12 ENERGIE – LOSS & UNCERTAINTY

12. ENERGIE – Loss & Uncertainty 581

12.1 Einführung, Definitionen und Schritt-für-Schritt-Anleitung 581

12.1.1 Grundlegende Definitionen 581
12.1.2 Das Konzept der Unsicherheitsberechnung (Überschreitungswahrscheinlichkeit) 582
12.1.3 Was ist in der BRUTTO-Produktion enthalten? 584
12.1.4 Verlust-Definitionen 584
12.1.5 Schritt für Schritt 586

12.2 Eingangsdaten für die Berechnung 586

12.2.1 Jährliche Variation 588
12.2.2 Modelleinfluss 588
12.2.3 Dateneingabe auf den Registern Bias, Verlust und Unsicherheit 589

12.3 Bias (Systematische Fehler) 589

12.3.1 Systematische Fehler - Übersicht 590
12.3.2 RIX-Korrektur (Untermodul) 591

12.4 Verlust 593

12.4.1 Starkwind-Hysterese 594
12.4.2 Hohe und niedrige Temperaturen 594
12.4.4 Wind-Sektormanagement 595
12.4.5 Schall 596
12.4.6 Schattenwurf 597
12.4.7 Fledermäuse 598
12.4.8 Sonstige Verluste 599

12.5 Unsicherheit 600

12.5.1 Unsicherheit der Winddaten 601
12.5.2 Unsicherheit der Windmodellierung 603
12.5.3 Unsicherheit der Energieumwandlung 606
12.5.4 Bias-Unsicherheit 606
12.5.5 Unsicherheit der Verluste 606

12.6 Ergebnisse 607

12.7 Berechnung und Ausdrucke 608

12.7.1 Hauptergebnisse 608
12.7.2 Annahmen und Ergebnisse 609
12.7.3 WEA-Ergebnisse 610
12.7.4 Detaillierte Ergebnisse 611

12. ENERGIE – Loss & Uncertainty

12.1 Einführung, Definitionen und Schritt-für-Schritt-Anleitung

Nach der Berechnung der Jährlichen Energieproduktion (AEP, Annual Energy Production) mit dem PARK-Modul ist der nächste Schritt auf dem Weg zur "bankability" (Anerkennung der Ergebnisse durch finanzierende Banken) die Einschätzung der Verluste und der Unsicherheiten. Die Verluste wurden in den letzten Jahren ein zunehmend wichtiger Teil der AEP-Einschätzung, teils weil die Verluste bei modernen Windfarm-Projekten größer werden, teils weil die akzeptierten AEP-Spannweiten bei größeren Projekten geringer sind und die Budgets knapper kalkuliert werden. Gleichzeitig mit der starken Zunahme der Investitionen in Windenergie-Projekte ist auch das Wissen um die Unsicherheiten einer solchen Investition in den Fokus gerückt.

Mit dem WindPRO-Modul LOSS&UNCERTAINTY können die Verluste und Unsicherheiten strukturiert evaluiert werden, unter Zuhilfenahme von zahlreichen Werkzeugen zur genauen Quantifizierung der Einzelkomponenten.

Neben den Verlusten und Unsicherheiten enthält das Modul auch einen Teil zur Korrektur von systematischen Fehlern (Bias). Systematische Fehler sind bekannte Schwächen in der Berechnung der AEP, wie Modellprobleme (z.B. RIX-Korrektur) oder Fehler bei der Windgeschwindigkeitsmessung, die in der Datenbasis der Berechnung noch nicht berücksichtigt wurden.

12.1.1 Grundlegende Definitionen

Die prinzipielle Funktionsweise des Moduls ist wie folgt:

Berechnete BRUTTO-AEP	(Brutto-Jahresproduktion)
+/- BIAS-Korrektur	(Systematische Fehler)
- VERLUSTE	
= NETTO-AEP	(Erwartete zu verkaufende Energieproduktion) = P_{50}

Die erwartete NETTO-AEP wird auch P_{50}-Wert genannt, d.h. das erwartete Projektergebnis. Die Wahrscheinlichkeit beträgt 50%, dass die Produktion darüber liegen wird und 50%, dass die Produktion darunter liegen wird. Dies kann auch als Zentralschätzung bezeichnet werden. Um herauszufinden, wie genau die Schätzung ist und demnach wie hoch das Risiko eines anderen (niedrigeren) Ergebnisses ist, muss die Unsicherheit beurteilt/berechnet werden.

Alle Komponenten der Unsicherheit werden, geschätzt oder berechnet, jeweils als 1 Standardabweichung (σ) angegeben. Sie werden als normalverteilt und unabhängig voneinander angenommen und deshalb als Wurzel der Summe der Quadrate zusammengefasst. Die resultierende Gesamtunsicherheit ist σ_{Ges}.

Die Überschreitungswahrscheinlichkeiten lassen sich auf Basis der Standardformeln für Normalverteilungen berechnen:

Überschreitungswahrscheinlichkeit 84% (P_{84}) = $P_{50} - \sigma_{Ges}$

Überschreitungswahrscheinlichkeit 90% (P_{90}) = $P_{50} - 1{,}28\sigma_{Ges}$

Andere Faktoren für Überschreitungswahrscheinlichkeiten in der Normalverteilung sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

ÜW (%)	Faktor für σ
50	(0,00)
75	0,67
84 *)	1,00

ÜW (%)	Faktor für σ
90	1,28
95	1,64
99	2,33

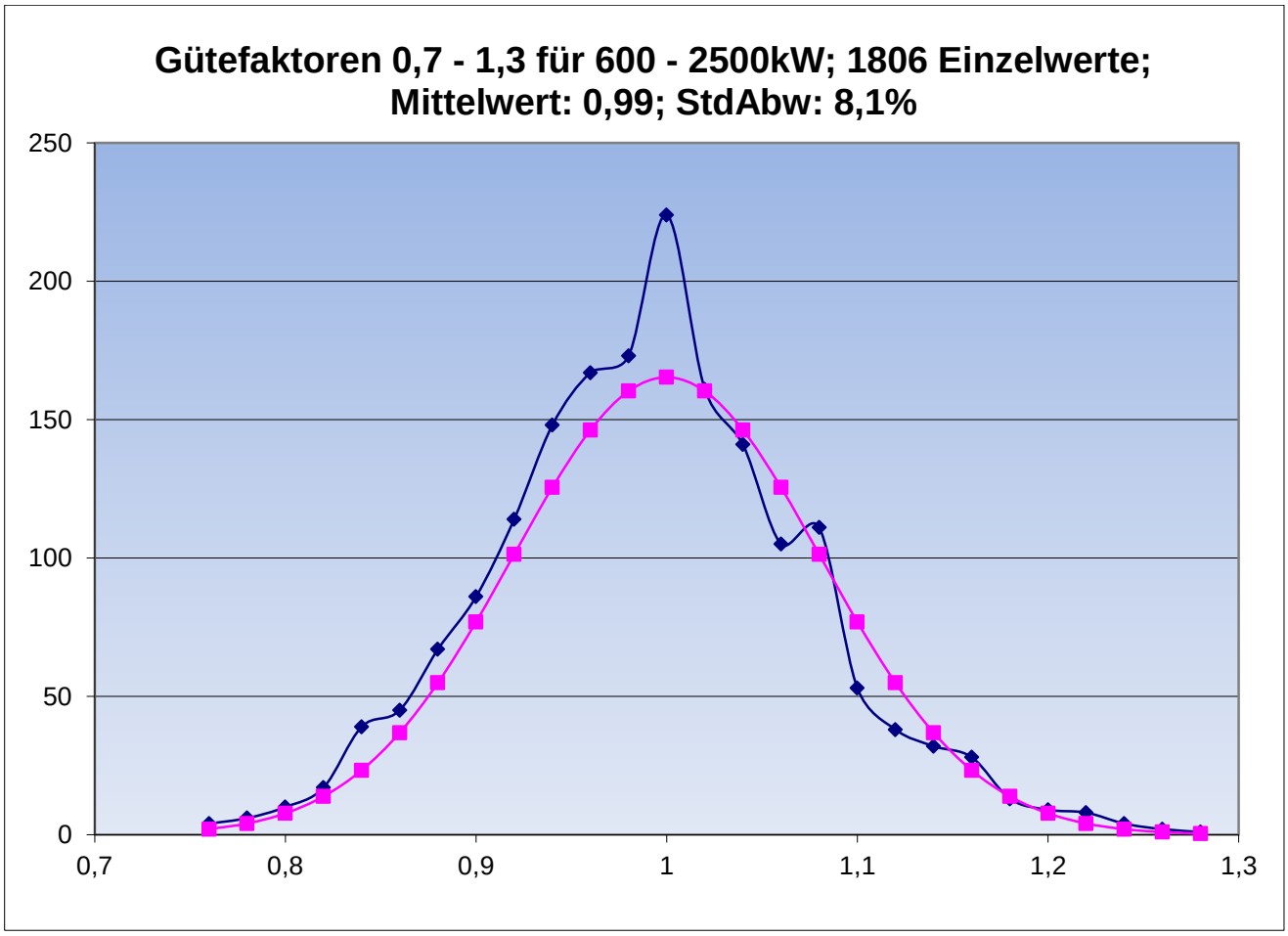
**) gerundeter Wert*

Schließlich kann noch die Variabilität des Windes in die Berechnung einbezogen werden. Die Variabilität beschreibt, wie stark sich die Windgeschwindigkeit von Jahr zu Jahr in der Region verändert. Diese Zahl kann mit dem MCP-Modul basierend auf Langzeit-Zeitreihen ermittelt werden, oder kann verschiedenen Forschungsprojekten entnommen werden.

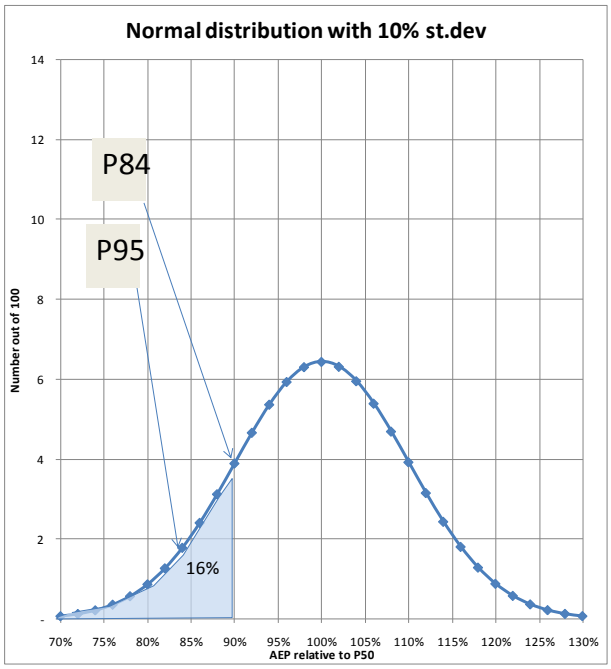
Basierend auf der Variabilität kann die erwartete Überschreitungswahrscheinlichkeit für 1, 5, 10 und 20 Jahre berechnet werden, wobei die Variabilität für die Zeitspanne der Unsicherheit hinzugefügt wird. Im Gegensatz zu anderen Unsicherheiten hängt die Variabilität davon ab, für wie viele Jahre die Voraussage gelten soll, was als „erwartete Lebensdauer“ bezeichnet wird. Dies kann für die Beurteilung des Investitionsrisikos relevant sein.

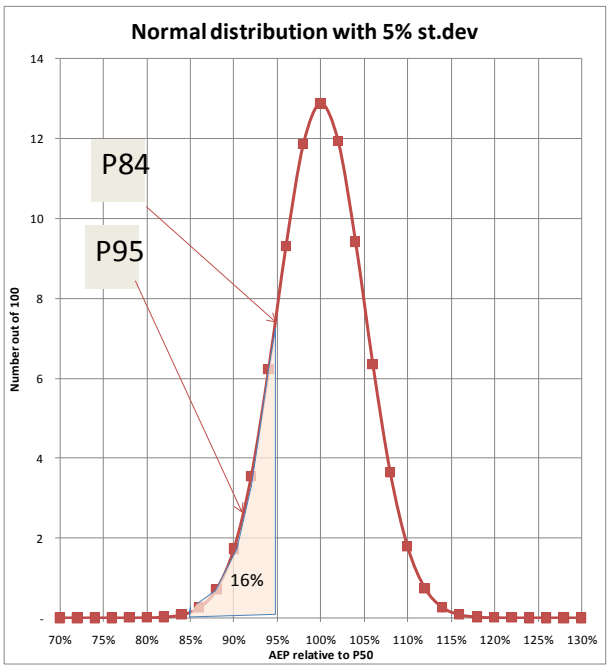
12.1.2 Das Konzept der Unsicherheitsberechnung (Überschreitungswahrscheinlichkeit)

Zum Verständnis der Unsicherheit mögen folgende Illustrationen beitragen.



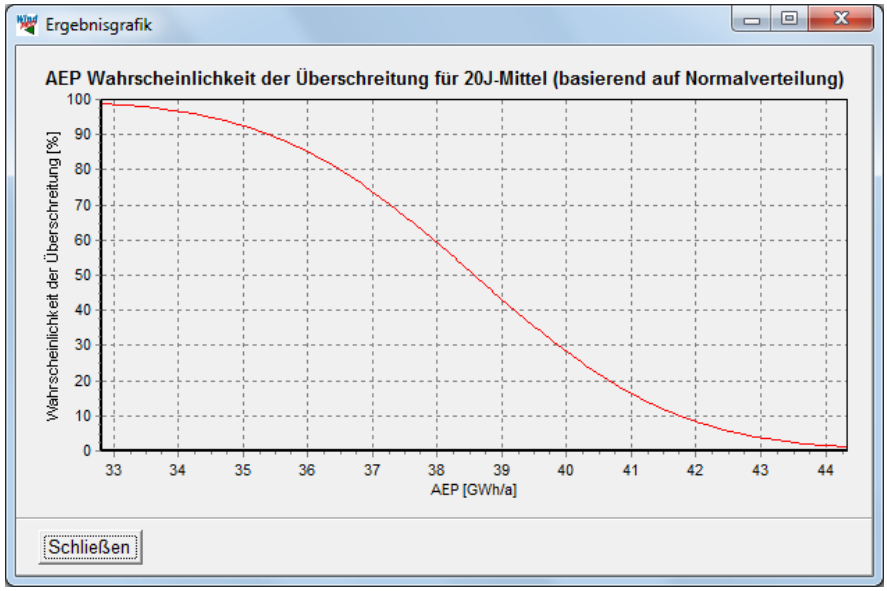
Verteilung der Gütefaktoren (tatsächliche AEP / berechnete AEP) für 1806 WEA in Dänemark. Die Verteilung (blaue Linie) ähnelt einer Normalverteilung mit Standardabweichung 8,1% (violette Linie), d.h. die Gesamtstandardabweichung der Berechnungen ist etwa 8,1%.





In der Normalverteilung liegen etwa 2/3 aller Werte (genauer: 68%) innerhalb P_{50} +/- 1 σ (wobei P_{50} die Mitte der Verteilung markiert). 32% liegen außerhalb, auf jeder Seite 16%. Wenn man 1 σ vom P_{50} abzieht, erhält man den P_{84}. Bei diesem liegt die Wahrscheinlichkeit der Unterschreitung des Resultats bei 16% und somit die Wahrscheinlichkeit der Überschreitung bei 84%, d.h. von 100 theoretischen Betriebsjahren würde im statistischen Mittel in 16 Jahren ein niedrigeres und in 84 Jahren ein höheres Ergebnis erzielt werden. Für den P_{95} beträgt die Wahrscheinlichkeit, ein niedrigeres Ergebnis zu erzielen, lediglich 5%; um den P_{95} zu berechnen, subtrahiert man 1,64* σ vom P_{50}.

Ist also σ beispielsweise 10%, dann würde der P_{95} um 16,4% (10% * 1,64) unter dem AEP liegen. Betrüge σ nur 5%, würde der P_{95} um 8,2 (5% * 1,64) unter dem AEP liegen.



Die Überschreitungswahrscheinlichkeit wird meist als Summenkurve dargestellt, bei der sie auf der y-Achse und der entsprechende AEP P_{xx}-Wert auf der x-Achse dargestellt sind.

12.1.3 Was ist in der BRUTTO-Produktion enthalten?

Das Modul folgt der DNV-Definition (Det Norske Veritas), wie sie bei der AWEA 2008 vorgestellt wurde.

Enthalten in der BRUTTO-Produktion sind:
- Rauigkeitseffekte
- Topographische Effekte
- Hinderniseffekte
- Luftdichtekorrektur
- (Langzeitkorrektur)
- (Winddatenkorrektur)

Die beiden letzten Punkte sollten enthalten sein, diese Entscheidung obliegt jedoch dem Anwender. Wenn z.B. eine nachträgliche Kalibrierung zeigt, dass die Winddaten einen Offset haben, so kann dies entweder als Systematischer Fehler (Bias) der BRUTTO-Produktion berücksichtigt werden, oder man kann die PARK-Berechnung mit korrigierten Daten aktualisieren.

NICHT enthalten sind in der BRUTTO-Produktion:
- Wake-Verluste (Parkwirkungsgrad) – diese sind in WindPRO-PARK-Ergebnissen enthalten, werden jedoch aus der Bruttoproduktion in Loss&Uncertainty heraus gerechnet.
- Andere Verluste wie Verfügbarkeit, Netzverluste etc., siehe komplette Liste unten
- Modellprobleme wie RIX-Korrektur oder Leistungskennlinienfehler – diese werden als „bekannte Probleme“ üblicherweise als Bias-Korrekturen berücksichtigt, bevor die Verlustbetrachtung durchgeführt wird.

Die Struktur des Moduls verlangt, dass der Anwender sich darüber bewusst ist, was bereits in der BRUTTO-AEP-Berechnung kompensiert wurde und was in der Verlust-, Bias- und Unsicherheitsberechnung hinzukommen muss. Der einzige Automatismus des LOSS&UNCERTAINTY-Moduls in dieser Hinsicht ist, dass die Wake-Verluste von WindPRO aus dem PARK-Ergebnis heraus- und unter den Verlusten wieder hineingerechnet werden, so dass der Ausgangspunkt der Berechnung die AEP ohne Wake-Verluste ist.

Das Modul hat die folgenden Features:
1. Alle Systematischen Fehler (Bias), Verluste und Unsicherheiten können vom Anwender selbst beurteilt und manuell angegeben werden
2. Einige der Komponenten können von Untermodulen berechnet werden. Dabei fließen üblicherweise Informationen über die Jährliche Variation der AEP über das Jahr ein, in manchen Fällen aber auch die Ergebnisse anderer Module, wie z.B. einer SHADOW- oder einer PARK-RIX-Berechnung.

12.1.4 Verlust-Definitionen

Die Verluste im Modul entsprechen den folgenden Definitionen:

Angelehnt an *Steve Jones of Global Energy Concepts (DNV): Standard Loss Definitions for Wind Resource / Energy Assessments (AWEA 2008)*

Standard Verlust-Kategorie	**Empfohlene Unterkategorie**	**Anmerkungen**
1. Wake-Effekte	Wake-Effekte, alle WEA	Verluste zwischen den WEA, die in der Energieberechnung betrachtet werden. Helimax schließt dies derzeit in die BRUTTO-AEP ein. Weiterhin Verluste der betrachteten WEA durch existierende WEA oder solche, von denen erwartet wird, dass sie die gesamte Lebenszeit der betrachteten WEA in Betrieb sein werden. *Wenn in der PARK-Berechnung existierende WEA enthalten sind (was so sein sollte), werden damit interne wie externe Wake-Verluste berücksichtigt.EMD hat diese ursprünglich getrennten Kategorien deshalb in einer vereinigt.*

Standard Verlust-Kategorie	**Empfohlene Unterkategorie**	**Anmerkungen**
	Zukünftige Wake-Effekte	Verluste der WEA, die in der Energieberechnung betrachtet werden, durch Windparkentwicklungen nach Inbetriebnahme der betrachteten WEA.
2. Verfügbarkeit	WEA	GEC unterteilt dies in weiter in Routinewartung, Fehler, kleine Komponenten und große Komponenten. AWS Truewind verwendet einen separaten Faktor (Verfügbarkeits-Korrelation mit Starkwind-Ereignissen), was hier oder unter „7. Sonstiges" betrachtet werden kann.
	Internes Netz	Verluste aufgrund von Nichtverfügbarkeit des internen Windpark-Netzes zwischen WEA-Hauptschütz und Übergabepunkt.
	Externes Netz	Verluste aufgrund von Nichtverfügbarkeit des externen Netzes
	Sonstige	Andere Verfügbarkeits-Verluste, die nicht in die oben und weiter unten genannten Kategorien passen
3. WEA-Performance	Leistungskennlinie (kann Teil von Bias sein)	Verluste dadurch, dass die WEA ihre Referenzleistungskennlinie nicht erreicht (auch mit neuen Blättern und Windströmungs-Testspezifikationen).
	Starkwind-Hysterese	Verluste aufgrund der Lücke zwischen Starkwind-Abschaltung und Wiedereinschalten bei sinkender Windgeschwindigkeit
	Windströmung	Verluste aufgrund von Unterschieden zwischen den Vermessungsbedingungen der Leistungskennlinie und den tatsächlichen Bedingungen am Standort, z.B. Turbulenzverhältnisse, Schräganströmung, hohe Windscherung.
	Sonstige	Andere WEA-Performance-Verluste, die nicht in die oben und weiter unten genannten Kategorien passen
4. Elektrisch	Elektrische Verluste	Verluste bis zum Übergabepunkt, incl. – soweit anwendbar – Transformatoren, Sammelverkabelung, Umspannwerk, Übertragung.
	Eigenverbrauch	Verluste aufgrund parasitären Verbrauchs (Heizungen, Trafo-Leerlaufverluste etc.) innerhalb der Einrichtung. Dieser Faktor beinhaltet nicht die Stromerwerbskosten für Eigenbedarf, reduziert jedoch die verkaufte Energie vor der Zählstelle.
5. Umwelt	Performance-Abnahme außer Vereisung	Verluste aufgrund von Rotorblatt-Verschleiß (nimmt mit der Zeit zu, bis eine Sanierung stattfindet) und Rotorblatt-Verschmutzung (die durch regelmäßige Blattreinigung oder Niederschlag behoben wird)
	Performance-Abnahme durch Vereisung	Verluste aufgrund von vorübergehendem Eisansatz an Rotorblättern, der die aerodynamischen Eigenschaften beeinträchtigt.
	Abschaltung aufgrund von Vereisung, Gewitter, Hagel etc.	Verluste aufgrund von WEA-Abschaltung (durch Anlagensteuerung, SCADA-System oder Betriebsführer) aufgrund von Eisansatz, Gewitter, Hagel und vergleichbarer Ereignisse.
	Hohe und niedrige Temperaturen	Verluste aufgrund von Temperaturen außerhalb der Betriebstemperatur der WEA (Ausfälle aufgrund von Überhitzung von Komponenten, die innerhalb der Betriebstemperatur der WEA auftreten, gehören unter die Kategorie WEA-Verfügbarkeit).
	Eingeschränkter Zugang und andere Akte höherer Gewalt	Verluste aufgrund von erschwerten Zugangsbedingungen durch z.B. Schnee, Eis oder große Entfernung. Diese und einige andere umweltbedingte Verluste könnten auch in der Sektion "Verfügbarkeit" berücksichtigt werden, die vorgenommene Unterscheidung dient dazu, Faktoren, die außerhalb des Einflusses des Anlagenherstellers liegen, separat zu betrachten.
	Baumwachstum oder -fällung	Verluste aufgrund von wachsenden Bäumen in der Nachbarschaft der WEA. Wenn Bäume zur Fällung anstehen, kann dies auch ein negativer Verlust sein.
6. Curtailment	Wind Sektormanagement	Verluste durch Abschaltung von nahe beieinander stehenden WEA zwecks Reduktion der Lasten.

Standard Verlust-Kategorie	Empfohlene Unterkategorie	Anmerkungen
	Einspeise-management	Verluste aufgrund des Einspeisemanagements (Eisman) oder einer Einspeisebegrenzung durch den Netzbetreiber
	Einspeisevertrags-Curtailment (PPA)	Verluste dadurch, dass der Einspeisevertragspartner die erzeugte Energie nicht vollständig abnimmt
	Schall	Verluste aufgrund von Abschaltung oder geändertem Betriebsmodus zur Reduktion der Schallemission, z.B. durch Einsatz von Schallreduzierten Leistungskennlinien.
	Schattenwurf	Verluste aufgrund von Abschaltung oder geändertem Betriebsmodus zur Reduktion des Schattenwurfs
	Vögel	Verluste aufgrund von Abschaltung oder geändertem Betriebsmodus zum Schutz von Vögeln.
	Fledermäuse	Verluste aufgrund von Abschaltung oder geändertem Betriebsmodus zum Schutz von Fledermäusen.
	Sonstiges Curtailment	Andere Curtailment-Verluste, die nicht in die oben und weiter unten genannten Kategorien passen
7. Sonstiges	Sonstige Verluste	Dies beinhaltet alles, was nicht durch die anderen sechs Kategorien abgedeckt ist.

12.1.5 Schritt für Schritt

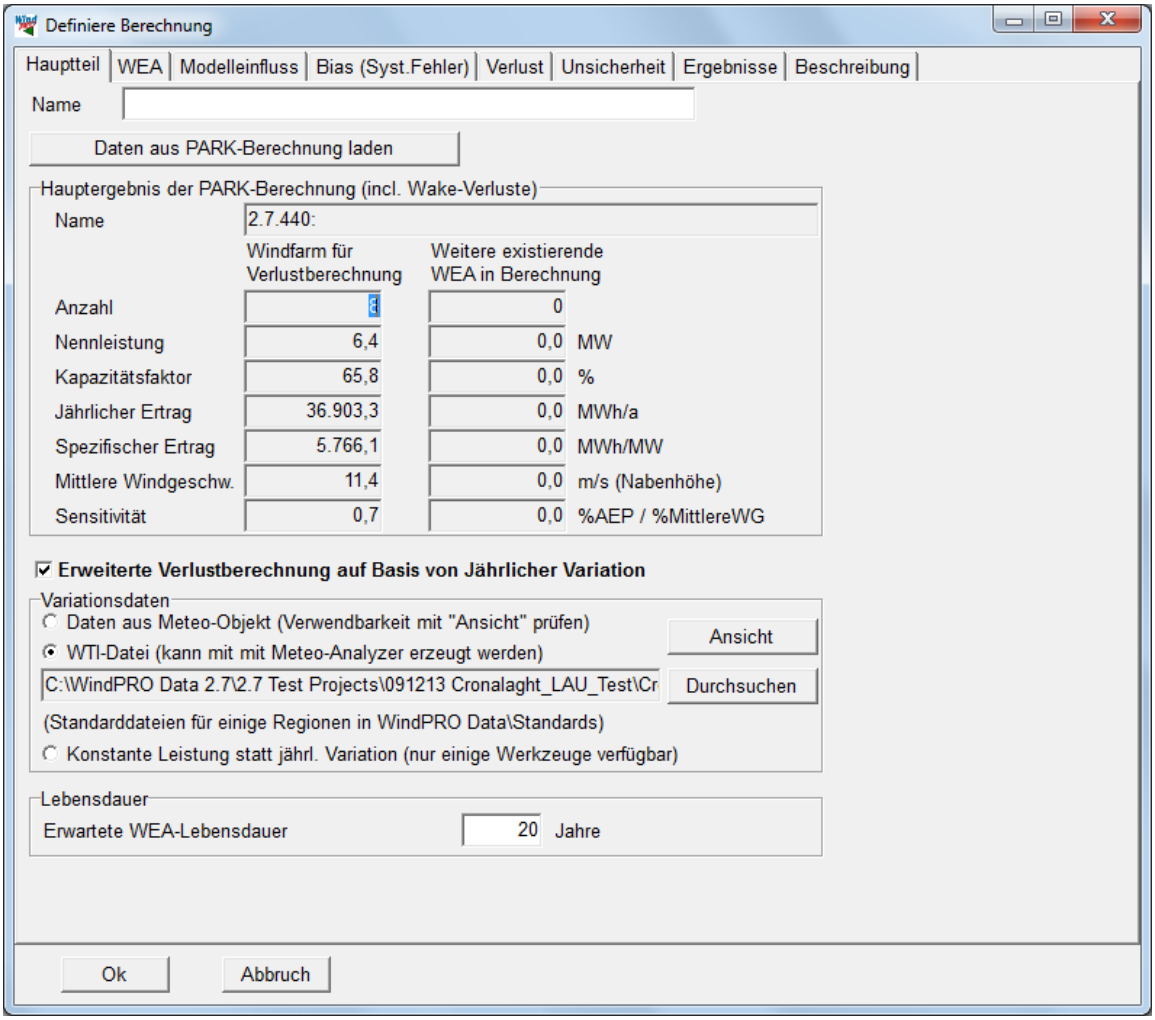
- Erzeugen Sie eine PARK-Berechnung (siehe Kapitel 3.3.5), aber beachten sie das folgende:
  - Wenn mehrere Winddatenobjekte (Terraindaten- oder Meteo-Objekte) oder WEA-Typen verwendet werden, gruppieren Sie diese auf unterschiedlichen Layern.
  - Wenn eine RIX-Korrektur vorgenommen werden soll, machen Sie innerhalb der PARK-Berechnung bereits eine RIX-Berechnung
  - Wenn zeitabhängige Verluste berechnet werden sollen, stellen Sie sicher, dass Sie eine passende Zeitreihe mit den notwendigen Daten haben (z.B. WTI-Datei erzeugt mit Meteo Analyzer | Jährliche Variation). Wenn Sie Hoch-/Niedrigtemperaturabschaltung berechnen möchten, muss ein Temperatursignal enthalten sein. Für eine Berechnung der Starkwindhysterese sollte ein Turbulenz- oder Maximalbö-Signal enthalten sein.
- Starten Sie das LOSS&UNCERTAINTY-Modul
- Laden Sie die PARK-Berechnung
- Binden Sie ggf. eine Zeitreihe aus einem METEO-Objekt oder einer WTI-Datei ein
- Geben Sie die benötigten Parameter auf den Registern Bias(Syst.Fehler), Verlust und Unsicherheit ein
- Wo in der Spalte „Berechne“ ein Ankreuzfeld ist, können detaillierte Berechnungen in Unter-Modulen durchgeführt werden. Möglicherweise müssen Sie zurück zum Register *Hauptteil*, um eine passende Zeitreihe auszuwählen.
- Wenn alle Eingaben getätigt sind starten Sie die Berechnung mit OK

12.2 Eingangsdaten für die Berechnung

Aus einer existierenden PARK-Berechnung werden alle relevanten Informationen über die AEP (Annual Energy Production, Jährliche Produktion), Wake-Verluste, Höhe ü. NN, Nabenhöhe etc. übernommen. Zusätzlich wird die PARK-Berechnung mit einer geringen Änderung der Windgeschwindigkeit wiederholt und daraus die Sensitivität berechnet, also das Verhältnis von Änderungen der Windgeschwindigkeit zu Änderungen der AEP.
Beachten Sie, dass wenn im LOSS&UNCERTAINTY-Modul eine RIX-Korrektur berechnet werden soll, die PARK-Berechnung eine RIX-Berechnung enthalten muss.
Analog muss, wenn eine Berechnung der Schattenwurf-Abschaltung gewünscht ist, eine SHADOW-Berechnung für die identische Parkkonfiguration vorliegen.
Wenn Verluste durch Schallabschaltung oder -reduktion berechnet werden sollen, sollte die PARK-Berechnung auf Basis der nicht-schallreduzierten Leistungskennlinien durchgeführt werden, da ansonsten die Verluste doppelt berechnet würden.

Zusätzlich können die folgenden Daten verwendet werden:
Klimadaten als Zeitreihe, entweder durch eine Verknüpfung zu einem METEO-Objekt oder einer WTI-Datei.

Die Leistungskennlinien-Unsicherheit kann detailliert im WEA-Katalog festgelegt werden und vom LOSS&UNCERTAINTY-Modul verwendet werden, es sind aber auch einfachere Ansätze möglich, wenn diese Daten für den WEA-Typ nicht vorliegen.



Register *Hauptteil*, auf dem die PARK-Berechnung geladen wird. Enthält die PARK-Berechnung existierende WEA, muss darüber entschieden werden, ob diese in der Berechnung berücksichtigt werden sollen oder nicht (separat möglich, je nachdem ob sie mit „als WEA im Windpark behandeln“ [WEA-Eigenschaften] gekennzeichnet sind oder nicht)

Nach Laden der PARK-Berechnung werden die Ergebnisse angezeigt und die Sensitivität berechnet (%AEP / %MittlereWG)

Unter *Erweiterte Verlustberechnung auf Basis von Jährlicher Variation* können Sie Informationen zur Jährlichen Variation angeben oder eine konstante Leistung annehmen. Letzteres ist sinnvoll, wenn keine Daten zur Jährlichen Variation vorliegen, aber dennoch überschlägig die Verluste durch Schattenwurf- oder Temperaturabschaltungen berechnet werden sollen.
Die *Erwartete WEA-Lebensdauer* hat lediglich Einfluss auf den Unsicherheitsbeitrag der Jährlichen Variabilität des Windes; alle anderen Berechnungen basieren auf jährlichen Mitteln. Der Unsicherheitsbeitrag durch die Jährliche Variabilität nimmt mit der Anzahl der Jahre ab, da sich starke und schwache Jahre ausgleichen.

12.2.1 Jährliche Variation

Im Bereich "Erweiterte Verlustberechnung auf Basis von Jährlicher Variation" können Zeitreihen für die jährliche Variation angegeben werden. Mehrere Verlustberechnungs-Untermodule basieren auf Daten zur jährlichen Variation – sowohl Temperatur- als auch Winddaten sind für bestimmte Zwecke nützlich.

Von besonderer Wichtigkeit ist, dass die angegebene Zeitreihe ein typisches Jahr wiedergibt. Das Jahr sollte kein „gemitteltes" Jahr sein, da in diesem die Dynamik des Windes fehlt, die von hoher Bedeutung für die Abschaltbedingungen der WEA ist.

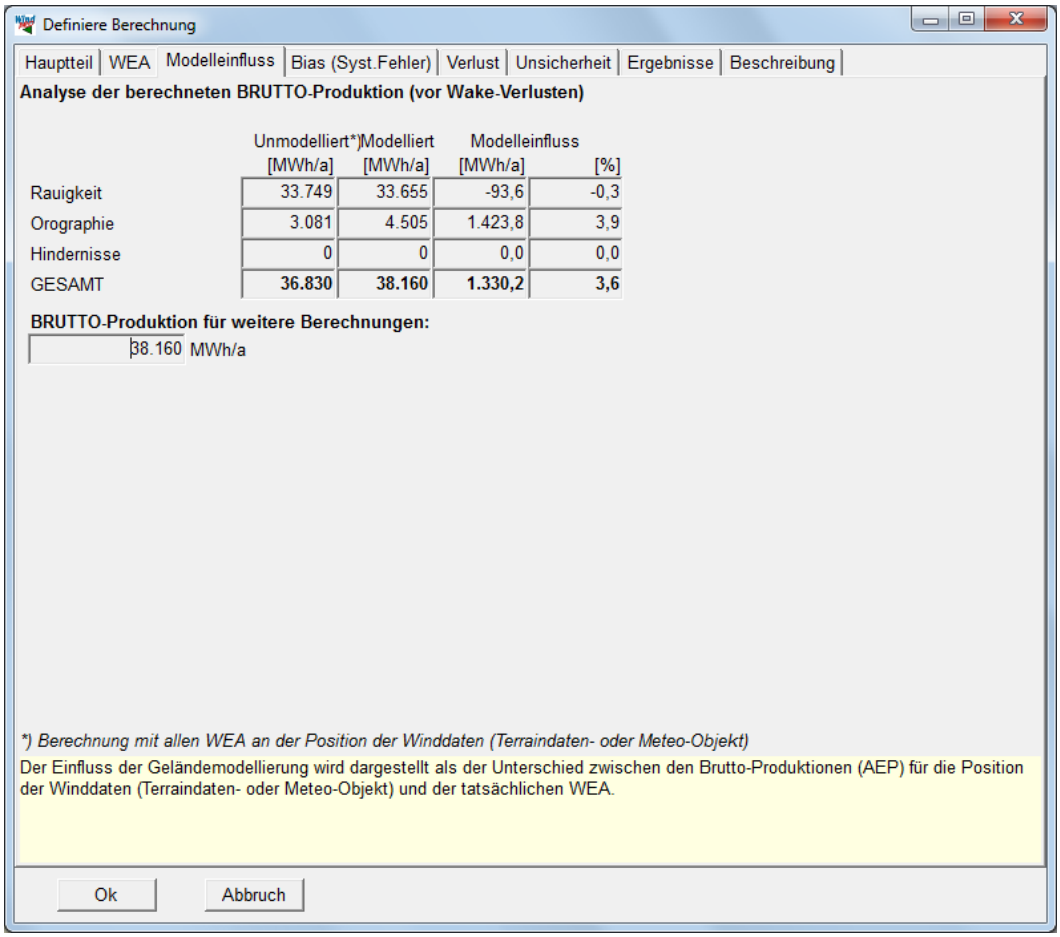
Die Zeitreihen können entweder in Form von sogenannten WTI-Dateien eingebunden werden, oder in Form von METEO-Objekten, die Zeitreihen enthalten.

Eine WTI-Datei wird im Meteo-Analyzer, Register *Jährliche Variation*, erzeugt. Sie enthält immer exakt für ein komplettes Jahr Daten (Zur Erstellung von WTI-Dateien siehe Kapitel 3.3 Meteo-Analyzer).

Wird ein METEO-Objekt verwendet, so obliegt es dem Anwender, dafür Sorge zu tragen, dass genau Daten für ein Jahr oder ein exaktes Vielfaches davon enthalten sind, z.B. durch Deaktivieren von überschüssigen Monaten.
Wird ein kürzerer Zeitraum als ein Jahr verwendet, so wird die berechnete AEP der WEA alleine dem in der Zeitreihe vertretenen Zeitraum zugeordnet, was zu irreführenden Ergebnissen führen kann. Wird dagegen ein längerer Zeitraum als ein Jahr verwendet, der kein genaues Vielfaches eines Jahres ist, so hat das Ergebnis einen systematischen Fehler zugunsten einer Jahreszeit.

Alternativ zur Verwendung von Zeitreihen kann auch einfach eine konstante Leistungsabgabe angenommen werden – letzteres ist notwendig, wenn z.B. Schattenwurf- oder Temperaturverluste berechnet werden sollen, aber keine Daten zur jährlichen Variation vorliegen. Die berechneten Verluste sind in diesem Fall einfach Proportional zu Abschaltdauer und AEP.

12.2.2 Modelleinfluss



Das Register *Modelleinfluss* vermittelt einen Eindruck davon, wie stark das Parkergebnis durch die Geländemodellierung geprägt ist. Die Software berechnet die AEP unter der Annahme, dass alle WEA an der Position des Terraindatenobjekts stehen (bei mehreren Terraindatenobjekten für jede WEA die Position des ihr zugeordneten Terraindatenobjekts). Dies wird mit der AEP-Berechnung für die tatsächlichen WEA-Positionen verglichen. Der Unterschied gibt Auskunft darüber, wie stark Rauigkeit, Orographie und lokale Hindernisse sich im Parkergebnis widerspiegeln. Je größer der Einfluss der Modellierung ist, desto größer ist die Relevanz der mit der Modellierung verbundenen Unsicherheiten. In anderen Worten: Auf je mehr Messmasten die Berechnung basiert oder je weniger komplex das Gelände ist, desto geringer ist der Einfluss der Modellierung.

Beachten sie, dass diese Ergebnisse die Wake-Verluste NICHT beinhalten.

12.2.3 Dateneingabe auf den Registern Bias, Verlust und Unsicherheit

Normalerweise kann pro Zeile nur ein Wert für die gesamte Windfarm eingegeben werden. Die Ausnahme ist, wenn ein Untermodul zur Berechnung verfügbar ist; dort können die Angaben erfolgen:

- Individuell für jede WEA
- Für alle WEA auf einem Layer (in Karten&Objekte) oder
- Für alle WEA

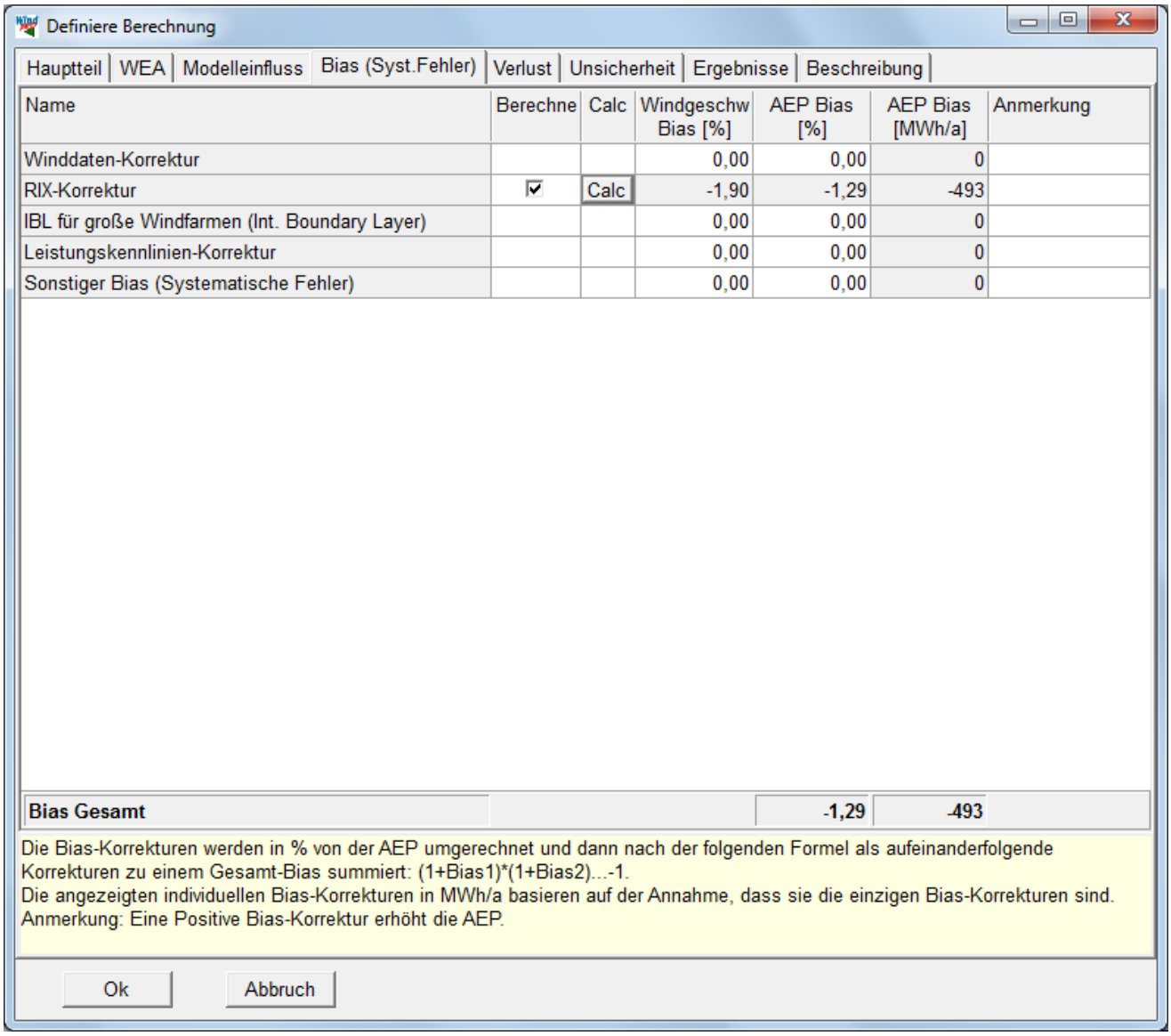
Wenn in diesen Untermodulen für einen Teil der WEA ein Unsicherheitswert gilt und für den Rest ein anderer, so lässt sich dies am einfachsten dadurch darstellen, dass die beiden Gruppen auf verschiedenen Layern abgelegt werden. Dies wäre beispielsweise so, wenn in der Windfarm zwei oder drei unterschiedliche WEA-Typen verwendet werden, oder wenn ein Teil der WEA exponierter steht als der Rest und daher eine niedrigere Abschaltwindgeschwindigkeit hat.

Individuelle WEA- oder Layereinstellungen werden in einem Untermodul angewendet, indem das Layer oder die WEA mit der Maus markiert wird – das markierte Element ist dann das, dem die folgenden Einstellungen zugeordnet werden.

12.3 Bias (Systematische Fehler)

Bias (Systematische Fehler) sind Korrekturen für bekannte Schwächen, z.B. die von DTU/Risø eingeführte RIX-Modifikationen von Windgeschwindigkeiten in komplexem Gelände oder Korrekturen für zu optimistische oder pessimistische Leistungskennlinien auf Basis von Erfahrungswerten oder der HP-Methode. Auch Windmessungen können einen bekannten Bias haben, z.B. wenn von bestimmten Anemometertypen bekannt ist, dass sie einen systematischen Fehler haben oder wenn eine nachträgliche Kalibrierung einen Fehler zeigt, der über einen Bias leichter korrigiert werden kann als über eine komplette Reanalyse der Zeitreihe und Wiederholung aller Berechnungen.
Es ist wichtig, dass eine Bias-Korrektur nur einmal angewendet wird – entweder in den Grundlagen der PARK-Berechnung oder im Loss&Uncertainty-Modul. Der Vorteil, einen Bias in Loss&Uncertainty zu berücksichtigen, besteht darin, dass eine klare Dokumentation erfolgt und neue Informationen leicht nachträglich eingearbeitet werden können.

Wenn Bias' als einfache Prozentsätze angegeben werden, können diese sich auf die Windgeschwindigkeit oder die AEP beziehen. Beziehen sie sich auf die Windgeschwindigkeit, so wird diese mit Hilfe der für den ganzen Park ermittelten Sensitivitätsrate (AEP% / WindGes%) in AEP-% umgerechnet. Die AEP-% werden dann mit der der berechneten BRUTTO-AEP multipliziert und auf diese aufgeschlagen, bevor die Verlustberechnung erfolgt. Beachten Sie, dass Systematische Fehler sowohl positiv als auch negativ sein können, das Vorzeichen ist deshalb hier von Relevanz.



Es sind vier Zeilen für unterschiedliche Bias-Korrekturen verfügbar, zuzüglich einer Zeile für Sonstige. Wenn die geladene PARK-Berechnung eine RIX-Berechnung beinhaltet, ist ein Unter-Berechnungsmodul für die Berechnung des RIX-Bias verfügbar (siehe Kapitel 12.3.2)

12.3.1 Systematische Fehler - Übersicht

12.3.1.1 Windgeschwindigkeits-Korrektur

Wenn bekannt ist, dass die Winddaten mit einem Systematischen Fehler behaftet sind, der nicht bereits in der Datengrundlage für die PARK-Berechnung berücksichtigt wurde, kann hier eine Korrektur dafür vorgenommen werden.
Systematische Fehler in Winddaten können viele Gründe haben und sind vermutlich der häufigste Grund für fehlerhafte Berechnungsergebnisse. Es kann jedoch sehr schwierig sein, sie zu identifizieren. Die beste Möglichkeit, Winddaten-Bias zu vermeiden, hat man, wenn mehrere Winddatenquellen für den Standort oder die Region verfügbar sind. Wenn Produktionsdaten existierender WEA in der Nähe zugänglich sind, kann das Windenergieniveau anhand einer Verifikations-Berechnung mit diesen Daten überprüft werden.
Wenn eine lokale Messung durchgeführt wurde, kann die Winddaten-Korrektur einfach nur einen bekannten Offset aufgrund des verwendeten Equipments widerspiegeln. Dies wird aber häufig bereits in einem früheren Stadium der Berechnungen berücksichtigt – in diesem Falle darf es NICHT hier erneut eingetragen werden, da sonst eine doppelte Korrektur erfolgen würde. Es kann aber sinnvoll sein, dies als Kommentar zu vermerken, wenn Korrekturen vor der PARK-Berechnung durchgeführt oder anderweitige Validierungen des Windgeschwindigkeitsniveaus vorgenommen wurden.

Die Korrektur kann als Modifikation der Windgeschwindigkeit oder der AEP angegeben werden – beachten sie, dass das Vorzeichen positiv oder negativ sein kann.

12.3.1.2 RIX-Korrektur

Wenn Sie einen Wert zur RIX-Korrektur aus einer anderen Quelle oder auch nur einen groben Schätzwert verwenden möchten, kann dieser hier direkt eingegeben werden. Er wird dann jedoch nur als einheitliche Korrektur für alle WEA angewandt. Wenn RIX-Korrektur ein relevanter Faktor ist, sollte stets eine PARK-Berechnung inklusive RIX-Berechnung durchgeführt und das Untermodul zur Berechnung der RIX-Korrektur verwendet werden (siehe Kapitel 12.3.2).

12.3.1.3 IBL für große Windfarmen (Internal Boundary Layer, Interne Grenzschicht)

Es ist bekannt, dass die Produktion großer Windfarmen oft überschätzt wird, da die bekannten Wake-Modelle die Verhältnisse in großen Windfarmen nicht gut wiedergeben. Dies ist jedoch noch ein Forschungsgebiet, in dem hoffentlich in wenigen Jahren belastbare Methoden vorliegen werden. Ein Problem ist, dass die üblichen Modelle einige große Windfarmen relativ gut modellieren können, wogegen in anderen Windfarmen große Unterschiede beobachtet werden.
Dies kann innerhalb bestimmter Grenzen kompensiert werden, indem eine Fläche erhöhter Rauigkeit innerhalb der Windfarm angelegt wird, die als Internal Boundary Layer (Interne Grenzschicht, IBL) bezeichnet wird. So lange noch keine besseren Methoden des Umgangs damit existieren, kann alternativ hier ein einfacher negativer Bias auf die Produktion angewendet werden, es können aufgrund der genannten Unwägbarkeiten jedoch keine Empfehlungen zu dessen Höhe gegeben werden – die beste Empfehlung ist es, in den bisherigen Veröffentlichungen zu dem Thema nach den Erfahrungen mit vergleichbaren Windfarmen zu suchen.

12.3.1.4 Leistungskennlinien-Korrektur

Wenn bekannt ist, dass eine Leistungskennlinie zu optimistisch oder zu pessimistisch ist, kann hier ein einfacher Korrekturwert angegeben werden.

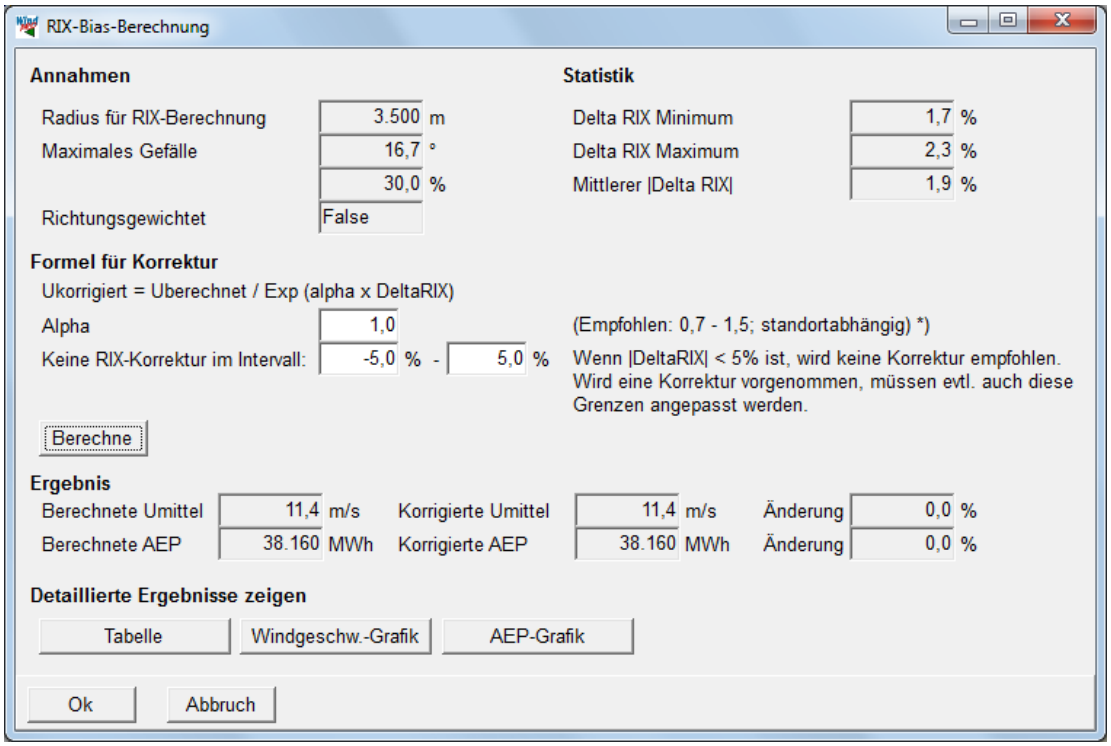
12.3.1.5 Sonstige

Alle anderen Systematischen Fehler, von denen der Anwender Kenntnis hat, sollten hier angegeben werden.

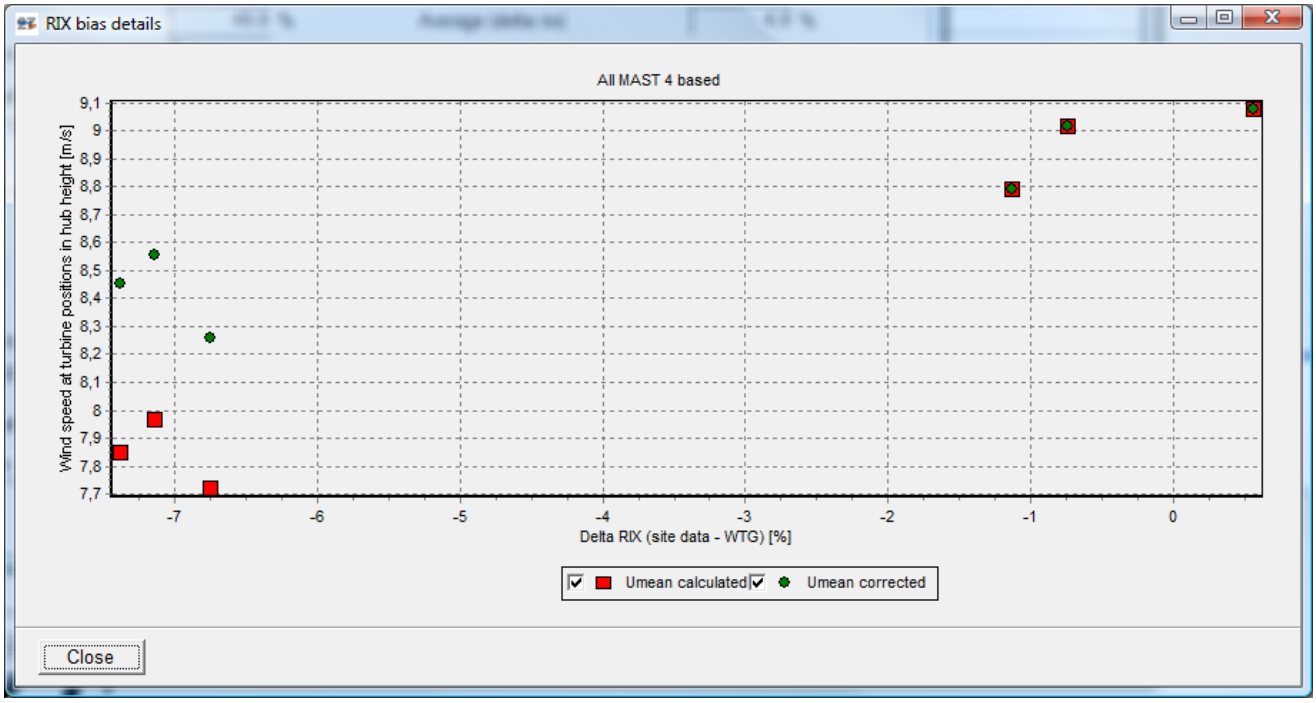
12.3.2 RIX-Korrektur (Untermodul)

Für die Ermittlung des RIX-Korrekturfaktors existiert ein Unter-Berechnungsmodul. Die Umsetzung basiert auf der folgenden Veröffentlichung:
EWEC 2006 Konferenzreader:
IMPROVING WAsP PREDICTIONS IN (TOO) COMPLEX TERRAIN
Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowen und Ioannis Antoniou
Wind Energy Department, Risø National Laboratory

Im komplexen Gelände mit einem Gefälle von mehr als 30-40% sind die Modellbedingungen von WAsP nicht mehr gegeben. Die Veröffentlichung beschreibt, wie trotz eines erhöhten Gefälles um den Standort mit der RIX-Methode eine Verbesserung der Berechnungsgenauigkeit erreicht werden kann.



Die grundlegende Formel ist $U_m = U_p * \exp(\alpha * \Delta RIX)$, wobei U_p (predicted) die mit WAsP vorausgesagte Windgeschwindigkeit und U_m (measured) die korrigierte Windgeschwindigkeit ist. Der Faktor α wird empirisch ermittelt (z.B. durch Kreuzvorhersage im WindPRO Meteo Analyzer) und ΔRIX wird von WindPRO in einer PARK-Berechnung aus dem Höhenmodell der Standorte ermittelt.
Das Hauptproblem ist es, α sowie den Radius und den Gefällegrenzwert für die ΔRIX-Berechnung zu bestimmen. Liegen diese vor, ist die RIX-Korrektur eine einfache Berechnung. Das Untermodul findet, basierend auf α und ΔRIX, die angemessene Korrektur der Windgeschwindigkeit an jeder WEA-Position und konvertiert dies in einer AEP-Anpassung, basierend auf der Sensitivität (%AEP / %MittlereWG) an jeder einzelnen WEA-Position. Die berechnete AEP-Anpassung wird für jede WEA einzeln gespeichert.



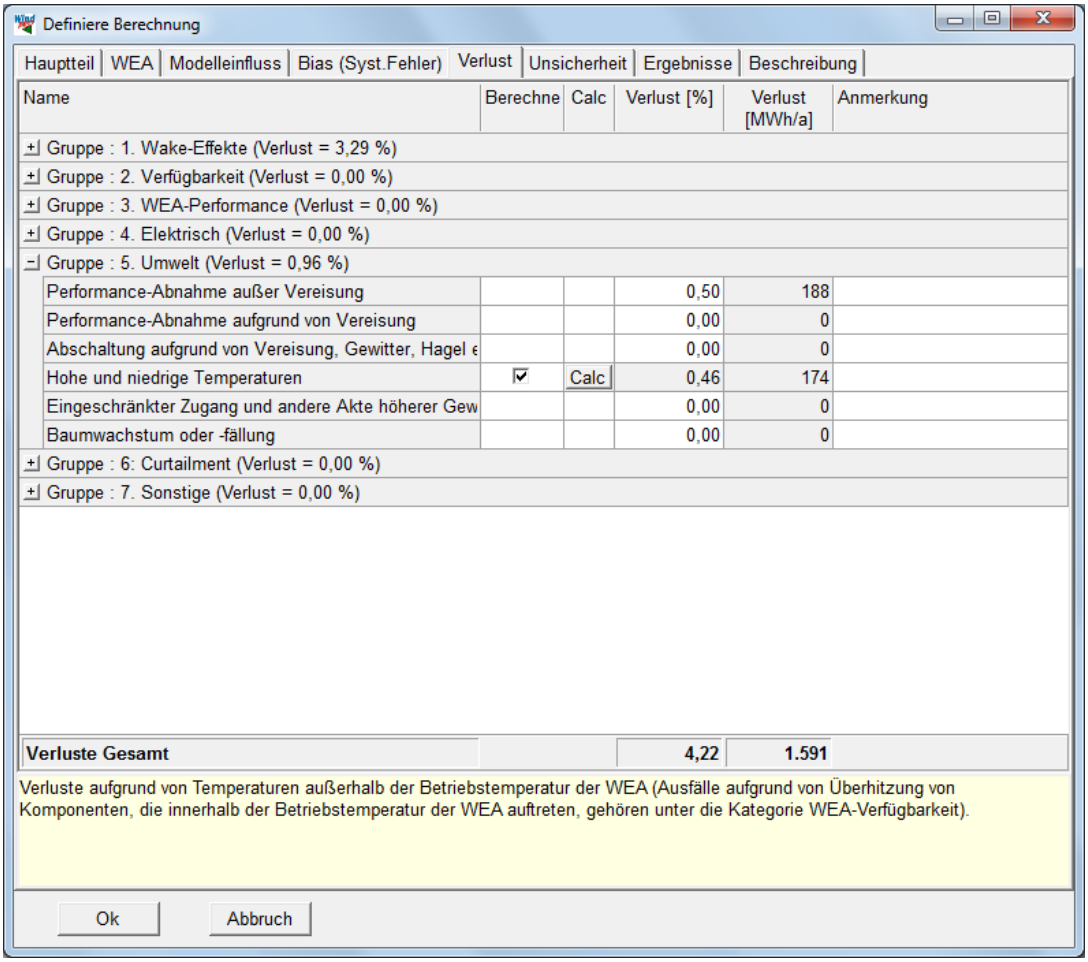
Die Windgeschwindigkeitskorrektur-Grafik zeigt, wie WEA mit niedrigen ΔRIX-Werten auf höhere Windgeschwindigkeiten korrigiert werden. Entsprechend würde die Windgeschwindigkeit bei WEA mit höheren ΔRIX-Werten nach unten korrigiert werden.

12.4 Verlust

Verlust ist der Anteil der AEP, die aufgrund der Windbedingungen und der WEA-Leistungskennlinie produziert werden sollte, die aber nicht den Übergabepunkt erreicht. Dies können physikalische Verluste wie Netzverluste sein, Wake-Verluste, bei denen die WEA sich gegenseitig den Wind streitig machen, aber auch in der Betriebsführung der WEA begründete Verluste (z.B. Abschaltung bei niedrigen Temperaturen) oder Verfügbarkeitsverluste.

Die sieben Hauptgruppen für Verluste, die von DNV (Det Norske Veritas) definiert wurden, sind in Kapitel 12.1.4 aufgeführt.

Das Grundprinzip der Verlustberechnung ist wie folgt:
Für jede WEA wird jede gegebene Verlustkomponente in eine Effizienz umgewandelt, z.B. entspricht ein Verlust von 3% einer Effizienz der WEA von 97% (100% - 3%). Die für jede WEA ermittelten Effizienzen werden multipliziert und so die resultierende Effizienz gefunden. Diese wird mit der BRUTTO-AEP nach der Bias-Korrektur (so vorhanden) multipliziert. Das Ergebnis der Verlustberechnung ist die NETTO-AEP oder der P_{50}.



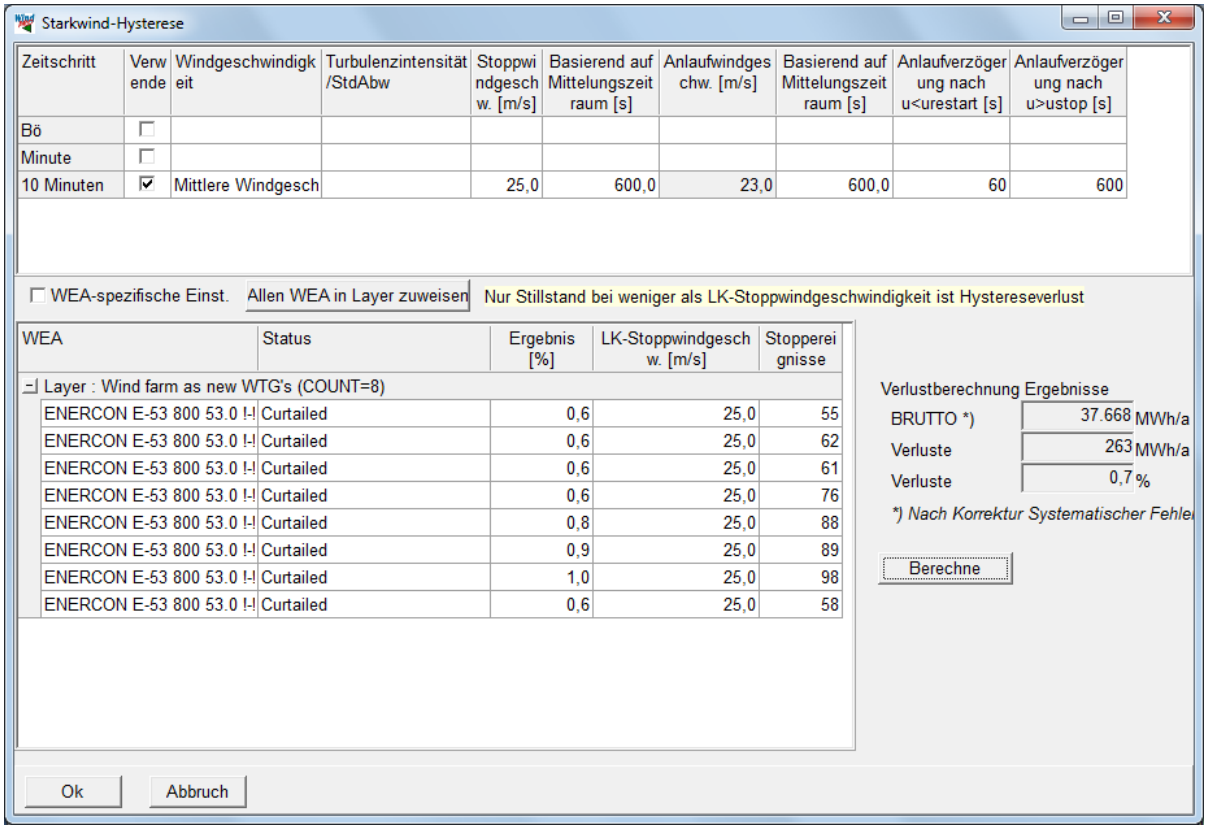
Auf dem Register *Verlust* sind 7 Hauptgruppen für Verluste aufgelistet, unter denen jeweils die einzelnen Verlustkomponenten aufgeführt sind. In einigen Zeilen gibt es eine Berechne-Option – wenn diese markiert wird, kann über den Calc-Knopf ein Untermodul zur Verlustberechnung aufgerufen werden.

Für die Verluste, die in Untermodulen berechnet werden können, folgen Beschreibungen der Berechnungsmethodik.
Für alle Komponenten (nicht nur für die, für die auch ein Verlust ausgewiesen wird!) können Kommentare angegeben werden, die auch auf den Berechnungsberichten angezeigt werden. So kann dem Adressaten der Berichte der Hintergrund der Beurteilung transparent gemacht werden.

Es muss hier hervorgehoben werden, dass neben dem, was in Untermodulen berechnet werden kann, zwei Verlustkomponenten immer berücksichtigt werden sollten:

1. Verlust durch WEA-Verfügbarkeit, üblicherweise 2-5%, abhängig von der Servicevereinbarung mit dem Hersteller und der WEA-Qualität
2. Netzverluste, die mit dem eGRID-Modul berechnet werden können, und die üblicherweise mit 1-3% anzusetzen sind, abhängig z.B. von der Entfernung zum Übergabepunkt. Beachten Sie, dass die Leistungskennlinien von WEA fast immer auf der Niederspannungsseite des WEA-Transformators gemessen werden, so dass der Verlust durch den WEA-Trafo auch berücksichtigt werden muss, der alleine etwa 1% beträgt.

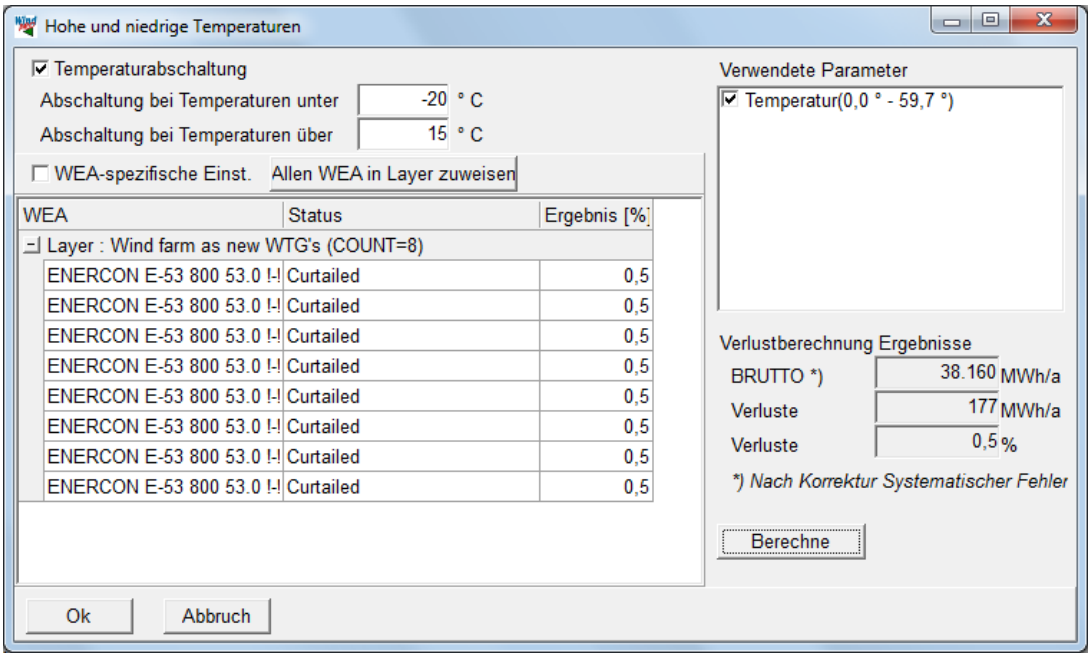
12.4.1 Starkwind-Hysterese



Verluste durch Starkwindhysterese entstehen dadurch, dass aufgrund der praktischen Umsetzung des Abschalt- bzw. des Wiedereinschaltvorgangs in der Anlagensteuerung WEA manchmal auch unterhalb der „offiziellen“ Abschaltwindgeschwindigkeit (lt. Leistungskennlinie) stillstehen. Die Verluste oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit werden automatisch in der AEP-Berechnung berücksichtigt, diejenigen unterhalb müssen separat berücksichtigt werden.
Die Einstellungen zur Abschalt-/Wiedereinschaltprozedur müssen vom WEA-Hersteller bestätigt werden. Sie variieren von WEA-Typ zu WEA-Typ und werden manchmal sogar standortspezifisch programmiert.

12.4.2 Hohe und niedrige Temperaturen

Der Berechnung liegt eine Jährliche Variation in Form einer .WTI-Datei oder einer Meteo-Zeitreihe zugrunde. Für jeden Zeitschritt darin wird die AEP berechnet, basierend auf dem Verhältnis der (Zeitreihen-) Windgeschwindigkeit zur mittleren WEA-Windgeschwindigkeit. Diese Einzelergebnisse werden dann so skaliert, dass ihre Summe der berechneten AEP der WEA entspricht.
Die AEP-Anteile der Zeitschritte, in denen die Temperatur außerhalb der angegebenen Temperaturschwellwerte liegt, werden dann summiert. Ihr prozentualer Anteil an der Gesamt-AEP wird für jede WEA ermittelt und gespeichert.

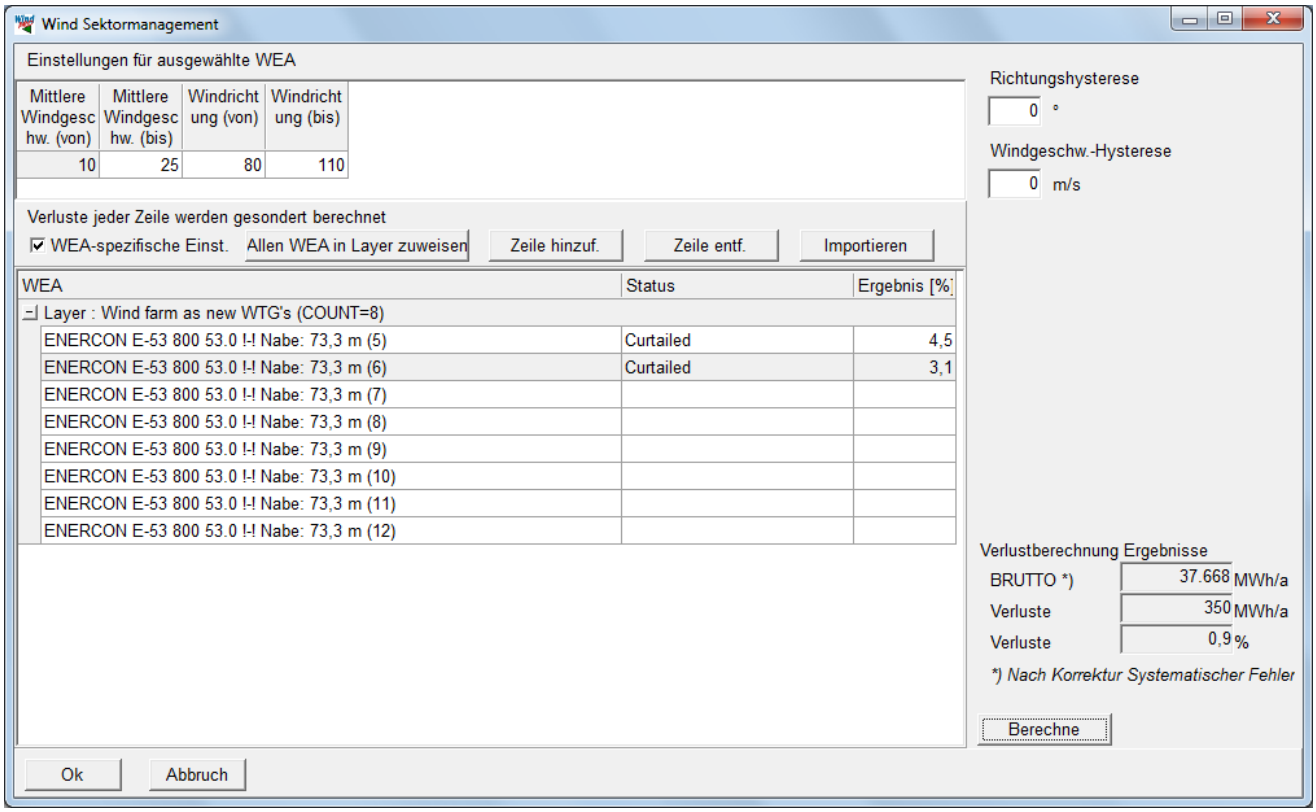


Im obigen Beispiel variieren die Temperaturen zwischen 20,5°C und 29°C. Die Temperaturabschaltung findet jenseits von -20°C und +27°C statt (der obere Wert ist niedrig angesetzt, um die Berechnungsweise zu demonstrieren). Für die einzelnen WEA wird nach der oben beschriebenen Methode ein Verlust von um 0,5% berechnet – da eine einzige Zeitreihe für alle WEA verwendet wird, liegen sie nahe beieinander, sind aber in der Regel nicht identisch, da sie unterschiedliche AEP haben.

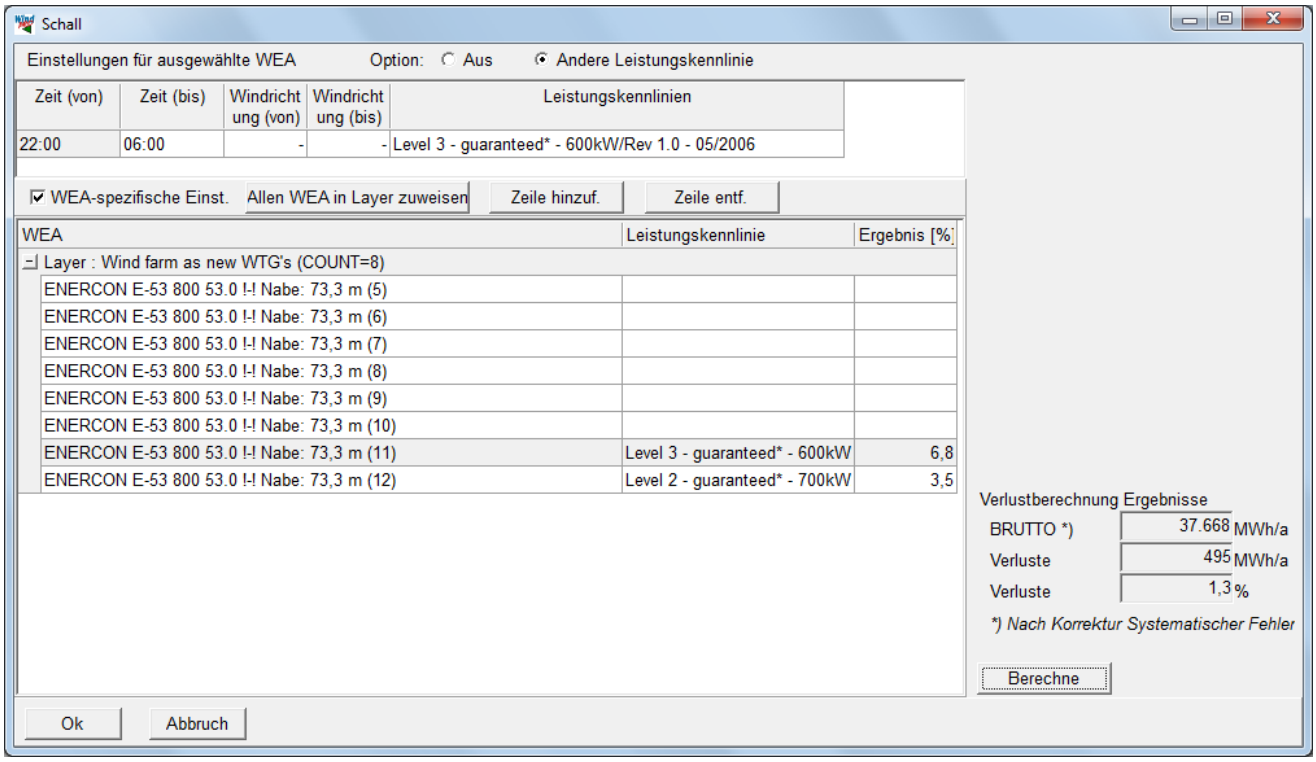
12.4.4 Wind-Sektormanagement

Beim Wind-Sektormanagement werden einzelne WEA in einem dichten Layout gestoppt, wenn der Wind mit bestimmten Windgeschwindigkeiten aus bestimmten Richtungen weht, um Beschädigungen benachbarter WEA durch WEA-induzierte Turbulenzen zu vermeiden. Da die nötigen Einstellungen für jede WEA individuell sind, ist die Eingabe oft aufwändig.
In der unten dargestellten Berechnung wurden Einstellungen individuell für jede WEA gemacht, z.B. basierend auf einer Berechnung durch WAsP Engineering. Wird eine bestimmte WEA ausgewählt (markiert), beziehen sich die Angaben im oberen Feld nur auf diese WEA. Für eine große Windfarm ist dies sehr arbeitsintensiv, es können jedoch Einstellungen aus WAsP Engineering oder Excel-Tabellen importiert werden.

Das Untermodul zur Berechnung des Sektormanagements verwendet zur Ermittlung der Verluste die WEA-spezifischen Weibull-Verteilungen. Hierbei ist es allerdings nur möglich, für die betroffenen WEA eine vollständige Abschaltung anzunehmen.
Liegt eine Standortspezifische Zeitreihe (z.B. *.wti-Datei oder METEO-Objekt) vor, so kann alternativ die Zeile **Wind-Sektormanagement (Zeitreihe)** verwendet werden. Dort gibt es auch die Möglichkeit, WEA bei Zutreffen der Abschaltbedingungen lediglich leistungsreduziert zu betreiben.



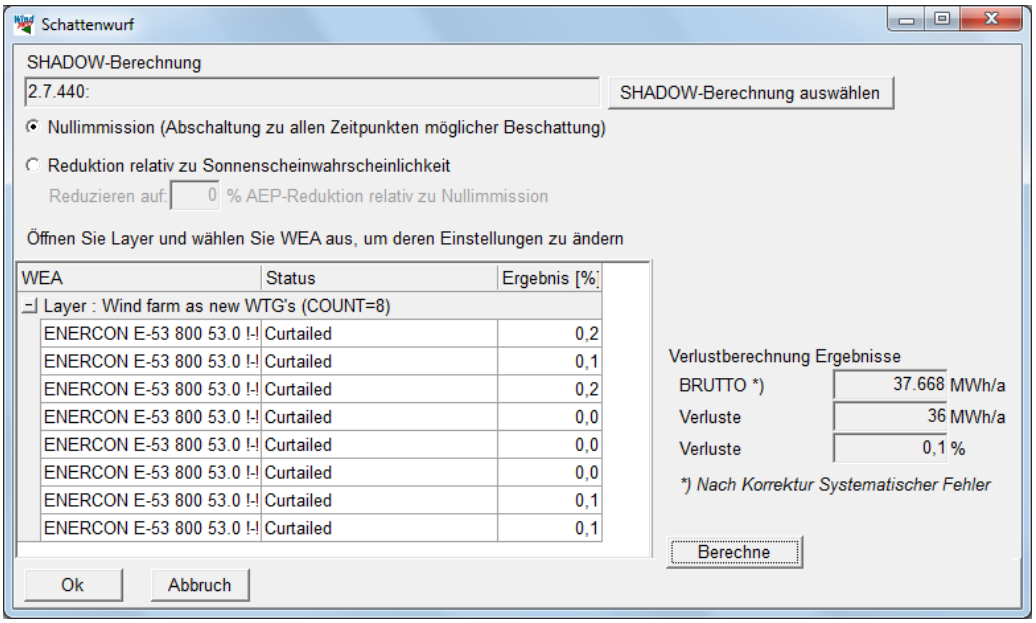
12.4.5 Schall



Unter Umständen müssen einige oder alle WEA während bestimmter Tageszeiten oder bei vorherrschen bestimmter Windrichtungen in einem schallreduzierten Betriebsmodus laufen. Neben der Tageszeit und dem Richtungsintervall kann die Schallreduktionsstufe angegeben werden.

Um die Verluste durch Schallreduktion in Loss&Uncertainty zu bestimmen, sollte die PARK-Berechnung nicht mit schallreduzierten Leistungskennlinien durchgeführt werden.

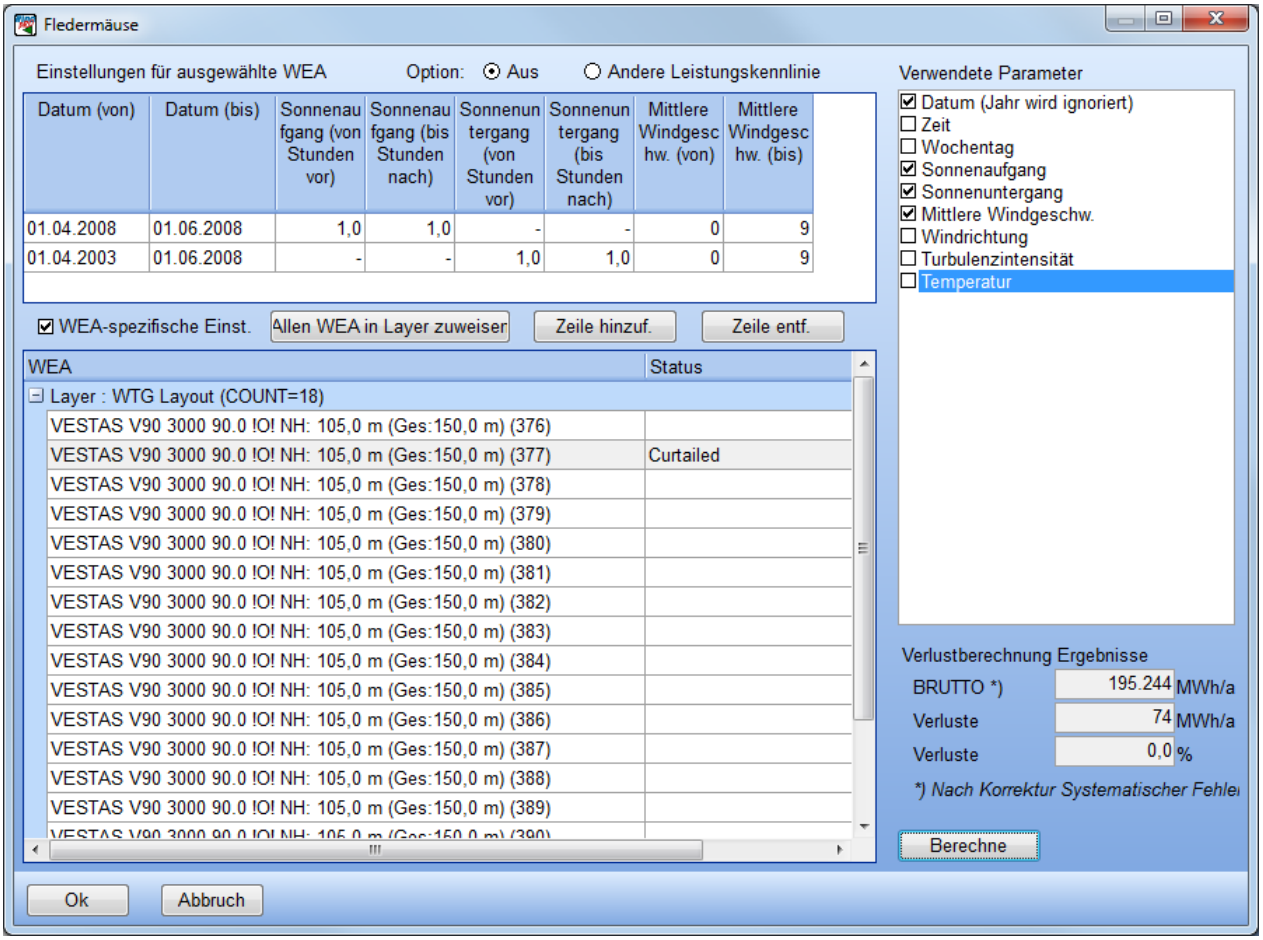
12.4.6 Schattenwurf



Um diese Berechnung durchzuführen, muss eine SHADOW-Berechnung vorliegen, die für die exakt selbe Anlagenkonfiguration wie die PARK-Berechnung durchgeführt wurde. Diese wird geladen und über die Jährliche Variation der Produktion ermittelt, wie hoch der Verlust durch die Abschaltung der WEA wäre. Bei der *Nullimmissions*-Variante wird eine Abschaltung bei allen Schattenereignissen angenommen, ungeachtet der Tatsache ob zu dem Zeitpunkt die Sonne scheint oder nicht.
Unter *Reduktion relativ zur Sonnenscheinwahrscheinlichkeit* kann ein Reduktionsfaktor angegeben werden, der der mittleren Sonnenscheinwahrscheinlichkeit zu den Beschattungszeiten entsprechen sollte. Findet die Beschattung hauptsächlich im Winter statt, liegen Werte für Deutschland etwa zwischen 10 und 20%, im Sommer zwischen 40 und 60%. Findet Beschattung zu unterschiedlichen Jahreszeiten statt, so sollte ein Wert gefunden werden, der die Verteilung der Beschattungszeiten über das Jahr wiederspiegelt.
Die Eingabe eines zulässigen Immissionswerts (z.B. 8 h/Jahr / Deutschland) ist nicht möglich.

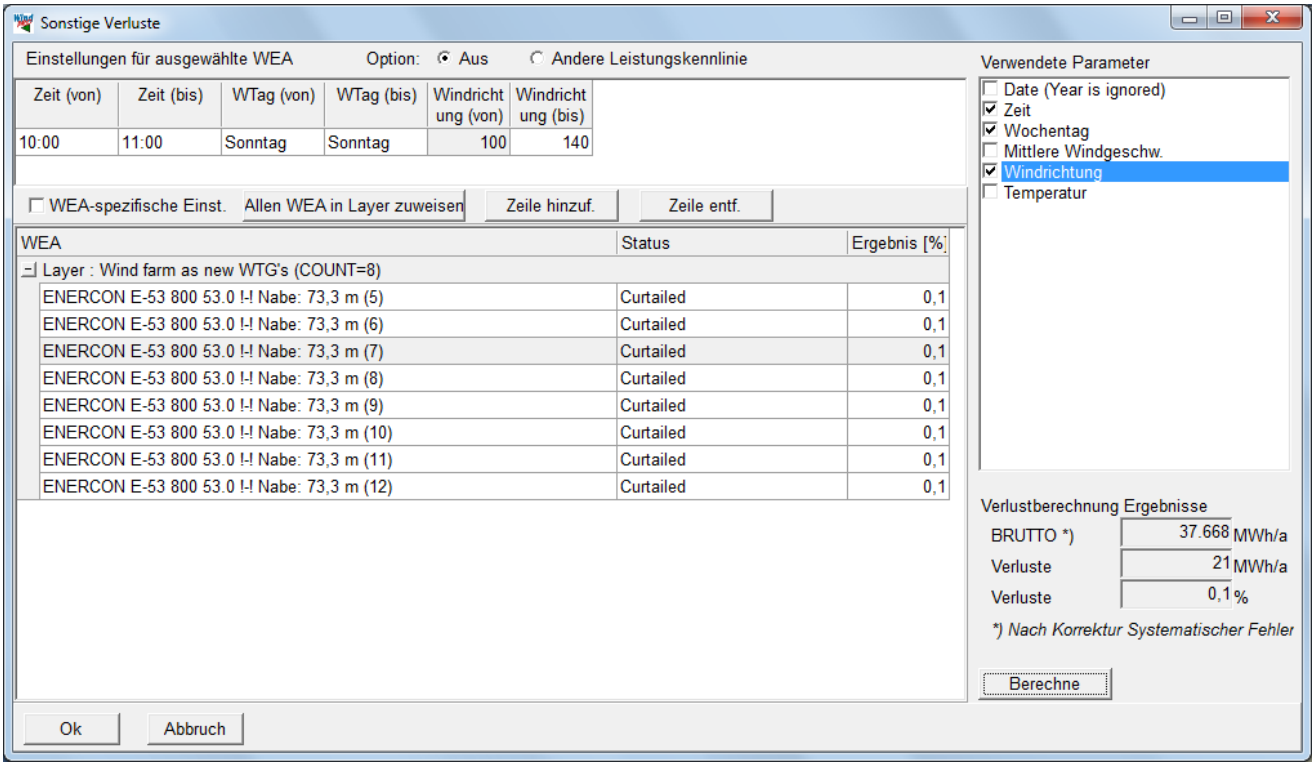
Diese Berechnung gibt nur einen groben Anhaltswert zu Verlusten durch Schattenwurfabschaltung. Allerdings bewegen sich diese Verluste selbst in der Nullimmissions-Variante in der Regel in einem sehr niedrigen Bereich.

12.4.7 Fledermäuse



Bei der Berechnung der Verluste durch Fledermäuse kann die Sonnenauf- und -untergangszeit mit berücksichtigt werden. Beachten Sie allerdings, dass diese jeweils in einer eigenen Zeile definiert sein müssen. Die Bedingungen sind jeweils so zu betrachten, dass *alle* Bedingungen einer Zeile erfüllt sein müssen – ein Zeitstempel kann aber nicht gleichzeitig kurz vor Sonnenaufgang *und* kurz nach Sonnenuntergang desselben Tages liegen.
Soll die ganze Nacht berücksichtigt werden, sind ebenfalls zwei Zeilen vonnöten. In der ersten wird nur ein Wert für „Sonnenuntergang (von Stunden vor)“ eingetragen, in der zweiten nur der Wert für „Sonnenaufgang (bis Stunden nach). Dies kann in beiden Fällen auch Null oder ein negativer Wert sein – ein Wert von -1 nach dem Sonnenaufgang entspricht einer Stunde vor dem Sonnenaufgang.

12.4.8 Sonstige Verluste



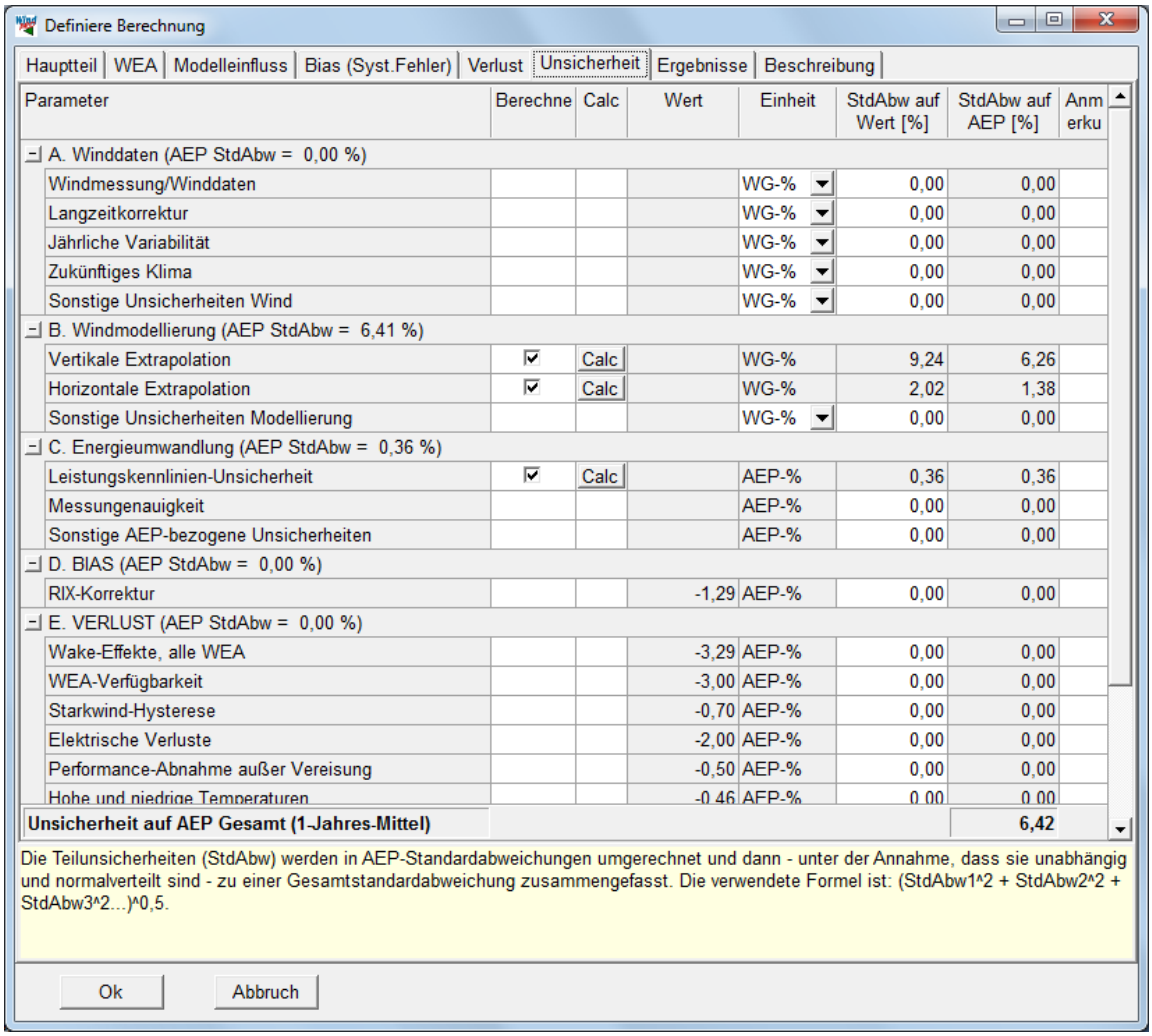
In der Eingabemaske für **Sonstige Verluste** können auf sehr flexible Weise Abschaltbedingungen für unterschiedlichste Parameterkombinationen definiert werden.

In dem Untermodul für **Sonstige Verluste** können jegliche Parameter, die im Meteo-Objekt oder in der *.wti-Datei vorkommen, sowie Parameter zur Jahres- oder Tageszeit nach Belieben kombiniert werden. Im obigen Beispiel wird z.B. eine der beiden WEA-Gruppen abgestellt, wenn der Wind sonntags zwischen 10 und 11 Uhr aus Richtungen zwischen 100° und 140° weht – eine Einstellung, deren Sinn sich eventuell nicht sofort offenbart, die jedoch zeigt, welche Flexibilität hier gegeben ist.

12.5 Unsicherheit

Unsicherheiten sind in fünf Gruppen unterteilt:

A. Winddaten
B. Windmodellierung
C. Energieumwandlung
D. BIAS
E. VERLUST



Definiere Berechnung

Hauptteil | WEA | Modelleinfluss | Bias (Syst.Fehler) | Verlust | Unsicherheit | Ergebnisse | Beschreibung

Parameter	Berechne	Calc	Wert	Einheit	StdAbw auf Wert [%]	StdAbw auf AEP [%]	Anm erku
A. Winddaten (AEP StdAbw = 0,00 %)							
Windmessung/Winddaten				WG-%	0,00	0,00	
Langzeitkorrektur				WG-%	0,00	0,00	
Jährliche Variabilität				WG-%	0,00	0,00	
Zukünftiges Klima				WG-%	0,00	0,00	
Sonstige Unsicherheiten Wind				WG-%	0,00	0,00	
B. Windmodellierung (AEP StdAbw = 6,41 %)							
Vertikale Extrapolation	☑	Calc		WG-%	9,24	6,26	
Horizontale Extrapolation	☑	Calc		WG-%	2,02	1,38	
Sonstige Unsicherheiten Modellierung				WG-%	0,00	0,00	
C. Energieumwandlung (AEP StdAbw = 0,36 %)							
Leistungskennlinien-Unsicherheit	☑	Calc		AEP-%	0,36	0,36	
Messungenauigkeit				AEP-%	0,00	0,00	
Sonstige AEP-bezogene Unsicherheiten				AEP-%	0,00	0,00	
D. BIAS (AEP StdAbw = 0,00 %)							
RIX-Korrektur			-1,29	AEP-%	0,00	0,00	
E. VERLUST (AEP StdAbw = 0,00 %)							
Wake-Effekte, alle WEA			-3,29	AEP-%	0,00	0,00	
WEA-Verfügbarkeit			-3,00	AEP-%	0,00	0,00	
Starkwind-Hysterese			-0,70	AEP-%	0,00	0,00	
Elektrische Verluste			-2,00	AEP-%	0,00	0,00	
Performance-Abnahme außer Vereisung			-0,50	AEP-%	0,00	0,00	
Hohe und niedrige Temperaturen			-0,46	AEP-%	0,00	0,00	
Unsicherheit auf AEP Gesamt (1-Jahres-Mittel)						**6,42**	

Die Teilunsicherheiten (StdAbw) werden in AEP-Standardabweichungen umgerechnet und dann - unter der Annahme, dass sie unabhängig und normalverteilt sind - zu einer Gesamtstandardabweichung zusammengefasst. Die verwendete Formel ist: (StdAbw1^2 + StdAbw2^2 + StdAbw3^2...)^0,5.

Ok | Abbruch

Jeder Eintrag in einer dieser Gruppen muss beurteilt werden. Genau wie auf den vorangegangenen Registern gibt es in einigen Zeilen Unter-Berechnungsmodule, die ausgewählt werden können und die in eigenen Kapiteln erläutert werden. In späteren Versionen werden weitere Untermodule implementiert werden.

Bevor die Untermodule thematisiert werden, wird im Folgenden zunächst die Gruppe *Winddaten* erläutert, da dies eine der wichtigeren Gruppen ist.

12.5.1 Unsicherheit der Winddaten

Winddaten können auf unterschiedliche Weise in eine Parkberechnung einfließen:

- Standortmessungen, in der Regel langzeitkorrigiert
- Regionale Windstatistiken, möglicherweise mit der Performance von existierenden WEA in der Region verifiziert oder kalibriert
- Eine Windressourcenkarte, die auf einer Modellierung basiert (z.B. Mesoskalenmodell, CFD-Modell oder WAsP)

Die Qualität der Winddaten zu beurteilen ist vermutlich der wichtigste Teil der Unsicherheitsbetrachtung. Wenn bereits produzierende WEA (>1 Jahr) in der Region existieren, ist eine Testberechnung für diese WEA mit den verwendeten Winddaten eine der besten Möglichkeiten, die Unsicherheit der Winddatenbasis zu reduzieren. Die Produktion der Vergleichs-WEA muss auf jeden Fall langzeit- und verfügbarkeitskorrigiert sein. Wenn die so korrigierte Produktion mit den Winddaten gut reproduziert werden kann, kann eine geringe Unsicherheit der Winddaten angenommen werden.

Wenn nur lokale Messungen verfügbar sind, hängt die Unsicherheit zu großen Teilen vom Messequipment, der Mastkonfiguration, der Sensorkalibrierung und -qualität ab. Eine Langzeitkorrektur der Daten ist Pflicht, bringt jedoch zusätzliche Unsicherheiten, da Langzeitquellen oft von minderer Qualität sind oder sogar Trends enthalten, z.B. aufgrund von Wachstum von Bäumen oder städtebaulicher Entwicklung um den Messstandort. Auch modellierte Daten können Trends enthalten, z.B. aufgrund von Änderungen der Datenbasis des Modells. Solche Trends sollten nicht lediglich als Unsicherheit betrachtet werden, sondern sollten im Vorfeld korrigiert oder als Bias-Korrektur berücksichtigt werden.

Auch mit Daten von hoher Qualität sollte die Unsicherheit von Vermessungen nicht niedriger als 3% (Windgeschwindigkeit) angesetzt werden – nach oben ist die Skala offen. An Standorten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten kann die daraus resultierende AEP-Unsicherheit dreimal so hoch sein wie die Windgeschwindigkeits-Unsicherheit, an Starkwindstandorten nur etwa eineinhalbmal so hoch.

Eine besondere Unsicherheits-Quelle ist die Position des Messmasts. Wenn der Mast in hügligem Gelände steht, ist es essenziell, dass die Mastposition korrekt angegeben und die Höheninformation für die Mastposition und deren Umgebung genau ist. Oftmals werden Messmasten auf Kuppen platziert – wenn das Geländemodell nicht sehr akkurat ist, fehlen die Höhenpunkte auf Kuppen oft und die Daten werden verfälscht, wenn der Geländeeinfluss berechnet wird. Dies ist keine Unsicherheit, sondern ein Fehler, der durch korrekte Geländedaten vermieden werden muss. Das Photomontage-Modul (mit virtueller Landschaft) kann verwendet werden, um sicherzustellen, dass die Orographie um den Mast korrekt wiedergegeben ist. Wenn die Mastposition unsicher ist, sollte dies als Unsicherheit berücksichtigt werden, z.B. unter „Sonstige Unsicherheiten Wind“.

Die Langzeit-Erwartungen sind vermutlich die Komponente innerhalb der Winddaten-Gruppe mit der höchsten Unsicherheit, deshalb ist es wichtig, zu verstehen, wie die Dateneingabe in diesem Teil aufgebaut sein soll.

In der Eingabemaske gibt es drei Felder, die im Zusammenhang mit diesem Thema stehen:

- Langzeitkorrektur
- Jährliche Variabilität und
- Zukünftiges Klima

Langzeitkorrektur

Hier wird die Unsicherheit angegeben, die sich aus den Langzeitkorrektur-Daten ergibt:

1. Die Länge des gemeinsamen Zeitraums von Standort- und Referenzdaten, ggf. ein saisonaler Bias und die zeitliche Auflösung der Referenzdaten
2. Die Lände der Referenz-Zeitreihe (mögliche Trends sollten evaluiert werden; liegen Trends vor, so ist dies ein kritischer Punkt und es sollte versucht werden, andere Daten zu finden)
3. Die Korrelation (wie gut die Referenzdaten mit der lokalen Messung korrelieren)
4. Die Genauigkeit der Methode, nach der die Transferfunktion und damit die Korrektur vorgenommen wurde

Die Unsicherheit hängt in sehr starkem Maße von diesen Daten ab. Um einige grobe Anhaltspunkte zu geben:

QUALITÄTSSTUFE:	**5**	**4**	**3**	**2**	**1**
1. Länge der lokalen Zeitreihe (Jahre)	0,5	1	2	3	5
Unsicherheit, AEP%	**8**	**4**	**3**	**2**	**1**
2. Länge der Referenzzeitreihe (Jahre)	3	5	10	20	30
Unsicherheit, AEP%	**12**	**8**	**6**	**4**	**2**
3. Korrelation der mtl. Werte (r-Wert)	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Unsicherheit, AEP%	**15**	**10**	**6**	**4**	**2**
Kombiniert AEP% (Wurzel d. Summe d. Quadrate)	**18,8**	**12,3**	**7,8**	**4,9**	**2,2**

Die Werte in der Tabelle sind Erfahrungswerte, die im konkreten Fall anders ausfallen können, und damit nur grobe Anhaltspunkte.
Mit einer guten Langzeitkorrektur (Qualitätsstufe 2 in allen Kategorien) mit 3 Jahren lokaler Messung, 20 Jahren Langzeitdaten und einer Korrelation von 0,9 bekommt man eine Unsicherheit von etwa 5%. In der niedrigsten Qualitätsstufe muss man mit 20% Unsicherheit rechnen. Es können auch Werte aus verschiedenen Qualitätsstufen kombiniert werden – hat man z.B. in den einzelnen Zeilen 1-3 die Qualitätsstufen 2, 3 und 4, so ist die kombinierte AEP-Unsicherheit: WURZEL($2^2+6^2+10^2$) = 11%. Es ist jedoch wichtig, darauf hinzuweisen, dass dies lediglich ein Beispiel dafür ist, wie eine Bewertung ablaufen kann, ohne jeden wissenschaftlichen Anspruch.

Der beste Weg, um Unsicherheit abzuschätzen (und zu reduzieren), ist es, mit mehreren Standort- und Langzeit-Datenquellen zu arbeiten. Die folgenden Langzeit-Datenquellen sind über die EMD-Onlineservices verfügbar: Synoptische Stationen (SYNOP), Flughafen-Daten (METAR), NCAR-Daten, QSCAT (für Offshore) sowie NARR (für den Nordamerikanischen Kontinent). Zusätzlich können unterschiedliche Methoden (Regression, Matrix, Windindex) verwendet werden, wenn die Datenqualität es erlaubt (NCAR-Daten sollten normalerweise nur mit der Windindex-Methode verwendet werden). Die allgemeine Tendenz der Ergebnisse und deren Streuung geben einen Hinweis auf die Qualität der Langzeitkorrektur und deren Unsicherheit. Offensichtliche Ausreißer sollten nicht berücksichtigt werden.

Eine typische Unsicherheit für die Langzeitkorrektur liegt bei 1-3% auf die Windgeschwindigkeit, sollte jedoch nicht unter 3% auf die AEP liegen.

Jährliche Variabilität

Die Eingabe, die hier getätigt wird, entscheidet darüber, wie die 1-, 5-, 10- und 20-Jahres-Unsicherheit berechnet wird. Sie gibt an, wie stark der Wind in der betrachteten Region in aufeinanderfolgenden Jahren variiert. Ein typischer Wert liegt **um 6% der Windgeschwindigkeit**, es sind im Internet jedoch verschiedene Quellen mit regionalspezifischeren Werten verfügbar. Im MCP-Modul wird die Variabilität basierend auf der Langzeit-Referenz berechnet. Die eingegebene Variabilität trifft für die 1-Jahres-Unsicherheit zu, während die 5-Jahres-Unsicherheit dann σ_{1y}/WURZEL(5) ist, für 20 Jahre: σ_{1y}/WURZEL(20) etc.
Für σ_{1y}=6% und die 20-Jahres-Unsicherheit beispielsweise: 6%/WURZEL(20) = 1,3% (auf die Windgeschwindigkeit, die sich dann je nach Windgeschwindigkeits-Niveau in Unterschiedliche AEP-Unsicherheiten konvertieren lässt).
Bei dieser Betrachtung muss man sich bewusst sein, dass die Jährliche Variabilität die Schwankungen binnen weniger Jahre wiedergibt, nicht die Schwankungen auf großen Zeitskalen wie z.B. den NAO-Index (Nordatlantische Oszillation). Diese werden separat unter „Zukünftiges Klima“ behandelt.

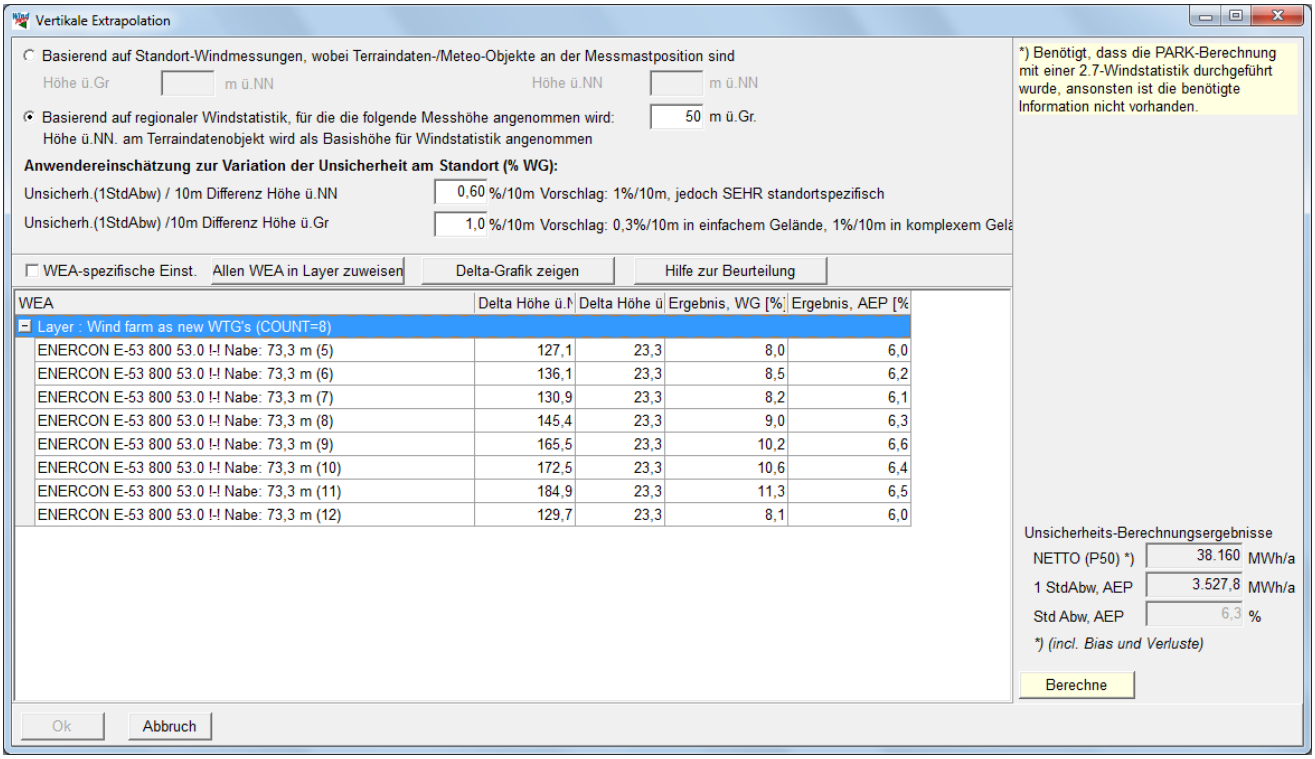
Zukünftiges Klima

In 30 Jahren der modernen Windkraftnutzung (1980-2009) wurden in Dänemark große Schwankungen des Windangebots beobachtet. Während die Dekade 1986-1995 etwa 8% über dem Langzeitmittel (AEP) lag, lagen die elf Jahre von 1996-2006 etwa 5% unter dem Mittel. Dies belegt, dass 10 Jahre sicherlich ein zu kurzer Zeitraum sind, um eine Langzeitkorrektur damit vorzunehmen, und dass es Klimaschwankungen gibt, die nicht vorhersehbar sind. Derzeit sieht es so aus, als stünden die Schwankungen im Windklima nicht direkt im Zusammenhang mit der globalen Erwärmung. Die langsamen Schwankungen, die auf und ab gehen, aber keinen Trend zu mehr oder weniger Wind zeigen, wurden seit 150 Jahren beobachtet (z.B. die Nordatlantische Oszillation). Eine 20-Jahres-Vorhersage ist eine Aufgabe, die niemand wirklich leisten kann. Hier eine Unsicherheit von 1-3% der Windgeschwindigkeit aufgrund von zukünftigen Klimaveränderungen anzusetzen

erscheint daher angemessen – zumindest für Nordeuropa. Andere Teile der Erde haben vergleichbare Schwankungen, andere nicht. Dies muss regionsspezifisch betrachtet werden.

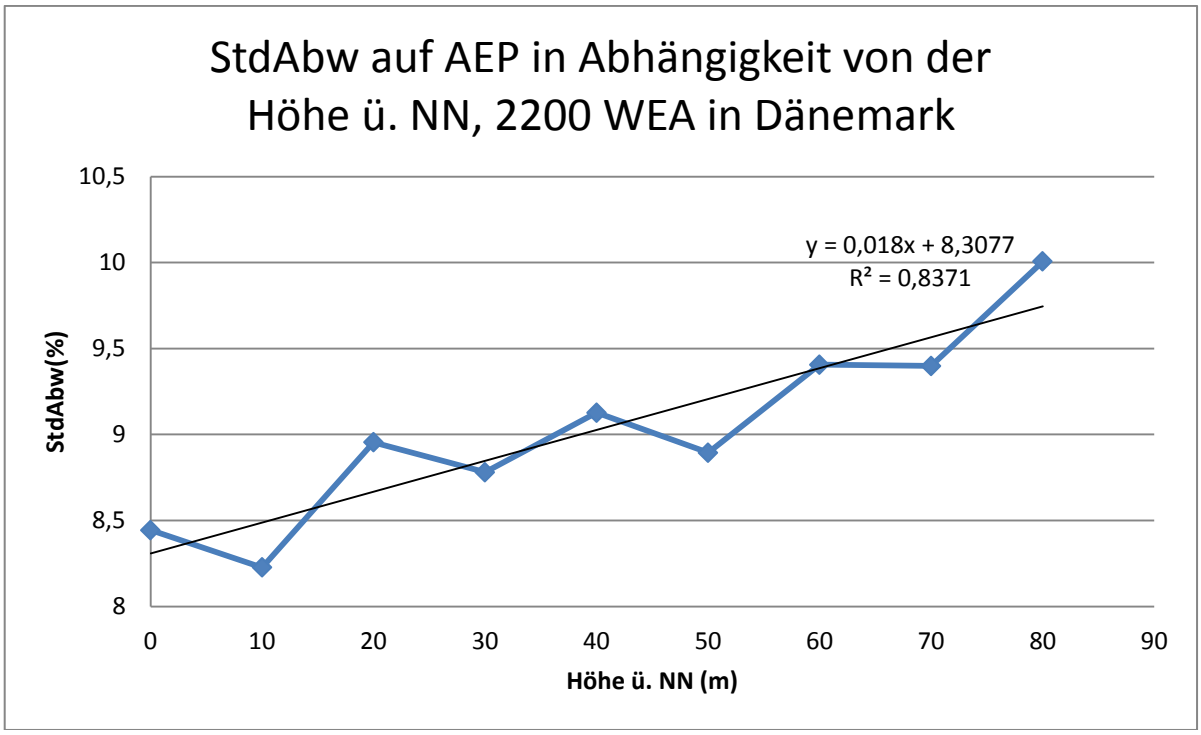
12.5.2 Unsicherheit der Windmodellierung

Vertikale Extrapolation



WEA	Delta Höhe ü.N	Delta Höhe ü	Ergebnis, WG [%	Ergebnis, AEP [%
Layer : Wind farm as new WTG's (COUNT=8)				
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (5)	127,1	23,3	8,0	6,0
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (6)	136,1	23,3	8,5	6,2
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (7)	130,9	23,3	8,2	6,1
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (8)	145,4	23,3	9,0	6,3
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (9)	165,5	23,3	10,2	6,6
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (10)	172,5	23,3	10,6	6,4
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (11)	184,9	23,3	11,3	6,5
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (12)	129,7	23,3	8,1	6,0

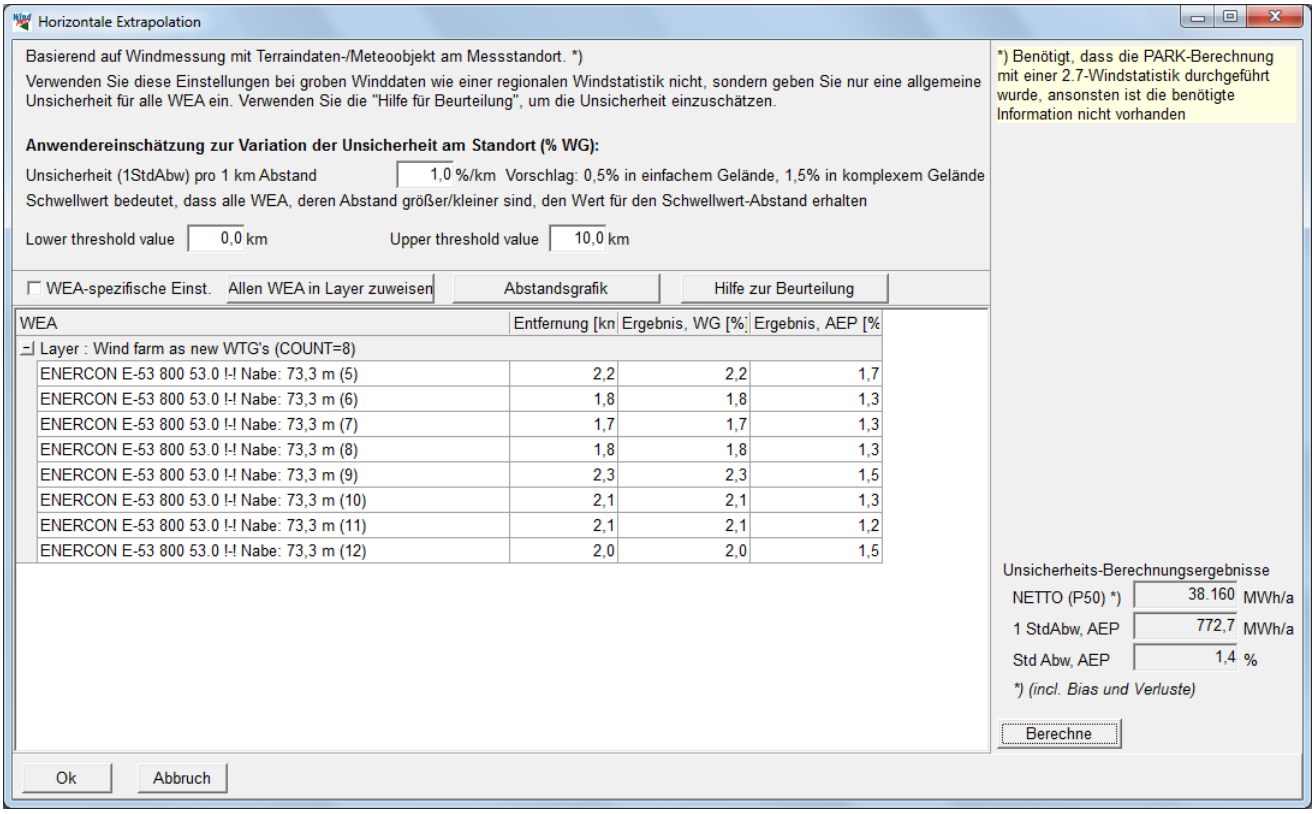
Die Unsicherheit der Vertikalen Extrapolation teilt sich auf in Unsicherheit aufgrund des Unterschieds der Höhe über Normalnull und Unsicherheit aufgrund des Unterschieds der Höhe über Grund zwischen Messung und WEA.
Aus verschiedenen Studien lassen sich Vorschläge zu hier anzusetzenden Werten ableiten, der tatsächliche Einfluss der genannten Faktoren kann aber sehr standortspezifisch sein. Der beste Weg, um zu einer sinnvollen Beurteilungsbasis zu kommen, ist eine Kreuzvorhersage mit mehreren Standortmessungen. Deren Ergebnisse können einen guten Eindruck der Unsicherheit geben.



Für das dänische Beispiel muss betont werden, dass tatsächlich die absolute Höhe ü. NN angegeben ist. Da die Ausgangshöhe in Dänemark jedoch in der Regel eine niedrige Höhe ü. NN. hat, steht der Unterschied in der Höhe ü. NN. in enger Beziehung zur absoluten Höhe. Die Zahlen weisen daher auf eine steigende Unsicherheit mit steigendem Höhenunterschied ü. NN. hin. Verschiedene andere Studien kommen zu vergleichbaren Ergebnissen. Wenn das Gelände sehr komplex ist, kann eine RIX-Korrektur vorgenommen werden; in diesem Fall wäre die Unsicherheit durch den Höhenunterschied ü. NN. geringer anzusetzen.

Die Vorschläge, die neben den Eingabefeldern genannt sind, sollen ein Indikator für die allgemeine Dimension der Werte sein, da aber Geländetypen sehr unterschiedlich sind, unterscheiden sich auch die Unsicherheiten stark. Am besten ist es immer, wenn mehrere Messmasten am Standort verfügbar sind und die Unsicherheiten der Modellierung der Vertikalen Extrapolation über eine Kreuzvorhersage im Meteo Analyzer ermittelt werden können.

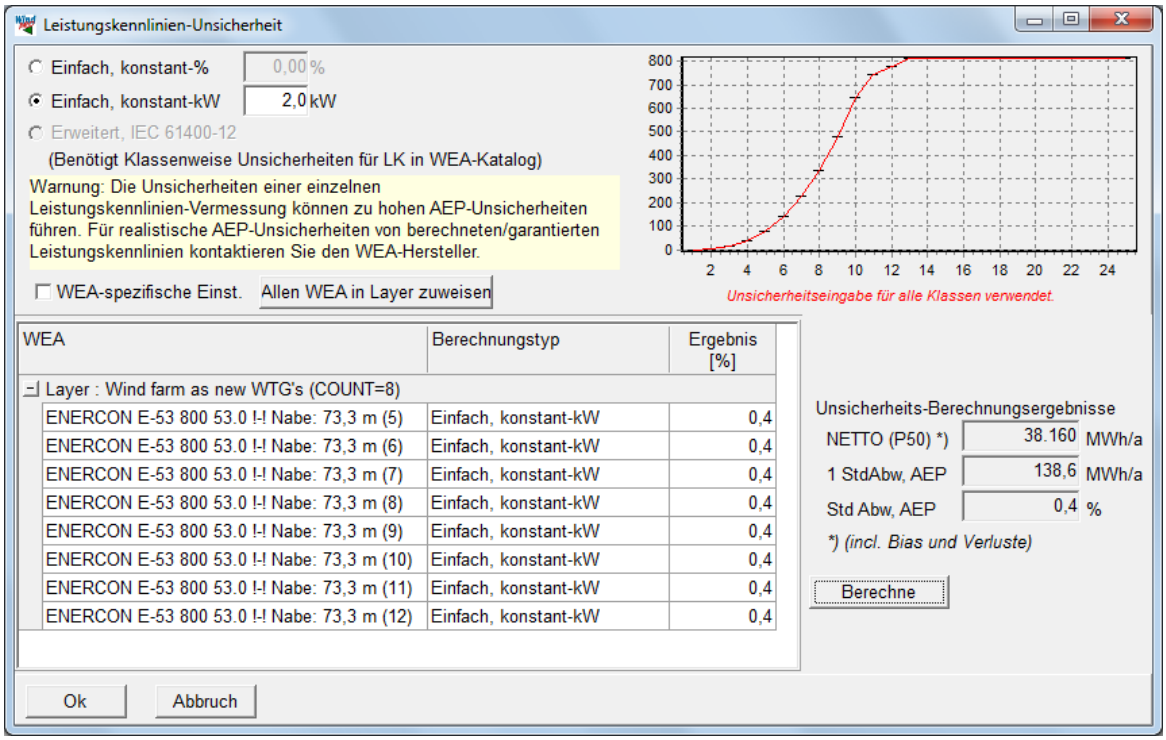
Horizontale Extrapolation



Diese Berechnung ähnelt der der Vertikalen Extrapolation. Der kritische Punkt besteht darin, die Abhängigkeit der Unsicherheit von der Entfernung zwischen Messmast und WEA zu beurteilen. Ein oberer Schwellwert sollte angegeben werden, da die Unsicherheit nicht einfach mit zunehmender Entfernung immer weiter steigt. Genau wie bei der Vertikalen Unsicherheit kann eine Kreuzvorhersage basierend auf mehreren Messmasten am Standort Hinweise darauf liefern, wie die Abhängigkeit zwischen Unsicherheit und Entfernung beschaffen ist.

12.5.3 Unsicherheit der Energieumwandlung

Leistungskennlinien-Unsicherheit



Die Leistungskennlinien-Unsicherheit kann in Messberichten von Leistungskennlinienvermessungen gefunden werden. Beachten sie aber, dass dies möglicherweise ungerechtfertigt hohe Werte sind – oftmals liegen mehrere unabhängige Leistungskennlinienvermessungen vor, wodurch sich die Gesamtunsicherheit reduziert. Es kann sowohl eine einfache pauschale Unsicherheit angegeben werden, wie oben, oder es können Leistungskennlinienabhängige Daten aus dem WEA-Katalog zur Unsicherheit verwendet werden. Im WEA-Katalog liegen diese Daten erst für wenige WEA-Typen vor, die Datenbasis wird sich aber in Zukunft verbreitern. Es ist jedoch auch anwenderseitig möglich, diese Daten im WEA-Katalog einzugeben.

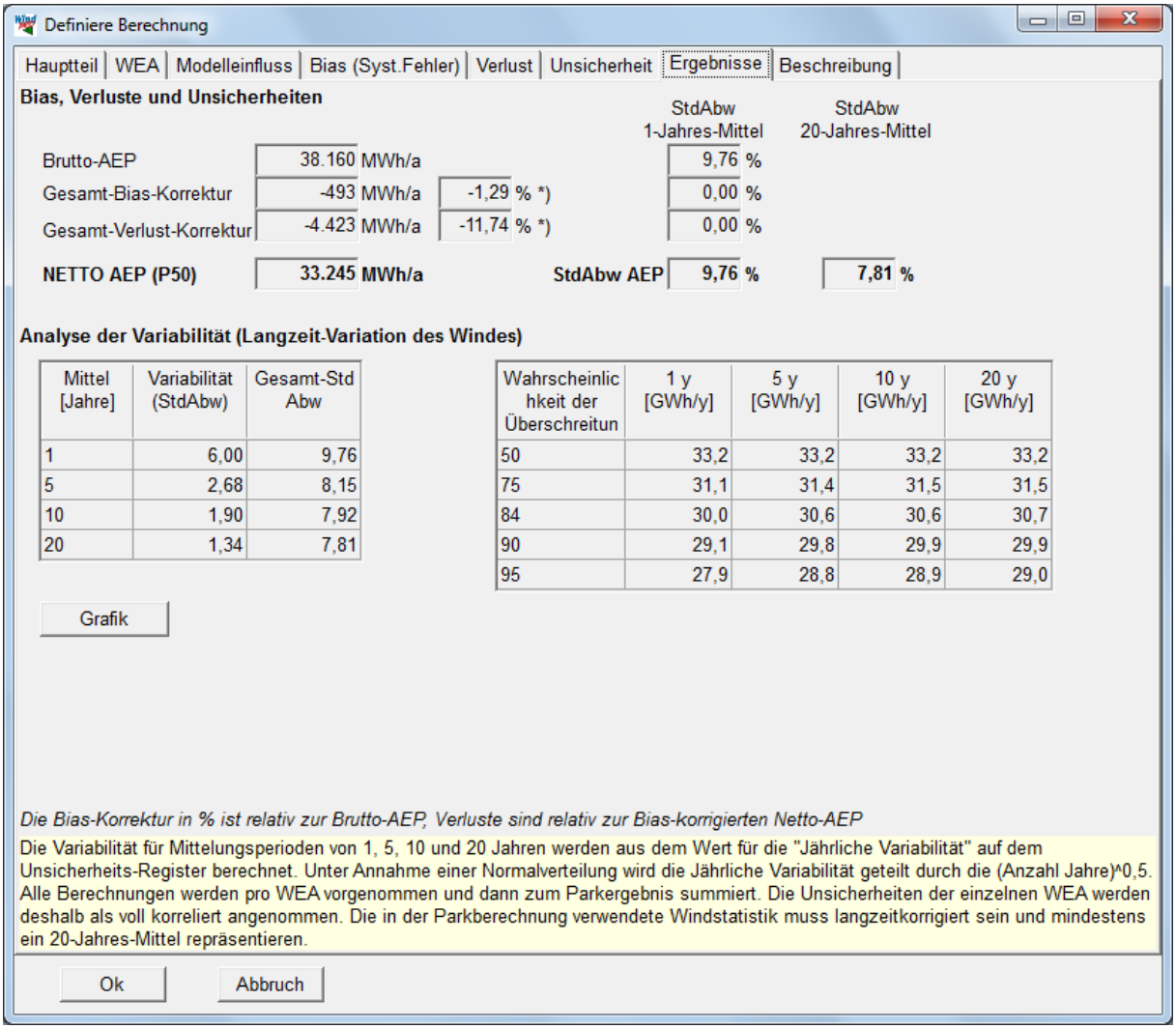
12.5.4 Bias-Unsicherheit

Für jeden Bias-Wert, der angegeben wurde, kann und sollte auch ein Unsicherheitswert angegeben werden. Beachten Sie, dass die angegebene Unsicherheitsschätzung mit dem Bias multipliziert wird; wird beispielsweise ein Bias von 5% angegeben und eine Unsicherheit von 10% auf diesen Wert, dann ist die resultierende Unsicherheit dieses Bias 0,5% auf die AEP.

12.5.5 Unsicherheit der Verluste

Für jeden Verlust, der angegeben wurde, kann und sollte auch ein Unsicherheitswert angegeben werden. Beachten Sie, dass die angegebene Unsicherheitsschätzung mit dem Verlust multipliziert wird; wird beispielsweise ein Verlust von 5% angegeben und eine Unsicherheit von 10% auf diesen Wert, dann ist die resultierende Unsicherheit dieses Verlusts 0,5% auf die AEP.

12.6 Ergebnisse



Auf dem Ergebnis-Register werden in der rechten Tabelle die Ergebnis in Gigawattstunden für 1, 5, 10 und 20 Jahre Mittelungszeit (Projektlebensdauer) sowie für unterschiedliche Überschreitungswahrscheinlichkeiten (50%, 75%, 84%, 90%, 95%) dargestellt.

12.7 Berechnung und Ausdrucke

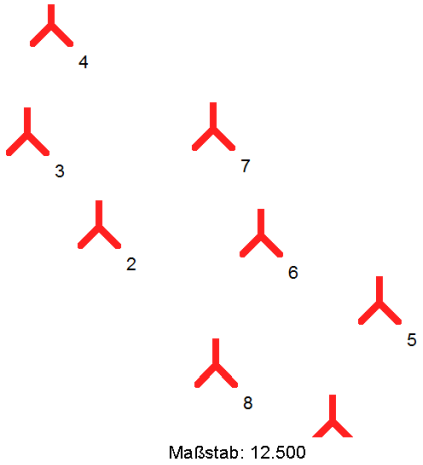
12.7.1 Hauptergebnisse

Loss&Uncertainty - Hauptergebnis

Rahmendaten des Parks

PARK-Berechnung 2.7.440:

Anzahl	8	
Nennleistung	6,4	MW
Mittlere Windgeschw.	11,4	m/s in Nabenhöhe
Sensitivität	0,7	%AEP / %MittlereWG
WEA-Lebenserwartung	20	Jahre

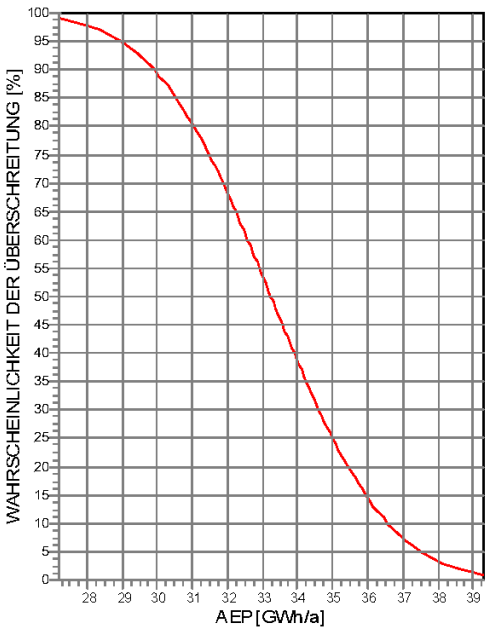


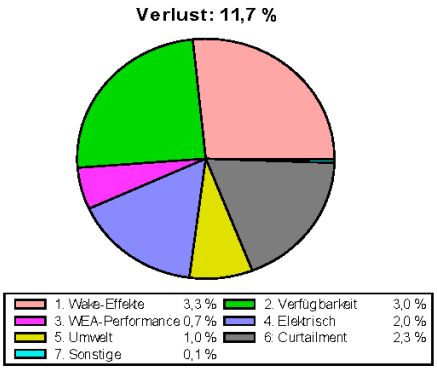
ERGEBNIS

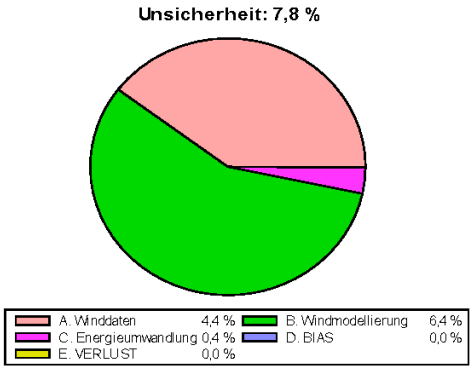
		P50	P84	P90
NETTO-AEP	**[GWh/a]**	**33,2**	**30,7**	**29,9**
Kapazitätsfaktor	[%]	59,3	54,7	53,4
Volllaststunden	[h/a]	5.194	4.791	4.675

Ergebnisdetails

	P50		Unsicherheit
BRUTTO-AEP *)	38,2 GWh/a		7,8 %
Bias-Korrektur	-0,5 GWh/a	-1,3 %	0,0 %
Verlustkorrektur	-4,4 GWh/a	-11,7 %	0,0 %
Wake-Verluste		*-3,3 %*	
Sonstige Verluste		*-8,7 %*	
NETTO-AEP	**33,2 GWh/a**		**7,8 %**







*) Berechnete Jährl. Energieproduktion (AEP) vor jeglichen Bias- oder Verlustkorrekturen
Unsicherheit und Perzentile (PXX-Werte) werden für die erwartete Lebensdauer berechnet

WindPRO, entwickelt von EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk

12.7.2 Annahmen und Ergebnisse

08.02.2010 17:51/2.7.440

Loss&Uncertainty - Annahmen und Ergebnisse

ANNAHMEN

BIAS	Schätzung *)	**Korrektur** Windgeschw. [%]	AEP [%]	**Unsicherheit, StdAbw** auf AEP [%]	Anmerkung
RIX-Korrektur	Berechnung	-1,9	-1,3	0,0	Berechnungen basieren auf M4
BIAS, gesamt			**-1,3**	**0,0**	

VERLUST	Schätzung *)	**Verlust** AEP [%]	AEP [GWh/a]	**Unsicherheit, StdAbw** auf AEP [%]	Anmerkung
1. Wake-Effekte					
Wake-Effekte, alle WEA	Berechnung	3,3	1,2	0,0	
2. Verfügbarkeit					
WEA-Verfügbarkeit	Schätzung	3,0	1,1	0,0	
3. WEA-Performance					
Starkwind-Hysterese	Berechnung	0,7	0,3	0,0	
4. Elektrisch					
Elektrische Verluste	Schätzung	2,0	0,8	0,0	
5. Umwelt					
Performance-Abnahme außer Vereisung	Schätzung	0,5	0,2	0,0	Staubige Region, Verluste zu erwarten
Performance-Abnahme durch Vereisung	Schätzung	0,0	0,0	0,0	Keine Vereisung erwartet
Hohe und niedrige Temperaturen	Berechnung	0,5	0,2	0,0	Zur Demonstration sehr niedrige obere Schwelle angenommen
6: Curtailment					
Wind Sektormanagement	Berechnung	0,9	0,3	0,0	
Schall	Berechnung	1,3	0,5	0,0	
Schattenwurf	Berechnung	0,1	0,0	0,0	
7. Sonstige					
Sonstige Verluste	Berechnung	0,1	0,0	0,0	
VERLUST, gesamt		**11,7**	**4,4**	**0,0**	

UNSICHERHEIT	Schätzung *)	**Std Abw** auf Windgeschw. [%]	auf AEP [%]	Anmerkung
A. Winddaten				
Windmessung/Winddaten	Schätzung		3,0	Gute Qualität des Messequipments
Langzeitkorrektur	Schätzung		3,0	Geringe Variation bei unterschiedlichen Quellen
Jährliche Variabilität	Schätzung		6,0	
Zukünftiges Klima				
Sonstige Unsicherheiten Wind				
B. Windmodellierung				
Vertikale Extrapolation	Berechnung	9,2	6,3	
Horizontale Extrapolation	Berechnung	2,0	1,4	
Sonstige Unsicherheiten Modellierung				
C. Energieumwandlung				
Leistungskennlinien-Unsicherheit	Berechnung		0,4	
Messungenauigkeit				
Sonstige AEP-bezogene Unsicherheiten				
D. BIAS, Gesamt-Unsicherheit			0,0	
E. VERLUST, Gesamt-Unsicherheit			0,0	
UNSICHERHEIT, gesamt (1a Mittel)			9,8	
UNSICHERHEIT, gesamt (20a Mittel)			**7,8**	

VARIABILITÄT

Jahre	Variabilität (StdAbw)	Gesamt-StdAbw
1	6,00	9,8
5	2,68	8,1
10	1,90	7,9
20	1,34	**7,8**

Anmerkung

Windmessung/Winddaten
Gute Qualität des Messequipments

Langzeitkorrektur
Geringe Variation bei unterschiedlichen Quellen

RIX-Korrektur
Berechnungen basieren auf M4

WindPRO, entwickelt von EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk

Der zweite Bericht sammelt alle Eingangsdaten auf 1-2 Seiten. Die Matrix der detaillierten Ergebnisse (Lebensdauer / Pxx-Werte) wird ebenfalls angezeigt (hier nicht sichtbar).

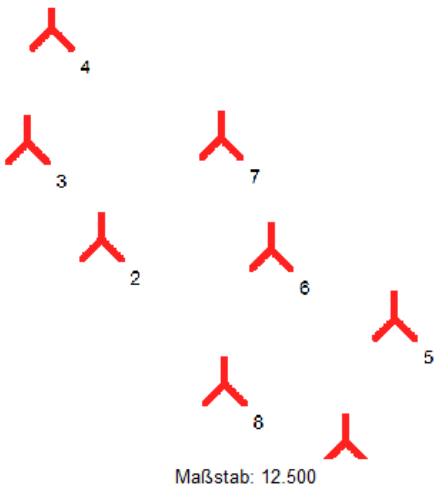
12.7.3 WEA-Ergebnisse

Loss&Uncertainty - WEA-Ergebnisse

Rahmendaten des Parks

PARK-Berechnung 2.7.440:

Anzahl	8	
Nennleistung	6,4	MW
Mittlere Windgeschw.	11,4	m/s in Nabenhöhe
Sensitivität	0,7	%AEP / %MittlereWG
WEA-Lebenserwartung	20	Jahre



Erwartete AEP pro WEA inklusive Bias, Verlust und Unsicherheit

	Beschreibung	Berechnetes BRUTTO*) [MWh/a]	Bias [%]	Verlust [%]	Uns. [%]	20 Jahre gemittelt P50 [MWh/a]	P84 [MWh/a]	P90 [MWh/a]
1	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (5)	4.644,4	-1,5	13,2	11,2	3.971,0	3.662,6	3.573,6
2	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (6)	4.733,3	-1,2	12,3	11,5	4.098,5	3.780,2	3.688,3
3	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (7)	4.739,9	-1,2	9,4	11,2	4.239,0	3.909,8	3.814,7
4	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (8)	4.822,9	-1,3	8,9	11,9	4.336,0	3.999,2	3.902,0
5	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (9)	4.781,5	-1,5	9,9	12,9	4.243,9	3.914,3	3.819,1
6	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (10)	4.840,4	-1,3	10,9	13,2	4.256,0	3.925,5	3.830,1
7	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (11)	4.911,5	-1,1	16,5	13,7	4.059,5	3.744,2	3.653,1
8	ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (12)	4.686,5	-1,3	12,8	11,2	4.037,0	3.723,5	3.632,9
	PARK	**38.160,3**	**-1,3**	**11,7**	**7,8**	**33.244,7**	**30.662,6**	**29.917,2**

Für den Fall, dass die WEA des Projekts einzeln verkauft werden sollen, sind auf diesem Bericht die Ergebnisse WEA für WEA wiedergegeben.

12.7.4 Detaillierte Ergebnisse

Für jedes Untermodul, das angewendet wurde, ist ein separater Bericht verfügbar. Dieser enthält die Berechnungseinstellungen und die Teilergebnisse. Unten ist nur ein Beispiel angegeben. Diese Berichte können umfangreich sein.

Loss&Uncertainty - Starkwind-Hysterese, Detaillierte Ergebnisse

Verluste sind die entgangene Produktion durch Stopp bei weniger als Leistungskennlinien-Stoppwindgeschwindigkeit.
Die hier angegebenen Hystereseverluste in MWh werden für die Gesamt-Zeitreihe berechnet. Die %%-Verluste auf dem Hauptergebnis sind auf ein Jahr skaliert, wenn die Datenreihe von der Länge eines Jahres abweicht.

WEA: ENERCON E-53 800 53.0 !-! Nabe: 73,3 m (5) in Layer:Wind farm as new WTG's

Stoppzeit	Startzeit	Gesamtdauer [min]	Davon unter LK-StoppWG [min]	Hystereseverlust [MWh]
17.01.1994 22:59	17.01.1994 23:17	18	16	0,22
20.01.1994 00:39	20.01.1994 01:29	50	5	0,07
20.01.1994 03:31	20.01.1994 04:28	57	5	0,06
20.01.1994 06:18	20.01.1994 07:56	99	12	0,16
20.01.1994 08:16	20.01.1994 15:23	427	33	0,43
20.01.1994 17:37	20.01.1994 22:40	303	10	0,13
20.01.1994 22:59	21.01.1994 00:22	83	82	1,10
21.01.1994 05:29	21.01.1994 06:26	57	23	0,31
30.01.1994 20:48	30.01.1994 21:09	21	7	0,10
31.01.1994 07:42	31.01.1994 11:11	209	55	0,74
31.01.1994 23:09	31.01.1994 23:27	18	16	0,22
03.02.1994 00:49	03.02.1994 01:39	50	5	0,07
03.02.1994 03:41	03.02.1994 04:38	57	5	0,06
03.02.1994 06:28	03.02.1994 08:06	99	12	0,16
03.02.1994 08:26	03.02.1994 15:33	427	33	0,43
03.02.1994 17:47	03.02.1994 22:50	303	10	0,13
03.02.1994 23:09	04.02.1994 00:32	83	82	1,10
04.02.1994 05:39	04.02.1994 06:36	57	23	0,31
13.02.1994 20:58	13.02.1994 21:19	21	7	0,10
14.02.1994 07:52	14.02.1994 11:21	209	55	0,74

Die Detaillierten Ergebnisse zur Starkwind-Hysterese zeigen für jede einzelne WEA alle erwarteten Stoppereignisse, deren Dauer und Verlust.