

## In Ihren Daten steckt Kapital

### Nutzen der Risikosimulation bei der Bewertung und Optimierung von Service- und Instandhaltungsverträgen

Dr.-Ing. Andreas Braasch, Dr.-Ing. Fabian Plinke  
Institut für Qualitäts- und Zuverlässigkeitsmanagement GmbH,  
Wuppertal

## 1 Einleitung

Langlebige Investitionsgüter, wie z.B. aus dem Schwer- und Sondermaschinenbau, werden heutzutage immer häufiger mit Service- und Wartungsverträgen vertrieben. Dieser Trend führt zu einer Verschiebung der Gewichtung von Produktion und After-Sales-Geschäft, welches neue Herausforderungen und Chancen für innovative Geschäftsmodelle bietet. Das für den Kunden dabei risikoärmste Modell ist ein Full-Service-Vertrag, bei dem in der Regel ein Fixbetrag pro Jahr oder z.B. in der Windenergie pro kWh zu entrichten ist. Das Betreiberrisiko hinsichtlich Instandhaltung, Stillstandkosten etc. wird somit auf den Anbieter des Servicevertrags verlagert, der folglich in der Lage sein muss, langfristige Verträge bezüglich des Risikopotentials zu bewerten. Dafür ist es notwendig, die technischen Risiken inkl. Einsatzbedingungen zu kennen, aus diesen Ausfallwahrscheinlichkeiten zu berechnen und diese, kombiniert mit Kosten und Erlösen eines Wartungsvertrags, zu bewerten. Weiterhin werden Vertragsbedingungen in die Kalkulation einbezogen. Besonderheit der Simulation ist es, Gesamtverträge mit zahlreichen Einflussparametern zu kalkulieren und dabei die gesamte Bandbreite der Streuung der Parameter zu berücksichtigen. Dies führt zu einer Gesamtübersicht des potenziellen Risikos, verknüpft mit den entsprechenden Eintrittswahrscheinlichkeiten. Als Ergebnis kann zum einen eine betriebswirtschaftliche Aussage stehen, z.B. die Wahrscheinlichkeit, einen gewissen Deckungsbeitrag über die Vertragslaufzeit zu erreichen. Zum anderen können Zwischenergebnisse genutzt werden, um Instandhaltungsereignisse zu planen, Ersatzteilprognosen bzgl. Verfügbarkeit und Kosten zu erstellen oder Restlebensdauern abzuschätzen. Zusätzlich ist ein Vergleich unterschiedlicher Vertragsvariationen durchführbar, der es ermöglicht die Robustheit eines Szenarios zu bewerten. Das Modell wurde ursprünglich für den Luftfahrtbereich entwickelt, später auf die Windenergiebranche übertragen

und findet nun auch Anwendung im Nutzfahrzeugbereich und im Anlagenbau. Der Beitrag wird das Potential der Risikosimulation anhand eines Praxisbeispiels aufzeigen und darstellen, wie auf diesem Wege neue und bestehende Geschäftsmodelle bewertet werden können.

## 2 Risikomanagement in der Instandhaltung

Das Risikomanagement in der Instandhaltung umfasst unterschiedlichste Kategorien. Von weltpolitischen, innerbetrieblichen bis hin zu Markt- und Geschäftsmodell-Risiken. Einige dieser Risiken sind nicht oder nur sehr schwer quantifizierbar, andere hingegen sehr gut. Ein Modell welches die Risiken der Instandhaltung analysiert, kann also nicht den Anspruch eines kompletten Risikoausschlusses sondern nur den Anspruch einer begründeten und objektiven Risikominimierung haben. Ein Bereich, in welchem eine Risikomodellierung sehr gut möglich ist, ist der Bereich der Geschäftsmodell-Risiken.

Maßgebliche Einflussfaktoren sind:

- **Unterschiedliche Vertragsarten**  
*Time-and-Material-Verträge, Not-to-exceed-Verträge, Flatrate-Verträge, Vollwartung*
- **Vertragslaufzeiten**  
*Garantiezeit, anschließende Kulanz, feste Intervalle, Produktlebenszyklus*
- **Nutzer- und Belastungsverhalten**  
*Wenig- bzw. Vielnutzer, Professioneller bzw. privater Gebrauch, wechselnde Lastprofile*
- **Technische Faktoren**  
*Höherer Materialverschleiß, ungeplante Ereignisse, Beeinflussung durch andere Teilsysteme*
- **Betriebswirtschaftliche Faktoren**  
*Wechselkurse, Rohstoffpreise, Marktverhalten, Lohn- und Materialkosten*

Einen hohen Einfluss, speziell bei hochpreisigen Gütern und Maschinen, hat die Vertragsart. So sind die, immer häufiger angefragten (bzw. geforderten), Flatrate- und Vollwartungsverträge für den Kunden am risikoärmsten und folglich für den MRO-Partner (Maintain, Repair and Operation) mit dem größten Risiko behaftet. Durch ein umfassend strukturiertes Risikomanagement lassen sich aus diesen Risiken auch Chancen ableiten, die durch neue Geschäftsmodelle in den Markt eingebracht werden können. Wie sich aus der Auflistung oben ergibt, ist die Kombination von technischen und betriebswirtschaftlichen Parametern nötig, um ein Gesamtrisiko abzubilden. Zusätzlich muss eine Methodik gewählt werden, welche die Berücksichtigung von verteilten Informationen ermöglicht. Alle

Risikoparameter weisen eine stetige oder diskrete Verteilung auf, über die die Auftretenswahrscheinlichkeit definiert ist. Eine quantitative Risikoabschätzung ist nur unter Berücksichtigung dieser Informationen möglich (siehe Bild 1).

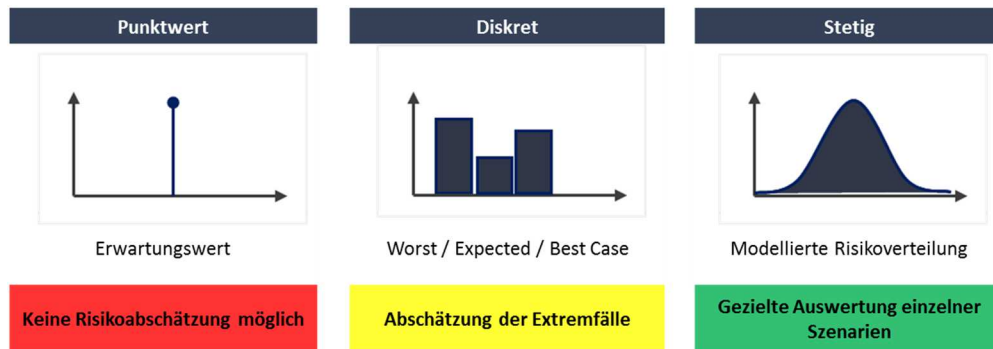


Bild 1: Aussagekraft unterschiedlicher Risikoinformationen

Häufig werden Mittelwerte historischer Instandhaltungsverträge oder Erwartungswerte als Basis für Risikoabschätzungen herangezogen. Diese sind, ähnlich wie verbreitete Worst/Expected/Best-Case Analysen häufig nicht zielführend. So sind z.B. Extremwerte bekannt aber keine Eintrittswahrscheinlichkeit. Ohne diese kann gemäß der klassischen Risikodefinition

Risiko = Schadensschwere \* Eintrittswahrscheinlichkeit

kein Risiko ermittelt werden.

Auch zeitliche Verläufe, die z.B. bei langjährigen Vollwartungsverträgen das Risiko und die Chancen potenzieren, können über Mittel- und Extremwerte nicht abgebildet werden. Ziel einer Risikobewertung in der Instandhaltung muss es also sein, den gesamten Bereich der möglichen Fälle mit Eintrittswahrscheinlichkeit zeitlich abbilden zu können (siehe Bild 2).

Mit zunehmender Servicedauer...

- ...sinkt die Qualität der Entscheidungsgrundlage für Vertragsabschlüsse
- ...steigen die Anforderungen an Methoden und Systeme zur Risikoidentifikation und -bewertung
- ...steigt der potenzielle Risiko- und Chancenbereich

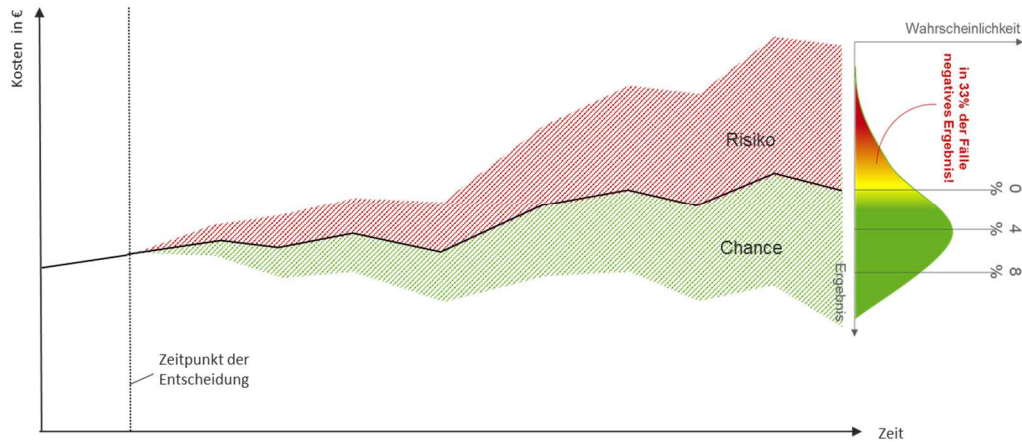


Bild 2: Zeitlicher Verlauf eines Risiko-/Chancenszenarios (nach IAP 2015)

Über einen, wie in Bild 2 angegebenen Verlauf sind nun die technischen Risiken, bewertet über Kosten in € ersichtlich. Zudem kann abgeschätzt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit bestimmte Szenarien erreicht werden oder Verluste auftreten können. Der Mittelwert und die Extremwerte spielen nun nur noch eine geringe Rolle.

### 3 Technische und betriebswirtschaftliche Risiko-simulation

Zur Verknüpfung technischer und betriebswirtschaftlicher Parameter müssen die unterschiedlichen Informationen miteinander verknüpft werden. In diesem Ansatz wird hierfür das in der wissenschaftlichen Praxis weit verbreitete V-Modell verwendet (siehe Bild 3)

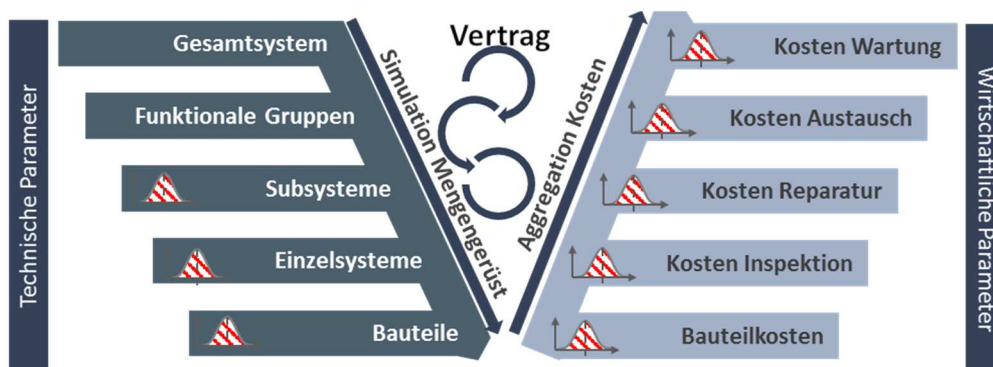


Bild 3: Kombination technischer und wirtschaftlicher Parameter

Ausgehend von einem technischen Gesamtsystem wird dieses in seine funktionalen Gruppen und Subsysteme aufgeteilt. Je nachdem auf welcher

Ebene noch detaillierte Informationen aus der Instandhaltung bekannt sind (z.B. getauschte Teile, Mannstunden, Geräteinsatz, etc.) kann jedes einzelne Teilsystem auf einer speziellen Ebene betrachtet werden. Dies führt zu einem modularen Modell, welches unabhängig von der Art und Detaillierung des Systems einsetzbar ist. Auf der untersten technischen Ebene werden nun die betriebswirtschaftlichen Daten in Form von Preisen hinzugefügt. Hierbei bietet sich ebenfalls die Möglichkeit, Kosteninformationen auf unterschiedlichen Ebenen zu hinterlegen. Je nach Schadensmechanismus kann z.B. ein Kompletttausch einer Einheit wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber der Reparatur oder des Tausches von einzelnen Bauteilen sein.

Unter Berücksichtigung eines Instandhaltungsvertrages (z.B. Time-and-Material oder Vollwartung) ergeben sich somit individuelle Verteilungsfunktionen auf beiden Seiten des Vs, die über das Modell miteinander verbunden werden. Ergebnis dieser Analyse ist im ersten Schritt nur eine Visualisierung des vorhandenen Risikos, unter Berücksichtigung des gültigen Vertragswerkes. Diese Visualisierung (siehe obere Grafik in Bild 4) ist schon ein deutlicher Mehrwert aber noch kein Risikomanagement im Sinne einer Risikobehandlung bzw. -minderung.

Hierfür wird an den Schritt der Risikobewertung der Schritt der Risikobehandlung angeschlossen (siehe Bild 4).

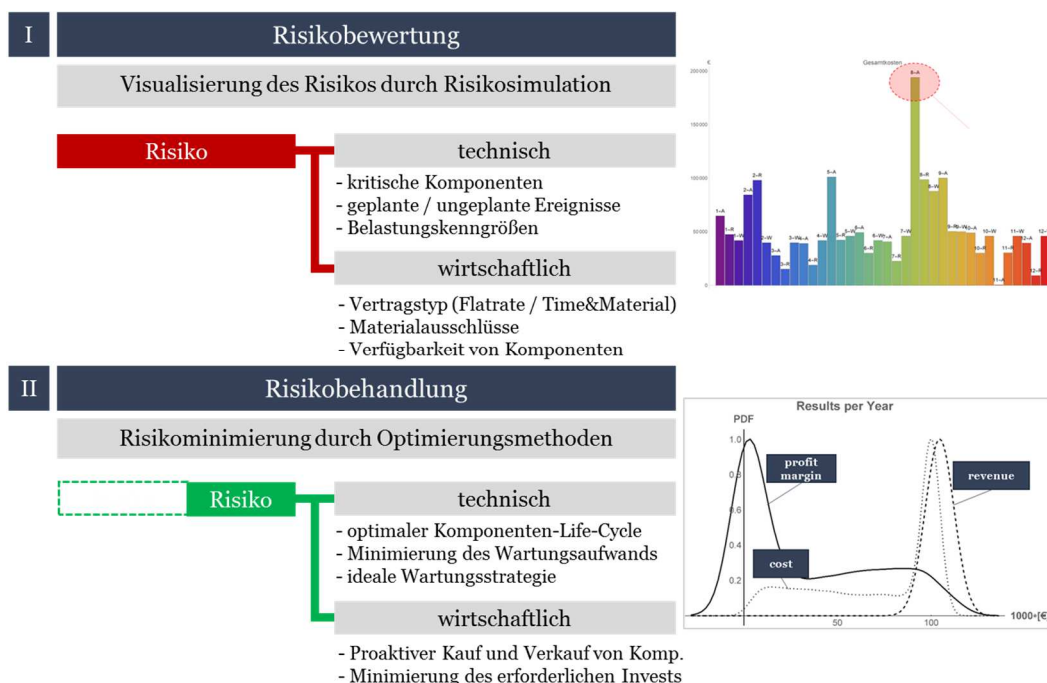


Bild 4: Konzept der Risikobehandlung

Die Risikobehandlung umfasst nun sowohl technische als auch wirtschaftliche Optimierungsoptionen, die das Risiko minimieren.

Dies können u.a. sein:

- **technisch**
  - optimaler Asset-Zeitpunkt  
*Außerbetriebnahme zu einem Zeitpunkt ab dem mit erhöhten Ausfällen zu rechnen ist*
  - effiziente Nutzung von Restlebensdauer  
*Komponententausch zur bestmöglichen Auslastung und Nutzung der Lebensdauer*
  - ideale Wartungsstrategie in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen  
*Präventive statt reaktive Instandhaltung zu geeigneten Zeitpunkten, Flottenstrategie*
- **wirtschaftlich**
  - proaktiver Kauf, Verkauf und proaktives Leasing von Systemen  
*Ausnutzung von Marktsituationen, Überlast- bzw. Unterdeckungsvermeidung*
  - optimaler Asset-Zeitpunkt  
*Verkleinerung oder Modernisierung einer Flotte oder eines Systemparks*
  - Analyse des Wertverlaufs eines Produkts  
*Bestmöglicher Verkaufszeitpunkt*

Umgesetzt wird dieses durch ein Risikosimulationsmodell, aufbauend auf der Monte-Carlo-Simulation. Die Simulationsmethoden zeichnen sich, gegenüber den klassischen Methoden der Risikoanalyse (u.a. PCA, Faltung, Zeitreihenanalyse) durch eine große Flexibilität aus. Es können sowohl komplexe Systeme als auch unterschiedlichste Informationen (diskret, stetig, fuzzy,...) berücksichtigt werden. Eine mögliche Umsetzung ist in Bild 5 gegeben.

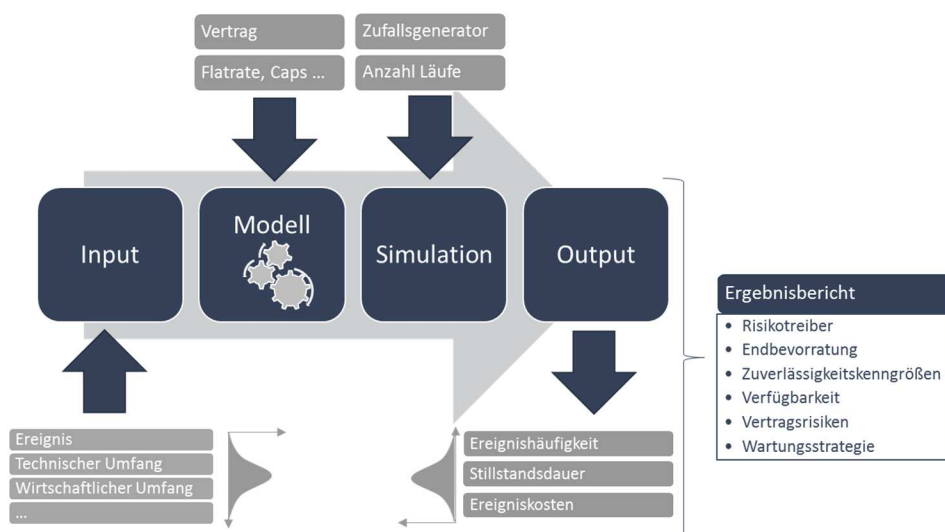


Bild 5: Umsetzung der Risikosimulation

Über die Eingangsverteilungen und das beschriebene V-Modell kann so ein Simulationsmodell aufgebaut werden, welches unterschiedlichste Fehlerarten und Eintrittswahrscheinlichkeiten (gemäß den Eingangsverteilungen) kombiniert und in einem Ergebnisbericht auf unterschiedliche Art aufbereitet. Dies reicht auf technischer Seite von der Identifikation der Risikotreiber (siehe Bild 6 am Bsp. Windenergieanlage) und der Verfügbarkeit des Gesamtsystems bis hin zum Vergleich unterschiedlicher Instandhaltungsverträge und der Analyse eventueller Vertragsrisiken (Caps, Strafen, e.t.c.).

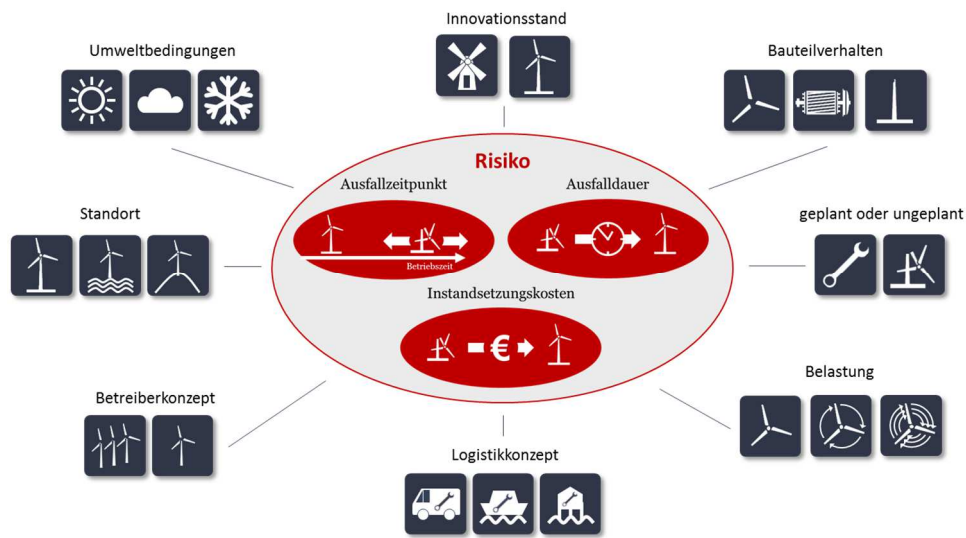


Bild 6: Exemplarische Risikotreiber für Instandhaltungsplanung bei Windenergieanlagen [nach IAP 2015]

## 4 Fallbeispiel einer Risikosimulation

Im Folgenden soll anhand eines kurzen Fallbeispiels die Risikosimulation und -optimierung näher erläutert werden. Dieses geschieht mittels eines Windenergieanlagenparks mit 3 Anlagen. Hinweis: Die vorgestellten Zahlenwerte beruhen auf künstlichen Daten und sind nicht realistisch. Es wurden folgende Eingangsverteilungen berücksichtigt (Bild 7):

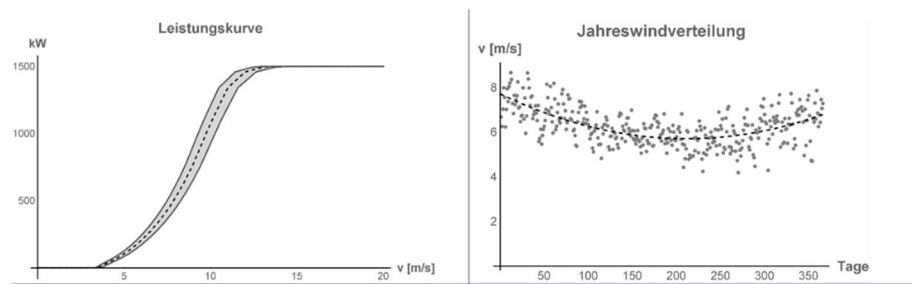


Bild 7: Inputdaten des Fallbeispiels

Ziel der Simulation ist der Vergleich zweier Vertragsmodelle mit unterschiedlichen Risiken.

Folgende Parameter wurden neben den in Bild 7 dargestellten Inputs berücksichtigt:

- Randbedingungen der Simulation: 1 Jahr Betriebsdauer, 10.000 Simulationsläufe.
- Erlöse: 0,1€/kWh (für den Betreiber).
- Windenergieanlage: 1,5MW; 100m Nabenhöhe.
- Häufigkeit, sowie Stillstandsdauer und Kosten je Instandsetzungsereignis (Reparatur, Austausch) (siehe Tabelle 1).



Tabelle1: Inputs des Fallbeispiels

Nr.	Subsystem	Ausfallrate [1/a]		Ausfalltage pro Ereignis [d]		Kosten pro Ereignis [€]	
		R	A	R	A	R	A
1	Elektrik	0,6	0,2	1	2	3.000	30.000
2	Elektronik	0,4	0,1	1	2	8.000	50.000
3	Sensoren	0,3	0,1	1	2	3.000	15.000
4	Hydraulikanlage	0,3	0,1	1	1	4.000	20.000
5	Windnachführung	0,2	0,1	2	3	8.000	50.000
6	Rotornabe	0,2	0,1	2	4	5.000	25.000
7	Mechanische Bremse	0,1	0,1	2	3	5.000	20.000
8	Rotorblätter	0,1	0,1	2	4	50.000	200.000
9	Getriebe	0,1	0,1	3	6	25.000	100.000
10	Generator	0,1	0,1	4	7	15.000	50.000
11	Tragende Teile	0,1	0,05	2	3	15.000	150.000
12	Antriebsstrang	0,1	0,1	3	5	5.000	40.000

### Ergebnis der Risikosimulation für Vertrag 1 – Flatrate Vertrag - Basis

Bei Abschluss eines Flatrate-Vertrages wird seitens des Betreibers über die gesamte Vertragslaufzeit ein konstanter Beitrag an den Serviceprovider bezahlt. Da der Aufwand für Reparatur und Austausch mit dem Betrieb der Windenergieanlage korreliert, bietet sich z.B. an, den Flatrate Vertrag an die Energieerzeugung (kWh) zu koppeln. Bei dem gewählten Modell (Flatrate-Vertrag) ist ein Risiko der Kostenunterdeckung bzw. -überdeckung auf beiden Seiten (Betreiber / Serviceprovider) vorhanden. Eine genaue, probabilistische Abschätzung der zu erwartenden Kosten und Erlöse ist somit von essentieller Bedeutung. Ebenso müssen Ausschlüsse und betriebswirtschaftliche Caps sorgfältig geprüft und verhandelt werden. Für das folgende Beispiel werden die Erlöse für den Serviceprovider vertraglich auf 0,030€/kWh festgelegt.

In Bild 8 sind die Verläufe für Kosten (gepunktet), Erlöse (gestrichelt) und Deckungsbeitrag (durchgezogen) aus Sicht des Serviceproviders dargestellt. Dem Bild 8 ist hinzuzufügen, dass für den Serviceprovider

- die mittleren jährlichen Kosten in einer Größenordnung von 95.000€ liegen.
- die mittleren jährlichen Erlöse in einer Größenordnung von 100.000€ liegen.
- der mittlere jährliche Deckungsbeitrag in einer Größenordnung von 5.000€ liegt.

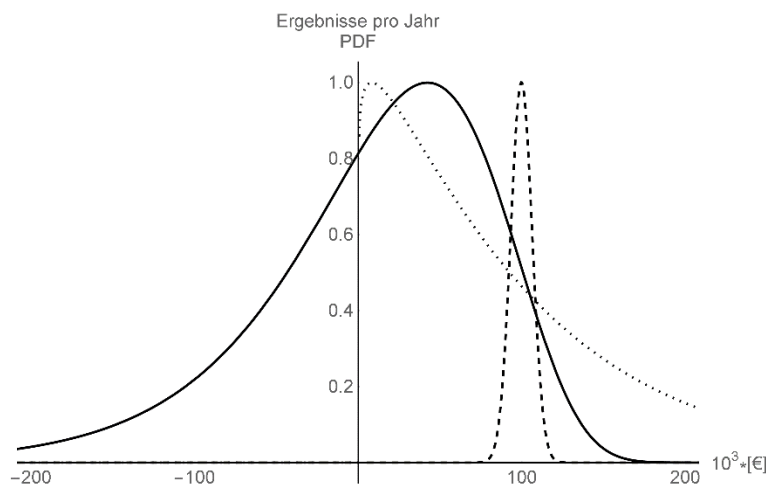


Bild 8: Serviceprovider: Verteilung der jährlichen Kosten (gepunktet), Erlöse (gestrichelt) und Deckungsbeitrag für den Flatrate-Vertrag.

Es ist aus Bild 8 ersichtlich, dass ein nicht unerhebliches Risiko eines negativen Deckungsbeitrags besteht. Dieses Risiko sollte wenn möglich vermieden werden.

### Ergebnis der Risikosimulation für Vertrag 2 – Flatrate Vertrag – Risikostrategie-Cap

Bei diesem Vertrag wird gegenüber Vertrag 1 ein Kostendeckel (Cap bei 100.000€) auf die jährlichen Gesamtkosten (Reparatur und Austausch), aufgrund der ermittelten Risiken im Rahmen der Betrachtung der Stillstandsdauer und der Kosten, eingeführt. Da das Risiko der Mehrkosten (jährliche Gesamtkosten, welche den Cap übersteigen) nun auf den Betreiber übergeht, wird der Betreiber den Risikotransfer im Rahmen der zu erstattenden Erlöse berücksichtigen. Die Flatrate-Reduktion von 0,8 Cent/kWh orientiert sich an den zu erwartenden jährlichen Gesamtkosten von ca. 100.000€ zzgl. eines Risikoaufschlags von 25%. Die Erlöse werden vertraglich auf 0,022€/kWh festgelegt.

In Bild 9 sind die Verläufe für Kosten (gepunktet), Erlöse (gestrichelt) und Deckungsbeitrag (durchgezogen) aus Sicht des Serviceproviders dargestellt. Dem Bild 9 ist hinzuzufügen, dass für den Serviceprovider

- die mittleren jährlichen Kosten in einer Größenordnung von 45.000€ liegen.
- die mittleren jährlichen Erlöse in einer Größenordnung von 75.000€ liegen.

- der mittlere jährliche Deckungsbeitrag in einer Größenordnung von 30.000€ liegt.

Zudem sind in Bild 10 die Ergebnisse von Vertrag 2, denen von Vertrag 1 gegenübergestellt (jährliche Kostenverteilung, jährliche Deckungsbeitragsverteilung). Es ist erkennbar, dass sich mit Änderung der Kostenverteilung (Cap bei 100.000€) und der Erlösverteilung (geringere Erlöse nach Cap) die Verteilung des Deckungsbeitrages geändert hat. In diesem Falle hat die Risikostrategie den gewünschten Effekt, da sie die Wahrscheinlichkeit auf einen negativen Deckungsbeitrag minimiert:

- Reduktion der Häufigkeit hoher Kosten (Bild 10 – grau markierter Bereich).
- Erhöhung des mittleren Deckungsbeitrags (von 5.000€ auf 30.000€) sowie Reduktion des Risikos eines negativen Deckungsbeitrags (von 38% auf 14%).

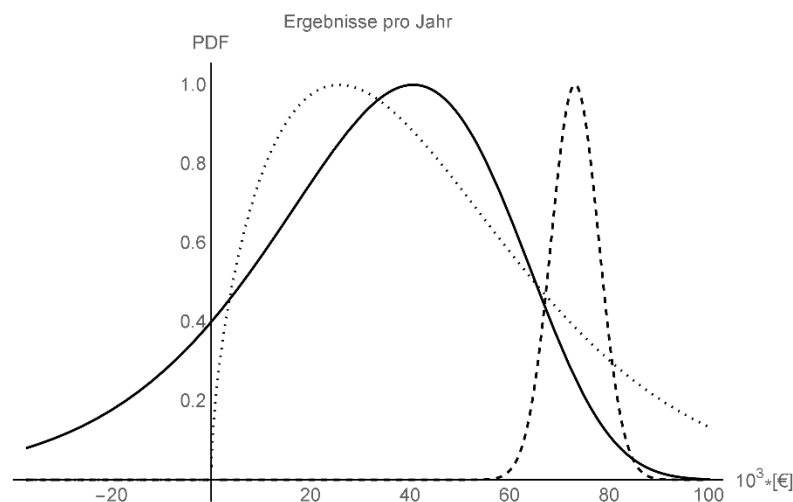


Bild 9: Serviceprovider: Verteilung der jährlichen Kosten (gepunktet), Erlöse (gestrichelt) und Deckungsbeitrag für den Flatrate-Vertrag-2.

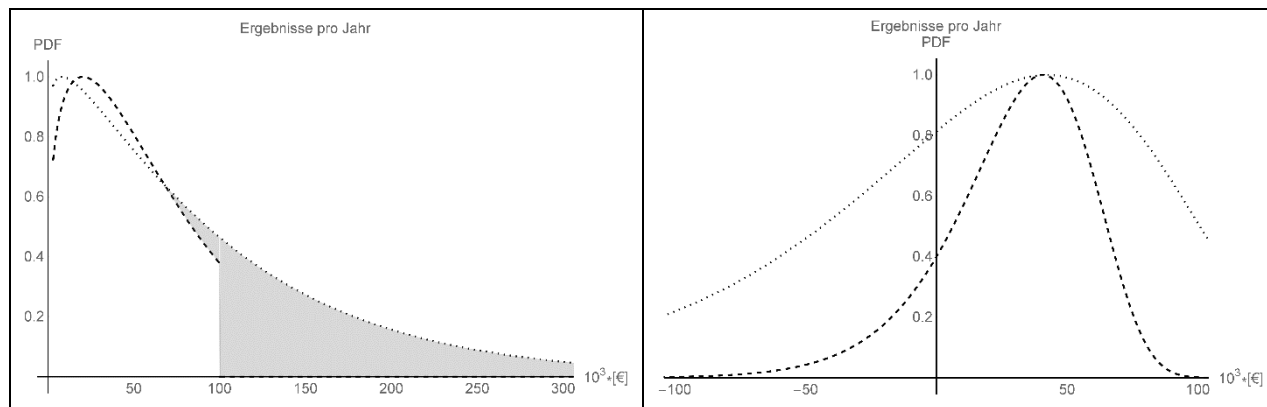


Bild 10: Serviceprovider: Vergleich der jährlichen Kostenverteilung (links) und Deckungsbeitragsverteilung (rechts) - Flatrate-Vertrag-1 (gepunktet) mit Flatrate-Vertrag-2 (gestrichelt).

## 5 Ergebnisse und Zusammenfassung

Mit dem Trend weg vom eigentlichen Produkt, hin zu neuen Geschäftsmodellen (Full Service, Pay per Use, etc.) eröffnen sich für die Hersteller von technischen Systemen neue Welten und zahlreiche Chancen. Dabei darf jedoch nicht das Risiko außer Acht gelassen werden welches entsteht, wenn Servicebausteine über lange Laufzeiten angeboten werden. Risikosimulationsmodelle bieten bei der Quantifizierung des Risikos einen zielführenden Ansatz, da sie die Fähigkeit besitzen, komplexe Systeme und Systemzusammenhänge zu beschreiben. Besonders die Zusammenführung von technischen, vertraglichen und betriebswirtschaftlichen Parametern kann als großer Mehrwert angesehen werden. Das hier vorgestellte Modell wurde mittlerweile branchenübergreifend und in zahlreichen Projekten eingesetzt, sodass die praktische Anwendbarkeit und industrielle Nutzung bestätigt werden kann. Weiterhin bieten Risikosimulationsmodelle die Möglichkeit, eventuell verfügbare Echtzeitinformationen in die Betrachtung aufzunehmen.

Das hier aufgezeigte Beispiel verdeutlicht, wie mit modernen Methoden der Zuverlässigkeitstechnik sowie Statistik ein solides Zahlenfundament erzeugt werden kann, welches bei der Risikobewertung von Serviceverträgen einen wertvollen Beitrag leistet. Entscheidungsträgern können so mehrere Szenarien quantitativ aufbereitet werden, sodass die spätere Entscheidung auf Zahlen-Daten-Fakten und nicht auf einem schwammigen Bauchgefühl basiert.

## 6 Literatur

- [1] Köpke, R.: Weiter runter kann es nicht gehen. VDI Nachrichten, 29 August 2014, Nr. 35.
- [2] ISO 31000: Risk management - Principles and guidelines. November 2009.
- [3] Hauschild, J., Röglin, O., Lautenschlager, F.: Methoden zur Risikobeurteilung von Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, Tagungsband TTZ 2013.
- [4] Plinke, F., Althaus, A., Braasch, A.; Meyna, A.: Combination of technological and economical risk assessment using the Monte-Carlo-Simulation. Tagungsband ESREL`14, 14.-18. September 2014.
- [5] Lurye, O., Kromov, I., Trächtler, A., Sondermann-Wölke, C., Sextro, W.: Verlässlichkeitsanalyse des Degradationsverhaltens mechatronischer Systeme mit mehreren Betriebsstrategien. Düsseldorf: VDI-Verlag, Tagungsband TTZ 2011.
- [6] Zio, E.: The Monte Carlo simulation method for system reliability and risk analysis. 2012, Springer-Verlag (Springer series in reliability engineering), London.
- [7] Marseguerra, M., Zio, E.: Basics of the Monte Carlo Method with Application to System Reliability. Hagen: LiLoLe-Verlag GmbH 2002.
- [8] Dubi, A.: Monte Carlo Applications in Systems Engineering. New York: John Wiley & Sons 2000.
- [9] Faulstich, F., Lyding, P., Rafik, K.: Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, Tagungsband TTZ 2011.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Abschlussbericht für das Verbundprojekt „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“. Förderkennzeichen 0327574.
- [11] Wilkinson, M. et al.: Measuring Wind Turbine Reliability – Results of the Reliawind Project. GL Garrad Hassan 2011.

