Methoden

Franz Linke*, Eric Glende, Dirk Westermann und Martin Wolter

Multikriterielle Optimierung für Wirkleistungseinsatzkonzepte von vermaschten AC-HGÜ-Systemen

Multi objective active power flow optimization of meshed AC-HVDC-systems

<https://doi.org/10.1515/auto-2019-0074>

Empfangen 1. Juli 2019; angenommen 18. September 2019

Zusammenfassung: Die Implementierung von VSC-basierten eingebetteten HGÜ-Systemen unterstützt das bestehende AC-System durch Wirkleistungsübertragung und Blindleistungsbereitstellung. Aus Sicht der ÜNB ermöglichen die eingebetteten HGÜ-Systeme eine Unterstützung des bestehenden Wechselstromübertragungssystems hinsichtlich der Betriebssicherheit. Diese Koordination wird durch Optimal Power Flow Berechnungen realisiert. In dieser Arbeit wird ein multikriterielles Konzept für eine optimale Planung der HGÜ-Wirkleistungsarbeitspunkte im Hinblick auf die Systemsicherheit erarbeitet. Bestehende Optimierer für OPF-Probleme umfassen deterministische und metaheuristische Ansätze. Darüber hinaus werden mehrere Optimierer beider Klassen in einem Testsystem bewertet, um ihre allgemeine Eignung für das daraus resultierende Optimierungsproblem zu beurteilen.

Schlagwörter: P-SCOPF, Systemsicherheit, Betriebsführung, Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Abstract: The implementation of embedded VSC-HVDC-systems provides additional transfer capacities and reactive power compensation to the existing AC-system. They can increase the system security of the transmission grid, which is guaranteed by optimal power flow calculations. This article shows different concepts to calculate optimal setpoints for HVDC-systems. Multi-objective optimization problems are solved by different solvers, both deterministic and metaheuristic ones. Furthermore, the solvers are

compared and evaluated on a test system and finally check their aptitude.

Keywords: P-SCOPF, system security, system operation, high voltage direct current (HVDC) transmission

1 Einleitung

Die Zunahme der erneuerbaren Energiequellen stellt das zukünftige elektrische Übertragungssystem vor Herausforderungen. Die Übertragungsnetzebene betreffend, verändern sich die Anforderungen von einer zentral orientierten Erzeugung hin zu einer dezentralen Erzeugung, welche eine erhebliche Entfernung zu den Lastzentren hat. Damit einhergehend müssen große Mengen Energie über längere Strecken transportiert werden. Um diese Transportaufgabe in Deutschland zu realisieren, ist im Netzentwicklungsplan [1] sowie im zehnjährigen Netzentwicklungsplans der ENTSOE [2] ein Netzausbau vorgesehen. Neben der Verstärkung des bestehenden Wechselstromübertragungssystems ist auch die Implementierung von Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ)-Systemen geplant. Ziel ist es, den sicheren Systembetrieb zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten [3].

Aus Sicht der ÜNB bieten die eingebetteten HGÜ-Systeme neue Freiheitsgrade im Systembetrieb. Eine entsprechende Koordination der einzelnen HGÜ-Wirkleistungssollwerte ermöglicht eine Unterstützung des bestehenden Wechselstromübertragungssystems in Bezug auf die Versorgungs- und Betriebssicherheit. Diese Koordination wird durch den Einsatz von Optimal Power Flow (OPF)-Algorithmen realisiert, die sowohl das AC-System als auch die HGÜ-Systeme umfassen.

Eine geeignete Modellierung von AC-HGÜ-Systemen für eine Optimierung wurde unter anderem in [4, 5] vorgestellt. Im weiteren Verlauf wurde die OPF-Anwendung auf Verlustminimierung [6, 7], Sicherheitsaspekte [8, 9] oder

*Korrespondenzautor: Franz Linke, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, Germany, E-Mail: franz.linke@tu-ilmenau.de

Eric Glende, Martin Wolter, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, Germany, E-Mails: eric.glende@ovgu.de, martin.wolter@ovgu.de

Dirk Westermann, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, Germany, E-Mail: power.systems@tu-ilmenau.de

multikriterielle Zielfunktionen [10] erweitert. Im Allgemeinen kann die Lösung von OPF-Problemen mit deterministischen oder metaheuristischen Algorithmen gelöst werden. Die genannten Algorithmen unterscheiden sich teilweise in Bezug auf Leistung, Problemformulierung und Robustheit. Allerdings werden im Bereich AC-HGÜ-OPF bereits alle Arten von Optimierungsalgorithmen eingesetzt (z. B. [4, 7, 11]).

Die Auswahl des idealen Optimierers gilt als fallsensitiv. Somit entscheiden die einzelnen Optimierungsprobleme und ihr Anwendungsbereich über den zulässigen Kompromiss zwischen Geschwindigkeit, Genauigkeit und Robustheit. Bestehende Publikationen konzentrieren sich auf eine Auswertung der Optimierungsverfahren bezüglich rein AC-bezogener OPF-Anwendungen. Ein allgemeiner Vergleich zur Optimierung von eingebetteten HGÜ-Systemen innerhalb von vermaschten AC-Systemen existiert noch nicht. So beschränkt sich [12] beispielsweise auf einen Vergleich von metaheuristischen Optimierern für vermaschte HGÜ-Systeme. Folglich beinhaltet dieser Artikel eine Bewertung möglicher OPF-Optimierungsverfahren.

Um die Übertragbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, ist das Ziel der Optimierung darauf ausgerichtet, zukünftige Anforderungen aus einer ÜNB-Perspektive zu erfüllen, die in früheren Publikationen nicht explizit behandelt wurde. Die resultierende, multikriterielle Optimierung kann Aspekte der präventiven (n-1)-Sicherheit oder der Systemstabilität beinhalten. Dedizierte Zielfunktionen werden daher eingeführt und beschrieben. Insbesondere das Ziel der präventiven (n-1)-Sicherheit wird bei der Betriebsplanung aufgrund seiner reduzierenden Wirkung auf den generatorischen Redispatch als sehr relevant angesehen.

Das daraus resultierende Optimierungsproblem wird durch einen mehrdimensionalen nichtlinearen Suchraum definiert. Dieser Artikel wendet bestehende Optimierungsverfahren (deterministisch und metaheuristisch) an. Die Bewertung ermöglicht eine Aussage über die Eignung der einzelnen Optimierungsverfahren. Alle numerischen Beispielrechnungen werden für ein AC-Verbundsystem in Mitteleuropa durchgeführt, welchem sechs geplante HGÜ-Systeme überlagert sind.

Die Gesamtproblematik von AC-HGÜ-Systemen sowie die einzelnen Zielfunktionen werden in Kapitel 2 beschrieben. Kapitel 3 stellt die deterministischen und metaheuristischen Optimierungsverfahren vor, die anschließend verglichen werden. Ein besonderer Fokus liegt auf den Aspekten der Handhabung von Nebenbedingungen und der multikriteriellen Optimierung. Kapitel 4 umfasst die Präsentation des angewandten Testsystems und der numerischen

Beispielrechnungen. Der Artikel wird durch Kapitel 5 mit einer kurzen Zusammenfassung und zukünftigen Schritten abgeschlossen.

2 Problemformulierung

Dieser Artikel fokussiert sich auf die präventive Optimierung der Wirkleistungsarbeitspunkte der HGÜ-Umrichter unter Einbezug von AC-Leitungsausfällen in den Optimierungsprozess. Somit entspricht das Optimierungsproblem einem präventiv optimierten Leistungsfluss (P-SCOPF) [13]. Die allgemeine Problemformulierung kann wie folgt dargestellt werden:

$$\min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (1)$$

unter Berücksichtigung der Gleichheits- g_k und Ungleichheitsbedingungen h_k :

$$g_k(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad (2)$$

$$h_k(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0 \quad (3)$$

$$k \in [0, NC]. \quad (4)$$

Die Variable k gibt das Szenario wieder, d. h. z. B. Leitungsausfälle, wobei mit $k = 0$ der Grundzustand des Systems ohne Ausfälle beschrieben wird.

2.1 Nebenbedingungen

Der Umrichter ist AC-seitig als Stromquelle mit der AC-seitigen Wirkleistung $P_{AC,HVDC,c}$, Blindleistung $Q_{AC,HVDC,c}$ und DC-seitiger Leistung $P_{DC,HVDC,c}$ nachgebildet. Die Anzahl der AC-Knoten, DC-Knoten, Leitungen, Generator- und HGÜ-Konverterstationen sowie Verbraucher werden mit N_i , N_j , N_b , N_g , N_c und N_d bezeichnet. Die allgemeine Formulierung des OPF-Problems geht dabei auf [4, 5] zurück. Die verschiedenen Modellierungsgleichungen für den optimalen Leistungsfluss sind wie folgt formuliert:

$$P_i(U_i, \theta_i) + P_{Gen,g} + P_{AC,HVDC,c} + P_{load,d} = 0 \quad (5)$$

$$Q_i(U_i, \theta_i) + Q_{Gen,g} + Q_{HVDC,c} + Q_{load,d} = 0 \quad (6)$$

$$P_j(U_{DC,j}) + P_{DC,HVDC,c} = 0. \quad (7)$$

Die Gleichungen (5)–(7) beschreiben das Leistungsgleichgewicht. Die Betriebsmittelgrenzen der Generatoren sowie Umrichter bezüglich Leistung, Strom und Spannung

werden in den folgenden Gleichungen (8) definiert:

$$\left. \begin{aligned} U_{i,\min} &\leq U_i \leq U_{i,\max} \\ I_{i,\min} &\leq I_i \leq I_{i,\max}, I_{c,\min} \leq I_c \leq I_{c,\max} \\ P_{\text{HVDC } c,\min} &\leq P_{\text{HVDC } c} \leq P_{\text{HVDC } c,\max} \\ Q_{\text{HVDC } c,\min} &\leq Q_{\text{HVDC } c} \leq Q_{\text{HVDC } c,\max} \\ P_{\text{Gen } g,\min} &\leq P_{\text{Gen } g} \leq P_{\text{Gen } g,\max} \\ Q_{\text{Gen } g,\min} &\leq Q_{\text{Gen } g} \leq Q_{\text{Gen } g,\max} \\ S_{\text{Gen } g,\min} &\leq S_{\text{Gen } g} \leq S_{\text{Gen } g,\max} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

2.2 Umrichtermodellierung

Das Umrichtermodell wird durch die Leistungsbilanz-Gleichung (9) zwischen dem AC- und dem DC-Teil ausgedrückt. Gleichung (10) ist eine allgemeine Formulierung der Umrichterverluste in Form von Verlustkoeffizienten α , β und γ [14, 15].

$$P_{\text{AC,HVDC},c} + P_{\text{DC,HVDC},c} + P_{\text{loss,HVDC},c} = 0 \quad (9)$$

$$\alpha + \beta I_{\text{HVDC},c} + \gamma (I_{\text{HVDC},c})^2 = P_{\text{loss,HVDC},c} \quad (10)$$

2.3 Zielfunktionen

Die Optimierung des eingebetteten HGÜ-Systems erfolgt über die Wirkleistungssollwertanpassung der einzelnen Umrichter. Die Optimierungsvariable ergibt sich nach Gleichung (11):

$$\mathbf{x} = \mathbf{p}_{\text{HVDC}} \quad (11)$$

In dieser Arbeit sollen mehrere Zielfunktionen minimiert werden, so dass die einzelnen Zielfunktionen F_i zu einer multikriteriellen Zielfunktion f nach Gleichung (12) kombiniert werden.

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_{i=1}^N a_i \cdot F_i(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (12)$$

Die einzelnen Zielfunktionen werden im Folgenden ausführlich beschrieben. Sie behandeln sowohl sicherheits- als auch ÜNB-bezogene Aspekte. Eine Kombination verschiedener Zielfunktionen erfordert zur Sicherstellung einer vergleichbaren Größenordnung deren Gewichtung über Gewichtungsfaktoren a_i . Die Summe der Gewichtungsfaktoren sollte Eins ergeben.

2.3.1 Präventiver (n-1)-Sicherheitsindex

Um die Auswirkungen aller möglichen AC-Leitungsausfälle, die das (n-1)-Sicherheits-Kriterium verletzen, zu berücksichtigen, wird in diesem Artikel der I-Index (I_{Idx} ,

nach Gleichung (13)) eingeführt. Im Allgemeinen handelt es sich um eine numerische Bewertung der thermischen Belastung des AC-Systems. Das Optimum ist Null, sodass jeder Wert größer als Null eine Leitungsüberlastung während eines AC-Leitungsausfalls anzeigt. Um die Leitungsüberlastung zu berechnen, sind drei Schritte erforderlich. Im ersten Schritt wird eine Ausfallvariantenrechnung durchgeführt, d. h. eine Leistungsflussrechnung für jeden möglichen AC-Leitungsausfall. Anschließend wird geprüft, ob Verletzungen der thermischen Stromgrenzen der Leitungen vorliegen. Schließlich wird die Leitungsüberlastung pro Leitung (l) für jeden Leitungsausfall (k) ausgewählt und normiert. Alle normalisierten Leitungsengpässe werden quadriert (um die Auswirkungen größerer Verstöße zu erhöhen) und zusammengefasst, um den endgültigen I-Index zu berechnen. NC ist dabei die Anzahl der möglichen Komponentenausfälle.

$$I_{\text{Idx}} = \sum_k^{\text{NC}} \sum_l \left(\frac{I_{k,l}}{I_{\text{th max } l}} - 1 \right)^2 \quad \forall I_{k,l} \in \{I_{k,l} : I_{k,l} > I_{\text{th max } l}\} \quad (13)$$

2.3.2 Arbeitspunktabweichung

Die zukünftige Realisierung von eingebetteten HGÜ-Systemen wird zur Erstellung von HGÜ-Fahrplänen im Rahmen der operativen Planungsprozesse (DACF, IDCF) der ÜNB führen. Diese Fahrpläne könnten unter anderem auch durch wirtschaftliche Gesichtspunkte beeinflusst werden, sodass zum Beispiel freie Übertragungskapazitäten dem Handel am Energiemarkt zur Verfügung gestellt werden. Muss der ÜNB den Fahrplan, z. B. aufgrund von Netz-sicherheitsrelevanten Aspekten anpassen, könnte dies mit Kosten verbunden sein, sodass der Anreiz besteht, die Arbeitspunktabweichung möglichst gering zu halten. Sicherheitsrelevante Ziele dieser Arbeit werden sich später auf den vorbestimmten Fahrplan auswirken. Um die Abweichung zwischen den beschriebenen ökonomischen Fahrplänen ($p_{\text{HVDC},\text{Fahrplan}}$) und dem resultierenden OPF-Wirkleistungssollwert (p_{HVDC}) jedes Konverters (j) zu minimieren, wird in Gleichung (14) die folgende Zielfunktion eingeführt:

$$\text{dev}S_{\text{Idx}} = \sum_j \left(\frac{p_{\text{HVDC},\text{Fahrplan},j} - p_{\text{HVDC},j}}{p_{\text{HVDC},\text{max},j}} \right)^2 \quad (14)$$

2.3.3 Loop Flow Prävention

Europäische ÜNB haben auf der ENTSO-E Ebene und innerhalb der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) im Jahr 2015 unterschiedliche Lastflusstypen

definiert, welche im Dokument [16] beschrieben sind. In diesen Untersuchungen sind daraus lediglich die physikalischen Flüsse und davon die Loop Flows von Interesse. Loop Flows sind partielle Lastflüsse, bei denen der Erzeuger und die Last in einer Zone und eine Leitung in einer zweiten Zone liegen. Eine Zone ist dabei eine Gebotszone im europäischen Verbundnetz. Partielle Lastflüsse können in die entgegengesetzte Richtung wie der Lastfluss fließen und sind somit entlastende Flüsse oder auch in dieselbe Richtung fließen und sind dann belastende Flüsse. Belastende Loop Flows stehen dabei im besonderen Fokus, weil diese bestraft werden und Kosten verursachen. Es ist daher seitens der ÜNB von großem Interesse, diese belastenden Loop Flows zu reduzieren.

Die Identifizierung von Loop Flows zwischen verschiedenen ÜNB erfolgt mit dem Power Flow Decomposition (PFD)-Verfahren, wie in [17] und [18] beschrieben. Diese Methode berechnet partielle Lastflüsse ohne Vereinfachungen des Netzes, wie es bei vergleichbaren Methoden der Fall ist und eine Aufsummierung der partiellen Lastflüsse ergibt exakt den Lastfluss als Ergebnis des Newton-Raphson Algorithmus. Mit diesem Ansatz ist es möglich, Loop Flows mit belastenden und entlastenden Effekten zu identifizieren. Die Besonderheit der PFD-Methode ist, dass die Knotenströme in Last- und Generatorströme unterteilt werden und somit der Lastflussfluss zwischen jedem Generator-Last-Paar berechnet werden kann. Mit der Definition des Loop Flows können diese dann aus den partiellen Flüssen berechnet werden. Für die Validierung sind nur die belastenden Loop Flows von Interesse, um einen tauglichen Index für die Zielfunktion zu berechnen. Alle Loop Flows werden für jede einzelne Leitung (l) detailliert aufgeschlüsselt, auf die maximale Stromtragfähigkeit der Leitung normiert und anschließend zum Zielfunktionsindex $Loop_{idx}$ zusammengefasst (vgl. Gleichung (15)). Treten keine Loop Flows im Netz auf, ist der Loop Flow Index gleich Null.

$$Loop_{idx} = \sum_l \frac{I_{Loop,l}}{I_{th\ max,l}}. \quad (15)$$

3 OPF-Optimierungsverfahren

Die Lösung für das zuvor beschriebene multikriterielle OPF-Problem kann durch verschiedene Optimierungsverfahren gelöst werden. Die Optimierungsverfahren lassen sich in deterministische und metaheuristische Ansätze unterteilen. Eine Beschreibung der einzelnen Verfahren wird anschließend durchgeführt. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Fähigkeit, mit nichtlinearen Optimie-

rungsproblemen in einem beschränkten und multidimensionalen Suchraum umzugehen.

3.1 Deterministischer Ansatz – Interior-Point

Deterministische Optimierungsansätze sind numerische Optimierungsalgorithmen, die eine Lösung auf Basis verschiedener Methoden der Algebra finden, welche z. B. Gradienten basiert sind. Das Ziel der deterministischen Ansätze ist es, das globale Optimum des formulierten Problems zu finden. Die Verwendung von Gradienten-basierten Verfahren führt i. d. R. zu einer schnellen Konvergenz der Optimierung. In Abhängigkeit des anfänglich gewählten Startwertes kann es vorkommen, dass der Algorithmus im lokalen Optimum konvergiert und somit das globale Optimum nicht ermittelt. Die genaue mathematische Problemformulierung sowie die Behandlung der Nebenbedingungen hängen stark vom verwendeten Optimierer ab und werden im Folgenden für die Interior-Point-Methode erläutert.

Die Innere-Punkt-Methode (IPM) ist ein Algorithmus zum Lösen von linearen und nichtlinearen Optimierungsproblemen und besteht nach [15] aus vier Hauptschritten: Zuerst erfolgt eine Transformation der Ungleichheitsbedingungen in eine Gleichheitsbedingung und Slack-Variablen werden als Ungleichheitsbedingung bewertet. Dann wird die positive Bedingung an die Zielfunktion als logarithmische Barriere angehängt. Der dritte Schritt umfasst die Umwandlung des an Nebenbedingungen geknüpfte Optimierungsproblems in ein uneingeschränktes Optimierungsproblem. Im letzten Schritt wird das Optimierungsproblem nach der Karush Kuhn Tucker Methode [19] gelöst. IPM kombiniert drei grundlegende Konzepte: logarithmische Barrierefunktionen zur Bewältigung von Ungleichheitsbegrenzungen [20], Lagrange-Theorie der Optimierung für die Behandlung der Gleichheitsbedingungen [15] und die Newton-Methode. Innerhalb einer Iterationsschleife werden nacheinander die Lösung des Gleichungssystems mit einem linearen Lösungsalgorithmus berechnet, die Variablen in die richtige Richtung aktualisiert und es werden die Konvergenzkriterien geprüft. Das Hauptmerkmal von IPM ist die schnelle Konvergenz, der angemessene Umgang mit Ungleichheitsbeschränkungen und der Vorteil, dass ein Anfangswert nicht zwingend zu einer Lösung führen muss. IPM wird erfolgreich für OPF Probleme vermaschter AC-DC-Systeme angewendet [4, 5].

3.2 Metaheuristische Verfahren

Die Klasse der metaheuristischen Verfahren ist inspiriert von in der Natur beobachteten Prozessen. Dieser stochastische Ansatz ermöglicht theoretisch eine Optimierung von hochdimensionalen oder gar Black-Box-Problemen. Zwei Varianten werden folgend vorgestellt. Die ursprüngliche Definition der vorgestellten metaheuristischen Optimierungsverfahren wurde für einen uneingeschränkten Suchraum entwickelt. Eine Erweiterung um Ungleichheitsbedingungen ermöglicht eine Optimierung von beschränkten Suchraum-Problemen (siehe [21]). In dieser Arbeit wird jede Un-/Gleichheitsbedingung (h_{kk}/g_{ll}) in einer Straffunktion bewertet. Dieser Ansatz der statischen Strafe wird durch Gleichung (16) beschrieben.

$$\text{fitness} = \underbrace{\sum_{jj} a_{jj} F_{jj}(\mathbf{x}, \mathbf{u})}_{\text{Zielfunktion}} + \underbrace{\sum_{kk} b_{kk} g_{kk}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \sum_{ll} c_{ll} g_{ll}(\mathbf{x}, \mathbf{u})}_{\text{Straffunktion}}. \quad (16)$$

Für jeden metaheuristischen Algorithmus beeinflussen mehrere Kontrollparameter den evolutionären Prozess und damit ihr Parametertuning direkt ihr Konvergenzverhalten. In dieser Arbeit wird jeweils eine an das Optimierungsproblem angepasste Parametrierung angewendet, die den Fokus auf eine möglichst schnelle Konvergenz legt, sodass eine Implementierung der Optimierung in den Betriebsplanungsprozess des ÜNB ermöglicht wird.

3.2.1 Differential Evolution

Der Differential Evolution (DE)-Algorithmus wurde erstmals von Storm und Price eingeführt [22]. DE basiert auf der darwinistischen Theorie des Überlebens der stärksten Individuen. Die Population durchläuft die drei Stufen der Evolution (Mutation, Kreuzung und Selektion). Der evolutionäre Prozess ist durch drei Steuerungsparameter gekennzeichnet. DE wird von Cao et al. [11] im Bereich der eingebetteten HGÜ-Systeme eingesetzt.

3.2.2 Partikelschwarmoptimierung

Die Partikelschwarmoptimierung (PSO) imitiert die Schwarmintelligenz und wurde erstmals von Kennedy und Eberhart [23] vorgeschlagen. Die einzelnen Partikel bilden einen Schwarm und bewegen sich im Suchraum des multidimensionalen Optimierungsproblems. PSO-Algorithmen eignen sich für OPF-Probleme, wie z. B. in [24, 25] gezeigt.

4 Numerische Beispielrechnung

4.1 Testsystem

Um die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf eine zukünftige Anwendung zu gewährleisten, basiert die Bewertung auf einem detaillierten Testsystem, das Deutschland und die Nachbarländer mit unterschiedlichen Lastgenerierungsszenarien repräsentiert. Diese Szenarien basieren auf 96 Zeitschritten pro Tag, die die aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungssystem mit Blick auf das Jahr 2035 widerspiegeln. Das Testsystem besteht aus 39 AC-Knoten in Deutschland und 30 AC-Knoten im benachbarten Ausland. Sie sind durch 131 AC-Leitungen verbunden. Deutschland ist mit den Nachbarländern über elf Kuppelleitungen vermascht. Das Testsystem beinhaltet im Netzentwicklungsplan [1] projektierte HGÜ-Systeme, die in Abbildung 1 orange markiert sind.

Die HGÜ-Verbindungen bestehen aus folgenden Systemkonfigurationen, deren Systemeigenschaften in der Tab. 1 aufgelisteten sind:

1. eine Multi-Terminal HGÜ (DC1+DC2)
2. drei Punkt-zu-Punkt HGÜ (DC3, DC4, DC5)
3. zwei Kurzkupplungen (DC6, DC7).

Für alle HGÜ-Systeme wird ein wirtschaftlicher Fahrplan erstellt, der die bestehende (Day ahead) operative Planung der ÜNB berücksichtigt. Dieser wirtschaftliche Fahr-

Tab. 1: HGÜ Systemeigenschaften.

Name	Nennwirkleistung in GW	Nennscheinleistung in GVA	Betriebsspannung in kV	Länge in km
DC 1	2	2,5	380	320
DC 2	2	2,5	380	340
DC 3	2	2,5	500	770
DC 4	2	2,5	500	620
DC 5	2	2,5	500	580
DC 6	0,6	0,75	400	170
DC 7	1	1,25	380	80

Abb. 1: AC-HGÜ-Testsystem mit kritischen Leitungsausfällen.

plan wird in einer Vorberechnung mittels der Nachbildung der DC-Leitung als Wechselstromleitungen mit Standardparametern ($R' = 20 \text{ m}\Omega/\text{km}$, $X' = 200 \text{ m}\Omega/\text{km}$, $C' = 9 \text{ nF/km}$) erstellt. Die Länge der geplanten HGÜ-Leitungen entspricht den jeweiligen Projekten aus dem Netzentwicklungsplan [1]. Nach einer Leistungsflussberechnung führt die Leistung, die durch die emulierten Wechselstromleitungen fließt, zum wirtschaftlichen Fahrplan für die HGÜ-Verbindungen.

4.2 Testszenario

Für die Bewertung der verschiedenen Optimierungsmethoden wird ein Szenario mit 96 Zeitschritten á 15 min mit einem typisch deutschen Last- und Erzeugungsprofil verwendet, welches eine hohe Windenergieerzeugung im Norden und eine hohe Nachfrage im Süden und Westen aufweist. Es handelt sich dabei um den 25.12.2016. An diesem Tag herrschte ein besonders hohes Windaufkommen bei gleichzeitig geringer Sonneneinstrahlung. In Summe wurden in Deutschland zu dieser Zeit etwa 4,6 TWh elektrische Energie erzeugt (der Leistungsspitzenwert liegt bei 54 GW) und etwa 3,9 TWh verbraucht (Leis-

tungsspitzenwert liegt bei 48 GW). Die Differenz wurde in die Nachbarstaaten exportiert. Dies führt zu einem Nord-Süd-Leistungsfluss, der die Übertragungskapazität der Leitungen nahe an ihre thermischen Grenzen bringt. Somit treten mehrere kritische Leitungsausfälle (in Abb.1 rot markiert) auf, die zur Verletzung des (n-1)-Sicherheitskriteriums in bestimmten Zeitschritten führen. In diesen Zeitschritten besteht somit ein Potenzial, das System mit Hilfe von HGÜ-Arbeitspunktanpassungen zu optimieren. Nicht alle Zeitschritte sind dabei mittels der HGÜ-Arbeitspunktanpassung (n-1)-sicher lösbar. Für die Optimierer stehen somit drei verschiedene Arten im Szenario zur Verfügung:

- (n-1)-sicher mit AP des Fahrplans
- (n-1)-sicher lösbar mit HGÜ-AP-Anpassung
- nicht-(n-1)-sicher lösbar mit HGÜ-AP-Anpassung.

Um die einzelnen Optimierer auf ihre Fähigkeit zur Optimierung der Wirkleistungssollwerte für eingebettete HGÜ-Systeme unter Berücksichtigung mehrerer nichtlinearer Zielfunktionen zu bewerten, wird ein OPF-Konzept unter Anwendung des (n-1)-Sicherheitsindex I_{Idx} , der Arbeitspunktabweichung $\text{dec}S_{\text{Idx}}$ sowie die Loop Flow Prävention Loop_{Idx} zur Wirkleistungseinsatzplanung der HGÜ ver-

wendet. Die Gewichtungsfaktoren w für die Zielfunktionen sind:

- $w_{\text{Idx}} = 79\%$
- $w_{\text{devS}} = 1\%$
- $w_{\text{Loop}} = 20\%$.

Durch den hohen Gewichtungsfaktor $w_{\text{Idx}}=79\%$ des (n-1)-Sicherheitsindex I_{Idx} wird die Berücksichtigung des Systemsicherheitsaspekts innerhalb des Optimierungsproblems priorisiert. Die zusätzliche Berücksichtigung der Sollwertabweichung decS_{Idx} unterstützt die OPF-Konvergenz. Des Weiteren kann dieser Zielfunktionswert in aufbauenden Untersuchungen zur Minimierung von Einsatzkosten der HGÜ angewendet werden. Die Zielfunktion Loop_{Idx} zur Vermeidung von Loop Flows innerhalb des Verbundnetzes findet unter der Idee der Vermeidung von Leitungsauslastungen benachbarter ÜNB Anwendung, sodass der Energietransport möglichst nur über das deutsche Energiesystem realisiert wird. Auf die Fragestellung der optimalen Gewichtung der Zielfunktionen wird in dieser Arbeit nicht explizit eingegangen. Die Formulierung der einzelnen Zielfunktionen erfolgt unter dem Ziel der Normierung auf den Wertebereich zwischen maximal Eins und minimal Null. Dies ist allerdings nicht für jede Zielfunktion über den Lösungsraum möglich. Dementsprechend besitzen die Gewichtungsfaktoren einen skalierenden Charakter und wirken nicht linear unter den einzelnen Zielfunktionen. Dadurch können sie nicht fest für jedes Optimierungsproblem beibehalten werden.

4.3 Ergebnisse

Um die Optimierungsergebnisse der verschiedenen Verfahren vergleichen zu können, werden über alle 96 Zeitschritte die einzelnen Zielfunktionen sowie die Optimierungseigenschaften anhand von Bewertungsfaktoren gemittelt und zusammengefasst dargestellt. Die Bewertungsfaktoren sind Anzahl (n-1)-sichere Lösungen ($N_{(n-1)\text{-sicher}}$), durchschnittliche Anzahl an (n-1)-Berechnungen je Zeitscheibe ($N_{(n-1)}$) und die durchschnittliche Anzahl an Iterationen je Zeitscheibe (N_{it}). Die durchschnittlichen Bewertungsfaktoren ergeben sich aus der Summation der Bewertungsfaktoren bzw. Zielfunktionswerte je Zeitschritt gemittelt über die Anzahl an Zeitschritten (96). Durch diese Mittelung lässt sich eine Gesamtaussage der Lösungsgüte der Optimierer erzielen. Die Ergebnisse sind in Tab. 2 dargestellt.

Alle drei Optimierer finden eine Lösung unter den angewendeten Zielfunktionen. Die metaheuristischen Optimierer finden in Bezug auf den Sicherheitsindex I_{Idx} nahe-

Tab. 2: Vergleich der Optimierungsmethoden.

	Ausgangsszenario	IP	DE	PSO
Zielfunktion f	0,0468	0,9606	0,4288	0,4273
I_{Idx}	0,0261	0,0031	0,0042	0,0043
decS_{Idx}	0	0,9508	0,4126	0,4112
Loop_{Idx}	0,7270	0,0069	0,0119	0,0119
$N_{(n-1)\text{-sicher}}$	30	81	77	77
$N_{(n-1)}$	–	445	5.083	5.107
N_{it}	–	48	73	64

zu denselben Indexwert. Der IP findet in Summe den niedrigsten Gesamtwert für I_{Idx} . Dies bedeutet, dass die prozentuale Leitungsüberlastung nach AC-Leitungsausfällen in Summe beim IP am geringsten ist und so die höchste Systemsicherheit gewährleistet wird. Vergleicht man die Anzahl (n-1)-sichere Lösungen ($N_{(n-1)\text{-sicher}}$) zeigt sich, dass DE und PSO jeweils 77 (n-1)-sichere Lösungen finden, IP 81. Das Ausgangsszenario besitzt 30 (n-1)-sichere Zeitscheiben. Die fehlenden nicht-(n-1)-sicheren Zeitscheiben müssen durch Generatorarbeitspunktanpassungen realisiert werden. Grundsätzlich ist durch den optimierten Einsatz der HGÜ-Systeme eine erhöhte Systemsicherheit auch in extremen Situationen gegeben. Mit den vorgeschlagenen Wirkleistungseinsatzkonzepten können in der Netzplanung und auch kurzfristig in dem Netzbetrieb die HGÜ-Arbeitspunkte so angepasst werden, dass nicht-(n-1)-sichere Zustände reduziert und somit Kosten für anfallende Redispatchmaßnahmen reduziert werden.

Die Vermeidung von Kreisflüssen realisiert der IP am besten. Die Werte des Loop_{Idx} für DE und PSO sind identisch und in etwa doppelt so hoch wie der des IP. Alle Optimierer schaffen eine deutliche Reduktion der Kreisflüsse im Vergleich zu den Ausgangsarbeitspunkten. Das bedeutet, dass eine mögliche monetäre Belastung der deutschen ÜNB für Loop Flows stark reduziert wird.

Hinsichtlich der Fahrplanabweichung decS_{Idx} sind die Ergebnisse der metaheuristischen Optimierer nahezu identisch. Der IP liefert einen doppelt so großen Wert wie DE und PSO. Betrachtet man den Zielfunktionswert f liefern DE und PSO unter den gegebenen Zielfunktionsgewichtungen das beste Gesamtergebnis. Das ist dem vergleichsweise hohen Wert von decS_{Idx} geschuldet, der im Vergleich zum I_{Idx} um den Faktor 150 bis 300 mal so hoch ist.

Der Berechnungsaufwand ist in Summe beim IP mit durchschnittlich 48 Optimierungs-Iterationen pro Zeitschritt am geringsten. DE benötigt durchschnittlich 73 und PSO 64 Optimierungs-Iterationen. Der Berechnungsaufwand pro Optimierungs-Iteration ist allerdings bei DE

und PSO je nach Anzahl der Individuen/Partikel deutlich höher. Um diesen Berechnungsaufwand quantifizieren zu können, wurde der Index der durchschnittlich erforderlichen (n-1)-Berechnungen eingeführt, da eine (n-1)-Berechnung unter den verwendeten Zielfunktionen den größten Rechen- und somit Zeitaufwand benötigt. Für den DE mussten durchschnittlich 5.083 (n-1)-Berechnungen durchgeführt werden, für PSO 5.107 und für den IP 441. Der IP löst das Optimierungsproblem mit dem geringsten Zeit-/Rechenaufwand. Durch Parallelberechnung können für die metaheuristischen Verfahren die erforderlichen Sicherheitsberechnungen pro Optimierungsschritt und Individuum/Partikel parallel ausgeführt werden, wenn die nötige Rechenleistung vorhanden ist. Für die Anwendung in der Netzplanung sind alle Methoden denkbar. Wenn es in der Betriebsführung auf kurzfristige Entscheidungen ankommt, bietet die IP-Methode Vorteile, da sie auch mit wenig Rechenleistung schnell zu einem brauchbaren Ergebnis führt.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Künftig bieten VSC-basierte eingebettete HGÜ-Systeme eine Unterstützung des bestehenden AC-Systems, um die steigenden Leistungsflüsse zu bewältigen. Um die System-sicherheit zu gewährleisten, müssen beide Systeme koordiniert und möglichst optimal betrieben werden. Dies kann eine OPF-Berechnung sicherstellen. In dieser Arbeit wird ein multikriterielles Konzept für die optimale Planung der Wirkleistungsarbeitspunkte der HGÜ-Umrichter im Hinblick auf die Systemsicherheit erarbeitet. Die Einführung des I-Index ermöglicht die Anwendung der P-SCOPF-Berechnung und gewährleistet eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Zusätzliche Zielfunktionen werden vorgestellt, um ÜNB-bezogene Aspekte wie wirtschaftlich vorgegebene Fahrpläne oder die Vermeidung von Loop Flows in die operativen Planungsprozesse einbeziehen zu können.

Bestehende Optimierungsverfahren, welche für OPF-Probleme Anwendung finden, umfassen deterministische und metaheuristische Ansätze. In der Literatur verwendete Optimierungsverfahren werden kurz vorgestellt und anhand einer Beispielrechnung angewendet, sowie deren Eignung für die resultierende OPF-Problemformulierung eines kombinierten AC-HGÜ-Systems untersucht. Für diesen Zweck wurde ein realitätsnahes Testsystem entwickelt, welches Szenarien beinhaltet, die zukunftsbezogene Problemstellungen des Energiesystems im Jahr 2035 beschreiben.

Die numerische Beispielrechnung zeigt, dass die Optimierungsverfahren in der Lage sind die (n-1)-Sicherheit des AC-HGÜ-Systems zu erhöhen, Kreisflüsse zu reduzieren sowie ökonomische Fahrpläne zu berücksichtigen. Die metaheuristischen Optimierer zeigen die besten Ergebnisse für die nichtlinearen multikriterielle Zielfunktionen unter den angewendeten Gewichtungsfaktoren. Der deterministische Optimierer ist deutlich effizienter im Berechnungsaufwand und somit in der benötigten Berechnungszeit.

Weitere Arbeiten können das multikriterielle Optimierungskonzept durch zusätzliche Zielfunktionen unter Berücksichtigung anderer Aspekte wie z. B. Blindleistungseinsatzkonzepte, Stabilität oder Redispatch-Kosten erweitern. Ein wichtiger Untersuchungspunkt ist dabei die Gewichtung der Zielfunktionen untereinander. Darüber hinaus kann durch die Möglichkeit der parallelen Berechnung der metaheuristischen Optimierer die Berechnungszeit verringert werden, um mögliche zeitkritische Anwendungen, wie der eventbasierten Sollwertoptimierung, bewältigen zu können.

Literatur

1. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017," [Online] Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/>. Accessed on: Nov. 10 2017.
2. ENTSO-E, "Ten Year Network Development Plan 2018," [Online] Available: <http://tyndp.entsoe.eu/>. Accessed on: Nov. 11 2017.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Security, 2015.
4. R. Wiget and G. Andersson, "Optimal power flow for combined AC and multi-terminal HVDC grids based on VSC converters," in *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*, San Diego, CA, pp. 1–8.
5. A. Pizano-Martinez, C. R. Fuente-Esquivel and H. Ambriz-Perez, "Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1794–1803, Nov. 2007.
6. W. Feng, L. B. Tjernberg, L. A. Tuan, A. Mannikoff and A. Bergman, "An extended OPF incorporating multi-terminal VSC-HVDC and its application on transmission loss evaluation," in *Proc. 2013 IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, 2013.
7. J. Cao, W. Du, H. F. Wang and S. Q. Bu, "Minimization of Transmission Loss in Meshed AC/DC Grids With VSC-MTDC Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3047–3055, 2013.
8. R. Wiget, E. Iggland and G. Andersson, "Security Constrained Optimal Power Flow for HVAC and HVDC Grids," in *Proc. 18th Power Systems Computation Conference*, Wrocław, Poland, 2014.
9. T. Sennewald, F. Sass and D. Westermann, "A Preventive Security Constrained Optimal Power Flow for Mixed

- AC-HVDC-Systems,” in *Proc. 13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, Manchester, UK, Feb. 2017.
10. Y. Zhang et al., “Multi-objectives OPF of AC-DC systems considering VSC-HVDC integration,” in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi’an, China, 2016, pp. 929–933.
 11. J. Cao, W. Du and H. F. Wang, “An Improved Corrective Security Constrained OPF for Meshed AC/DC Grids With Multi-Terminal VSC-HVDC,” (en), *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 485–495, 2016.
 12. A.-K. Marten, F. Sass and D. Westermann, “Mixed AC/DC OPF using differential evolution for global minima identification,” in *Proc. IEEE PowerTech Eindhoven*, Eindhoven, Netherlands, 2015.
 13. O. Alsac and B. Stott, “Optimal Load Flow with Steady-State Security,” (en), *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 93, no. 3, pp. 745–751, 1974.
 14. G. Daelemans, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole and R. Belmans, “Minimization of steady-state losses in meshed networks using VSC HVDC,” in *Proc. 2009 IEEE PES General Meeting*, Calgary, Canada, 2009, pp. 1–5.
 15. D. van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, Eds., *HVDC grids: For offshore and supergrid future*.
 16. ENTSO-E, *Joint Task Force Cross Border RedispatchFlow Definitions*. [Online] Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/150929_Joint%20Task%20Force%20Cross%20Border%20Redispatch%20Flow%20Definitions.pdf. Accessed on: Sep. 16 2019.
 17. I. Chychykina, C. Klabunde and M. Wolter, “Redispatch with power flow decomposition and power transfer distribution factors methods,” in *Proc. 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Coimbra, 2016.
 18. M. Wolter and B. Huhnerbein, “Identification of cross-border power flows in integrated networks based on the principle of superposition,” in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, Johor Bahru, Malaysia, Dec. 2008 – Dec. 2008, pp. 1666–1671.
 19. Y. Xu, Z. Y. Dong, Z. Xu, R. Zhang and K. P. Wong, “Power system transient stability-constrained optimal power flow: A comprehensive review,” in *Proc. IEEE Power and Energy Society general meeting, 2012: 22-26 July 2012, San Diego, CA, USA*, San Diego, CA, 2012, pp. 1–7.
 20. R. Zarate-Minano, T. van Cutsem, F. Milano and A. J. Conejo, “Securing Transient Stability Using Time-Domain Simulations Within an Optimal Power Flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 243–253, 2010.
 21. R. Mallipeddi and P. N. Suganthan, “Ensemble of Constraint Handling Techniques,” (af), *IEEE Trans. Evol. Computat.*, vol. 14, no. 4, pp. 561–579, 2010.
 22. R. Storm and K. Price, “Differential Evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global Optimization over Continuous Spaces,” *Berkley ICSI*, 1995.
 23. J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” in *Proc. 1995 IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, Nov. 1995, pp. 1942–1948.
 24. Onate Yumbla, Pablo E., J. M. Ramirez and Coello Coello, Carlos A., “Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer,” (en), *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 33–40, Jan. 2008.
 25. A. I. Selvakumar and K. Thanushkodi, “A New Particle Swarm Optimization Solution to Nonconvex Economic Dispatch Problems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 42–51, 2007.

Autoreninformationen

Franz Linke

Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, Germany
franz.linke@tu-ilmenau.de

Franz Linke erhielt 2017 seinen Master Abschluss in Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Ilmenau, Deutschland. Im selben Jahr trat er als wissenschaftlicher Mitarbeiter der Power Systems Group an der gleichen Universität bei. Zu seinen Forschungsschwerpunkten gehören Design, Steuerung, Modellierung und Betrieb zukünftiger Energiesysteme mit besonderem Interesse an der Optimierung von AC-HGÜ-Systemen.

Eric Glende

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, Germany
eric.glende@ovgu.de

Eric Glende (eric.glende@ovgu.de) hat einen Master Abschluss in Elektrische Energiesysteme - Regenerative Energien an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OVGU) in Deutschland. Er arbeitet derzeit an OVGU am Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie als wissenschaftlicher Mitarbeiter und promoviert zum Thema Einsatzkonzepte für HGÜ-Systeme im deutschen Übertragungsnetz. Er ist Mitglied der IEEE Germany section und aktiv in der IEEE Student Branch Magdeburg sowie im VDE. Seine Forschungsinteressen sind Themen rund um HGÜ-Systeme und zu Netzberechnungen.

Dirk Westermann
Technische Universität Ilmenau, Ilmenau,
Germany
power.systems@tu-ilmenau.de

Dirk Westermann schloss 1992 sein Studium der Elektrotechnik (Energie- und Regelungstechnik) an der Technischen Universität Dortmund ab. An der gleichen Universität promovierte er 1997 auf dem Gebiet der FACTS-Geräteintegration in den Netzbetrieb. Er begann 2005 als ordentlicher Professor und Leiter der Power Systems Group an der Technischen Universität Ilmenau, Deutschland. Im selben Jahr wurde er Direktor des Instituts für Elektrische Energie- und Regelungstechnik.

Martin Wolter
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg,
Magdeburg, Germany
martin.wolter@ovgu.de

Martin Wolter ist seit 2015 Leiter des Lehrstuhls Elektrische Netze und Erneuerbare Energie und Professor an der Otto-von-Guericke Universität Magdeburg. Er hat 2008 promoviert und 2012 habilitiert. 2011 bis 2015 war er Leiter des Fachgebiets Operative Grundsatzfragen und Konzeptentwicklung bei der 50Hertz Transmission in Berlin. Seine Forschungsschwerpunkte liegen bei der Modellierung des elektrischen Energieversorgungssystems, der Entwicklung von Netzplanungs- und Netzführungskonzepten, der Netzzustandsidentifikation sowie Übertragungsmedien und Übertragungstechnik.