



Analytisches Lastprofilverfahren (Optimierung) der NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG

Stand August 2021

Dieses Dokument beinhaltet eine Kurzbeschreibung des optimierten analytischen Lastprofilverfahrens, wie es bei der NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG ab 01.12.2021 angewendet wird.

Im analytischen Verfahren ist das Ausgangsverfahren ein Zeitversatz von zwei Tagen. Der Restlastgang von D-1 kann der Allokation für D+1 zu Grunde gelegt werden. Dieser Zeitversatz führt zu einer Abweichung zwischen Allokation und Restlastgang am Liefertag. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, über die Anwendung von geeigneten Optimierungsverfahren diese Abweichungen so gering wie möglich zu halten.

Grundlage für die Optimierung des analytischen Lastprofilverfahrens bei NBB bilden Restlastprognosen, welche auf Basis der Ist-Restlasten in der Vergangenheit dann für die Zukunft anhand von Prognosetemperaturen erstellt werden. Die Prognosen werden mit einem mathematischen Prognoseverfahren Multiple Adaptive Regression Splines (MARS) ermittelt.

Die Aufteilung der analytischen Restlast erfolgt an Hand von NBB eigenen synthetischen Lastprofilen. Dieses unterscheidet sich grundlegend vom Verfahren nach TU München oder SigLinDe. NBB versendet deshalb im Rahmen der Marktkommunikationen auch keine Parameter des TU-München-Verfahrens (wie z. B. Kundenwert).

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die synthetische Basisallokation sind die entnahmestellenscharfen Jahresverbräuche, ihre Verbrauchscharakteristik in Form der Lastprofilzuordnung, und die Klimamessdaten für Temperatur und Windgeschwindigkeit. Aus den Klimadaten wird ein Heizgradwert mit gleitenden Vortageeinflüssen berechnet, und so das synthetische Verbrauchsverhalten bestimmt.

Die Zerlegung der analytischen Restlast erfolgt optimiert auf Basis der Restlastprognosen. Die synthetische SLP-Menge je Bilanzkreis wird ins Verhältnis zur gesamten SLP Basismenge gesetzt, und in diesem Verhältns ihr Anteil aus der Restlastprognose zugewiesen.

Im Ergebnis stehen dann die analytische aggregierten Lieferantensummen je Bilanzkreis zur Verfügung und werden per Mako an den MGV versendet.

Die analytische SLP Gesamtallokation zur ermittelte Prognoserestlast geht immer zu 100% auf.

Um die Optimierung transparent an die Transportkunden kommunizieren zu können, ermitteln wir täglich einen Optimierungsfaktor, welcher sich wie folgt ergibt:

Optimierungsfaktor = optimierte Restlast / tatsächlichen Restlast

Der Optimierungsfaktor erklärt den Wetterwechseleffekt wie folgt:

1. Temperaturanstieg:
Der Optimierungsfaktor ist ≤ 1 und die Optimierung bewirkt eine Reduzierung der Ausspeisungen
2. Temperaturabfall:
Der Optimierungsfaktor ist ≥ 1 und die Optimierung bewirkt eine Erhöhung der Ausspeisungen

Wesentlichen Einfluss auf Abweichungen im Netzkonto, die durch die Systematik des Zwei-Tagesversatzes beim analytischen Lastprofilverfahren entsteht, haben die Temperaturabweichung von D-1 (Vortag) zu D+1 (Liefertag).

Mit unserer Optimierung wird der Tagesversatz eliminiert und die analytischen Lieferantensummen entsprechen dem prognostizierten Lastverhalten für den Liefertag. Dadurch entfallen die Systemische Differenzen.

Lastprofile der NBB

Die Lastprofilzuordnung erfolgt wie folgt:

Lastprofil	Jahresverbrauchsprognose von in [kWh]	Jahresverbrauchsprognose bis [in kWh]	Grundlast ja/ nein
LPK	0	1.000	ja
LP1	1.001	100.000	nein
LP2	1.001	100.000	ja
LP3	100.001	300.000	nein
LP4	100.001	300.000	ja
LP5	300.001	2.000.000	nein
LP6	300.001	2.000.000	ja

Spezifische Parameterangaben der NBB

Weitere Angaben finden Sie unter:

<https://www.nbb-netzgesellschaft.de/services/download-center/>

- SLP Gas Verfahrensspezifische Parameter Netzbetreiber