

Optimale Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und innovativen Betriebsmitteln

Julia ZIEGELDORF¹, Lukas VERHEGGEN², Simon KRAHL¹, Albert MOSER²

¹ FGH e.V., Roermonderstr. 199, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 997857-26,
Email: julia.ziegeldorf@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

² IAEW, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241-8097652,
Email: info@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Eine wesentliche Herausforderungen für die Verteilnetze im Rahmen der Energiewende ist es, sowohl die Integration der Erneuerbaren Energien in die Netze als auch den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Werden durch geänderte Last- und Erzeugungssituationen die technischen Grenzen bzgl. Stromtragfähigkeit und Spannungsband verletzt, werden Maßnahmen zum Netzausbau notwendig. Verschiedene Studien zeigen für Deutschland bis 2020 einen nicht unerheblichen Investitionsbedarf auf, der mit Sicht auf die Gesamtkosten das Hochspannungsnetz in den Fokus stellt, mit Sicht auf die zusätzlich notwendigen Leitungslängen das Mittel- und Niederspannungsnetz [1], [2]. Dabei werden neben konventionellen Maßnahmen zunehmend auch innovative Ansätze in Erwägung gezogen, so dass die zentrale Frage der Ausbauplanung, welche netzplanerischen Maßnahmen wann umgesetzt werden soll, deutlich komplexer wird. Zusätzlich muss die Ausbauplanung die unsichere Entwicklung der Netznutzung berücksichtigen, um in Anbetracht der langen Nutzungsdauern Fehlinvestitionen mit hohen Sunk Costs zu vermeiden. Dazu müssen jeweils die in den nächsten Ausbaustufen umzusetzenden Maßnahmen identifiziert werden, die robust gegenüber der unsicheren Entwicklung der Planungsfaktoren sind und mögliche Folgekosten berücksichtigen. In diesem Beitrag wird daher ein neuer Optimierungsansatz zur Ausbauplanung vorgestellt, der einen optimalen Ausbaupfad für prognostizierte Netznutzung unter Abwägung zwischen konventionellen und innovativen Maßnahmen ermittelt. Hieraus werden Handlungsempfehlungen für die jeweils nächsten umzusetzenden Ausbaumaßnahmen abgeleitet. Insbesondere für Hochspannungsnetze ist die optimale Wahl der nächsten Maßnahmen aufgrund der hohen Investitionskosten von Bedeutung.

Keywords: Ausbauplanung, Handlungsempfehlungen, Unsicherheit, Stochastische Optimierung, Genetischer Algorithmus

1 Einleitung und Motivation

Die Energiewende erfordert durch die zunehmend dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung bei gleichzeitiger hoher Unsicherheit bzgl. der tatsächlichen Entwicklungen eine Neuausrichtung des bisherigen Netzplanungsprozesses. Um auch zukünftig effizienten Versorgungskonzepte unter Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten, sind robuste Investitionsentscheidungen abzuleiten. Betriebliche Maßnahmen stellen in Hinblick auf die unsichere Entwicklung der Netznutzung eine Change dar, um ro-

buste Planungsentscheidungen zu treffen. Sie sind häufig kurzfristig umsetzbar und haben geringe Sunk Costs. Bestehende Netze können dann trotz veränderte Last- und Einspeisesituation noch eine zeitlang innerhalb der technischen Grenzen weiterbetrieben werden, um beim Vorliegen einer besserer Informationslage bzgl. der Entwicklung der Last- und Einspeisesituation weitere Maßnahmen abzuleiten. Ebenfalls bietet der längerfristige Einsatz von betrieblichen Maßnahmen, wie z.B. eine Abregelung von Erzeugungsanlagen in Form eines 3%-Kriteriums [3] sowie auch neue Technologien (z.B. Hochtemperaturleiterseile in der HS-Ebene) die Möglichkeit, die Investitionen in konventionelle Maßnahmen zu reduzieren.

Bei der Ausbauplanung ist zu gewährleisten, dass Planungsprojekte in Anbetracht ihrer langen Nutzungsdauern auch langfristig noch kosteneffizient sind, d.h. Folgekosten müssen abhängig der Unsicherheit der zukünftigen Netznutzung berücksichtigt werden. Die Abbildung der Netznutzung stellt eine wesentliche Herausforderung dar, da die regionale Entwicklung nur eingeschränkt über fundamentale Faktoren abgeleitet werden kann und sich bezogen auf die einzelnen Netzknoten sehr stochastisch verhalten kann. Werden nur einzelne, entkoppelte Entwicklungsszenarien vorgegeben, so können zwar Ausbaupläne je Szenario abgeleitet werden, diese enthalten allerdings in der Regel für ein Jahr unterschiedliche Ausbaumaßnahmen oder wurden so (über-)dimensioniert, dass sie für alle Szenarien gültig sind. Ziel einer robusten Ausbauplanung ist es daher, nur für gemeinsame Entwicklungsabschnitte der Netznutzung gemeinsame Maßnahmen ableiten.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes [4] in Kooperation mit 10 Industriepartnern wird daher ein Planungswerkzeug entwickelt, welches die Netzplanung durch praxistaugliche Empfehlungen unterstützt. Dazu wird ermittelt, welche Ausbaumaßnahmen im jeweils nächsten Ausbauschnitt umgesetzt werden sollen. Die abgeleiteten Maßnahmen sind robust gegenüber der unsicheren Entwicklung der Netznutzung und berücksichtigen neue Technologien und betriebliche Maßnahmen. Die Unsicherheit wird in Form eines Szenarien-Baums modelliert und die Maßnahmen durch einen neuen Optimierungsansatz bestimmt.

2 Analyse und Modellierung

Die Aufgabe der Ausbauplanung ist es, das bestehende Netz (Ist-Netz) an sich verändernde Last- und Einspeisesituationen anzupassen, d.h. derart zu optimieren, um- oder auszubauen, dass auch zukünftig alle technischen Randbedingungen eingehalten sind. Hierzu sind die zeitliche und regionale Entwicklung von Last sowie der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen abzubilden. Um zu bewerten, ob eine Anpassung des Netzes erfolgen muss, werden Entwicklungsszenarien für das Netz formuliert und mittels einer Lastflussrechnung geprüft. Kommt es zu Verletzungen der technischen Randbedingungen erfolgt ein Um- oder Ausbau des Netzes. Aus den planerischen Freiheitsgraden wird dann eine Gruppe an Maßnahmen ausgewählt, die nach Umsetzung einen technisch gültigen Netzbetrieb ermöglichen. Aufgrund des Kostendrucks im Zuge der Anreizregulierung steht dabei eine Kostenminimierung ohne Verschlechterung des bestehenden Zuverlässigkeitsniveaus im Fokus. Zur Auswahl der Maßnahmen können Zielnetze, die Ergebnis einer Grundsatzplanung darstellen, eine Orientierung bieten. Sie stellen langfristig kostenminimale Netze dar, wenn unabhängig vom konkreten Ist-Netz die Netzstruktur optimal für die zukünftige Versorgungsaufgabe gewählt werden kann. Im Folgenden werden die Zielsetzungen, Randbedingungen und Freiheitsgrade der Ausbauplanung detailliert beschrieben.

2.1 Entwicklung der Netznutzung

Die Entwicklung der Netznutzung ist der wesentliche Einflussfaktor auf die Ausbauplanung. Last- und Einspeisesituation sind externe Größen und in ihrer Entwicklung nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar und zudem nur schwer prognostizierbar. Dennoch muss das Netz stets so entwickelt werden, dass alle Kunden versorgt werden und die Integration der EE-Leistung erfolgen kann. Bereits deutschlandweite Prognosen zur Entwicklung der Netznutzung zeigen schon eine hohe Unsicherheit bzgl. Höhe und zeitlichen Entwicklung der installierten EE-Leistung auf [5]. Soll diese regional aufgelöst, d.h. für jeden einzelnen Knoten in einem konkreten Verteilnetz oder Netzbereich angegeben werden, sind deutlich stärkere Abweichungen von der erwarteten Entwicklung möglich. Häufig werden für die Planung nur einzelne Entwicklungsszenarien betrachtet. Ein Szenario – häufig „best-guess-Szenario“ genannt, mit implizit höchster Eintrittswahrscheinlichkeit wird zu Planung des Netzes herangezogen. Abweichende Szenarien werden dabei nicht integriert betrachtet sondern aufgrund des Bewertungsaufwandes nur im Auge behalten. Um aber robuste Planungsmaßnahmen abzuleiten, muss die Unsicherheit der Netznutzung integriert in dem Optimierungsverfahren berücksichtigt werden. Daher ist das geeignete Modell der Unsicherheit ein Szenarien-Baum, bei dem jeder Baum-Knoten die in diesem Jahr und Szenario erwartete installierte Leistung je Energieträger und Last für jeden Netzknoten enthält (*Bild 1-III*).

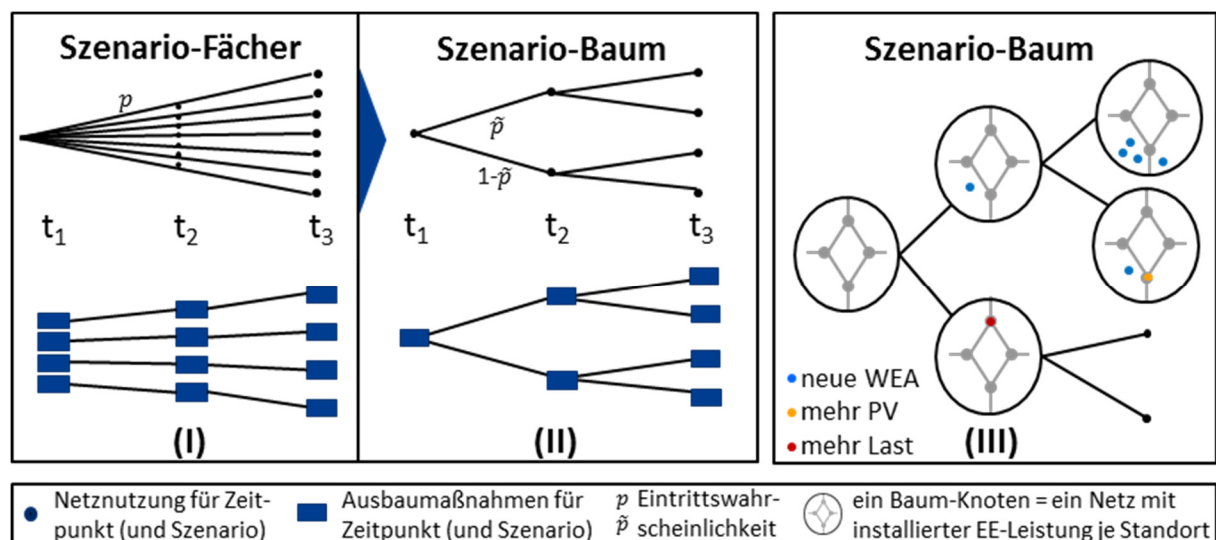


Bild 1 Model der Netznutzung als Szenarien-Baum und zugehörige Ausbaumaßnahmen

Denn wenn nur singuläre Entwicklungsszenarien, d.h. ein Szenarien-Fächer erstellt werden, sind diese Entwicklungen entkoppelt. Innerhalb des Ausbauplanungsprozesses resultiert somit je ein Ausbauplan je Szenario (*Bild 1-I*), jedoch ohne Aussage darüber, welche Maßnahme schlussendlich durchzuführen ist. Die Optimierung mit einem Szenarien-Baum führt stattdessen zu gemeinsamen Ausbauentscheidungen bei gemeinsamen Entwicklungen und ist somit die robuste Lösung. Damit ergeben sich für gemeinsame Entwicklungsschritte der Last- und Einspeisung auch gemeinsame Ausbaumaßnahmen (*Bild 1-II*). Der Szenarien-Baum wird mit Hilfe eines Reduktionsalgorithmus [6] aus dem Szenarien-Fächer erzeugt. Dabei werden auch die Eintrittswahrscheinlichkeiten p der Szenarien des Fächers (z.B. gleichwahrscheinlich) in Eintrittswahrscheinlichkeiten \tilde{p} im Szenarien-Baum-Modell überführt.

2.2 Technische Randbedingungen

Die technischen Randbedingungen in den Verteilungsnetzen umfassen Bedingungen für Strom und Spannung im Normalbetrieb und im Fehlerfall. Diese stellen die Nebenbedingungen für das zu optimierende Planungsproblem dar.

2.2.1 Thermischer Grenzstrom

Der thermische Grenzstrom ist durch die Betriebsmittel definiert. Er ist der maximale Strom der durch Betriebsmittel fließen kann, ohne dass dieses dauerhaft aufgrund von Überhitzungen beschädigt werden [7]. Die Überprüfung erfolgt anhand einer Lastflussrechnung, dabei werden feste Grenzströme je Betriebsmitteltyp unterstellt.

2.2.2 Spannungsband

Die Norm DIN EN 51060 für elektrische Netze der öffentlichen Versorgung gibt vor, dass der 10-Minuten Mittelwert der Spannung bei Endkunden um maximal $\pm 10\%$ von der Nennspannung U_n abweichen darf [8] und gilt daher für die MS- und NS-Ebene. Ohne Spannungsregelung des Ortsnetztransformators ist das gesamte Spannungsband $\pm 10\%$ auf MS-Ebene, Umspannebene MS/NS und NS-Ebene aufzuteilen. Bei einem geregelten Ortsnetztransformator (rONT) sind MS- und NS-Ebene entkoppelt und somit ist das gesamte Spannungsband von $\pm 10\% U_n$ in beiden Netzebenen verfügbar. Für das Optimierungsverfahren bedeutet dies, dass anhand der Lastflussergebnisse für jeden MS-Netzknoten in dem zu planenden Netzbereich die Einhaltung des Spannungsbandes je nach Vorhandensein einer Spannungsregelung in den Ortsnetzstationen auf $\pm 10\% U_n$ bzw. der vom Netzbetreiber gewählten Bandbreite zu prüfen ist. Für die HS-Ebene werden hohe Betriebsspannungen zur Reduzierung der Verluste angestrebt. Grenzen für die Spannung sind durch die Spannungshaltung in den unterlagerten Verteilnetzen, mit Kunden vertraglich vereinbarten Spannungen wie auch Grenzwerte der Schaltfelder und Isolatoren gegeben. Typische Grenzen sind $\pm 6\% U_n$ für den Normalfall und zusätzliche Spannungsbandänderungen von $\pm 5\%$ im Fehlerfall.

2.2.3 Einspeise und Versorgungszuverlässigkeit

Die Betreiber elektrischer Netze sind durch §17 und §19 EnWG verpflichtet, alle Netzkunden mit elektrischer Energie diskriminierungsfrei zu versorgen und hierbei einen Mindeststandard einzuhalten [9]. Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt, inwiefern der Netzkunde durch einen Fehlerfall beeinträchtigt wird und kann anhand der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer in Minuten eines mittleren Kunden im Netzgebiet (Nichtverfügbarkeit) quantifiziert werden. Daraus folgt, dass, je weniger Last bei einem Ausfall nicht versorgt werden kann, eine umso längere Ausfalldauer akzeptiert werden kann. Dieser Zusammenhang wird häufig in Form einer Grenzlinie, der Zollenkopfkurve [10] quantifiziert.

Mittelspannungsnetze werden demzufolge in der Regel so ausgelegt, dass nach einer Störung die Wiederversorgung aller Netzkunden innerhalb weniger Minuten bis hin zu einer Stunde hergestellt werden kann. Demgegenüber wird für Hochspannungsnetze aufgrund der höheren Ausfalleistung gefordert, dass bei dem Einfachausfall einer Leitung oder eines Transformator ((n-1)-Fall) alle Kunden durch strukturelle Redundanz weiter, oder aber mittels fernbedienter Umschaltung in wenigen Minuten wieder versorgt werden können. Dies schließt Lasten in Einzelstichen im Allgemeinen aus. Aus der Begrenzung der Ausfalleistung

in einem (n-1)-Fall resultiert auch eine maximale mögliche Leistung für einen Schutzabschnitt und begrenzt die Anzahl aufeinanderfolgender Stationen im Doppelstich.

In der Netzplanung werden unterschiedliche Planungsmaßnahmen aufgrund von Rechenzeitgründen selten mittels einer vollständigen Zuverlässigkeitsanalyse bewertet. Stattdessen gilt die Einhaltung des (n-1)-Kriterium als gute Abschätzung eines akzeptablen Zuverlässigkeitsniveaus. Im (n-1)-Fall müssen die für den Fehlerfall geltenden Grenzen für Strombelastung und Spannungsband eingehalten sein sowie im HS-Netz die strukturellen Anforderungen bzgl. Einzelstich/Doppelstich-Strukturen erfüllt sein.

Für Erzeuger wird aktuell keine (n-1)-Sicherheit gefordert, d.h. eine Abregelung im Fehlerfall ist zulässig [11]. Falls die Erzeugungsanlagen kurativ, d.h. nur im tatsächlich eintretenden Fehlerfall abgeregelt werden sollen, muss zum Zeitpunkt der Planung sichergestellt sein, dass dann eine Abregelung vor Auslösen des Schutzes betrieblich möglich ist.

2.3 Planerische Freiheitsgrade

Der Netzausbau erfolgt nach dem NOVA-Prinzip, d.h. zunächst werden bestehende Freiheitsgrade zur **Netzoptimierung** gehoben, bevor **Netzverstärkungs-** bzw. **Netzausbaumaßnahmen** eingesetzt werden. Der jeweilige Vorrang ergibt sich aus den Kostenverhältnissen zur Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen, da im Rahmen der Anreizregulierung eine Minimierung der Netzkosten im Fokus steht.

2.3.1 Netzoptimierung

Für eine sich verändernde Netznutzung kann mittels geänderter Schaltzustände oder Anpassung von Netzgruppen-Zuschnitten eine optimierte Lastflusssituation erreicht werden. Beide Maßnahmen sind überwiegend dem Netzbetrieb als Freiheitsgrad vorbehalten und werden in der Netzplanung nicht berücksichtigt. Die aktuelle Diskussion zeigt, dass aber betriebliche Maßnahmen, die Flexibilität bereitstellen, in zunehmendem Grade auch bereits bei der Netzauslegung zu berücksichtigen sind. Für das Planungsoptimierungstool besteht somit die Anforderung eine Abregelung von Erzeugungsanlagen planerisch im Sinne eines x%-Ansatzes [3] als auch die Abregelung für den (n-1)-Fall berücksichtigen zu können.

Im HS-Netz ermöglicht der Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) die Ausnutzung einer witterungsbedingten Überlastfähigkeit bestehender Freileitungsseile, d.h. bei kälteren und windigeren Bedingungen als bei Normwetterlage sind auch über längeren Zeitraum Leistungen oberhalb der Bemessungsgrenze des installierten Leitungstyps möglich. Die Modellierung erfolgt über eine Erhöhung des Grenzstroms für diese Leitung. Die Netzplanung gibt vor, für welche Leitungen ein FLM als Freiheitsgrad gewählt werden kann.

2.3.2 Netzverstärkung

Werden Leiter aus temperaturbeständigen Aluminium (TAL) oder Hochtemperaturleiterseile (HTLS) eingesetzt, ist ein Betrieb bei höherer Temperatur (bis 150°C bzw. bis 210°C) und somit ein höherer Leistungstransport möglich. Dies wird ebenfalls durch eine veränderte Stromtragfähigkeit abgebildet. Ebenfalls können in bestehenden Trassen weitere Stromkreise eines Standardbetriebsmitteltyps bis zu einer vorgegeben maximalen Anzahl je Trasse ergänzt werden.

Ein Einsatz von Längsregler im MS-Netz bei Spannungsbandproblemen ist noch kein flächendeckend eingesetzter Planungsgrundsatz. Diese innovative Technologie kann über einen längsregulierten Transformator mit identischen Klemmenspannungen in dem Planungsverfahren modelliert werden. Bei der Planung von MS-Netzen endet der Betrachtungsbereich des Planungsverfahrens an der MS-Sammelschiene. Der Freiheitsgrad „rONT-Einsatz“ wird durch eine Prüfung auf $\pm 10\% U_n$ am jeweiligen MS-Netzknoten modelliert, da der Einsatz des rONT die Nutzung des gesamten Spannungsbandes ermöglicht.

2.3.3 Netzausbau

Die Wahl und Genehmigung neuer Trassenverläufen erfordert auf HS-Ebene ein aufwendiges Genehmigungsverfahren. Die Folge ist, dass eine integrierte und optimierte Identifizierung neuer Trassen im Planungsverfahren aufgrund der Vielzahl an Einflussparametern nicht möglich ist. Neue Trassen sowie ihr Typ (Kabel- oder Freileitungstrasse) werden direkt als Verlauf zwischen bestehenden Netzknoten vorgeben. Dann ist optimal zu wählen, ob und wann die Trasse realisiert wird. Aufgrund §43h EnWG [9] werden neue Trassen hauptsächlich als Kabeltrassen angelegt, ein Neubau von Freileitungen erfolgt in der Regel nur als Ersatzneubau in bereits realisierten Trassen.

2.4 Wirtschaftliche Bewertung von Ausbauplänen

Ein Ausbauplan gibt an, welche Planungsmaßnahmen in welchem Jahr umgesetzt werden. Zum Vergleich einzelner Ausbaupläne werden aufgrund der unterschiedlichen Realisierungszeitpunkte einzelner Maßnahmen die Kosten über den Zinssatz i auf ein einheitliches Bezugsjahr t_0 diskontiert, d.h. es erfolgt eine Bewertung mittels des Barwertes

$$K = \sum_{t=t_0}^T \frac{K_{ges}(t)}{(1+i)^t} \quad \text{mit Zinssatz und } K_{ges}(t) = K_I(t) + K_{Ub}(t) + K_B(t).$$

Investitionskosten K_I , und Umbaukosten K_{Ub} sind einmalige Kosten, Betriebskosten K_B fallen jährlich an und umfassen z.B. die Netzverlustkosten wie auch die Kosten eines Einspeisemanagement. Ob und in welcher Höhe Netzbetreiber Entschädigungszahlungen für die aufgrund einer Abregelung nicht eingespeiste Energie zahlen müssen, ist Gegenstand aktueller Diskussionen. Für das vorgestellte Optimierungsverfahren ergibt sich die Notwendigkeit zur flexiblen Parametrierung der Entschädigungszahlungen innerhalb der Kostenbewertung.

Bei Unsicherheit in Bezug auf die Entwicklung der Netznutzung und ihrer Modellierung mittels eines Szenarien-Baums, ergeben sich abhängig der Verzweigung des Szenarien-Baums unterschiedliche Ausbaupläne. Bei Bewertung unter Unsicherheit wird häufig ein risikoneutrales Entscheidungsverhalten zugrunde gelegt und der Erwartungswert des Barwertes der Gesamtkosten als Bewertungsmaß gewählt. Dazu werden die mit den Wahrscheinlichkeiten \tilde{p} gewichteten Barwerte jedes Szenarios addiert.

$$\mu(K) = \sum_{s=1}^S \tilde{p}_s * \sum_{t=t_0}^T \frac{K_{ges}(t,s)}{(1+i)^t} \quad \text{mit } s = 1, \dots, S \text{ (Szenarien)}$$

Zusätzlich kann, wie in [12] vorgeschlagen, die Verteilung der Kosten in Form von Risikomaßen wie dem Conditional Value at Risk (CVar) berücksichtigt werden, so dass sich die Bewertungsgröße \tilde{K} ergibt.

$$\tilde{K} = \mu(K) + \alpha * CVar(K) \quad \text{mit } \alpha \in [0,1] \text{ als Gewichtungsfaktor}$$

3 Optimierungsverfahren

3.1 Optimierungsproblem und Auswahl des Optimierungsalgorithmus

Der oben beschriebene Prozess der Ausbauplanung stellt ein nicht-lineares, mehrstufiges, stochastisches Auswahlproblem und kombinatorisches Problem dar. Die Mehrstufigkeit resultiert aus dem Zeitraumbezug, da nicht für ein einzelnes, sondern für jedes Jahr ein gültiges Netz bestimmt werden muss. Die Stochastik resultiert aus der unsicheren Netznutzung, d.h. pro Jahr liegen mehrere Entwicklungsszenarien vor, die in Kombination mit den Entwicklungen der nächsten Jahre einen Szenarien-Baum aufspannen. Der Optimierungsalgorithmus muss dann aus den beschriebenen Freiheitsgraden auswählen (Auswahl-Problem), welche hinsichtlich der Zielfunktion die besten Maßnahmen je Szenarien-Abschnitt darstellen. Die Nicht-Linearität resultiert aus den komplexen Lastflussgleichungen, die notwendig sind, um die technische Gültigkeit des Ergebnisses zu gewährleisten. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Barwertminimierung der Gesamtkosten des Netzausbaus bei gleichzeitiger Einhaltung aller technischen Randbedingungen.

In vorherigen Forschungsvorhaben haben sich für derart komplexe Optimierungsprobleme heuristische Ansätze als geeignet erwiesen. Der Genetische Algorithmus (GA) ist eine Heuristik die erfolgreich für Fragestellungen einer Grundsatzplanung eingesetzt wurde [13]. In diesem Beitrag wird vorgestellt, wie dieser Genetische Algorithmus um die zentralen Anforderungen der Ausbauplanung – Mehrstufigkeit und Stochastik – erweitert werden kann.

3.2 Genetischer Algorithmus

Grundidee des GA ist es, den mikroevolutionären Prozess einer sich langsam immer verbessernden Population von Individuen aufgrund des „Survival-of-the-Fittest“-Prinzip für die Optimierung zu nutzen [14]. Bild 2 zeigt den Grundablauf und Begrifflichkeiten des GA.

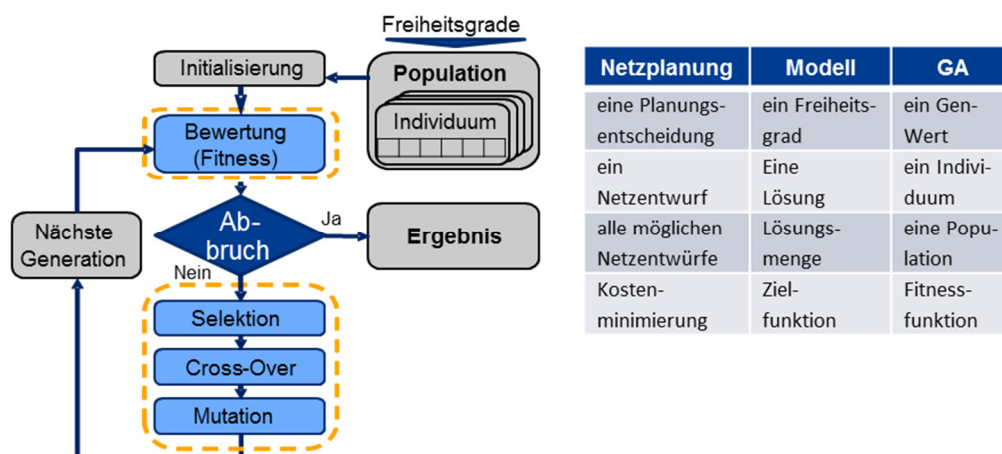


Bild 2 Allgemeiner Ablauf eines Genetischen Algorithmus und Begrifflichkeiten

Zunächst wird das vorliegende Optimierungsproblem in die GA-Struktur überführt, d.h. eine Population aus Individuen gebildet, welche jeweils eine mögliche Lösung des Problems darstellen. Der Gen-String, der für jedes Individuum charakteristisch ist, setzt sich aus einzelnen Genen zusammen, die jeweils einem Freiheitsgrad entsprechen und somit die Art der Realisation (ja/nein, welche Höhe, welcher Betriebsmitteltyp) widerspiegeln. Die Bewertung er-

folgt anhand der Fitnessfunktion und jedes Individuum hinsichtlich seiner Gesamtkosten bewertet. Der evolutionäre Prozess wird durch die Cross-Over und Mutations-Operatoren nachgebildet, wobei jeweils die in der Selektion ausgewählten Individuen (abhängig z.B. ihres Fitnesswertes) herangezogen werden. Iterativ wird somit die gesamte Population verbessert, bis ein Abbruchkriterium erreicht ist. Das am besten bewertete Individuum zum Ende der Iterationen stellt die im Sinne des GA optimale Lösung dar; hier besteht allerdings aufgrund der heuristischen Vorgehensweise kein Anspruch auf Optimalität. Dieser Ansatz wird häufig bei einstufigen Problemen, z.B. der Grundsatzplanung von Netzen, eingesetzt.

3.3 Mehrstufiger Genetischer Algorithmus

Für jedes Jahr wird zunächst separat ein GA nach Bild 2 aufgestellt. Eingangsgröße sind das aktuelle Ist-Netz, die Menge aller möglichen planerischen Freiheitsgrade sowie die Last- und Einspeisesituation für das Jahr. Damit liegen separate Optimierungsprobleme für jedes Jahr vor und stellen eine Grundsatzplanung unter Berücksichtigung des Ist-Netzes dar. Zur Optimierung des Netzausbaus muss allerdings die Kopplung zwischen den Ausbaustufen berücksichtigt werden, d.h. Planungsentscheidungen zu einem früheren Jahr können nicht losgelöst von der Entwicklung in späteren Jahren getroffen werden. Ebenfalls sind Ab- und Umbaukosten zu berücksichtigen.

Die separaten GA werden daher gekoppelt, indem zu Beginn jeder neuen Iteration ebenfalls Individuen aus nachfolgenden und vorausgehenden Jahren in die Population einbezogen werden (*Bild 3*). Diesem liegt die Idee zugrunde, dass es bei integrierter Betrachtung besser sein kann, eine Maßnahme bereits früher durchzuführen, um später bessere Fitnesswerte zu erreichen. Maßnahmen, die später zwingend notwendig sind, werden durch den Austausch auch bereits in früheren Jahren geprüft.

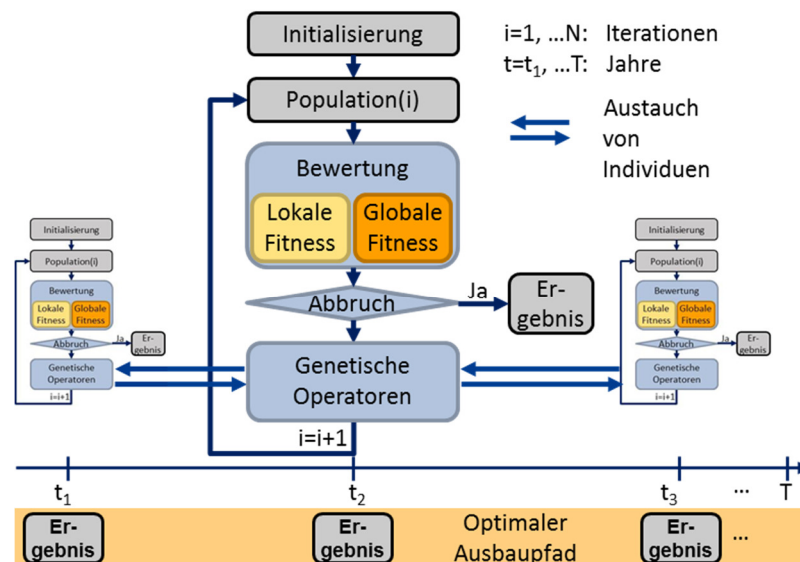


Bild 3 Ablauf des Optimierungsverfahrens bei mehreren Zeitstufen ohne Unsicherheit

Neben dem separat auf das einzelne Jahr bezogenen und somit *lokalen* Fitnesswert, trägt jeder Netzentwurf somit bei integrierter Betrachtung über alle Jahre noch zu einem *globalen* Fitnesswert bei. Dieser repräsentiert die eigentliche Zielsetzung der Ausbauplanung, nämlich die Minimierung der Gesamtkosten des Netzausbaus über den ganzen Betrachtungsbereich.

Jedes Individuum erhält einen *lokalen* und einen *globalen* Fitnesswert. Dadurch verbessern sich die Populationen der separaten GA im Laufe der Iterationen so, dass bei integrierter Betrachtung der bestmögliche Ausbauplan resultiert.

3.3.1 Lokale Fitnessfunktion

Die lokale Fitness entspricht den Gesamtkosten zur einmaligen Um- und Ausbau des Ist-Netzes in einen Netzentwurf, der für die Netznutzungssituation des zugehörigen Jahres alle technischen Randbedingungen erfüllt, ergänzt um die Betriebskosten dieses Netzentwurfs.

3.3.2 Globale Fitnessfunktion

Die Bestimmung der globalen Fitness ist deutlich komplexer, da dazu erst aus den Individuen jedes separaten GA eine integrierte Lösung (Ausbauplan) erstellt werden muss. Hierbei liegen vielzählige Kombinationsmöglichkeiten vor, die jeweils eine mögliche integrierte Lösung darstellt. Ist eine Kombination festgelegt, wird die globale Fitness als Barwert der Gesamtkosten des Ausbauplans bestimmt. Dazu wird ausgehend vom Ist-Netz bestimmt, welche Um- und Ausbaukosten jeweils zum nächsten Jahr anfallen zuzüglich der Betriebskosten des jeweiligen Jahres. Dies entspricht dem Vergleich der Gen-Werte der beiden Individuen der aufeinanderfolgenden Jahre und der Kostenbewertung dieses Unterschiedes. Ein Wechsel des Gen-Wertes von 0 in t_1 auf 1 in t_2 kann bspw. bedeuten, dass ein Leitungsneubau stattgefunden hat, so dass zugehörige Investitionskosten anzusetzen sind.

Die (gewichtete) Summe aus lokalem und globalem Fitnesswert wird jedem Individuum als finale Bewertungsgröße zugeteilt. Damit ist sichergestellt, dass über die Genetischen Operatoren sich die Population stets im Sinne des integrierten Planungsproblems verbessert.

3.4 Mehrstufiger Genetischen Algorithmus unter Unsicherheit

Der erläuterte Ansatz gilt in gleicher Form für mehrere Entwicklungsszenarien der Netznutzung, die in Form eines Szenarien-Baums modelliert werden. Für die integrierte Lösung bedeutet dies, dass sie ebenfalls einen Szenarien-Baum darstellt. Somit wird für jeden Szenarien-Abschnitt ein separater GA initialisiert und die Kopplung erfolgt jeweils mit dem GA aus dem vorgelagerten Abschnitt sowie den der nachgelagerten Abschnitte (Bild 4).

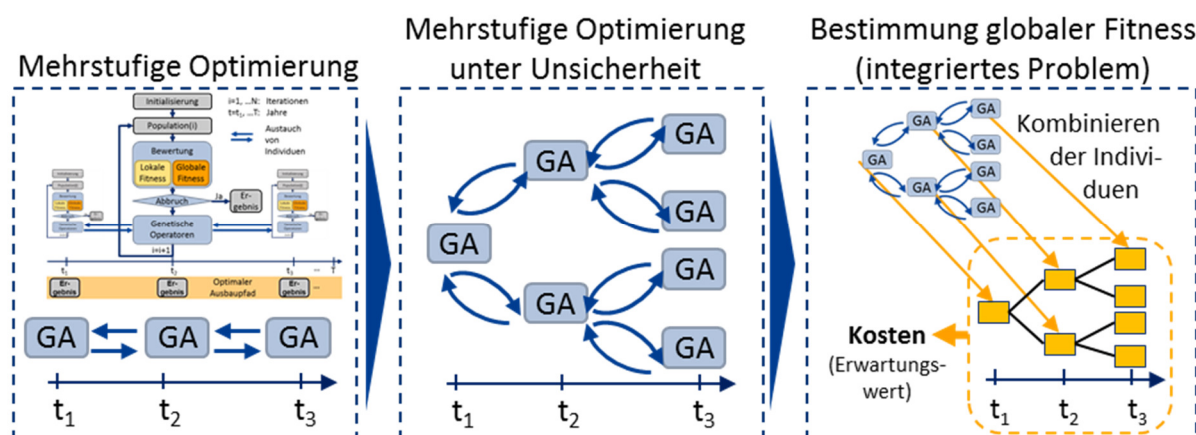


Bild 4 Ablauf des Optimierungsverfahrens bei mehreren Zeitstufen unter Unsicherheit

Die Bestimmung der lokalen Fitness ändert sich nicht, der globale Fitnesswert bezieht sich damit aber auf den gesamten Szenarien-Baum. Es werden also Individuen aus den separaten GA der einzelnen Szenarien-Abschnitte zu einer integrierten Lösung (ein Szenarien-Baum) kombiniert. Dann kann ausgehend von der Wurzel (Ist-Netz) wieder ein Kostenbetrag zum Um- oder Ausbau in das Netz des nachfolgenden Jahres innerhalb eines Szenarios bestimmt werden. Je Szenario resultiert ein Ausbauplan mit entsprechender Wahrscheinlichkeit. Für zwei Szenarien, die eine gemeinsame Entwicklung haben, liegen in diesem Bereich auch identische Ausbaupläne vor, d.h. eine eindeutige Planungsentscheidung kann abgeleitet werden kann. Aus den Gesamtkosten jedes Szenarios und der Eintrittswahrscheinlichkeit resultiert eine Verteilungsfunktion der Kosten des integrierten Planungsproblems. Der zugehörige Erwartungswert wird bei risikoneutralem Entscheidungsverhalten als globaler Fitnesswert gesetzt.

3.5 Realisierung des Verfahrens und Reduktion der Komplexität

Das beschriebene Optimierungsverfahren zur Ausbauplanung stellt eine Erweiterung bestehender Planungsverfahren dar. Die Komplexität lässt sich beherrschen, indem aufwändige Bewertungs- und Prüfroutinen parallelisiert durchgeführt werden. Es werden bestehende Ansätze zur Grundsatzplanung [13] und Lastflussoptimierung [15] eingebunden. Für das letzte Planungsjahr wird eine detaillierte Grundsatzplanung, die bereits mehrere unsichere Endszenarien berücksichtigt [16] durchgeführt. Daraus lässt sich eine Vorauswahl und Priorisierung der Freiheitsgrade ableiten. Diese Informationen können von den separaten GA in jedem Jahr und Szenarien-Abschnitt zur Beschleunigung des evolutionären Prozesses herangezogen werden. Gleichzeitig garantiert der Zufallsprozess innerhalb der Genetischen Operatoren, dass auch Maßnahmen gewählt werden, die nicht Teil des aus der Grundsatzplanung resultierenden Zielnetzes sind.

Ein übergeordneter Prozess steuert die Iterationsdurchläufe der separaten GA. Nach jeder Iteration wird die Population an den übergeordneten Prozess geliefert, der diese zu Lösungen des integrierten Problems kombiniert, die globale Fitness berechnet und den Austausch der Individuen zwischen den vor- und nachgelagerten Jahren steuert.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Dieser Beitrag stellt ein neues Optimierungsverfahren für die Ausbauplanung dar, welches robuste Handlungsempfehlungen für die jeweils nächsten umzusetzenden Planungsmaßnahmen identifiziert. Dabei wird die unsichere Entwicklung der Netznutzung wie auch neue Freiheitsgrade in der Netzplanung durch neue Technologien berücksichtigt.

Die Entwicklung ist Gegenstand eines laufenden Forschungsprojektes [4]. Weitere Fragen betreffen insbesondere den Prozess der Bestimmung der globalen Fitness. Denn die Kombination der Individuen aus den separaten GA zu Lösungen des integrierten Planungsproblems (Szenarien-Baum) stellt ebenfalls ein kombinatorisches Problem dar. Bei m unterschiedlichen Szenarien-Abschnitten (m separaten GA) und n Individuen je GA gibt es m^n unterschiedliche Möglichkeiten. Hier ist noch zu untersuchen, ob ebenfalls eine heuristische Optimierung notwendig ist, oder aber bereits eine feste Auswahl auf Basis der Um- und Ausbaukosten, die für den Wechsel zwischen zwei Netzen anfallen, ausreichend ist.

5 Literatur

- [1] Dena: „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, 2014.
- [2] E-Bridge, IAEW, OFFIS: „Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie) - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Bonn, 2014.
- [3] BMWi: „Weißbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende“, 2015.
- [4] FGH e.V., Ziegeldorf: „Jahresbericht 2014 – Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende“, S. 59-63, 2015.
online: www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Jahresbericht_2014.pdf
- [5] Übertragungsnetzbetreiber Deutschland: „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 2014.
- [6] Grüwe-Kuska, Heitsch, Römisch: „Scenario Reduction and Scenario Tree construction for Power Management Problems“, IEEE Power Tech Proceedings, Bologna, 2003.
- [7] Heuck, Dettmann Schulz: „Elektrische Energieversorgung“, 8. Auflage, Vieweg + Teubner Verlag, Hamburg, 2010.
- [8] Deutsches Institut für Normung: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; EN 50160:2011-02,“ 2011
- [9] Bundesministerium der Justiz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG),“ Berlin, 2015.
- [10] Zollenkopf: „Diskussionsbeitrag zur CIGRE-Tagung 1968, Gruppe 32“, CIGRE Bericht 32-00, 1968.
- [11] VDE: „VDE-AR-N 4120:2015-01:Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)“, 2015.
- [12] Paulun: „Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 115, Aachen 2007.
- [13] Maurer: „Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze“, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 101, Aachen 2004.
- [14] Man, Tang, Kwong: „Genetic Algorithms: Concepts and Applications“, IEEE Transactions on industrial Electronics, Band 43, Nr.5, 1996.
- [15] Eickmann: „Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb“, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 164, Aachen, 2015.
- [16] Verheggen: „Spannungsebenenübergreifende Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung von intelligenten Betriebskonzepten und Unsicherheiten“, in FGE-Jahresbericht 2014, S.104-108, Aachen, 2014.