

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

Niklas Erle<sup>1</sup>

Simon Krahl

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

Albert Moser

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

## Kurzfassung:

Die Schaltungsplanung ist eine zunehmend komplexere Aufgabe für die Übertragungsnetzbetreiber. Um eine höhere Planungssicherheit zu erreichen, besteht daher die Notwendigkeit immer weiter in der Zukunft liegende Schaltungen zu bewerten. In diesem Beitrag wird ein bestehendes, simulatives Verfahren auf Basis eines genetischen Algorithmus zur Planung von Schaltungen im Zeithorizont von zwei bis fünf Jahren und deren Ergänzung um drei heuristische Startlösungen vorgestellt.

Die beste heuristische Startlösung liegt in der ersten Iteration des genetischen Algorithmus im 5%-Quantil der besten gefundenen Lösungen. Im realen Schaltungsplanungsprozess ist dies besonders wertvoll, da schon nach wenigen Berechnungen ein deutlich verbessertes Ergebnis vorliegt und durch die zuständigen Schaltungsplaner analysiert werden kann. Dies führt zu einer schnelleren und effizienteren Kommunikation mit den involvierten Stakeholdern.

**Keywords:** Mixed-Integer Linear Programming, Quadratische Programmierung, Genetischer Algorithmus, Übertragungsnetz, Schaltungsplanung, Netzplanung

## 1 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 die 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

---

<sup>1</sup> Jungautor

Grund sind bei den Übertragungsnetzbetreibern langfristige Schaltungsplanungsprozesse (bis zu 5 Jahren) implementiert, welche die aktuellen NAVM monitoren und geeignete Umsetzungszeiträume definieren [3].

## 2 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]).

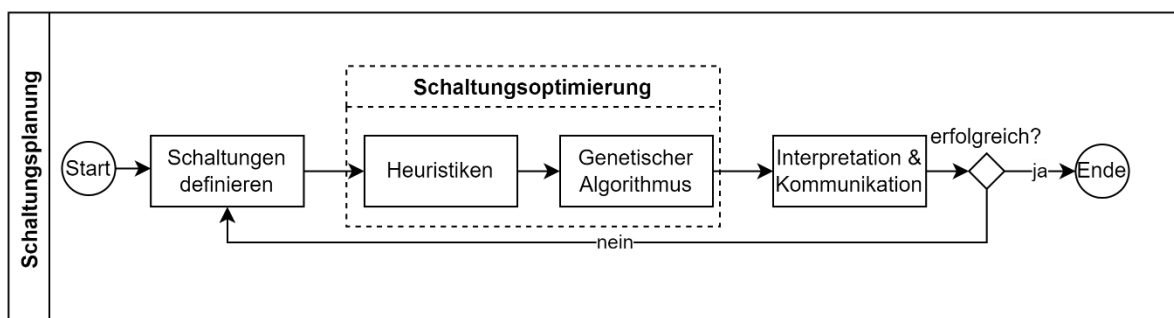


Abbildung 1: Schaltungsplanungsprozess

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird der vorhandene Prozess um heuristische Startlösungen vor der Berechnung des genetischen Algorithmus erweitert. Ziel ist dabei möglichst gute Startlösungen zu finden, um dem Anwender des Verfahrens zeitnah Rückmeldung über mögliche Inkompatibilitäten zu geben.

## 3 Modellbildung & Verfahren

### 3.1 Beschreibung des Optimierungsproblems

In der Schaltungsplanung wird die Abfolge aller notwendigen Schaltungen einer Planungsperiode

$$S = \{s^{(1)}, \dots, s^{(n)}\} \quad (1)$$

determiniert. Ziel ist dabei die Minimierung erwarteter Gefährdungen der Netzsicherheit in allen Zeitschritten des Planungszeitraums

$$T = \{1, \dots, t_{max}\} \quad (2)$$

für den zukünftigen Netzbetrieb. Bei einer frühzeitigen Simulation und Planung kann der geplante Realisierungszeitraum

$$T_{s,plan} = \{t_{s,start}, \dots, t_{s,ende}\}, \forall s \in S \quad (3)$$

der Schaltungen noch zu diesem Zweck gesteuert werden. Der flexible Realisierungszeitraum wird über die Menge

$$T_s = \{t_{s,min}, \dots, t_{s,max}\}, \forall s \in S \quad (4)$$

beschrieben.

Die erwartete Dauer

$$\tau_s = |T_{s,plan}| \quad (5)$$

des Realisierungszeitraums ist jedoch von der Art der Schaltung abhängig und nicht wesentlich beeinflussbar.

### 3.2 Modellierung der Randbedingungen der Schaltungsplanung

Die Realisierung der Schaltungen wird über eine Menge an binären Entscheidungsvariablen

$$X_s = \{x_s^{(t_{s,min})}, \dots, x_s^{(t_{s,max})}\}, \forall s \in S \quad (6)$$

modelliert.

Für jede Schaltung  $s$  gewährleistet die nachfolgende Nebenbedingung, dass deren erwartete Dauer der Umsetzung eingehalten wird.

$$\sum_{t=t_{s,min}}^{t_{s,max}} x_s^{(t)} = \tau_s, \forall s \in S \quad (7)$$

In dieser Phase der Schaltungsplanung sollen Schaltungen nicht zeitweise unterbrochen werden, um unnötiges Schalten im Netzbetrieb zu vermeiden. Nebenbedingung (7) kann diese Randbedingung bisher nicht gewährleisten. Es werden zusätzliche Hilfsvariablen eingeführt.

$$X_s^{pos} = \{x_s^{(pos,t_{s,min})}, \dots, x_s^{(pos,t_{s,max})}\}, \forall s \in S \quad (8a)$$

$$X_s^{neg} = \{x_s^{(neg,t_{s,min})}, \dots, x_s^{(neg,t_{s,max})}\}, \forall s \in S \quad (8b)$$

Die Nebenbedingungen (9a), (9b) und (10) erzwingen die konsequente Abfolge der Schaltungen im Realisierungszeitraum.

$$x_s^{(pos,t_s)} - x_s^{(pos,t_s-1)} \geq 0, \forall s \in S, t_s \in T_s \setminus t_{s,min} \quad (9a)$$

$$x_s^{(neg,t_s)} - x_s^{(neg,t_s-1)} \geq 0, \forall s \in S, t_s \in T_s \setminus t_{s,min} \quad (9b)$$

$$x_s^{(pos,t_s)} - x_s^{(neg,t_s)} - x_s^{(t_s)} = 0 \forall s \in S, t_s \in T_s \quad (10)$$

Das grundsätzliche Funktionsprinzip ist in Abbildung 2 verdeutlicht.

				$\tau_s$					
$X_s^{pos}$	0	0	0	1	1	1	1	1	1
$X_s^{neg}$	0	0	0	0	0	0	1	1	1
$X_s$	0	0	0	1	1	1	0	0	0
	$t_{s,min}$								$t_{s,max}$

Abbildung 2: Gewährleistung der konsekutiven Abfolge der Schaltungen

Die Zielfunktion (11a) besteht aus zwei Komponenten. Das primäre Optimierungsziel der Minimierung erwarteter Gefährdungen der Netzsicherheit wird über die Formulierung der Zielfunktion  $F_{H,x_s^{(t)}}$  (s. Gleichungen (12), (13) und (17)) abgebildet. Sekundär wird über  $F_{V,x_s^{(t)}}$  die Planungstreue zu dem geplanten Realisierungszeitraum modelliert. Abweichungen zwischen geplantem und optimiertem Realisierungszeitraum werden mit dem Strafkostenfaktor  $k_V$  in der Zielfunktion bestraft.

$$\min_{x_s^{(t)}} (F_{H,x_s^{(t)}} + F_{V,x_s^{(t)}}) \quad (11a)$$

$$F_{V,x_s^{(t)}} = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T_s \setminus T_{s,plan}} k_V x_s^{(t)} \quad (11b)$$

### 3.3 Modellierung der Heuristiken

In diesem Beitrag werden drei Ansätze für die Modellierung vereinfachter Netzsicherheitskriterien in gemischt ganzzahligen Optimierungsproblemen vorgestellt.

#### 3.3.1 Heuristik 1: minimale Gleichzeitigkeit der Schaltungen (minGlz)

Eine einfache Heuristik zur Vermeidung besonders kritischer Kombinationen notwendiger Schaltungen ist die Minimierung gleichzeitig durchzuführender Schaltungen. In der Zielfunktion für diese Heuristik geht daher die Summe an Schaltungen zu einem Zeitpunkt  $t$  quadratisch ein. Die Problemklasse des Optimierungsproblems ist somit der quadratischen Programmierung zuzuordnen.

$$F_{minGlz,x_s^{(t)}} = \sum_{t \in T} \left( \sum_{s \in S | t \in T_s} x_s^{(t_s)} \right)^2 \quad (12)$$

#### 3.3.2 Heuristik 2: maximale, elektrische Distanz zwischen Schaltungen (maxDist)

Schaltungen haben einen besonders starken Einfluss auf die Stromflüsse in der lokalen Umgebung. Die gleichzeitige Durchführung von zwei Schaltungen in direkter Nähe zueinander ist daher für den Netzbetrieb in der Regel kritischer als für zwei voneinander entfernte Schaltungen. Als Distanzmaß von zwei Schaltungen ( $s^{(i)}$  und  $s^{(j)}$ ) wird daher die elektrische Entfernung  $\beta_{s^{(i)},s^{(j)}}$  in Ohm [ $\Omega$ ] eingeführt. Abbildung 3 verdeutlicht diesen Zusammenhang exemplarisch: eine gemeinsame Durchführung der Schaltungen  $s^{(1)}$  und  $s^{(3)}$  ist im operativen

Netzbetrieb voraussichtlich weniger kritisch als die gemeinsame Durchführung von  $s^{(1)}$  und  $s^{(2)}$ .

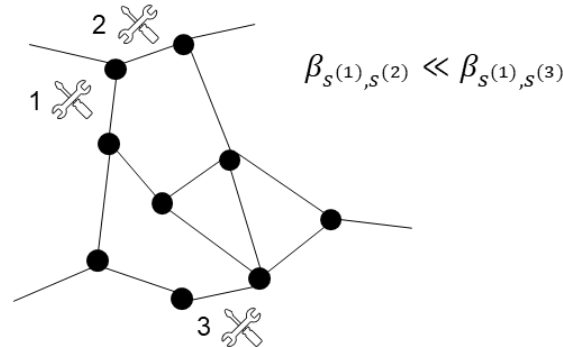


Abbildung 3: elektrischer Abstand zwischen Schaltungen

Dieser Zusammenhang lässt sich durch nachfolgende Zielfunktion in ein Optimierungsproblem überführen. Minimiert wird dabei die Summe des inversen elektrischen Abstands zwischen allen gleichzeitig durchzuführenden Schaltungen. Da die Entscheidungsvariablen wiederum multipliziert werden müssen, ist die Problemklasse des Optimierungsproblems somit ebenfalls der quadratischen Programmierung zuzuordnen.

$$F_{\max Dist, x_s^{(t)}} = \sum_{i \in \{1, \dots, n\}} \sum_{j \in \{1, \dots, n\} \setminus i} \sum_{t \in T_{s^{(i)}} \cap T_{s^{(j)}}} \frac{1}{\beta_{s^{(i)}, s^{(j)}}} x_{s^{(i)}}^{(t)} x_{s^{(j)}}^{(t)} \quad (13)$$

### 3.3.3 Heuristik 3: minimale Engpassleistung aufgrund von Schaltungen (minEpl)

Die Heuristiken 1 und 2 nutzen provisorische Maße als Netzsicherheitskriterium ohne diese tatsächlich zu bewerten. In Heuristik 3 wird die Wirkung der Schaltungen auf die Engpassleistung im Übertragungsnetz – und somit auf ein praktisch relevantes Kriterium der Netzsicherheit – explizit modelliert.

Zu diesem Zweck werden zunächst Zweig-Ausfall-Situationen  $\mathcal{C}$  (Critical Branch Critical Outage (CBCO)) eingeführt. Die Situationen werden durch eine Ausfallrechnung für eine Last- und Erzeugungssituation bestimmt.

$$\mathcal{C} = \{c_1, \dots, c_m\} \quad (14)$$

Für jeden CBCO wird für jeden Zeitschritt eine Slack-Variable eingeführt:

$$Y_c = \{y_c^{(1)}, \dots, y_c^{(t_{\max})}\}, \forall c \in \mathcal{C} \quad (15)$$

Der Einfluss einer Schaltung auf die Leistungsübertragung auf einer weiteren Leitung lässt sich linearisiert über Verteilungsfaktoren (Line Outage Distribution Factor (LODF)) abbilden [8, 9]. Damit lässt sich folgende Nebenbedingung für die resultierende Leistungsübertragung einer Zweig-Ausfall-Situationen unter Berücksichtigung des linearisierten Einflusses von Schaltungen formulieren.

$$P_{c,i}^{(t)} + \sum_{s \in S | t \in T_s} LODF_{c,s} x_s^{(t)} - y_c^{(t)} \leq P_{c,max}, \forall c \in \mathcal{C}, \forall t \in T \quad (16)$$

$P_{c,i}^{(t)}$  ist die Leistungsübertragung laut Ausfallrechnung ohne weitere Maßnahmen.  $P_{c,max}$  ist die maximal zulässige Leistungsübertragung des Zweigs. Die Slack-Variable  $y_c^{(t)}$  gibt somit die Leistungsüberschreitung für den CBCO  $c$  zum Zeitpunkt  $t$  an. In der Zielfunktion wird diese Leistungsüberschreitung mit dem Kostenfaktor  $k_c$  bestraft.

$$F_{minEPL,x_s^{(t)}} = \sum_{c \in C} k_c y_c^{(t)} \quad (17)$$

Im Verfahren können mehrere Kostenfaktoren für unterschiedliche Niveaus der zulässigen Leistungsüberschreitung definiert werden.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Untersuchungsrahmen

Alle Ergebnisse dieser Arbeit basieren auf der Untersuchung des IEEE 39-Knoten Netzes. Die Netztopologie ist um synthetische Last- und Einspeiseszenarien erweitert worden [5].

Insgesamt werden 16 Schaltungen für den Planungshorizont betrachtet. Der Benchmark für weitere Validierungs- und Plausibilisierungsrechnungen ist eine zufällig gezogene Lösung des geplanten Realisierungszeitraums im Rahmen des flexiblen Realisierungszeitraums.

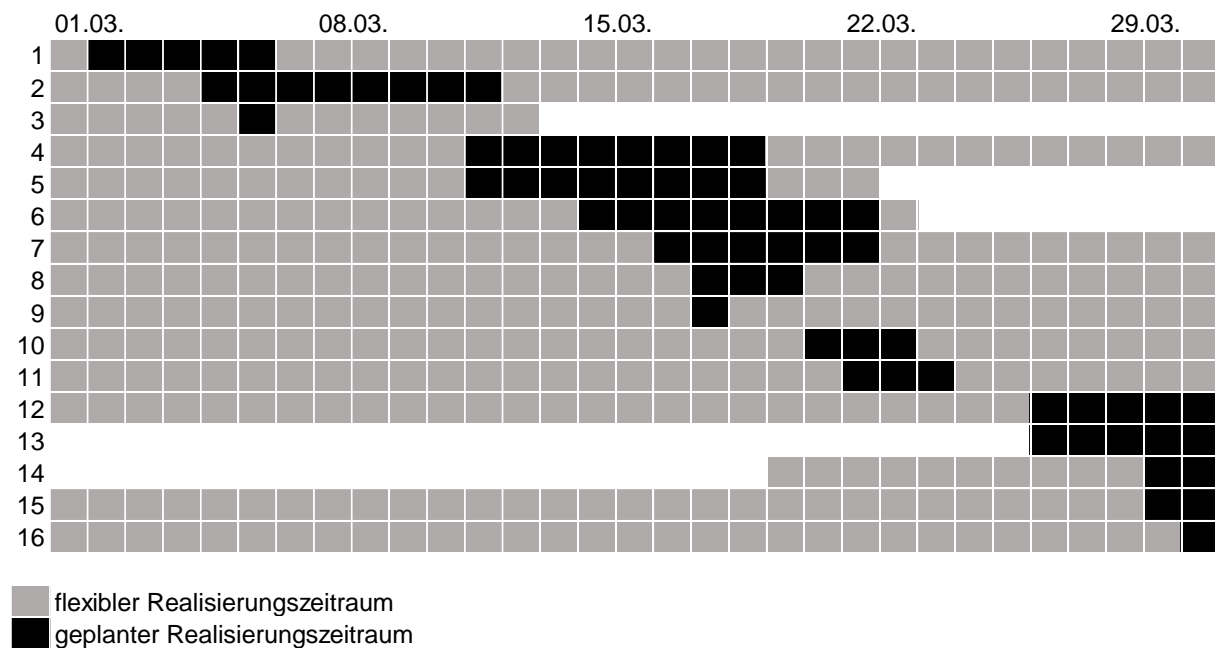


Abbildung 4: zufällige Startlösung als Benchmark

### 4.2 Validierung und Plausibilisierung der heuristischen Startlösungen

In diesem Kapitel sollen die vorgestellten Heuristiken validiert werden. Dafür wird zunächst anhand des vorgestellten Untersuchungsrahmen dargestellt, inwiefern die grundsätzliche Idee der Heuristiken durch die jeweilige Zielfunktion erreicht wird. Anschließend erfolgt ein Vergleich der heuristischen Lösungen mit dem Benchmark.

### 4.2.1 Heuristik 1: minimale Gleichzeitigkeit der Schaltungen

Ziel der Heuristik der minimalen Gleichzeitigkeit ist die Minimierung der maximal, gleichzeitig auftretenden Schaltungen. Da weiterhin alle Schaltungen im Verlauf umgesetzt werden müssen, ist eine Verstetigung der Anzahl an gleichzeitig umgesetzten Schaltungen über den gesamten Planungshorizont zu erwarten. Der Vergleich von Benchmark und Heuristik (s. Abbildung 5) zeigt, dass diese Erwartung erfüllt ist.

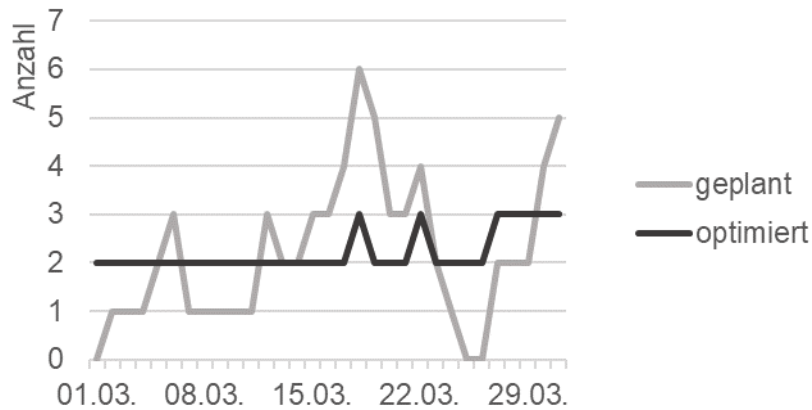


Abbildung 5: Anzahl der gleichzeitigen Schaltungen je Zeitpunkt

### 4.2.2 Heuristik 2: maximale, elektrische Distanz zwischen Schaltungen

Der elektrische Abstand zwischen den einzelnen Schaltungen ist in der Heatmap in Abbildung 6 visualisiert. Je dunkler der Eintrag in der Heatmap für eine Schaltungskombination ist, desto stärker wird diese Kombination in der Zielfunktion bestraft.

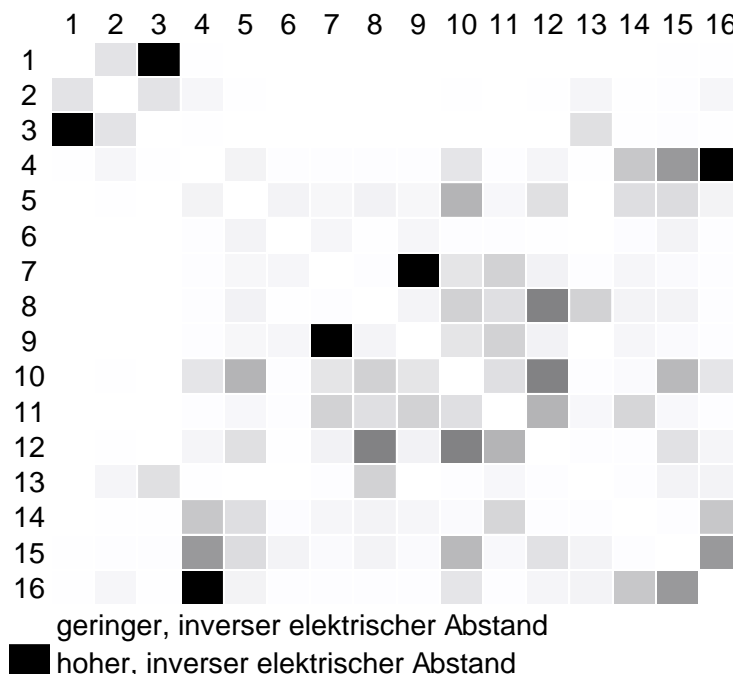


Abbildung 6: Heatmap des inversen elektrischen Abstands zwischen den Schaltungen

Der Vergleich zwischen Benchmark und Heuristik (s. Abbildung 7) zeigt eine deutliche Verringerung des Zielfunktionswerts. Das Ergebnis des Benchmarks weist für einzelne Zeitschritte einen sehr hohen Beitrag zur Zielfunktion aus:

- 06.03.2023: drei gleichzeitige Schaltungen mit einer sehr geringen Entfernung
- 18.03.2023: sechs gleichzeitige Schaltungen mit mittlerer bis hoher Entfernung
- 31.03.2023: fünf gleichzeitige Schaltungen mit mittlerer Entfernung

Durch eine Verschiebung einzelner Schaltungen werden zum einen die Extrema deutlich verringert, zum anderen werden Kombinationen mit einer geringen und sehr geringen Entfernung zueinander vollständig vermieden.

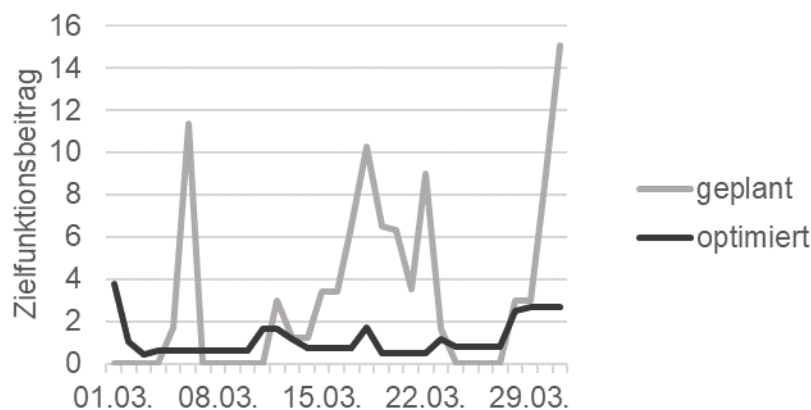


Abbildung 7: Zielfunktionsbeitrag je Zeitpunkt

#### 4.2.3 Heuristik 3: minimale Engpassleistung aufgrund von Schaltungen

Im Verlauf der Ausfallrechnung werden für das Untersuchungsszenario ohne Berücksichtigung der Schaltungen für das Last- und Einspeiseszenario insgesamt sieben kritische Zweig-Ausfall-Kombinationen mit einer Auslastung von 104 % bis 168 % identifiziert. Es werden insgesamt drei Grenzwerte für die maximale Übertragungsleistung  $P_{c,max}$  mit unterschiedlichen Kostenfaktoren  $k_c$  definiert:

- 1.)  $\frac{P_{c,i}^{(t)}}{P_{c,max}} < 100\%$  mit  $k_c = 10$
- 2.)  $\frac{P_{c,i}^{(t)}}{P_{c,max}} < 150\%$  mit  $k_c = 50$
- 3.)  $\frac{P_{c,i}^{(t)}}{P_{c,max}} < 200\%$  mit  $k_c = 100$

Abbildung 8 zeigt die maximale Auslastung der Zweig-Ausfall-Kombinationen unter Berücksichtigung der Schaltungen des Benchmarks und des Ergebnisses der Heuristik. Es ist zu erkennen, dass ein deutlicher Rückgang der maximalen Auslastung durch die Heuristik erreicht werden kann.



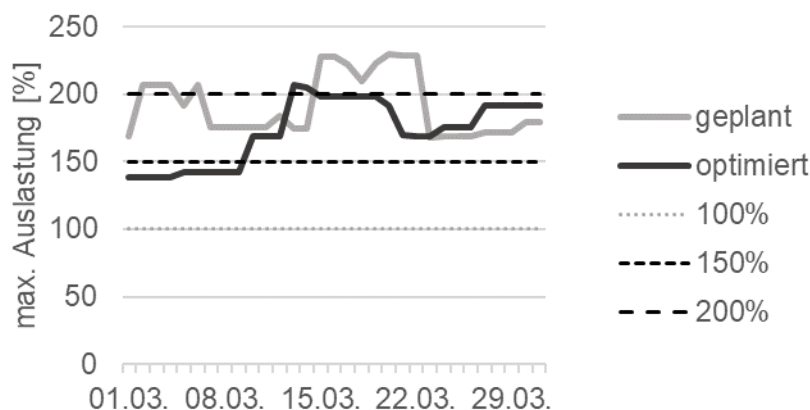


Abbildung 8: maximale Auslastung mit Schaltungen je Zeitpunkt

### 4.3 Vergleich der heuristischen Startlösungen mit dem Benchmark

Abbildung 9 zeigt den zeitlichen Verlauf der Zielfunktionswerte bei Anwendung des genetischen Algorithmus (nach [3], [4]) für den Benchmark, sowie die drei vorgestellten Heuristiken. 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.

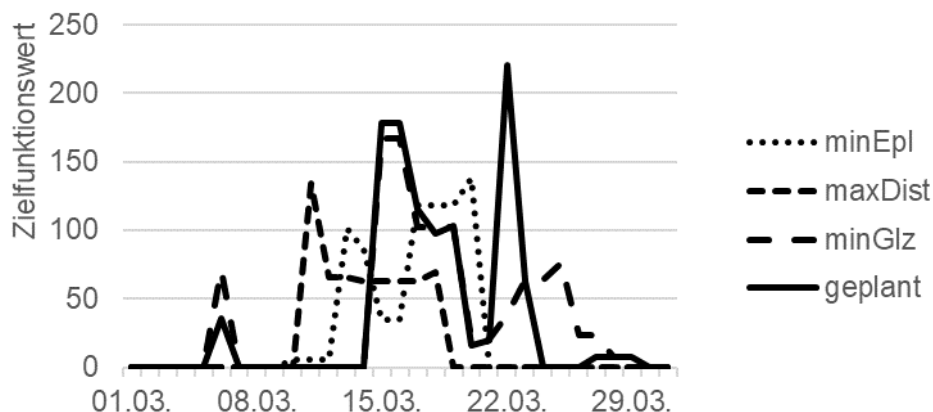


Abbildung 9: Zielfunktionswert je Zeitpunkt

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

#### 4.4 Einfluss der heuristischen Startlösungen auf den Iterationsverlauf des genetischen Algorithmus

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des Zielfunktionswertes des genetischen Algorithmus unter Berücksichtigung der heuristischen Startlösungen. Es ist gut zu erkennen, dass sowohl der Minimalwert als auch der Median im Iterationsverlauf abnehmen. Nach insgesamt vier Iterationen bricht der genetische Algorithmus aufgrund der Unterschreitung der Konvergenzschranke ab. Die optimierte Lösung liegt bei 332,27. Eine Optimalitätsgarantie ist bei der Anwendung von genetischen Algorithmen jedoch nicht gegeben.

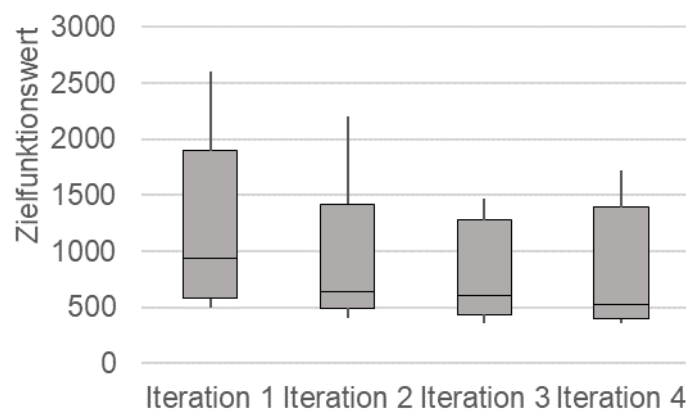


Abbildung 10: Boxplot des Iterationsverlaufs des genetischen Algorithmus

Die beste heuristische Lösung (maxDist) mit einem Zielfunktionswert von 585,16 liegt in der ersten Iteration im 5%-Quantil der besten gefundenen Lösungen. Die Lösung ist direkt für weiteren Analysen durch den Anwender verfügbar und hat somit einen großen Mehrwert. Der Vergleich mit der optimierten Lösung zeigt jedoch, dass eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Zielfunktionswertes um 43,2% besteht.

## 5 Schlussfolgerungen

Die Unterstützung der Entscheidungsfindung in der Schaltungsplanung durch simulative Verfahren führt zu einem großen Mehrwert für die Schaltungsplanungsprozesse. Im Rahmen dieses Beitrags wurde ein bestehendes Verfahren zur Optimierung der Schaltungsplanung mittels eines genetischen Algorithmus um heuristische Startlösungen erweitert. Für das

dargestellte Untersuchungsszenario wurde eine Verbesserung des Zielfunktionswerts im Vergleich zu einem Benchmark um bis zu 44,28 % erreicht.

Im realen Schaltungsplanungsprozess ist dies besonders wertvoll, da schon nach wenigen Berechnungen ein deutlich verbessertes Ergebnis vorliegt und durch die zuständigen Schaltungsplaner analysiert werden kann. Dies führt zu einer schnelleren und effizienteren Kommunikation mit den involvierten Stakeholdern.

Zukünftig müssen die vorgestellten Modelle für reale Netzdatensätze von Übertragungsnetzbetreibern erprobt werden. Weiterhin erscheint es auf Basis des Vergleichs zwischen den Heuristiken und dem Benchmark (s. Kapitel 4.3) sinnvoll das Modell von Heuristik 3 (minimale Engpassleistung) um die Berücksichtigung mehrerer Last- und Einspeisesituationen zu erweitern.

### 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", 2019, ETG-Kongress, 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
- [8] Zhu, H.: "ECE 530 – Analysis Techniques for Large-Scale Electrical Systems: Lecture 17: Distribution Factors and Applications", 2015
- [9] Ewerszumrode, A. , N. Erle, L. Kalisch, S. Krahl, A. Moser, "Verfahren zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen", EnInnov2022, Graz, 2022