commentaire		
± Groupe : 1. Effets des sillages (Pertes = 6,79 %)							
± Groupe : 2. Indisponibilité (Pertes = 3,00 %)							
± Groupe : 3. Performances des éoliennes (Pertes = 0,00 %)							
± Groupe : 4. Electriques (Pertes = 1,50 %)							
- Groupe : 5. Environnement (Pertes = 2,22 %)							
Dégradation des perf. non due au gel			0,00	0			
Dégradation des perf. due au gel			1,00	353	Tp° annuelle moy = 5,5 °C !!		
Arrêts dus au gel, à la foudre, à la grêle, etc.			0,00	0			
Températures extrêmes	<input checked="" type="checkbox"/>	Aide	1,22	430			
Accès au site et autres cas de force majeure			0,00	0			
Croissance ou abattage des arbres			0,00	0	Région sans arbres		
± Groupe : 6. Contraintes (Pertes = 0,00 %)							
± Groupe : 7. Autres (Pertes = 0,00 %)							
<b>Total des pertes</b>			<b>12,91</b>	<b>4 561</b>			
Pertes résultant de la réduction du rendement aérodynamique due l'accumulation de glace sur les pales.							

Figure 9

Il est essentiel d'avoir en tête que les pertes suivantes sont inévitables et devront, par conséquent, toujours être renseignées :

1. L'indisponibilité des éoliennes, dont le taux est typiquement de 2 à 5%. Il dépend du service de maintenance et de la qualité de l'éolienne.
2. Les pertes électriques (qui peuvent être calculées avec le module eGRID), elles sont de l'ordre de 1 à 3%. Elles dépendent de la distance séparant le parc du point comptage et varient si la consommation du parc est comptée comme de l'autoconsommation. Note : les courbes de puissance utilisées par le calcul PARK sont toujours mesurées en sortie du générateur, en basse tension, et par conséquent les pertes dans les transformateurs devront toujours être comptées, elles sont de l'ordre de 1%.



### 12.3.0 Hystérésis aux hautes vitesses de vent

L'hystérésis dans la séquence des opérations de découplage/recouplage aux hautes vitesses du vent d'une éolienne, introduit des pertes. Ces pertes correspondent aux périodes où l'éolienne est arrêtée alors que la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de découplage.

Les valeurs des seuils programmés dans le système de contrôle de l'éolienne doivent être confirmées avec le fabricant. Ces valeurs dépendent du type d'éolienne mais aussi du site.

La Figure 10 montre la fenêtre d'aide au calcul où sont entrées les valeurs des seuils définissant l'hystérésis. Des seuils différents peuvent être entrés pour chaque éolienne individuellement.

**Hystérésis hautes vit. de vent**

Type de valeurs	Utiliser	Vit. du vent	Intensité des turbulences / Ecarts-types	Vit. vent au découplage [m/s]	Moyenne sur une période de [s]	Vit. vent au recouplage [m/s]	Moyenne sur une période de [s]	Delai couplage après que v < Vrecouplage [s]	Delai couplage après que v > Vdécouplage [s]
Rafales	<input checked="" type="checkbox"/>	Vmoy. du vent	Intensité des tur	32,0	2,0	30,0	2,0	60	600
Minute	<input checked="" type="checkbox"/>	Vmoy. du vent	Intensité des tur	27,0	60,0	25,0	60,0	60	600
10 minutes	<input checked="" type="checkbox"/>	Vmoy. du vent		25,0	600,0	23,0	600,0	60	600

Paramétrage individuel    Copier ttes éol. ds un calque    Seuls les temps d'arrêts où v < Vdécouplage CP sont comptabilisés

Eolienne	Label utilisateur	Etat	Résultat [%]	Vit. vent au découplage de la CP [m/s]	Découplages
-  Calque : Parc-1 (COUNT=4)					
VESTAS V66 1750 66.0 IO!		Curtailed	0,0	25,0	0
VESTAS V66 1750 66.0 IO!		Curtailed	0,0	25,0	0
VESTAS V66 1750 66.0 IO!		Curtailed	0,0	25,0	0
VESTAS V66 1750 66.0 IO!		Curtailed	0,0	25,0	0
-  Calque : Parc-2 (COUNT=5)					
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 5		Curtailed	1,0	25,0	55
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 4		Curtailed	1,2	25,0	67
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 3		Curtailed	0,3	25,0	20
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 2		Curtailed	1,2	25,0	67
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1		Curtailed	1,2	25,0	67

Pertes calculées

BRUT *)	47 990 MWh/an
Pertes	340 MWh/an
Pertes	0,7 %

\*) après application des corrections

Calculer

Ok    Annuler

Figure 10

### 12.3.1 Températures extrêmes

Si, lors des mesures du vent sur site, la température a été enregistrée sous forme de série temporelle, il alors est possible d'identifier les périodes où l'éolienne a été arrêtée à cause de la température et de calculer les pertes ou autrement dit l'énergie non produite. Ces pertes sont calculées et enregistrées pour chaque éolienne et converties en pourcentage du productible.

La Figure 11 montre la fenêtre d'aide au calcul où est indiquée la plage de fonctionnement des éoliennes. La plage peut être indiquée individuellement pour chaque éolienne.

Dans l'exemple de Figure 11, la plage de fonctionnement des éoliennes est de -20°C à +45°C et les températures *Extrêmes relevées* dans la série temporelle sont de 24,2 et 45,8°C. Les productions de toutes les périodes où la température a dépassé 45°C sont additionnées pour déterminer les pertes, dans ces conditions elles s'élèvent à 0,2% du productible. Les pertes sont données pour chaque éolienne.

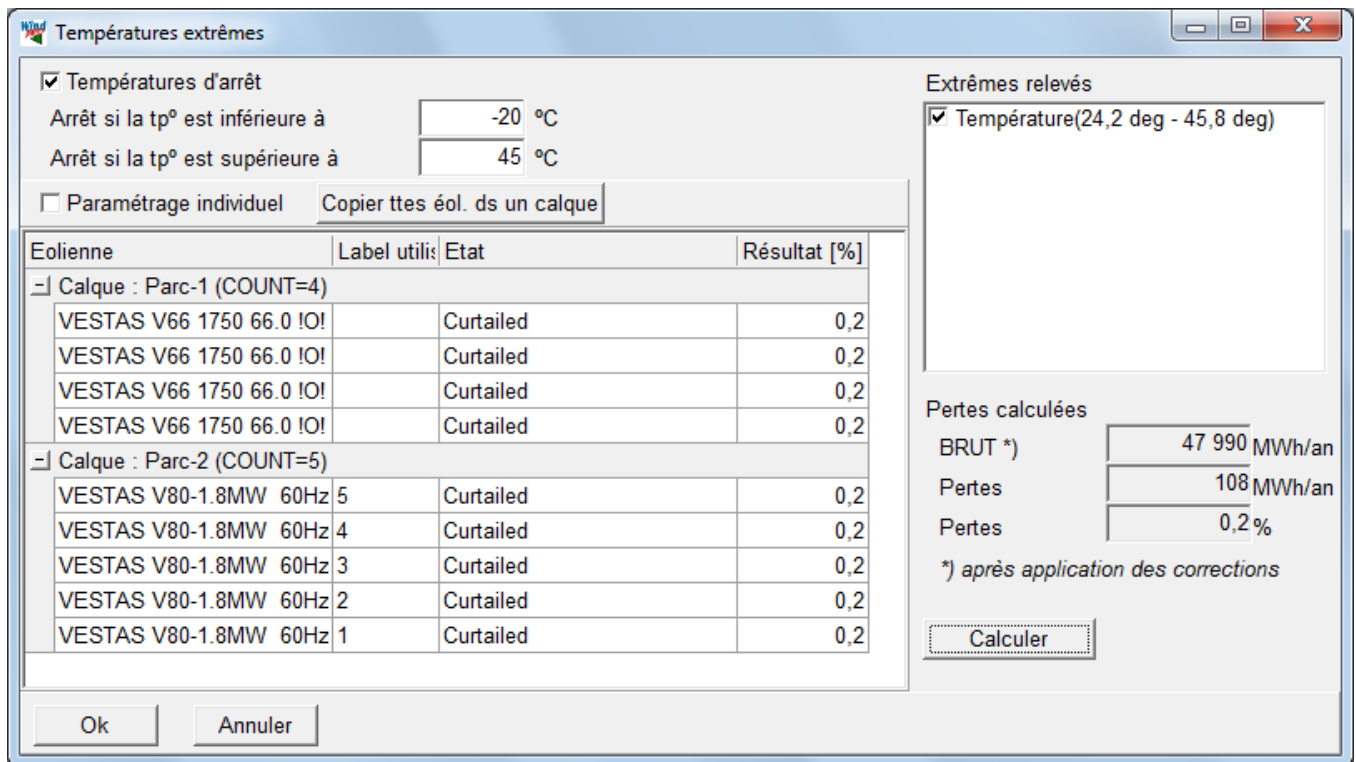


Figure 11

### 12.3.2 Bridage sectoriel

Il se peut que la disposition des éoliennes choisie ne garantisse pas un espacement suffisant entre certaines éoliennes pour certaines directions du vent. Dans ce cas, l'intensité des turbulences subie par une éolienne se trouvant dans le sillage d'une éolienne voisine trop proche peut excéder les limites spécifiées par le fabricant et il faut par conséquent l'arrêter.

La détermination des conditions de vent conduisant à un niveau de turbulence excessif doit être fait pour chaque éolienne à l'aide WAsP Engineering par exemple puis être reportées dans le tableau de *Définition des contraintes* de l'aide au calcul des pertes dues au *Bridage sectoriel* présenté à la Figure 12. Pour les grands parcs ce travail peut être fastidieux et il est prévu de l'automatiser dans une version future de WindPRO.

Dans cette version, il faut sélectionner l'éolienne dans la liste puis cliquer sur le bouton *Ajouter ligne* et entrer les conditions de vent nécessitant l'arrêt de l'éolienne dans le tableau *Définition des contraintes* et répéter cette procédure pour chaque éolienne concernée.

Dans l'exemple présenté à la Figure 12, les éoliennes (1), (3), (4), (8), (9) et (10) devront être parfois arrêtées. Les conditions de vent imposant l'arrêt de l'éolienne sélectionnée (10) apparaissent dans le tableau *Définition des contraintes*.

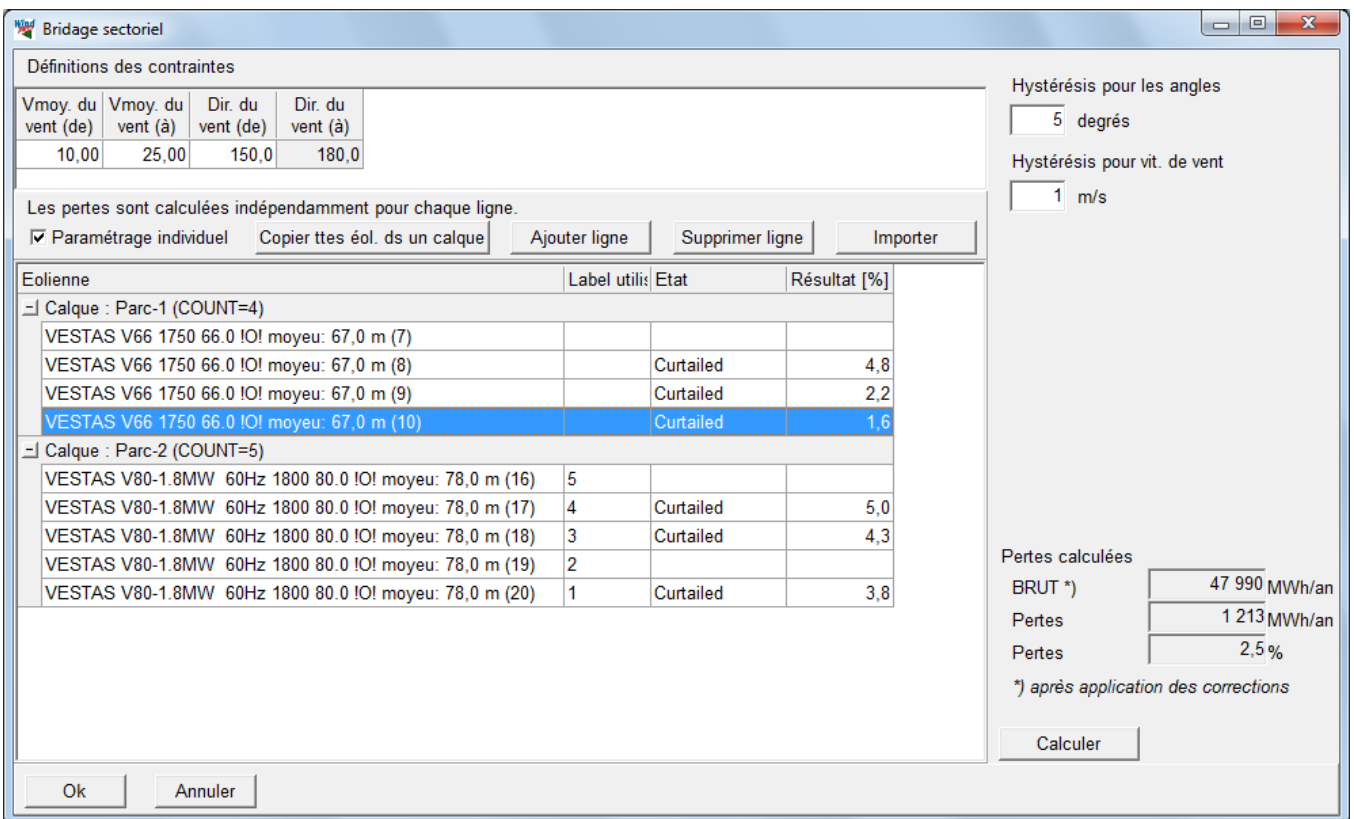


Figure 12

### 12.3.3 Bridage sectoriel, séries temporelles

Par rapport au *Bridage sectoriel* décrit antérieurement, on peut, ici, choisir une courbe de puissance au lieu de l'arrêt des machines.

### 12.3.4 Bruit

Le respect des contraintes de bruit peut conduire à brider ou à arrêter certaines éoliennes à certaines heures pour certaines direction du vent (ou certaines combinaisons période/direction).

Cette aide au calcul n'a de sens que si le calcul PARK utilisée a été fait sans bridages pour le bruit. Dans ce cas, il est possible d'introduire individuellement pour chaque éolienne la période, la direction du vent et la courbe de puissance à utiliser pour le bridage (ou l'arrêt).

Il est prévu dans les futures versions de WindPRO de pouvoir utiliser des calculs PARK fait avec des bridages et de faire apparaître automatiquement les pertes dues aux bridages à la manière des pertes dues aux sillages.

Dans l'exemple de la Figure 13, les courbes de puissance à utiliser ont été déterminées à partir d'un calcul d'optimisation du bridage pour le bruit.

The screenshot shows the 'Bruit' (Noise) window in WindPRO. It contains a table for defining noise constraints and a summary of calculated results.

Heure (de)	Heure (à)	Dir. du vent (de)	Dir. du vent (à)	Courbes de puissance
22:00	07:00	0,0	360,0	Level 1 - calculated - 104.0dB(A) - 04-2001

Eolienne	Label utilisateur	Courbe de puissance	Résultat [%]
- Calque : Parc-1 (COUNT=4)			
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (7)		Level 3 - calculated - 101.9dB(A)	1,9
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (8)		Level 1 - calculated - 104.0dB(A)	0,4
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (9)			
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (10)			
- Calque : Parc-2 (COUNT=5)			
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (16)	5		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (17)	4		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (18)	3		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (19)	2		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (20)	1		

Pertes calculées	
BRUT *)	47 990 MWh/an
Pertes	78 MWh/an
Pertes	0,2%

\*) après application des corrections

Figure 13

### 12.3.5 Papillotement des ombres portées

Pour utiliser cette aide, il faut au préalable faire un calcul SHADOW avec exactement la même disposition des éoliennes que celle du calcul PARK dont les résultats ont été chargés dans le module P&I. Toutes les périodes où l'ombre des éoliennes pourrait atteindre le(s) riverain(s) impacté(s) seront utilisées pour calculer les pertes qui seraient occasionnées par l'arrêt des éoliennes concernées durant ces périodes.

Ce calcul est fait dans le « Pire des cas » et il ne se produira jamais. Si l'éolienne est équipée d'un dispositif de gestion avancé elle ne sera arrêtée que si la présence du soleil est détectée pendant ces périodes. Pour rendre compte de l'effet d'un tel dispositif on peut entrer un facteur limitant la durée du papillotement à xx% de la durée du « Pire des cas », typiquement 50%.

Calcul SHADOW

2.7.449:

Périodes d'arrêt déterminées par le calendrier du "Pire des cas"

Gestion avancée des arrêts (capteurs de lumière...)

Limiter à :  % de la réduction de prod. du "Pire des cas"

Pour modifier les paramètres d'une éolienne "dérouvrez" le calque et cliquez sur l'éolienne à modifier

Eolienne	Label utilisateur	Etat	Résultat [%]
Calque : Parc-1 (COUNT=4)			
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0	7	Curtailed	0,0
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0	8	Curtailed	0,0
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0	9	Curtailed	0,0
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0	6	Curtailed	0,6
Calque : Parc-2 (COUNT=5)			
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !C	5	Pas de données pour SHADOW	
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !C	4	Pas de données pour SHADOW	
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !C	3	Pas de données pour SHADOW	
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !C	2	Pas de données pour SHADOW	
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !C	1	Pas de données pour SHADOW	

Pertes calculées

BRUT \*)

Pertes

Pertes

\*) après application des corrections

Figure 14

### 12.3.6 Chiroptères

Les périodes d'arrêts ou de bridages des éoliennes peuvent être définies en nombre d'heures avant et après le lever et le coucher du soleil.

Notez que les heures entourant le lever du soleil et le coucher du soleil doivent être indiquées sur deux lignes séparées, voir Figure 15.

The screenshot shows the 'Chiroptères' software window. It is divided into several sections:

- Définitions des contraintes:** A table with columns for start/end dates, sunrise/sunset hours before/after, and average wind speeds. Two rows are shown, both for the period 15/04/2012 to 15/10/2012.
- Options:** Radio buttons for 'Arrêt' (selected) and 'Courbe de puiss. alternative'.
- Critères:** A list of checkboxes for various criteria: Date (checked), Heure, Jour, Lever du soleil (checked), Coucher du soleil (checked), Vmoy. vent (checked), Dir. du vent, Intensité turbulence, and Température.
- Buttons:** 'Paramétrage individuel', 'Copier ttes éol. ds un calque', 'Ajouter ligne', and 'Supprimer ligne'.
- Table:** A table with columns 'Eolienne', 'Label utilisateur', 'Pertes', and 'Résultat [%]'. It lists 12 turbines (Eol-01 to Eol-12) with a 'Pertes' of 'Curtailed' and a 'Résultat' of 0,4.
- Pertes calculées:** A summary section showing 'BRUT \*)' as 70 624 MWh/ar, 'Pertes' as 266 MWh/ar, and a final 'Pertes' of 0,4 %.
- Footer:** '\*) après application des corrections' and a 'Calculer' button.

Figure 15



### 12.3.7 Autres pertes

La Figure 16 montre la fenêtre *Autres pertes* où l'on peut paramétrer l'arrêt ou le bridage des éoliennes en combinant des *Critères* n'entrant pas dans les catégories prédéfinies.

Définitions des contraintes Options :  Arrêt  Courbe de puiss. alternative

Heure (de)	Heure (à)	Jour (de)	Jour (à)	Dir. du vent (de)	Dir. du vent (à)
09:00	11:00	Dimanche	Dimanche	60,0	90,0

Paramétrage individuel Copier ttes éol. ds un calque Ajouter ligne Supprimer ligne

Eolienne	Label utilisateur	Etat	Résultat [%]
Calque : Parc-1 (COUNT=4)			
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (7)	7	Curtailed	0,8
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (9)	8	Curtailed	0,8
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (10)	9	Curtailed	0,8
VESTAS V66 1750 66.0 !O! moyeu: 67,0 m (21)	6	Curtailed	0,8
-  Calque : Parc-2 (COUNT=5)			
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (16)	5		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (17)	4		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (18)	3		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (19)	2		
VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (20)	1		

Critères

- Date (l'année est ignorée)
- Heure
- Jour
- Vmoy. du vent
- Dir. du vent
- Intensité des turbulences
- Température

Pertes calculées

BRUT \*)  MWh/an

Pertes  MWh/an

Pertes  %

\*) après application des corrections

Calculer

Ok Annuler

Figure 16

Dans l'exemple ci-dessus, on rend compte des pertes occasionnées par l'arrêt des éoliennes du Parc-1 quand le vent souffle de l'ENE le dimanche à l'heure de la messe.

## 12.4 Onglet Incertitudes

Les incertitudes sont groupées de la manière suivante :

- A. DONNÉES de vent
- B. MODELISATION du vent
- C. CONVERSION de PUISSANCE
- D. CORRECTIONS
- E. PERTES

Définir calcul									
Principal   Eoliennes   Prod. BRUT calculé   Corrections   Pertes   Incertitudes   Résultats   Description									
Description	Aide au calcul	Paramètres du calcul	Valeur	Grandeur	Ecart-type de la grandeur [%]	Ecart-type du prod. [%]	Commentaire		
-  A. DONNEES de vent (E type prod = 13,36 %)									
Mesures de vent/Données de vent				Vit. vent- <sup>4</sup>	2,00	5,12			
Correction à long terme				Vit. vent- <sup>4</sup>	3,00	7,68			
Variabilité interannuelle				Vit. vent- <sup>4</sup>	3,20	8,19			
Evolution du climat				Vit. vent- <sup>4</sup>	2,00	5,12			
Autres relatives au vent				Vit. vent- <sup>4</sup>	0,00	0,00			
-  B. MODELISATION du vent (E type prod = 2,07 %)									
Extrapolation verticale	<input checked="" type="checkbox"/>	Aide		Vit. vent-%	0,71	1,82			
Extrapolation horizontale	<input checked="" type="checkbox"/>	Aide		Vit. vent-%	0,38	0,97			
Autres relatives à la modélisation				Vit. vent- <sup>4</sup>	0,00	0,00			
-  C. CONVERSION de PUISSANCE (E type prod = 0,00 %)									
Incertitude sur la courbe de puissance	<input type="checkbox"/>			Prod.-%	0,00	0,00			
Incertitude sur le comptage de la production				Prod.-%	0,00	0,00			
Autres relatives à la conversion				Prod.-%	0,00	0,00			
-  D. CORRECTIONS (E type prod = 0,00 %)									
Correction de la vit. du vent			-4,03	Prod.-%	0,00	0,00			
Autres corrections			-2,00	Prod.-%	0,00	0,00			
-  E. PERTES (E type prod = 0,00 %)									
Sillages de toutes les éoliennes			-6,79	Prod.-%	0,00	0,00			
Indisponibilité des éoliennes			-3,00	Prod.-%	0,00	0,00			
Pertes électriques			-1,50	Prod.-%	0,00	0,00			
Dégradation des perf. due au gel			-1,00	Prod.-%	0,00	0,00	Tp° annuelle moy = 5,5 °C		
Températures extrêmes			-1,22	Prod.-%	0,00	0,00			
<b>Total des incertitudes (sur 1 an)</b>						<b>13,51</b>			
L'écart-type de chaque grandeur est converti en écart-type de productible. Pour le cacul de l'écart-type global, l'hypothèse est faite que les erreurs sources des incertitudes se distribuent suivant un cloche de Gauss (loi normale) et que ces erreurs sont indépendantes. L'écart type global = $(E\text{-type}1^2+E\text{-type}2^2+E\text{-type}3^2+\dots)^{0,5}$ .									
Ok      Annuler									

Figure 17

Comme pour les corrections et les pertes, chaque fois que possible, des aides aux calculs sont disponibles pour estimer les incertitudes, elles sont décrites dans les pages suivantes. Des aides supplémentaires seront introduites dans les futures versions de WindPRO.

L'incertitude sur les *Données de vent* est de première importance et quelques explications préalables à la présentation détaillée de chaque poste sont données dans le paragraphe suivant.

### 12.4.0 Incertitude sur les DONNÉES de vent

Les données de vent utilisées pour un calcul PARK peuvent avoir des origines très différentes :

- Typiquement des mesures effectuées sur site et corrigées pour le long terme
- Des statistiques éoliennes régionales, éventuellement vérifiées/calibrées avec les productions réelles relevées sur des éoliennes existantes dans le voisinage.
- Des cartes des ressources éoliennes établies à l'aide d'un modèle (météorologiques méso-échelle, CFD, WAsP) en utilisant des données de vent pouvant être issues de plusieurs sources.

La principale incertitude provient des données de vent utilisées, l'évaluation de leur qualité est fondamentale pour l'estimation de l'incertitude. S'il existe dans le voisinage du site des éoliennes en exploitation, depuis une période suffisamment longue (> 1 année), le meilleur moyen de vérifier la qualité des données est de calculer leur productible et de le comparer aux productions réelles relevées. Il faut évidemment que les productions relevées soient expurgées des effets des périodes d'indisponibilité et corrigées si nécessaire pour le long terme. Si dans ces conditions les calculs de productibles reproduisent les productions relevées, on pourra considérer que l'incertitude introduite par les données de vent sera faible.

Si on dispose uniquement de mesures effectuées sur site, l'incertitude sur les données est très dépendante des équipements de mesure, ainsi que de la configuration du mât et de la calibration des capteurs. La correction pour rendre les mesures représentatives du long terme est impérative, par contre cette correction va elle-même introduire une incertitude supplémentaire, car les sources de données couvrant de très longues périodes, servant pour les corrections, sont souvent de qualité médiocre et peuvent même être affectées de tendances dues par exemple à la croissance des arbres autour de la station météo, des tendances peuvent également affecter les données réanalysées si la base de données des sources est modifiée. Ces tendances ne peuvent pas être uniquement traitées comme une incertitude mais doivent être corrigées avant leur utilisation ou dans la partie *Correction* du module P&I.

Même avec des données d'excellente qualité, la valeur de l'incertitude minimale sur le poste *Mesures de vent/Données de vent* ne devrait jamais être inférieure à 2% et sa valeur maximale est très difficile à estimer. Sur les sites peu ventés l'incertitude sur le productible peut être jusqu'à 3 fois celle sur la vitesse du vent alors que sur les sites très ventés elle sera plutôt de l'ordre de 1,5 fois.

Une source d'incertitude particulière est celle produite par la situation du mât de mesure. S'il est placé dans une zone de collines, il est crucial que sa position et que son altitude soient exactes. On voit souvent le mât placé au sommet d'une colline, dans le cas de données altimétriques grossières l'altitude du sommet d'une colline arrondie est souvent indéfini. Il faut éliminer ce type d'incertitude en corrigeant l'orographie, si ce n'est pas possible il faut l'introduire dans le poste *Autres relatives au vent*.

La correction des vitesses du vent pour les rendre représentatives du long terme est sans doute l'opération la plus incertaine. Trois éléments entrent dans la composition de son incertitude :

- La *Correction à long terme*
- La *Variabilité interannuelle*
- L'*Evolution du climat*

#### **Correction à long terme**

Cette correction se fait avec le module MCP et l'incertitude dépend de :

- 1- La durée de la période commune couverte par les mesures et les données de long terme, les éventuels biais saisonniers et la résolution temporelles des données concomitantes (horaire, journalière, mensuelle).
- 2- La période couverte par les données de long terme (vérifier qu'il n'y pas de dérives, si c'est le cas il est préférable de rechercher d'autres données).
- 3- La corrélation entre les mesures et les données de long terme utilisées.
- 4- La précision de la méthode utilisée pour établir la correction.

Le tableau suivant est une « fiction », sans fondement scientifique démontré, mais il donne des ordres de grandeur permettant de se faire une « idée ».

Il montre comment la « qualité » des facteurs décrits antérieurement influence l'incertitude sur le productible. L'incertitude globale sur le productible est donnée par la dernière ligne.

Niveau de qualité	5	4	3	2	1
Période couverte par les mesure (années)	0,5	1	2	3	5
Incertitude sur le productible annuel (%)	8	4	3	2	1
Période couverte par les données de long terme (années)	3	5	10	20	30
Incertitude sur le productible annuel (%)	12	8	6	4	2
Corrélation, calculée à partir de valeurs mensuelles (valeur de r)	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Incertitude sur le productible annuel (%)	15	10	6	4	2
Racine carrée de la somme des carrés	20,8	13,4	9,0	6,0	3,0

Avec des données d'un niveau de qualité 2 (mesures couvrant 2 ans, données long terme couvrant 20 ans et corrélation  $r = 0,9$ ) l'incertitude est de 6%, avec un niveau de qualité 5 l'incertitude dépasse 20%.

Les niveaux de qualité peuvent être combinés ainsi pour la combinaison 2-3-4 l'incertitude résultante est égale à  $(2^2+6^2+10^2)^{1/2} = 11,8\%$ .

Le meilleur moyen d'estimer et de réduire l'incertitude est d'utiliser plusieurs jeux de données de long terme indépendants – données de stations météo voisines et Données-online (EMD propose différentes sources directement téléchargeables dans WindPRO : stations météo synoptiques, stations d'aéroports, données NCAR, données MERRA, données offshore QSCAT, etc.) – et d'utiliser plusieurs méthode de correction (régression, matricielle, indicielle) si les données le permettent (par ex les données du NCAR ne devrait être utilisées qu'avec la méthode indicielle). Les différents résultats ainsi obtenus et leur dispersion (après avoir écarté les extrêmes) donne une indication sur l'incertitude.

Typiquement, l'incertitude sur la correction long terme de la vitesse du vent est de 1 à 3% et ne devrait jamais être inférieure à 3% sur le productible annuel.

#### **Variabilité interannuelle**

La variabilité interannuelle est définie par l'écart-type de la distribution de la  $V_{moy}$  du vent calculée sur une année glissante au cours d'une période.

La variabilité interannuelle montre comment le vent varie et donne l'incertitude pour une année prise isolément ; si on considère la vitesse moyenne du vent, 6% est un ordre de grandeur typique de sa valeur. On peut trouver sur Internet des sources donnant les valeurs en fonction des régions géographiques ; le module MCP permet également d'extraire la variabilité interannuelle de la vitesse du vent à partir des données de long terme.

La connaissance de la *Variabilité interannuelle* permet de calculer la variabilité sur une période de N années qui est donnée par la formule variabilité sur N années = *Variabilité interannuelle* divisée par racine de N. Ainsi, la variabilité sur 10 ans sera environ 3 fois inférieure à la variabilité interannuelle.

P&I utilise la variabilité interannuelle pour estimer l'incertitude pour 1, 5, 10 et 20 années d'exploitation.

La variabilité interannuelle et la variation sur le long terme (comme l'oscillation Nord Atlantique mise en évidence dans le nord de l'Europe) sont des phénomènes différents, la variation sur le long terme est estimée dans le poste *Evolution du climat*.

#### **Evolution du climat**

Dans le nord de l'Europe, on a constaté au cours des trente années d'exploitation de l'énergie éolienne, couvrant la période 1980-2009, une importante variation de la production. Ainsi, au cours de la période 1986-1995 la production annuelle a été de 8% supérieure à la moyenne, par contre au cours de la période 1996-2006 elle a été de 5% inférieure. Ce constat permet d'affirmer que 10 années de données ne sont pas représentatives du long terme comme il était généralement admis et que certaines variations climatiques ne sont pas prévisibles.

Cette variation de la climatologie du vent ne semble pas directement liée au phénomène de réchauffement global. En effet, l'oscillation Nord Atlantique établie sur 150 ans montre de lentes variations sans tendance à l'augmentation ou à la diminution de vent.

L'évolution sur un futur couvrant 20 ans est une prévision impossible à faire aujourd'hui ; introduire une incertitude de 1 à 3% sur la vitesse du vent pour tenir compte de l'évolution de la climatologie du vent semble être une hypothèse raisonnable, en tout cas pour les régions du nord de l'Europe. Certaines régions du monde présentent des variations similaires, d'autres non.

### 12.4.1 Incertitude sur la MODELISATION du vent

#### Extrapolation verticale

Les propositions faites pour estimer l'incertitude introduite par les écarts d'altitude et de hauteur, voir Figure 18, se fondent sur diverses études, mais sont très dépendantes du site. Si on dispose de plusieurs mâts, la précision du résultat donné par la fonction *Contrôle croisé* de l'outil *Météo-analyser* permet d'avoir un bon ordre de grandeur de l'incertitude.

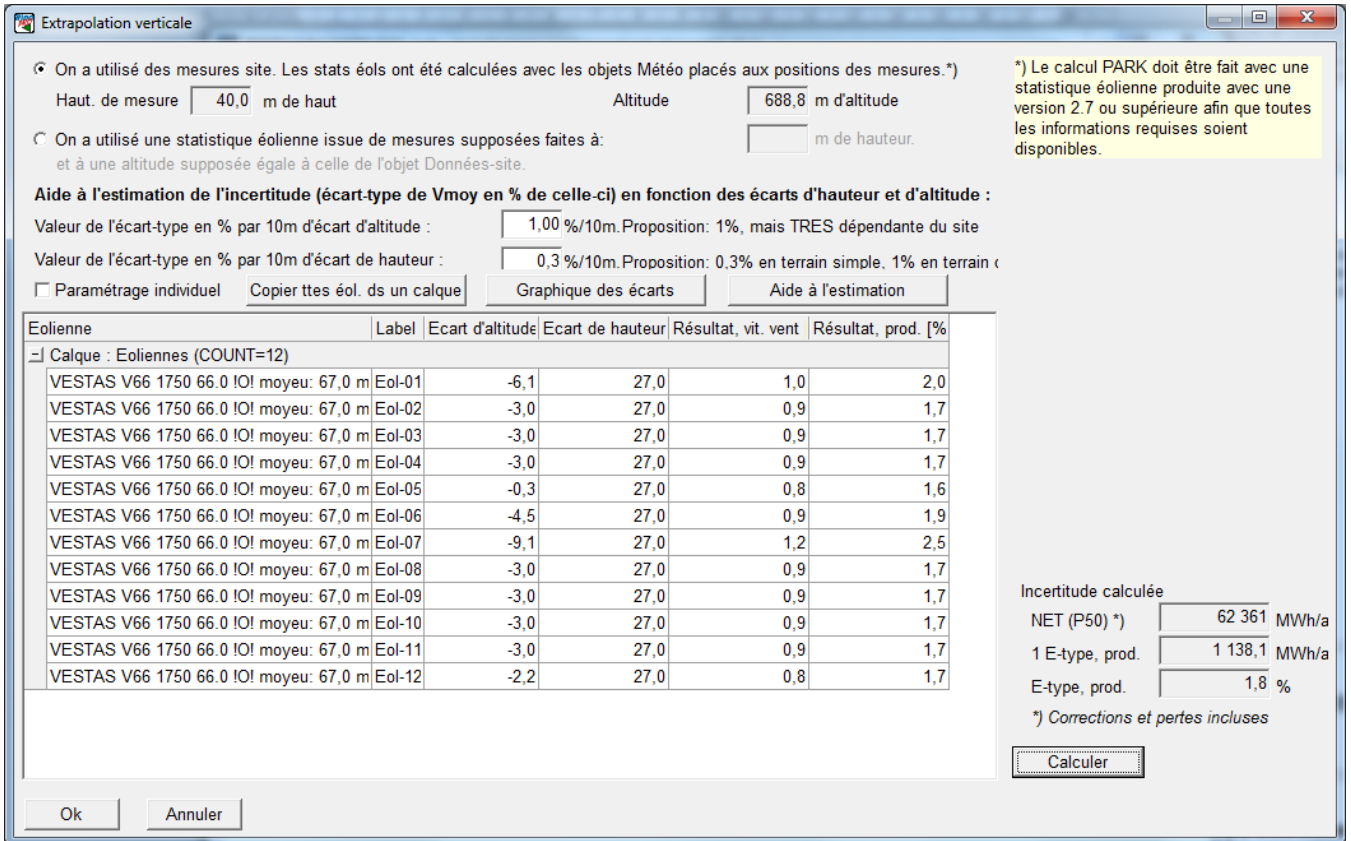


Figure 18

Une étude faite au Danemark permet de penser qu'il existe une relation linéaire entre accroissement de l'incertitude et l'accroissement de la différence d'altitude en terrain non complexe, voir Figure 19. Compte tenu du relief « plat » du Danemark la relation mise en évidence est l'accroissement de l'incertitude avec l'accroissement de la différence absolue d'altitude. D'autres études donnent des résultats similaires. Si le relief est très complexe, une correction RIX devrait être faite pour réduire l'incertitude

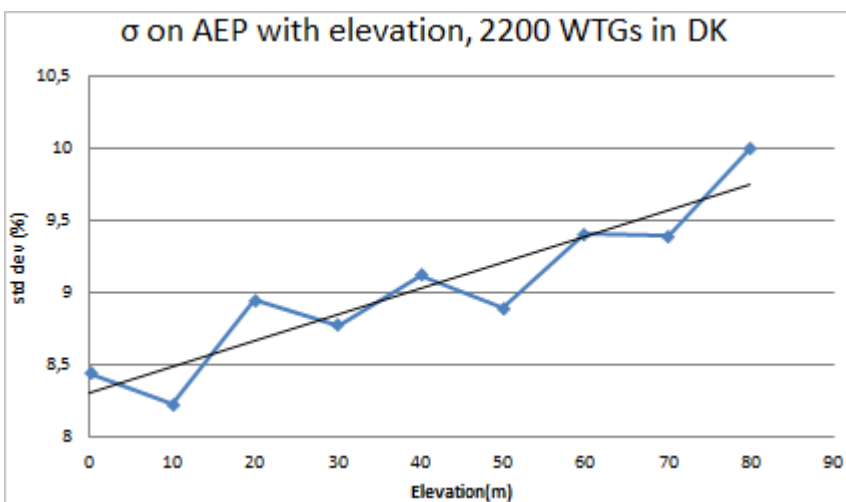


Figure 19

**Extrapolation horizontale**

L'aide repose sur le même principe que pour l'extrapolation verticale.

Etant donné que l'incertitude ne croît pas indéfiniment avec la distance, un seuil au-delà duquel l'incertitude ne croît plus peut être défini, voir Figure 20.

Comme pour l'incertitude sur l'extrapolation verticale, si l'on dispose de plusieurs mâts, la précision du résultat donné par la fonction *Contrôle croisé* de l'outil *Météo-analyser* permet d'avoir un bon ordre de grandeur de l'incertitude.

On a utilisé des mesures site. Les stats éols ont été calculées avec les objets Météo placés aux positions des mesures. \*)  
 Si vous ne disposez que de données grossières, comme celles d'une statistique éolienne régionale, abandonnez ce calcul et entrez globale pour l'ensemble du parc. Cliquez sur Aide à l'estimation pour en savoir plus.

**Aide à l'estimation de l'incertitude (écart-type de Vmoy en % de celle-ci) en fonction de l'éloignement des éoliennes :**  
 Valeur de l'écart-type en % par km de distance :  Proposition: 0,5%/km en terrain simple, 1,5%/km en terrain  
 Les incertitudes appliquées aux éoliennes situées hors de l'intervalle sont celles aux seuils.

Seuil inférieur  Seuil supérieur

Définition distances  
 Paramétrage individuel

Eolienne	Label utilisateur	Distance [km]	Résultat, vit. vent	Résultat, prod. [%]
<b>Calque : Eoliennes (COUNT=12)</b>				
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-01	1,1	0,5	1,1
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-02	0,8	0,4	0,8
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-03	0,5	0,3	0,5
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-04	0,3	0,1	0,3
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-05	0,1	0,1	0,1
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-06	0,4	0,2	0,4
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-07	0,7	0,3	0,7
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-08	1,0	0,5	1,0
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-09	1,3	0,7	1,3
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-10	1,6	0,8	1,6
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-11	1,8	0,9	1,8
VESTAS V66 1750 66.0 !OI! moyeu: 67,0 m	Eol-12	2,0	1,0	2,0

Incertitude calculée  
 NET (P50) \*)  MWh/a  
 1 E-type, prod.  MWh/a  
 E-type, prod.  %  
 \*) Corrections et pertes incluses

Figure 20



### 12.4.2 Incertitude sur la CONVERSION de PUISSANCE

#### Incertitude sur les courbes de puissance

Il est fréquent de trouver dans les rapports établis par des sociétés de certification l'incertitude se rapportant à la mesure de la courbe de puissance. De manière générale elle est très élevée et non réellement représentative de la réalité.

Afin de fournir une information plus réaliste, souvent, les fabricants mesurent les courbes de puissance des machines dans des environnements différents ce qui leur permet d'affiner et de réduire l'incertitude sur les courbes de puissance.

La Figure 21 montre la fenêtre permettant d'entrer l'incertitude sur les courbes de puissance. Elle peut être entrée comme un *Simple pourcentage* ou une *Simple valeur*, telle que présentée à la Figure 21, ou de manière *Détaillée* à partir de la fiche de l'éolienne.

Actuellement, dans les fiches des éoliennes de la bibliothèque l'incertitude n'est pas renseignée. La structure est prête et nous espérons qu'à l'avenir cette information pourra nous être fournie afin de l'intégrer.

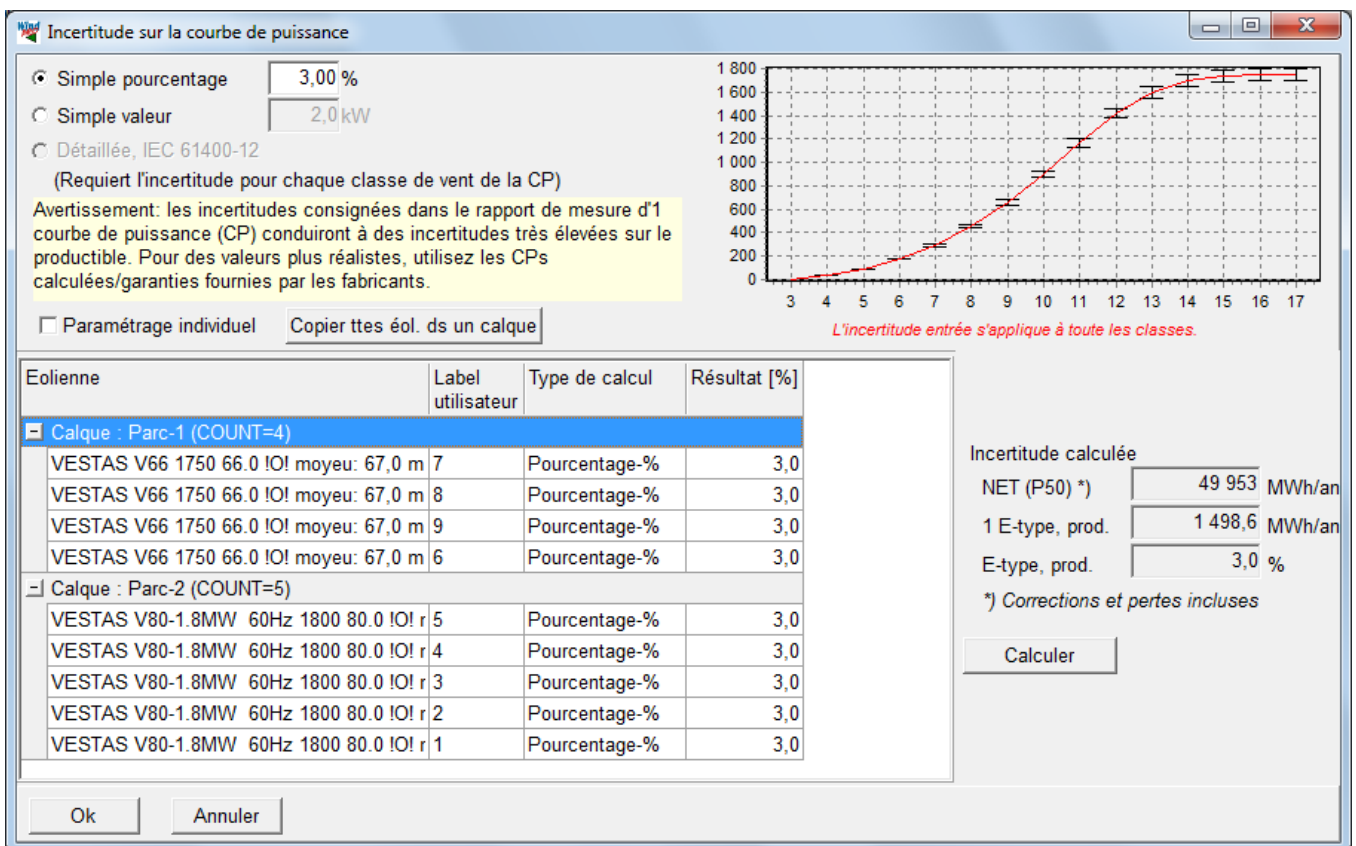


Figure 21

### 12.4.3 Incertitudes sur les CORRECTIONS

On peut, ici, indiquer l'incertitude sur les corrections faites dans l'onglet du même nom. Notez que l'incertitude doit se rapporter à la valeur de la correction.

Ainsi, une correction de 5% dont on estime l'incertitude à 10% n'introduit qu'une incertitude supplémentaire de 0,5% sur le productible global.

### 12.4.4 Incertitudes sur les PERTES

Comme pour les corrections, on peut indiquer l'incertitude sur les valeurs des pertes indiquées dans l'onglet du même nom. De la même manière l'incertitude introduite doit se rapporter à la valeur de la perte elle-même.

## 12.5 Onglet Résultats

La Figure 22 montre la *Synthèse des résultats*. Lorsque la *Variabilité interannuelle* est entrée, les *Probabilités de dépasser un prod. de* sont données pour 1, 5, 10 et 20 ans.

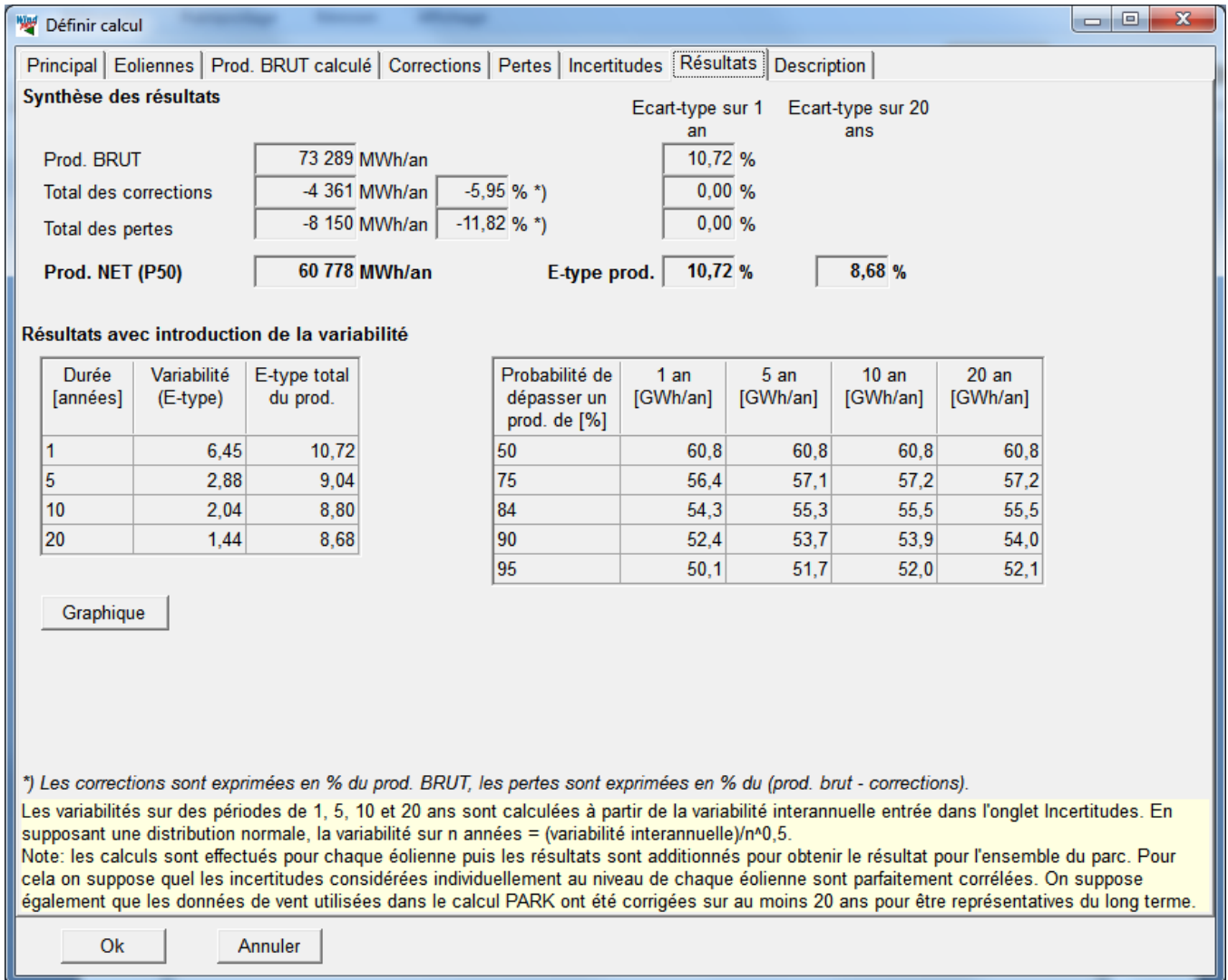


Figure 22

## 12.6 Rapport de calcul

### 12.6.0 Principaux résultats

La Figure 23 montre les *Principaux résultats* où sont présentées les valeurs des **P50** et **P90** ainsi les **Heures équivalentes à pleine charge** correspondantes.

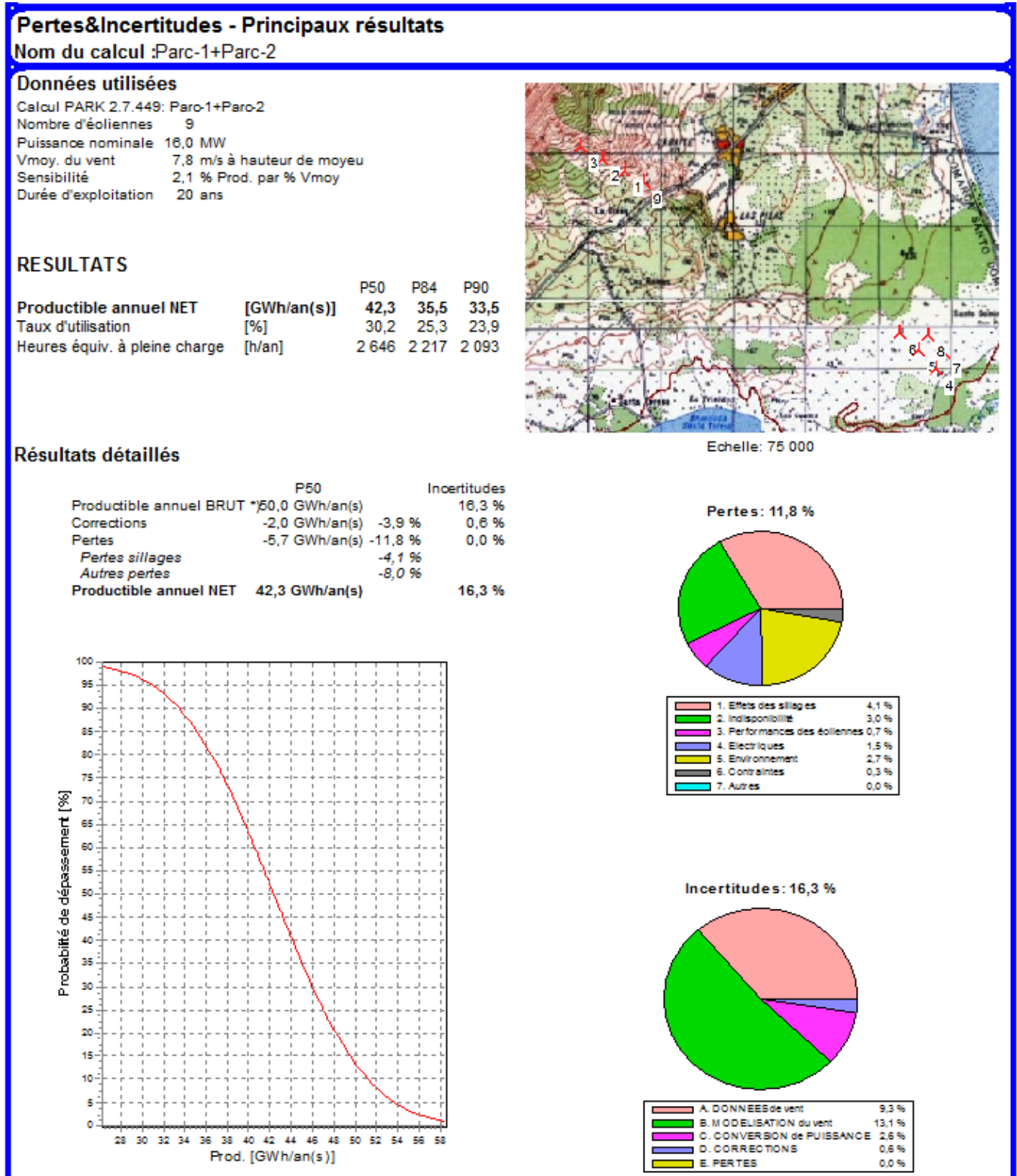


Figure 23

## 12.6.1 Hypothèses et résultats

La partie *Hypothèses*, voir Figure 24, récapitule toutes les données entrées.

<b>Pertes&amp;Incertitudes - Hypothèses et résultats</b>					
Nom du calcul :Parc-1+Parc-2					
<b>HYPOTHESES</b>					
<b>CORRECTIONS</b>					
	Résultat *)	Correction vit. vent [%]	Correction prod. [%]	Ecart-type**) [%]	Commentaire
Correction RIX	Calculé	-1,7	-3,9	15,0	
<b>CORRECTIONS, total</b>			<b>-3,9</b>	<b>0,6</b>	
<b>PERTES</b>					
	Résultat *)	Pertes [%]	Pertes [GWh/an(s)]	Ecart-type**) [%]	Commentaire
1. Effets des sillages					
Sillages de toutes les éoliennes	Calculé	4,1	2,0	0,0	
2. Indisponibilité					
Indisponibilité des éoliennes	Estimé	2,0	1,0	0,0	
Indisponibilité du réseau	Estimé	1,0	0,5	0,0	Réseau faible
3. Performances des éoliennes					
Hystérésis hautes vit. de vent	Calculé	0,7	0,3	0,0	
4. Electriques					
Pertes électriques	Estimé	1,5	0,7	0,0	
5. Environnement					
Dégradation des perf. non due au gel	Estimé	0,5	0,2	0,0	Région poussérieuse
Dégradation des perf. due au gel	Estimé	0,0	0,0	0,0	Pas de gel
Températures extrêmes	Calculé	0,2	0,1	0,0	Spécs fabricant utilisées
Accès au site et autres cas de force majeure	Estimé	2,0	1,0	0,0	Transport matériel très difficile
Croissance ou abattage des arbres	Estimé	0,0	0,0	0,0	Région sans arbres
6. Contraintes					
Bridage sectoriel	Calculé	0,3	0,2	0,0	
7. Autres					
<b>PERTES, total</b>		<b>11,8</b>	<b>5,7</b>	<b>0,0</b>	Pas d'entrée
<b>INCERTITUDES</b>					
	Résultat *)	E-type vit. vent [%]	E-type prod. [%]		Commentaire
A. DONNEES de vent					
Mesures de vent/Données de vent	Estimé	3,0	6,5		Equipement de bonne qualité
Correction à long terme	Estimé	3,0	6,5		Variations LT plutôt faibles
Variabilité interannuelle	Estimé	3,0	6,5		
Evolution du climat					
Autres relatives au vent					
B. MODELISATION du vent					
Extrapolation verticale	Calculé	5,6	12,7		Grandes différences d'altitude
Extrapolation horizontale	Calculé	1,3	3,2		
Autres relatives à la modélisation					
C. CONVERSION de PUISSANCE					
Incertitude sur la courbe de puissance	Calculé		2,6		
Incertitude sur le comptage de la production					
Autres relatives à la conversion					
D. CORRECTIONS, incertitude totale			0,6		
E. PERTES, incertitude totale			0,0		
<b>INCERTITUDES, total (1an(s) moyenne)</b>			<b>17,5</b>		
<b>INCERTITUDES, total (20an(s) moyenne)</b>			<b>16,3</b>		
<b>VARIABILITE</b>					
ans	Variabilité (E-type)	E-type global prod.			
1	6,48	17,5			
5	2,90	16,5			
10	2,05	16,4			
20	1,45	16,3			

Figure 24



Les *Résultats* sont présentés dans le tableau de la Figure 25.

<b>Pertes&amp;Incertitudes - Hypothèses et résultats</b>					
Nom du calcul : Parc-1+Parc-2					
<b>RESULTATS</b>					
Probabilité de dépasser un prod. annuel de, sur une durée d'exploitation de					
PXX	1 an(s)	5 an(s)	10 an(s)	20 an(s)	
[%]	[MWh/an]	[MWh/an]	[MWh/an]	[MWh/an]	
50	42 332	42 332	42 332	42 332	
75	37 342	37 624	37 661	37 679	
84	34 975	35 391	35 445	35 472	
90	32 851	33 387	33 457	33 492	
95	30 163	30 852	30 941	30 986	

Figure 25

### 12.6.2 Détails par éolienne

Dans cette section du rapport les *Principaux résultats* sont décomposés éolienne par éolienne, voir Figure 26.


<b>Pertes&amp;Incertitudes - Détail par éolienne</b>									
Nom du calcul : Parc-1+Parc-2									
<b>Données utilisées</b>									
Calcul PARK 2.7.449: Parc-1+Parc-2									
Nombre d'éoliennes 9									
Puissance nominale 16,0 MW									
Vmoy. du vent 7,8 m/s à hauteur de moyeu									
Sensibilité 2,1 % Prod. par % Vmoy									
Durée d'exploitation 20 ans									
									
Echelle: 75 000									
<b>Prod. par éolienne après pertes et corrections</b>									
Eolienne	Label utilisateur	BRUT calculé*) [MWh/an]	Corrections [%]	Pertes [%]	Inc. [%]	20 ans <- pour la durée d'exploitation.			
						P50	P84	P90	
						[MWh/an]	[MWh/an]	[MWh/an]	
<b>Calque: Parc-1</b>									
1	VESTAS V66 1750 66.0 IO! moyeu: 67,0 m (7)	3 693,4	-12,4	7,9	22,7	2 979,2	2 496,4	2 357,0	
2	VESTAS V66 1750 66.0 IO! moyeu: 67,0 m (9)	4 140,4	-15,9	8,0	25,9	3 203,5	2 684,4	2 534,5	
3	VESTAS V66 1750 66.0 IO! moyeu: 67,0 m (10)	4 144,4	-20,5	7,8	29,9	3 038,5	2 546,1	2 404,0	
9	VESTAS V66 1750 66.0 IO! moyeu: 67,0 m (21)	3 915,8	0,0	7,2	20,8	3 634,7	3 045,7	2 875,6	
<b>Calque: Parc-2</b>									
4	VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 IO! moyeu: 78,0 m (16)	6 759,3	0,0	9,0	10,9	6 154,0	5 156,7	4 868,8	
5	VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 IO! moyeu: 78,0 m (17)	6 894,3	0,0	18,6	10,9	5 611,2	4 701,9	4 439,4	
6	VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 IO! moyeu: 78,0 m (18)	6 585,9	0,0	17,3	10,9	5 446,8	4 564,2	4 309,3	
7	VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 IO! moyeu: 78,0 m (19)	6 886,6	0,0	9,4	10,8	6 238,5	5 227,6	4 935,7	
8	VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 IO! moyeu: 78,0 m (20)	6 932,5	0,0	13,0	10,7	6 032,9	5 055,3	4 773,1	
	<b>PARK</b>	<b>49 952,8</b>	<b>-3,9</b>	<b>11,8</b>	<b>16,3</b>	<b>42 331,9</b>	<b>35 472,0</b>	<b>33 491,6</b>	

Figure 26

### 12.6.3 Résultats détaillés

Chaque aide au calcul utilisée fait l'objet d'une section dans le rapport où sont décrits les paramétrages et en partie les données utilisées. Ces parties du rapport peuvent être très détaillées, un exemple est montré à la Figure 27.

<b>Pertes&amp;Incertitudes - Hystérésis hautes vit. de vent, Résultats détaillés</b>					
<b>Nom du calcul :</b> Parc-1+Parc-2					
Les pertes correspondent à l'énergie qui aurait été produite durant les temps d'arrêt où la vit du vent était < à la vit. du vent de découplage. Note: les pertes par hystérésis en MWh sont calculées pour la période couverte par la série de données. Les pertes présentées en pourcent dans la section Principaux résultats sont ajustées pour être représentatives d'1 année si la série couvre une période différente d'1 année.					
<b>Eolienne: VESTAS V80-1.8MW 60Hz 1800 80.0 !O! moyeu: 78,0 m (16)du calque : Parc-2</b>					
Heure de découplage	Heure de recouplage	Durée totale [mn]	Durée vit.<vit. découplage [mn]	Pertes par hystérésis [MWh]	
17/04/2004 00:29	17/04/2004 00:42	12		12	0,37
17/04/2004 23:49	18/04/2004 00:27	39		39	1,16
18/04/2004 07:28	18/04/2004 08:22	54		54	1,62
18/04/2004 23:58	19/04/2004 00:52	54		54	1,63
19/04/2004 01:59	19/04/2004 02:39	41		41	1,22
04/07/2004 13:59	04/07/2004 14:09	10		10	0,30
03/10/2004 10:29	03/10/2004 10:39	10		10	0,30
18/11/2004 17:29	18/11/2004 17:45	16		16	0,48
01/12/2004 18:09	01/12/2004 18:57	48		48	1,43
03/01/2005 10:35	03/01/2005 10:53	18		18	0,53
03/01/2005 12:02	03/01/2005 13:11	68		68	2,05
03/01/2005 18:59	03/01/2005 19:14	15		15	0,45
04/01/2005 16:19	04/01/2005 16:48	29		29	0,88
04/01/2005 22:54	05/01/2005 01:40	166		166	4,99
05/01/2005 02:22	05/01/2005 02:38	16		16	0,48
10/01/2005 09:29	10/01/2005 09:39	10		10	0,30
15/01/2005 08:19	15/01/2005 08:29	10		10	0,30
15/01/2005 08:59	15/01/2005 09:09	10		10	0,30
16/01/2005 02:15	16/01/2005 02:28	13		13	0,38
16/01/2005 17:48	16/01/2005 18:23	35		35	1,06
17/01/2005 08:48	17/01/2005 09:00	12		12	0,36
17/01/2005 09:09	17/01/2005 09:27	18		18	0,54
17/01/2005 20:19	17/01/2005 20:29	10		10	0,30
17/01/2005 21:29	17/01/2005 21:39	10		10	0,30
18/01/2005 15:28	18/01/2005 15:38	10		10	0,30
18/01/2005 18:59	18/01/2005 20:39	101		101	3,02
19/01/2005 21:18	19/01/2005 21:31	13		13	0,38
19/01/2005 21:59	19/01/2005 22:09	10		10	0,30
29/01/2005 19:47	29/01/2005 20:02	15		15	0,46
02/02/2005 20:40	02/02/2005 21:03	23		23	0,69
02/02/2005 22:19	02/02/2005 22:53	34		34	1,03
03/02/2005 04:39	03/02/2005 05:56	78		78	2,33
04/02/2005 00:09	04/02/2005 00:51	42		42	1,25
04/02/2005 02:28	04/02/2005 03:41	72		72	2,17
04/02/2005 08:40	04/02/2005 09:52	72		72	2,16
04/02/2005 10:59	04/02/2005 11:54	55		55	1,64
04/02/2005 15:58	04/02/2005 16:08	10		10	0,30
04/02/2005 22:10	04/02/2005 23:29	79		79	2,38
05/02/2005 01:21	05/02/2005 02:15	54		54	1,62
06/02/2005 02:10	06/02/2005 03:01	51		51	1,54
06/02/2005 22:59	06/02/2005 23:14	15		15	0,45
11/02/2005 19:49	12/02/2005 00:17	268		268	8,04
12/02/2005 00:47	12/02/2005 01:14	28		28	0,84
12/02/2005 09:29	12/02/2005 09:40	10		10	0,31
18/02/2005 20:29	18/02/2005 20:48	19		19	0,56
18/02/2005 21:57	18/02/2005 22:07	10		10	0,30
18/02/2005 22:47	18/02/2005 23:21	34		34	1,01
19/02/2005 00:14	19/02/2005 01:12	58		58	1,73

Figure 27