

Asset-Management und Versorgungszuverlässigkeit - Anwendungsbeispiele

Dr. Sebastian Lissek, envia Verteilnetz GmbH, Halle (Saale), Deutschland
Dr. Michael Schwan, Siemens AG, Erlangen, Deutschland

Kurzfassung

Eine Kernaufgabe der Netzbetreiber ist es, bei steigendem Kostendruck auch weiterhin eine ausreichende Versorgungsqualität – insbesondere Versorgungszuverlässigkeit – zu gewährleisten. Hierzu werden zunehmend explizite Asset-Management-Verfahren eingesetzt, die sowohl technische als auch wirtschaftliche Kenngrößen der einzelnen Betriebsmittel über ihre gesamte Lebensdauer einerseits und andererseits auch auf der Gesamtsystemebene ermitteln. Ziel ist eine Optimierung des Ressourceneinsatzes bei gleichzeitiger Einhaltung von Qualitätskriterien.

Der Beitrag erläutert den allgemeinen Ansatz der eingesetzten Asset-Management-Verfahren für die Mittelspannungsebene und die kritische Frage der Datenverfügbarkeit und -qualität. Anwendungsbeispiele zeigen die Analyse der Betriebskosten und des Einflusses einzelner Betriebsmittel auf die Versorgungszuverlässigkeit, sowie die weitergehende Priorisierung der Netzkomponenten und eine umfassende Asset-Simulation zur Analyse technischer und wirtschaftlicher Systemkenngrößen, die die Entwicklung von Netzstrategien entscheidend unterstützen kann.

1 Einleitung

Eine der wesentlichen derzeitigen Aufgaben des Asset-Managements in der Energieversorgung ist die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs im Umfeld der Anreizregulierung. Aus sinkenden Netzerlösen resultieren Maßnahmen, die tendenziell einen negativen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit haben werden. Um diesem Einfluss entgegen zu wirken, ist der Einsatz komplexer, differenzierter Asset-Management-Strategien unabdingbar.

Da durch die Vorgabe von Effizienzzielen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in zunehmendem Maße das zur Verfügung stehende Budget beschränkt wird, stehen künftig komplexe Entscheidungen bezüglich der konkreten Vergabe dieser verknüpften Ressourcen an. Für die Allokation wird eine umfassende und exakte Kenntnis des Anlagenparks sowie tiefgehendes Verständnis von kausalen Zusammenhängen zwischen Alterung, Netzzustand und Versorgungszuverlässigkeit benötigt.

Ein Großteil der Kosten und der größte Teil der Nichtverfügbarkeit sind den Mittelspannungsnetzen zuzuordnen, daher liegt es nahe, die Betrachtung zunächst auf diese Ebene zu konzentrieren.

2 Asset-Management-Konzept der envia Verteilnetz GmbH

2.1 Asset-Segmentierung

Ein erster Schritt zur Erreichung des obigen Ziels ist eine regionale Untergliederung des komplexen Anla-

genbestandes durch Definition und Zusammenfassung von Basiselementen, die sich grundlegend hinsichtlich ihrer Versorgungsstrukturen unterscheiden und die somit die Grundlage für den Einsatz entsprechender angepasster Asset-Strategien bilden. Ziel der Segmentierung ist die Steuerung des Gesamtbudgets auf Basis eben dieser Elemente. Für eine solche Budgetsteuerung ist eine genaue und detaillierte Datenlage im Unternehmen essentiell; an einer umfassenden Digitalisierung des Netzgebietes in einem Geographischen Informationssystem (GIS) nebst anschließender Zustandsaufnahme der Betriebsmittelkomponenten führt in der Regel kein Weg vorbei.

Dem Verständnis von BDEW und BNetzA entsprechend [1] erfolgt die Segmentierung nach der Einwohnerdichte und der Einteilung in ländliche, städtische und gemischte Strukturen.

Für jedes Segment wird eine Asset-Scorecard (ASC), d.h. ein Steckbrief typischer Kennzahlen wie etwa Anlagenbestand, Absatzdaten, Kosten oder Störungskennzahlen, ermittelt. Die Auswertung und Kennzahlbildung erfolgt über ein Front End einer ORACLE-Datenbank. In dieser werden Daten aus den unterschiedlichen IT-Systemen – angefangen bei den Stammdaten aus dem GIS über die Störungsprotokolle und Zustandserfassungen aus dem Netzinformationssystem bis hin zu Absatzdaten aus dem SAP/BW – in einheitlicher Form konsolidiert und an den Ortsteilen und Gemarkungen zusammengefasst (siehe **Bild 1**).

Die Asset-Scorecard zeichnet sich durch ein hohes Maß an Datenzugänglichkeit, Aktualität und die Vielfältigkeit der dynamischen Auswertungsmöglichkeiten aus.

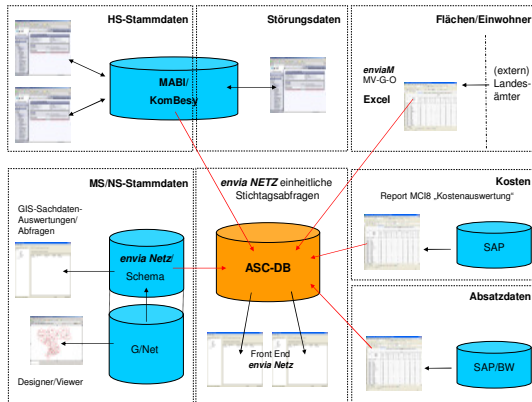


Bild 1 Quellsysteme der Asset-Scorecard (ASC)

2.2 Umsetzung des Konzepts

Kleinste Einheit der Segmentierung der envia NETZ sind die aus technischer Sicht hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit relevanten, im Normalbetrieb galvanisch getrennten Mittelspannungsnetze. Mit Hilfe der ASC werden sämtliche Betriebsmittel der Mittelspannungsebene den entsprechenden speisenden HS/MS-Transformatoren zugeordnet. Die so gebildeten Strukturen geben natürliche Cluster des Netzes vor (siehe **Bild 2**). Das städtische Segment ist, wie bei einem ländlichen Versorger zu erwarten, vergleichsweise klein, der Großteil des Netzgebiets zeichnet sich durch eine geringe Bevölkerungsdichte aus.

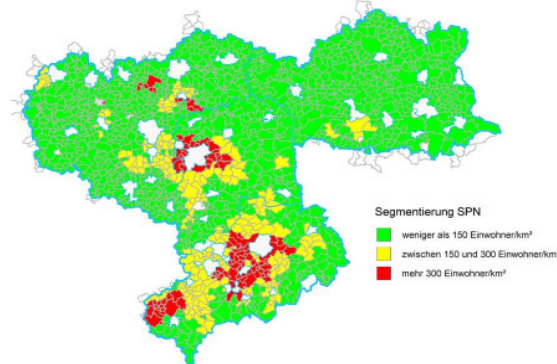


Bild 2 Segmentierung der Mittelspannungsebene

Im Einzelnen bestätigen die berechneten Kennzahlen gemäß **Tabelle 1** die vorgenommene Aufteilung in die Segmente.

Das ländliche Netzsegment zeichnet sich durch die, auch auf die Netzmenge bezogene, höchste Nichtverfügbarkeit aus. Ursächlich sind die hier gängigen langen 20-kV-Abgänge, bei denen die Wiederversorgungsdauer und die Anzahl der betroffenen Kunden im Störfall überdurchschnittlich hoch sind.

SEGMENT	Kabelanteil	Störungen [100km*a] ⁻¹	Hu [Kunde*a] ⁻¹	Tu [min]	NV [min] im Segment
ländlich	56%	3,26	0,396	81,6	44,2
gemischt	78%	3,24	0,099	61,5	34,5
städtisch	95%	3,40	0,041	80,9	23,2

Tabelle 1 Kennzahlen der Segmente

Im städtischen Segment sind die Wiederversorgungszeiten aufgrund des hier vorherrschenden hohen Verkabelungsgrades zwar ähnlich hoch wie im ländlichen Segment, allerdings sorgt hier die hohe Dichte an Einspeisepunkten aus der Hochspannung für kompaktere Netzstrukturen. Die Zahl der von einer gegebenen Störung betroffenen Kunden und damit die Größe der Nichtverfügbarkeit sind in der Folge deutlich geringer.

3 Methoden und Werkzeuge

Um die jeweils dem Segment angemessene strategische Zielstellung im Sinne der obigen Aufgabenstellung zu finden, stehen dem Asset-Manager diverse rechnergestützte Werkzeuge zur Verfügung.

3.1 Prioritätenorientierte Instandhaltung

Laut aktueller Vornorm DIN VDE 0109-1 [2] verknüpft die prioritätenorientierte Instandhaltung die aus aktueller Zustandserfassung gewonnenen Zustandsdaten des Netzes mit weiteren relevanten Daten wie Alter, Technologie oder Wichtigkeit der Anlage im Netz.

Ziel ist die Erstellung eines hierarchischen Maßnahmenkatalogs, der die ausreichende, aber eben nicht um jeden Preis maximale Funktionalität der Betriebsmittel im Netz sicherstellt. In der Energieversorgung gelten allerdings einschränkend gewisse Rahmenbedingungen wie ausreichende Verkehrssicherheit und Umweltverträglichkeit, Einhaltung der einschlägigen Gesetze und Vorschriften und nicht zuletzt die Beachtung einer möglichen zu erreichenden Zielnetzstruktur. Ein weiteres Problem stellt die Objektivität und Vergleichbarkeit der erhobenen Zustandsdaten des Mittelspannungsnetzes dar, dem unter anderem durch eine unabhängige, stichprobenartige Nachbefragung begegnet werden kann.

3.1.1 Einführung und Zielsetzung

Das Asset-Management in ländlichen Netzgebieten orientiert sich bisher üblicherweise an rein zeitbasierter präventiver Instandhaltung sowie dem Ersatz der Betriebsmittel nach Ablauf festgelegter Lebensdauern. Für den Einsatz umfassender Asset-Management-

Verfahren ist daher die Steigerung der wirtschaftlichen Effizienz das wesentliche Ziel. Als Nebenbedingung soll die Versorgungszuverlässigkeit auch langfristig auf dem heutigen Niveau gehalten werden, und nach Möglichkeit zwischen verschiedenen Netzgebieten angeglichen werden.

Ein geeignetes Verfahren zur Bearbeitung dieser Aufgabenstellung ist der Prozess des Zuverlässigkeitsorientierten Asset-Managements (Reliability Centered Asset Management, RCAM).

3.1.2 Übersicht über den RCAM-Prozess

Der RCAM-Prozess [3, 4] ist ein umfassender, modularer Ansatz zur Optimierung der Strategien für präventive Instandhaltung und präventiven Ersatz von Betriebsmitteln (zusammenfassend als Asset-Management-Strategien bezeichnet). Hierzu werden sowohl die erwartete Versorgungszuverlässigkeit sowie Kapital- und Betriebskosten betrachtet – nicht nur für den aktuellen Netzzustand, sondern auch für einen zukünftigen Prognosezeitraum.

Basis des Verfahrens ist die Priorisierung der Netzkomponenten in Bezug auf Wichtigkeit und Zustand, und darauf aufbauend die differenzierte Definition der Asset-Management-Strategien für verschiedene Gruppen von Komponenten. Die aktuellen und zukünftigen Leistungsmerkmale des Basisszenarios werden mit verschiedenen Alternativszenarien verglichen, um so grundlegende Informationen über die Zusammenhänge zwischen Strategieparametern und Kosten bzw. Zuverlässigkeit des Gesamtsystems zu erhalten, und die gemäß der Zielvorgabe am besten geeigneten Parameter zu identifizieren (siehe **Bild 3**). Die hierbei verwendeten Kosten- und Zuverlässigkeitsmodelle können beliebig detailliert gestaltet werden – wobei in der Praxis die Verfügbarkeit geeigneter Eingangsdaten in der Regel die Modellierungsgrenzen bestimmt.

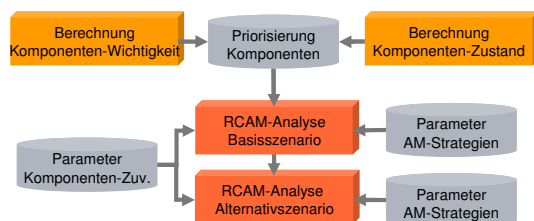


Bild 3 Kernmodule des RCAM-Prozesses

3.2 Die Asset-Simulation

Mit Hilfe einer Asset-Simulation soll auf Basis detailliert erarbeiteter Lebenszyklusmodelle sowie Stammdaten und Altersstrukturen aus der ASC eine Prognose zur Zustandsentwicklung des Anlagenbestands bei gegebenen verfügbaren Mitteln geleistet werden. Ver-

glichen werden beispielsweise mittel- und langfristige Auswirkungen unterschiedlicher Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien. Lassen sich bei einer herkömmlichen, gesamthaften Betrachtung des Anlagenbestands lediglich globale Änderungen des Netzzustands auf einer langlebigen Skala konstatieren, so liefert die Verbindung der Asset-Simulation mit der Asset-Segmentierung und damit differenzierterer Budget-Zuweisung die Bewertung direkter Handlungsoptionen des Asset-Managers.

3.2.1 Zielstellung

Die Zuverlässigkeitskennzahlen des städtischen Segments befinden sich, wie oben dargestellt, auf einem deutlich besseren Niveau als die des Restnetzes. Ursächlich hierfür ist die geringe Leitungslänge, die im Mittel benötigt wird um einen durchschnittlichen Kunden mit Strom zu versorgen. Damit einher geht eine geringe Ausfallwahrscheinlichkeit je Kunde (im Beispiel nur etwa 10% derer eines Kunden im ländlichen Raum, siehe **Tabelle 1**) trotz vergleichbarer spezifischer Störfrequenz je 100 km Netzlänge. Im Rahmen einer Asset-Strategie für den städtischen Raum ist demnach zu prüfen, ob durch verlängerte Nutzungsdauern von Betriebsmitteln und Vermeidung von Ersatzmaßnahmen die Wirtschaftlichkeit der Netze ohne dramatische Beeinträchtigung der Versorgungsqualität möglich ist.

3.2.2 Überblick Asset-Simulation

Grundsätzlich ist der Prozess der Asset-Simulation dem Ablauf der RCAM-Methodik verwandt, die Unterschiede liegen prinzipiell im Detailgrad und im Fokus der Anwendung.

Anstelle einer betriebsmittelkonkreten Priorisierung anhand von Wichtigkeit und Zustand tritt bei der Asset-Simulation eine altersabhängige Zustandsbetrachtung auf Basis von Lebenszyklusmodellen je Betriebsmittelgruppe (siehe **Bild 4**). Diese Vereinfachung erlaubt die umfassende Betrachtung des gesamten Anlagenbestandes mit vertretbarem Aufwand. Der Mangel an Detailtiefe wird durch die große Datenmenge und somit durch Nivellierung aufgrund statistischer Effekte weitestgehend wettgemacht.

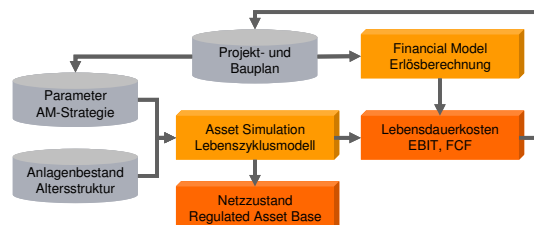


Bild 4 Übersicht Prozess Asset-Simulation

Die Entwicklung des Gesamtbudgets und die damit zusammenhängende Prognose des Netzzustands kann

um eine Analyse der relevanten kaufmännischen Kenngrößen wie EBIT oder Free Cashflow (FCF) im Modul „Financial Model“ erweitert werden. Hier wird auf Basis der Entwicklung der kalkulatorischen und bilanziellen Kosten die Erlösobergrenze gemäß der Entgeltformel der Anreizregulierung nachgebildet. Diese weitgehende Verknüpfung kaufmännischer und technischer Kenngrößen erlaubt die umfassende Auslotung der Handlungsspielräume des Asset-Managers zur Netzbewirtschaftung.

3.3 Analyse der Netzzuverlässigkeit

Neben Alter und Netzzustand ist die Netzstruktur (z.B. Automatisierungsgrad, Stichtanteil, mittlere Abgangslänge, etc.) eine wesentliche Einflussgröße für die Versorgungszuverlässigkeit. In speziellen Softwarelösungen wie z.B. Quintessence der Aachener consentec GmbH [5] oder PSS[®]SINCAL der Siemens AG [6] lassen sich konkrete Netztopologien abbilden und analysieren; entsprechende Maßnahmen hinsichtlich Veränderung der Netzstrukturen werden detailliert bewertet.

3.3.1 Einführung und Zielsetzung

Im Osten Deutschlands wurde seit der Wende in großem Umfang investiert. Die Netzsubstanz und damit die Versorgungszuverlässigkeit wurden signifikant verbessert.

Mittlerweile jedoch stellt sich zunehmend ein Sättigungseffekt beim Netzzustand ein, weitere wesentliche Verbesserungen der Versorgungszuverlässigkeit lassen sich – nicht zuletzt auch wegen der sinkenden Budgets – allein durch weitere Erneuerungsmaßnahmen nicht erreichen.

Um die negativen Auswirkungen auf die Versorgungsqualität durch den Übergang zur prioritätenorientierten Instandhaltung und durch Verschieben von Investitionstätigkeit wenigstens teilweise zu kompensieren, bietet sich eine Verringerung der Versorgungsunterbrechungsdauer z.B. durch Leittechnik-gestützte Fehlerortung an [7].

3.3.2 Distribution Automation

Die Größenordnung des Einflusses der Fehlerortung lässt sich mit Hilfe einer geeigneten Software zur Zuverlässigkeitsberechnung von MS-Netzen wie etwa Quintessence abschätzen. In **Bild 5** ist ein Beispielnetz der Mittelspannung für die Zuverlässigkeitsberechnung abgebildet.

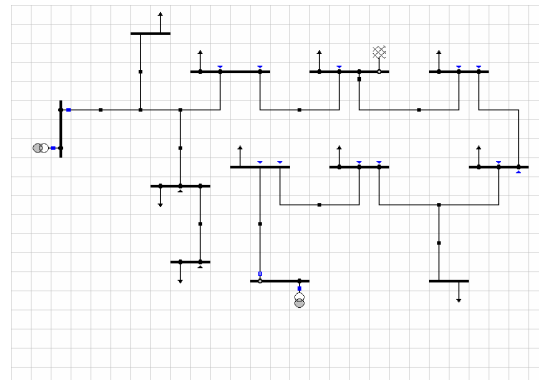


Bild 5 Modellnetz in Quintessence

Die Berechnung erfolgt dabei komponentenweise, indem bei gegebenem Automatisierungsgrad und definierter Suchstrategie der Fehlerfall für jedes Betriebsmittel simuliert wird. Gewichtet mit der Ausfallwahrscheinlichkeit des jeweiligen Betriebsmittels ergibt sich eine zu erwartende mittlere Nichtverfügbarkeit.

Durch Berechnungen mit alternativen Parametern (z.B. durch Einsatz zusätzlicher Leistungsschalter oder fernauslesbarer Kurzschlussanzeiger) ergibt sich die potentielle Zuverlässigkeitsverbesserung für das gegebene Netz und die eingesetzte Maßnahme. Eine Hochrechnung auf das gesamte zur Verfügung stehende Netz, gewichtet mit dem Anteil der jeweiligen Netzstruktur, zeigt dann die Größenordnung des Einflusses auf.

4 Asset-Management: Anwendungsbeispiele

4.1 RCAM in der Anwendung

Zur Veranschaulichung des RCAM-Prozesses wird die Anwendung auf ein typisches MS-Verteilungsnetz dargestellt. Ausgehend von einem 110/20-kV-Umspannwerk werden ein Teil einer Kleinstadt mit einem Kabelnetz sowie ein ländliches Gebiet mit einem Freileitungsnetz versorgt. Zunächst werden geeignete Definitionen für die Zustands- und Wichtigkeitsindices der Netzkomponenten getroffen, sowie entsprechende Daten gesammelt und ausgewertet. Das resultierende Diagramm (**Bild 6**) zeigt, dass sich nur wenige Komponenten in Bereichen hoher Wichtigkeit befinden. Die meisten Komponenten weisen geringe Werte auf, weil bei ihrem Ausfall entsprechend nur wenige Kunden von Unterbrechungen betroffen sind.

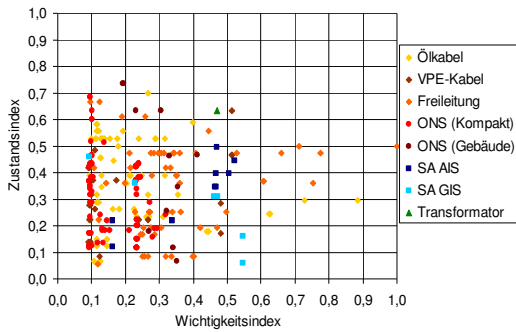


Bild 6 Priorisierung der Netzkomponenten (ONS: Ortsnetzstation, SA: Schaltanlage)

Die Ergebnisse der Berechnung von erwarteter Nichtverfügbarkeit, Barwerten und Betriebskosten des Basiszenarios (Wartung und Erneuerung „wie bisher“) sowie zweier Alternativszenarien zeigt **Bild 7**.

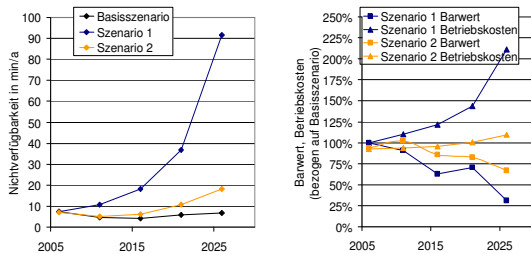


Bild 7 Erwartete Nichtverfügbarkeit, Barwerte und Betriebskosten im Prognosezeitraum

In diesem Beispiel wurde insbesondere auf eine Senkung der Barwerte geachtet. Szenario 1 stellt den Extremfall dar, dass auf präventiven Ersatz generell verzichtet wird – Ersatz erfolgt nur nach (Total-)Ausfall – und dient lediglich als Worst-Case-Abschätzung. Entsprechend steigt auch die Nichtverfügbarkeit extrem an, während der Barwert in nur 20 Jahren auf etwa ein Drittel zurückgeht. Zugleich steigen aber die Betriebskosten durch die zunehmenden Reparaturen bzw. Ersatz nach Störungen stark an – wobei der Absolutwert der Betriebskosten deutlich unter dem der Barwerte liegt.

In Szenario 2 steigt die Nichtverfügbarkeit zwar auch merklich an – aber ausgehend von dem sehr niedrigen Startwert ist auch das langfristig stabile Niveau (wie weitere Berechnungen gezeigt haben) akzeptabel. Hintergrund dieses Anstiegs der Nichtverfügbarkeit sind auch hier Einsparungen beim altersbedingten Ersatz von Betriebsmitteln – hier wurde aber nur für weniger wichtige Betriebsmittel die Altersgrenze erhöht. Dadurch sinkt der Barwert über einen Zeitraum von 20 Jahren auf etwa zwei Drittel. Die Betriebskosten erhöhen sich auch langfristig nur sehr wenig durch die mit der Nichtverfügbarkeit steigenden Reparaturkosten und fallen gegenüber den absolut gesehen deutlich größeren Barwerten kaum ins Gewicht.

4.2 Anwendung der Asset-Simulation

In Anlehnung an das obige Beispiel des RCAM-Prozesses wird das Budget für Ersatz und Erneuerung von Mittelspannungsnetzen im städtischen und im gemischten Segment in einem alternativen Szenario um 25% gegenüber einer Basisvariante gekürzt. Das Gesamtbudget aller Segmente sinkt daraufhin trotz der in Folge erhöhten Instandhaltungskosten um 2%. Demgegenüber steht eine kaum wahrnehmbare Erhöhung der Nichtverfügbarkeit des Gesamtnetzes im Jahr 2020 (vgl. **Bild 8**).

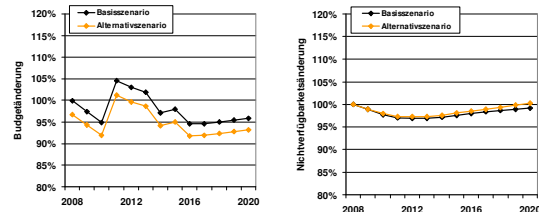


Bild 8 Entwicklung Gesamtbudget und erwartete Nichtverfügbarkeit

Gut die Hälfte der eingesparten Aufwendungen im Netz wird EBIT-wirksam. Anhand dieses Beispiels erkennt man die kurzfristig relative Unempfindlichkeit der Netze gegenüber verschobenen Investitionen – für den Fall, dass das gute Niveau der Versorgungszuverlässigkeit bereits von den gegebenen Netzstrukturen verursacht wird.

Langfristig hingegen steht nach wie vor zu erwarten, dass der Investitionsaufschub auch im städtischen Segment nicht ohne deutlichen negativen Effekt sein wird.

4.3 Zuverlässigkeitsanalyse in der Anwendung

Eine Strukturierung der Mittelspannungsebene lieferte typische Merkmale und Kennziffern je Netzklasse. Dabei zeigt sich zum einen, dass die Haupttreiber für die Nichtverfügbarkeit die Abgangslänge und die Anzahl der nicht schaltbaren Stationen sind, und zum anderen, dass bei solchen Strukturen auch zusätzliche Netzredundanzen keine spürbare Verbesserung der Nichtverfügbarkeit bewirken.

Jede Netzklasse wird separat in Quintessence modellieren, beispielhaft sind die Ergebnisse für das in **Bild 5** abgebildete Referenznetz in **Tabelle 2** angegeben.

Kennwerte UW Frose Abgang 22	mit Fehlerortung	ohne Fehlerortung
Komponentenausfallhäufigkeit [1/a]	0,46	0,46
Lastunterbrechungshäufigkeit [1/a]	11,2	11,2
Mittlere Unterbrechungsdauer [min]	52,0	81,4
Maximale Unterbrechungsdauer [min]	183,6	302,2
Unterbrechungswahrscheinlichkeit [min/a]	582,1	911,3
Störbetriebswahrscheinlichkeit [min/a]	57,1	78,1
DISQUAL-Unterbrechungshäufigkeit [1/a]	0,45	0,45
DISQUAL-Unterbrechungsdauer [min]	51,0	77,8
DISQUAL-Nichtverfügbarkeit [min/a]	22,9	34,9
Verbesserung NV	35%	0%

Tabelle 2 Quintessence-Kennwerte für das Modellnetz

Eine überschlägige Hochrechnung auf die gesamte Mittelspannungsebene ergibt für die zu erwartende Verringerung der Nichtverfügbarkeit ein realistisches Potential von ca. 12 – 20%. Da gemäß **Bild 9** nicht jeder einzelne MS-Abgang gleichermaßen zur Nichtverfügbarkeit beiträgt, ist die genaue Größenordnung des Effekts abhängig davon, ob es gelingt, die Abgänge mit dem größten Einfluss zu identifizieren.

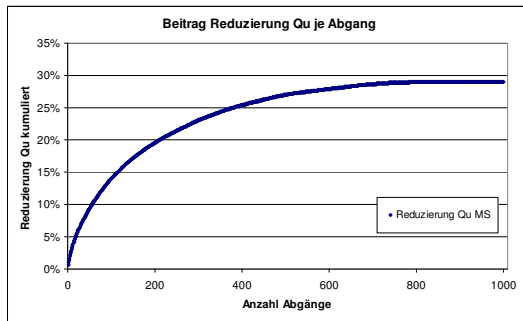


Bild 9 Erwartete Nichtverfügbarkeit bei Einsatz digitaler Schutz- und Leittechnik

Nützlich dafür ist eine genaue Kenntnis der abgangsbezogenen Störereignisse der letzten Jahre. Allerdings sollten bei der Auswahl der effektivsten Mittelspannungs-Abgänge noch weitere planerische Kriterien zu Grunde gelegt werden, da durch Änderungen der Schaltzustände, Ersatz und Erneuerung das Netz Jahr für Jahr teilweise deutlichen Änderungen unterliegen kann.

5 Zusammenfassung

Die Optimierung der elektrischen Netze im Spannungsfeld zwischen Effizienzdruck und technischen Kundenerwartungen stellt grundsätzlich neue Anforderungen an Planung und Betrieb. Insbesondere explizite Asset-Management-Verfahren, die eine detaillierte, quantitative und differenzierte Definition von geeigneten Strategien für präventive Instandhaltung und den Ersatz von Betriebsmitteln erlauben, etablieren sich als wichtige Hilfsmittel in diesem geänderten Umfeld.

Aufgrund ihrer großen Bedeutung für sowohl die Kosten als auch die Versorgungszuverlässigkeit im elektrischen Energieversorgungssystem sind Asset-Management-Verfahren für MS-Verteilungsnetze be-

sonders relevant. Es existieren bereits eine Vielzahl von Prozessen und Methoden, die auch, oder gerade in MS-Verteilungsnetzen sinnvoll angewendet werden können. Basis hierfür ist eine Segmentierung des gesamten Netzes in einzelne Bereiche, und die Auswahl und Anwendung geeigneter Verfahren zur Optimierung des Asset-Managements in diesen Bereichen.

Dieser Beitrag stellt die Asset-Segmentierung im Versorgungsgebiet der envia Verteilnetz GmbH vor, sowie verschiedene Asset-Management-Verfahren, deren Einsatz im Netzgebiet erfolgt bzw. in Vorbereitung ist. Insbesondere werden die verschiedenen, speziellen Anwendungsfälle der einzelnen Verfahren beschrieben und anhand von praktischen Beispielen erläutert.

Die Ergebnisse solcher Asset-Management-Verfahren geben einen detaillierten Überblick über verschiedene Kosten- und technische Leistungsparameter der einzelnen Betriebsmittel, Netzbereiche und des Gesamtsystems. Diese Informationen geben Einblick in die relevanten Korrelationen zwischen Kosten und Qualität im Netzbetrieb, und bilden eine wichtige Grundlage für die Entscheidungsfindung im Asset-Management elektrischer Netze.

6 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: „4. Referenzbericht Anreizregulierung, Konzept einer Qualitätsregulierung“, Bonn, 7. April 2006
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Frankfurt/M: www.vde.com
- [3] Schwan, M.: Entwicklung optimierter Asset-Management-Strategien. BWK 57 (205) H. 12, S. 56 - 58
- [4] Schwan, M.: Reliability Centered Asset Management – Process Overview and Practical Application. Proceedings, energy 21C, Sydney (Australia), 2007
- [5] CONSENTEC – Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Aachen: www.consentec.de
- [6] Siemens AG: PSS®SINCAL Version 5.4, 2008 (Informationen unter www.siemens.com/power-technologies-de)
- [7] Hylla, H., Roman, H.: Methoden und Werkzeuge zur Senkung der Fehlerortungszeiten in MS-Netzen im Erdschluß- und Kurzschlußfall. ETG-Fachtagung Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, Mannheim, 2003