

Optimierung der Schaltungsplanung mittels eines Genetischen Algorithmus unter Berücksichtigung von heuristischen Startlösungen

Themenbereich

Niklas ERLE¹(1), Simon KRAHL¹

(¹)FGH GmbH

Albert MOSER²

(²) Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW, RWTH Aachen)

Motivation und zentrale Fragestellung

Zentrale Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Planung und der Betrieb einer zuverlässigen und sicheren Netzinfrastruktur zur Übertragung elektrischer Energie. Als Reaktion auf eine wachsende Nachfrage sowie einer engeren Kopplung der europäischen Strommärkte und steigender volatiler Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen muss die Netzinfrastruktur stetig optimiert und ausgebaut werden [1].

Im Rahmen der deutschen Netzplanung wird im Netzentwicklungsplan Strom 2035 ein gemeinsamer Katalog an Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen (NAVM) definiert [2]. Die Integration der NAVM bedingt temporäre Freischaltungen von Netzbetriebsmitteln während des Netzbetriebs, damit sicher an der Netzinfrastruktur gearbeitet werden kann. Im Zeithorizont der kurzfristigen Netzbetriebsplanung (< 1 Woche) ist häufig nur noch die Absage der Freischaltung und damit verbunden die Verzögerung der NAVM möglich. Aus diesem Grund sind bei den Übertragungsnetzbetreibern langfristige Schaltungsplanungsprozesse (bis zu 5 Jahren) implementiert, welche die aktuellen NAVM monitoren und geeignete Umsetzungszeiträume definieren [3].

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen der Mittelfristplanung ($t+1 - t+5$) ist in vergangenen Veröffentlichungen bereits ein Prozess vorgestellt worden, welcher eine optimale Entscheidungsunterstützung in der Schaltungsplanung ermöglicht. Hierzu wird ein genetischer Algorithmus zur Schaltungsoptimierung vorgestellt. Relevante Zielfunktionsbeiträge ergeben sich aus den Ergebnissen eines Direct Current Security Optimal Power Flows unter Berücksichtigung der probabilistischen Verteilung der Netznutzungsszenarien im Untersuchungszeitraum (vgl. [3, 4, 5]). Die Ergebnisse der Schaltungsoptimierung werden anschließend von den Operatoren der Schaltungsplanung mit den Akteuren der Projektplanung abgestimmt. Sofern während der Ergebnisinterpretation und der Kommunikation bei den Übertragungsnetzbetreibern Unvereinbarkeiten ermittelt werden, wird eine weitere Iteration der Schaltungsoptimierung mit angepassten Eingangsdaten angestoßen (vgl. [6]).

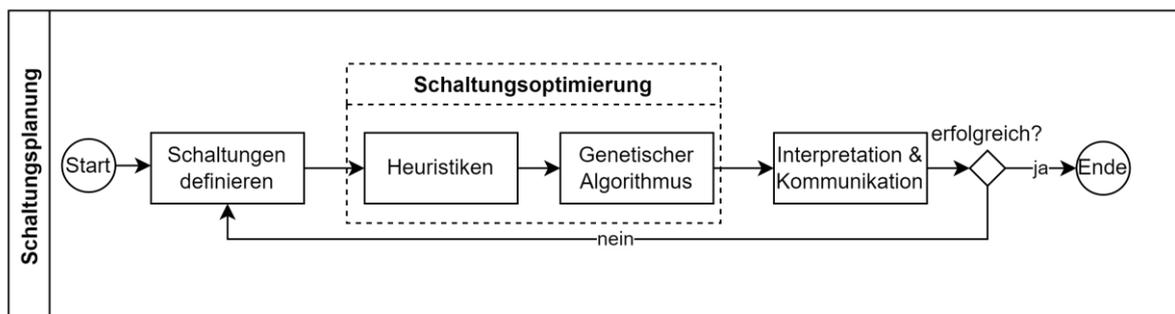


Abbildung 1: Schaltungsplanungsprozess

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird der vorhandene Prozess um heuristische Startlösungen vor der Berechnung des genetischen Algorithmus erweitert. Die Heuristiken bilden die NAVM als eine Menge von binären Entscheidungsvariablen ab. [7]

¹ Jungautor, FGH GmbH, Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-199, niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

- 1.) Minimale Gleichzeitigkeit: die Summe der umgesetzten NAVM je Zeitraum wird quadratisch in der Zielfunktion berücksichtigt
→ Optimierungsproblem mit quadratischer Zielfunktion und linearen Nebenbedingungen
- 2.) Maximale Distanz: die elektrische Distanz in Ω zwischen den NAVM wird in der Zielfunktion berücksichtigt
→ Optimierungsproblem mit quadratischer Zielfunktion und linearen Nebenbedingungen
- 3.) Minimale Engpassleistung: es werden explizit relevante Engpässe modelliert, der Einfluss der NAVM wird über die Superposition von Line Outage Distribution Factors berücksichtigt
→ Optimierungsproblem mit linearer Zielfunktion und linearen Nebenbedingungen

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Nachfolgend sind in Abbildung 2 die Ergebnisse der drei Heuristiken und eines Benchmarks („geplant“), welcher aus einer zufälligen Ziehung der Startdaten besteht, dargestellt. Die Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der Zielfunktionswerte bei Anwendung des genetischen Algorithmus (nach [3], [4]). Die Zielfunktion des genetischen Algorithmus sieht folgende Beiträge vor:

- Kosten für die Verschiebung von Schaltungen
- Kosten für den Einsatz von Redispatchmaßnahmen
- Kosten für Verletzungen der Netzsicherheit ((n-0)- oder (n-1) Engpassleistung nach Redispatch, Verletzung von Kurzschlussstromkriterien)

Die Netznutzung wird über ein probabilistisches Netznutzungsmodell (nach [5]) abgebildet.

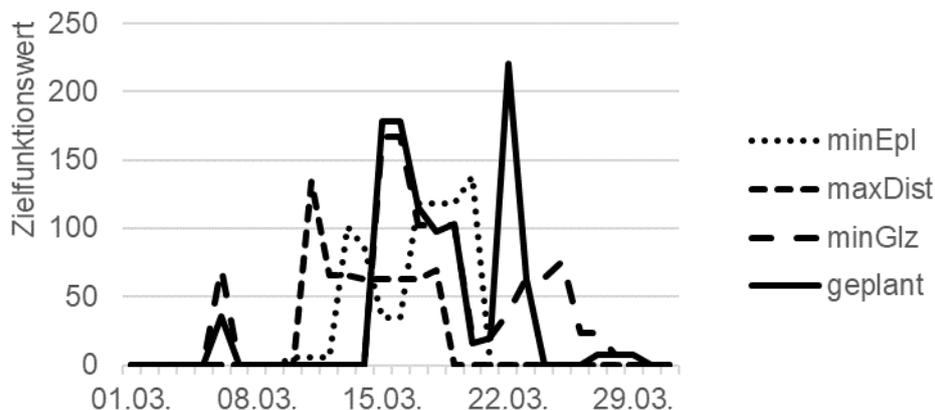


Abbildung 2: Schaltungsplanungsprozess

Die Summe der einzelnen Zielfunktionswertbeiträge ergibt sich zu:

- | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|
| • Benchmark (geplant): | 1050,16 | |
| • Minimale Gleichzeitigkeit (minGlz): | 1059,13 | +0,85% |
| • Maximale Distanz (maxDist): | 585,16 | -44,28% |
| • Minimale Engpassleistung (minEpl): | 766,93 | -26,97% |

Durch den Einsatz der Heuristiken werden zwei deutlich verbesserte Lösungen (Heuristik 2 und 3) gefunden. Die explizite Berücksichtigung resultierender Engpässe in Heuristik 3 führt für diesen Untersuchungsrahmen zu einem schlechteren Ergebnis als das vereinfachte Kriterium der maximalen Distanz zwischen den Schaltungen.

Dies kann auf zwei Einflussfaktoren zurückgeführt werden:

- 1.) Das probabilistische Netznutzungsmodell nutzt insgesamt 30 Last- und Einspeiseszenarien, während die Ermittlung der CBCOs im entwickelten Modell nur auf nur einem Last- und Einspeiseszenario beruht. Hierdurch werden nicht alle auftretenden CBCOs wirksam erfasst.
- 2.) LODF bilden den Einfluss von Schaltungen linearisiert ab und führen daher zu Linearisierungsfehlern des Modells

Abschließend kann festgehalten werden, dass der Einsatz heuristischer Startlösungen im genetischen Algorithmus zur Schaltungsoptimierung Rechenzeitvorteile hebt. In weiteren Untersuchungen mit Netzdatensätzen von Übertragungsnetzbetreibern muss jedoch geprüft werden, ob ein frühzeitiger Abbruch gegebenenfalls in lokale Optima führt, welche weit von dem globalen Optimum entfernt liegen.

Literatur

- [1] Blaufuß, C.; Hofmann, L.: „Einbindung netzdienlicher Betriebsweisen dezentraler Erzeugungsanlagen in die rechnergestützte Netzoptimierung zur Minimierung des Netzausbaubedarfs“
- [2] 50 Hertz Transmission GmbH u. a.: „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“
- [3] Erle, N.; Vennegeerts, H.; Janischka, U.; Florez, F.; Potz, E.; Moser, A.: "Long-term feasibility assessment of planned outages", 2022, ETG-Kongress 2019, Esslingen
- [4] Erle, N.; Krahl, S.; Florez, F.; Moser, A.: "Parametrierung genetischer Algorithmen für die Bewertung von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen", 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz
- [5] Erle, N.; Krahl, S.; Florez, F.; Janischka, U.; Moser, A.: Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen", 2020, 16. Symposium Energieinnovation, Graz
- [6] Florez, F.; Erle, N.; Sittaro, P.: "Netzicherheit geplanter Freischaltungen in der Mittelfristplanung", 2021, ETG-Kongress 2021, online
- [7] Schrief, A.; Sander, M.; Franken, M., Moser, A.: "An MILP Approach to Scheduling of Expansion and Maintenance Measures in Electrical Transmission Grids", 2021, 56th International Universities Power Engineering Conference