

VERSORGUNGSSICHERHEIT
STROM

Anhang 4

Methodik

Stand und Entwicklung der
Versorgungssicherheit im Bereich
der Versorgung mit Elektrizität

September 2025



Bundesnetzagentur

Anhang 4

Methodik

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Einleitung

Nach der Beschreibung der Szenario- und Modellannahmen in Anhang 2 sowie der Erstellung der Zeitreihen und der Kraftwerksliste in Anhang 3, werden im vorliegenden Anhang 4 "Methodik" die einzelnen Modelle der Modellkette detailliert vorgestellt. In Abschnitt I wird das Integrierte Investitions- und Einsatzmodell (IIEM) dargestellt, das den zukünftigen Kraftwerkspark ermittelt. Darauf aufbauend folgt der Kraftwerksverortter in Abschnitt II, der die Kraftwerksleistung wieder in einzelne Kraftwerksblöcke aufteilt und über Deutschland verteilt. Die Ermittlung der Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE (loss of load expectation) und EENS (expected energy not served) mit dem probabilistischen Versorgungssicherheitsmodell (PVSM) wird in Abschnitt III beschrieben. Die Erstellung blockscharfer Dispatchergebnisse mit dem Dispatchmodell (DPM) wird in Abschnitt IV beschrieben. Abschließend können damit die Netzberechnungen durchgeführt werden, siehe Abschnitt V.

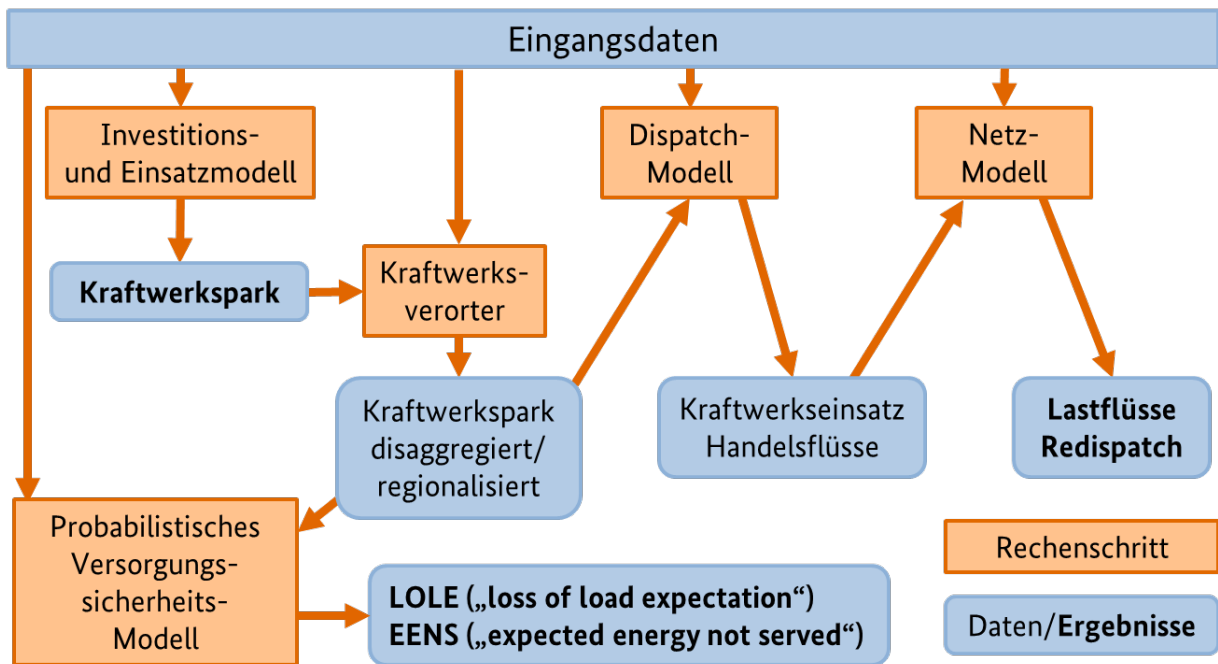


Abbildung 1: Modellkette für das Versorgungssicherheitsmonitoring

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	3
Inhaltsverzeichnis	5
I INTEGRIERTES INVESTITIONS- UND EINSATZ MODELL (IIEM)	9
A Kurzfassung	10
B Grundlagen	12
1. Optimierungsmodell	12
2. Zonen.....	13
3. Typen und Cluster.....	13
4. Freiheitsgrade.....	16
5. Zielfunktion	16
5.1 Marktform	16
5.2 Unsicherheit / Unvollkommenheiten	17
6. Diskontierung	18
6.1 Zielfunktion	18
6.2 Investitionen	19
6.3 Inflation	20
7. Kosten.....	20
8. Regelleistungsvorhaltung	21
C Formelzeichen	23
1. Indizes und Mengen.....	23
2. Variablen	25
3. Konstanten	26
D Modellierung	29
1. Zielfunktion	29
2. Bedarfsdeckung.....	31
3. Kapazitätsmarkt	32
4. Regelleistungsvorhaltung	33
5. Interkonnektoren.....	33
6. Typ p "Kraftwerke"	33
6.1 Einsatz	33
6.2 Installierte Leistung.....	34
6.3 Einbindung Strombedarfsdeckung	37
7. Typ ph „KWK-Kraftwerk“	37
8. Typ s „Speicher“	37
8.1 Einsatz	38
8.2 Installierte Leistung.....	40
8.3 Einbindung Strombedarfsdeckung	42

9.	Typ fi „Intervall-Nachfrageflexibilitäten“	42
9.1	Parameterabhängigkeit.....	42
9.2	Einsatz	43
9.3	Installierte Leistung.....	44
9.4	Einbindung Strombedarfsdeckung	45
10.	Typ fa „Reduktion-Nachfrageflexibilitäten“	45
10.1	Einsatz	46
10.2	Installierte Leistung.....	46
10.3	Einbindung Strombedarfsdeckung	47
II	KRAFTWERKSVERORTER.....	48
1.	Prämissen und Aufbereitung der Eingangsdaten.....	48
1.1	Kraftwerksleistung ohne Standortinformation.....	48
1.2	Prämissen für neue Biomasse- und Gaskraftwerke	49
1.3	KWK-Prämissen.....	49
2.	Modellierung.....	49
2.1	Neubau und Stilllegung.....	49
2.2	Mögliche Standorte für Gaskraftwerke.....	50
2.3	Verteilung der Gaskraftwerke in Deutschland	50
2.4	Verteilung der Biomassekraftwerke in Deutschland	52
III	PROBABILISTISCHES VERSORGUNGSSICHERHEITSMODELL (PVSM)	53
A	Kurzfassung	54
B	Grundlagen.....	55
1.	Zielfunktion	55
2.	Monte-Carlo Simulation	56
3.	Konvergenz	57
4.	Versorgungssicherheitsindikatoren.....	57
5.	Regelleistungsvorhaltung.....	58
6.	Ausfalljahre	58
IV	DISPATCHMODELL (DPM).....	60
A	Kurzfassung	61
B	Grundlagen.....	63
1.	Optimierungsmodell	63
2.	Zonen.....	64
3.	Marktteilnehmer und Kosten	64
C	Modellierung.....	65
1.	Indizes und Mengen.....	65
2.	Modellkonstanten.....	65
2.1	Kraftwerksliste.....	65
2.2	Leistungszeitreihen	66
2.3	Nachfrageflexibilitäten	67
2.4	Handelskapazitäten	68

3.	Modellvariablen	69
3.1	Kraftwerksvariablen.....	69
3.2	Speichervariablen.....	70
3.3	Nachfrageflexibilitätsvariablen.....	70
3.4	Handelsvariablen.....	71
3.5	Slack-Variablen	71
4.	Zielfunktion	71
4.1	Kosten der Erzeugung	71
4.2	Kosten der Speicher.....	72
4.3	Kosten der Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion.....	72
4.4	Kosten der intervallartigen Nachfrageflexibilitäten	72
4.5	Handelskosten	72
4.6	Kosten für den Lastüberhang.....	73
5.	Nebenbedingungen	73
5.1	Balance.....	73
5.2	Handel.....	73
5.3	KWK-Balance	73
5.4	Speicherfüllstand Biomasse - Kraftwerke	74
5.5	Speicherfüllstand Speicher.....	74
5.6	Speicherfüllstand Speicher mit natürlichem Zufluss.....	75
5.7	Speicherfüllstand intervallartige Nachfrageflexibilitäten.....	75
5.8	Speicherfüllstand Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion.....	76
5.9	Kraftwerkszustand.....	76
V	BEWERTUNG DER NETZSEITIGEN VERSORGUNGSSICHERHEIT.....	77
1.	Netzmodell.....	77
2.	Lastflussrechnungen.....	77
3.	Ausfallrechnungen	78
4.	Redispatchrechnungen.....	79
4.1	Eingriffe in den marktbasieren Einsatz der Anlagen	80
4.2	Leitungsüberlastungen	80
4.3	Optimierung mittels Power Transfer Distribution Factor	80
4.4	Teilnehmende Anlagen.....	81
4.5	Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.....	81
4.6	Abbildung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und Phasenschiebertransformatoren	81
4.6.1	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ).....	82
4.6.2	Phasenschiebertransformatoren (PST)	82
4.6.3	Netzbezogene Maßnahmen	82
	VERZEICHNISSE	85
	Abbildungsverzeichnis.....	86
	Tabellenverzeichnis.....	87

I Integriertes Investitions- und Einsatz Modell (IIEM)

A Kurzfassung

"Wie würde sich der Kraftwerkspark¹ im aktuellen Strommarktdesign entwickeln?" Diese und ähnliche Fragen werden mit dem Integrierten Investitions- und Einsatzmodell (IIEM) beantwortet.

Zur Reduktion der Komplexität des mathematischen, eigentlich nichtlinearen gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems wird das IIEM der BNetzA als ein lineares Optimierungsmodell formuliert. Es umfasst gleichzeitig bzw. integriert die Einsatz- und Investitionsentscheidungen eines völlig rational handelnden Investors. Damit wird derjenige Kraftwerkspark einschließlich Einsatz berechnet, der die Nachfrage sowohl nach Strom als auch nach KWK-Wärme kostenminimal² decken kann. Der Kraftwerkseinsatz ist pro Stunde abgebildet und die installierte Leistung pro Jahr. Der gesamte Berechnungszeitraum wird gleichzeitig unter der Annahme der "perfekten Voraussicht" betrachtet, das heißt, es gibt keine Möglichkeit zur Arbitrage, sodass das Modell den gesamten Strommarkt mit all seinen Teilmärkten in einem einzigen Spotmarktmodell zum (beinahe) Lieferzeitpunkt konzentriert.

Um eine vertretbare Rechendauer zu erreichen sind weitere Vereinfachungen notwendig, um den Modellumfang zu reduzieren:

- Das Betrachtungsgebiet einer Berechnung wird in Zonen eingeteilt, wobei eine Zone ein geografisch abgegrenztes Stromsystem umfasst mit allen relevanten Elementen (z.B. Deutschland mit nationaler Stromnachfrage, inländischen Kraftwerken etc.).
- Das Stromnetz wird zwischen den Zonen mittels Net Transfer Capacity (NTC) abgebildet. Innerhalb der Zonen werden keine Netzrestriktionen angenommen.
- Alle Kraftwerke und Flexibilitäten werden anhand gewisser Eigenschaften zu Clustern aggregiert³, um ihre Anzahl deutlich zu verringern.
- Es wird pro Jahr das gleiche durchschnittliche Ausfalljahr sowie Referenzwetterjahr genutzt.
- Das Stromsystem, das nicht mehr zum Betrachtungsgebiet gehört, aber mit diesem verbunden ist und Strom handelt, wird per fester, durchschnittlicher, historischer Handelszeitreihe berücksichtigt.

Demnach ist das IIEM in seiner Grundstruktur ein Graph, also ein Knoten-Kanten-Modell, eines gewissen geografisch eingegrenzten Stromsystems. Damit wird der Strommarkt simuliert, um die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks zu bestimmen.

Das Optimierungsmodell ist dergestalt aufgebaut, dass die zu minimierende Zielfunktion alle Kostenwerte enthält, nämlich des Einsatzes bzw. des Betriebes, der Investitionen, der Desinvestitionen bzw. Stilllegungen und der fehlenden Leistung. In den Nebenbedingungen befindet sich alles Weitere: Kraftwerke, Nachfrageflexibilitäten und Speicher sind jeweils als eigenständiger Typ modelliert, weil sie sich auf der

¹ Die Bezeichnung "Kraftwerkspark" umfasst auch Anlagen, die keine Kraftwerke sind, z.B. bei Nachfrageflexibilitäten etc.

² Für den Strommarkt kann in guter Näherung „vollkommener Wettbewerb“ unterstellt werden, sodass die Gewinnmaximierung der einzelnen Marktakteure zur Kostenminimierung für das Gesamtsystem wird.

³ Zum Beispiel: Für DE werden alle Braunkohlekraftwerke mit KWK-Eigenschaft zu einem einzigen Cluster aggregiert.

Makro-Ebene unterscheiden (bspw. haben Speicher eine Kapazität, Kraftwerke nicht usw.). Pro Typ gibt es mehrere Cluster, die sich auf der Mikro-Ebene unterscheiden (bspw. Energieträger, Energiewandlungsmaschine usw.). Pro Zone werden alle Anlagen des Betrachtungsgebietes zu diesen Clustern aufsummiert (z.B. alle Braunkohlekraftwerke in Deutschland bilden ein Cluster bzw. einen einzigen Leistungswert). Diese Cluster müssen den Strombedarf und den KWK-Wärmebedarf decken, Regelleistung vorhalten und die Leistungsvorgabe vorhandener Kapazitätsmärkte erfüllen. Zwischen den Zonen kann Leistung kostenfrei innerhalb der Net-Transfer-Capacities ausgetauscht werden. Wenn Leistung zur Bedarfsdeckung fehlt, dann wird der Mangel mit hochpreisiger Residualleistung behoben, die die maximale Zahlungsbereitschaft abbildet.

Im Kapitel D ist das eben Beschriebene detailliert mit Formeln zu finden.

B Grundlagen

1. Optimierungsmodell

Das IIEM ist ein mathematisches lineares Optimierungsmodell. Diese lineare Darstellung wurde gewählt, damit trotz der zahlreichen Modellierungen und des enormen Umfangs an Eingangsdaten in vertretbarer Zeit eine Lösung berechnet werden kann. Ein solches Optimierungsmodell hat typischerweise die folgende mathematische Form:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(x) = c^T \cdot x \\
 \text{s. t.} \quad & A \cdot x \leq b \\
 & lb \leq x \leq ub \\
 & x \in \mathbb{R}
 \end{aligned}
 \tag{I-1}$$

Die einzelnen Elemente bedeuten das Folgende:

1. Die Funktion $f(x)$ ist die zu minimierende Zielfunktion.
2. Der Vektor c^T (Vektor c transponiert) enthält die Kosten.
3. Der Vektor x enthält die Variablen. Sie gehören zur Menge der reellen Zahlen.
4. Die Vektoren lb, ub (Lower bzw. Upper Bound) erfassen den Wertebereich der Variablen.
5. Die Matrix A enthält die Koeffizienten der Nebenbedingungen.
6. Der Vektor b enthält den konstanten Wert je (Un-)Gleichung
7. Die A -Matrix zusammen mit den Grenzwerten in b bilden das System der linearen Ungleichungen, die das Modell bzw. die Nebenbedingungen beschreiben.

Es ist nicht vorgesehen mit diesem Optimierungsmodell die optimale Lösung zu berechnen, weil die Rechendauer sehr hoch und damit die ganze Berechnung unpraktisch wäre. Vielmehr arbeitet der Lösungsalgorithmus so lange, bis eine gefundene Lösung einen gewissen Grenzwert der "Nicht-Optimalität" unterschreitet. Dieser Grenzwert ist so gewählt, dass die verbliebene Nicht-Optimalität relativ gesehen unerheblich klein ist, das Modell in vertretbarer Zeit von ein paar Tagen gelöst wird und dass die Schattenpreise⁴ sicher interpretierbar sind.

⁴ Hierbei ist vor allem die Nebenbedingung zur Deckung des Strombedarfes im Blick: Der Schattenpreis gibt die Kosten eines zusätzlichen Megawatts an.

2. Zonen

Die Komplexität des Betrachtungsgebietes wird vereinfacht, indem es in Zonen "Z" eingeteilt wird. Eine Zone entspricht im Allgemeinen einem Land/Staat bzw. einer NUTS-0 Einheit⁵, wobei in manchen Fällen Inseln nicht mitbetrachtet werden⁶. Das heißt, dass das Stromsystem eines Landes vereinfacht in einer Zone enthalten ist, mittels fester Leistungszeitreihe des Strombedarfes, dynamischen Kraftwerken, Flexibilitäten usw. aber ohne das inländische Stromnetz. Lediglich zwischen den Zonen ist das Stromnetz vereinfacht als eindimensionale Beschränkung des Leistungsaustausches abgebildet, d.h. pro Stunde darf der Leistungsaustausch zwischen zwei Zonen einen gewissen Grenzwert nicht überschreiten, nämlich die Net-Transfer-Capacity (NTC). In der Logik des Modells entspricht die Verbindung zweier Länder (Interkonnektion) der Kante zwischen zwei Zonen. Daneben gibt es noch spezielle Offshore-Bidding-Zones "OBZ", um bestimmte Offshore-Projekte abzubilden. Sie umfassen jeweils eine feste Einspeise-Zeitreihe von Offshore Windenergieanlagen und Interkonnektoren. Das Stromsystem, das nicht mehr zum Betrachtungsgebiet gehört, aber mit diesem verbunden ist und Strom handelt (= Randbereich), wird durch feste, durchschnittliche historische Export-Handelszeitreihen berücksichtigt.

3. Typen und Cluster

Nicht alle Kraftwerke bzw. Anlagen im Betrachtungsgebiet können als einzelne Einheit in das IIEM eingehen, sondern ihre große Anzahl muss sinnvoll reduziert werden. Dies geschieht durch die Bildung von Typen und Clustern. Insgesamt sind fünf Typen implementiert, sie sind fix und werden nachfolgend erläutert. Pro Typ kann es mehrere Cluster geben. Sie sind beliebig. Die Typen unterscheiden sich auf der Makro-Ebene (z.B. bzgl. Speichereigenschaft, Verbrennung eines Primärenergieträgers usw.) und die Cluster auf Mikro-Ebene (z.B. Wirkungsgrad, Investitionskosten, Primärenergieträger usw.).

Die folgende Abbildung 2 zeigt schematisch das Vorgehen zur Bildung der Cluster von links nach rechts: Alle Einheiten der Kraftwerkliste⁷ (KWL) werden zuerst einem Typen zugeordnet, z.B. alle thermischen Kraftwerken ohne KWK-Eigenschaft dem Typ "p". Danach werden Cluster innerhalb eines Typs gebildet, dargestellt anhand der Zahlen in den gelben Kreisen, z.B. die "1". Ein Cluster ist somit die Summe aller zugeordneten Kraftwerke und demnach eine stetige Leistungsmenge und kein blockscharfes Kraftwerk. Zum Beispiel bilden alle Erdgaskraftwerke (in Abbildung 2 die Farbe Gelb) mit dem Aufbau "Gas- und Dampfturbine" ohne KWK-Eigenschaft (die Zahl 1 in den gelben Kreisen) in der Zone DE ein Cluster.

⁵ NUTS steht für "Nomenclature des Unités territoriales statistiques" und umfasst ein hierarchisches System zur Abbildung der ökonomischen Einheiten in der EU. Die Ebene 0 entspricht der Landesebene. Siehe auch: <https://op.europa.eu/de/web/eu-vocabularies/dataset/-/resource>

⁶ Dazu gehören u.a. die kanarischen Inseln etc.

⁷ In dieser Liste sind alle Kraftwerke des Betrachtungsgebietes verzeichnet. Diese wurde von der BNetzA eingekauft.

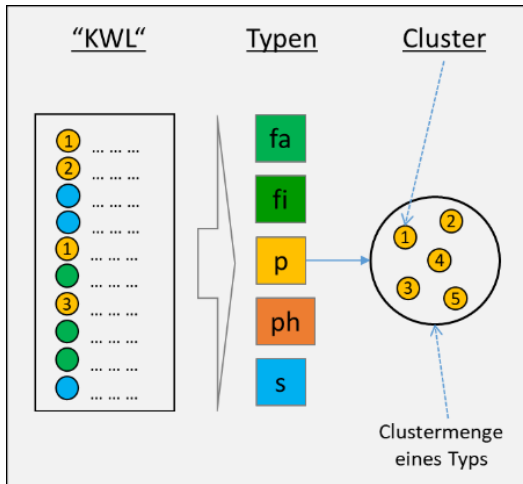


Abbildung 2: Einteilung der Kraftwerksliste in Typen und Cluster; (Quelle BNetzA)

Nachfolgend sind die fünf implementierten Typen dargestellt:

fa = Nachfrageflexibilitäten, die ihre Last freiwillig reduzieren können, z.B. Industrieprozesse

fi = Nachfrageflexibilitäten, die ihre Last verschieben können, z.B. Elektroautos

p = Kraftwerke, insb. die klassischen thermischen Kraftwerke, z.B. Erdgaskraftwerke

ph = KWK-Kraftwerke, Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, die Strom und Wärme erzeugen

s = Speichereinrichtungen aller Art, z.B. Pumpspeicherwasserkraftwerke, Batteriespeicher usw.

Wie bereits erläutert kann es pro Typ eine beliebige Anzahl bzw. Zusammenstellung an Clustern geben.

In Tabelle 1 ist zu sehen, welche Cluster im IIEM genutzt werden und nach welchen Merkmalen die Anlagen aus der Kraftwerksliste einem Cluster zugeordnet werden. Diese Aggregation der Anlagen ist notwendig, damit das Modell berechenbar ist.

Merkmale				Zuordnung		Erläuterung	
NEA	PET	EWM	KWK	Typ	Cluster		
-	-	-	-	fa	Ind1	Nachfrageflexibilität Industrie1	
-	-	-	-		Ind2	Nachfrageflexibilität Industrie2	
-	-	-	-		Ind3	Nachfrageflexibilität Industrie3	
-	-	-	-	fi	BEV	Nachfrageflexibilität Elektromobilität	
-	-	-	-		GHD	Nachfrageflexibilität Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	
-	-	-	-		HSS	Nachfrageflexibilität Heimspeichersysteme	
-	-	-	-		Ind4	Nachfrageflexibilität Industrie 4	
-	-	-	-		P2Goff	Nachfrageflexibilität Power to Gas Offsite	
-	-	-	-		P2Gon	Nachfrageflexibilität Power to Gas Onsite	
-	-	-	-		P2Hfw	Nachfrageflexibilität Power to Heat Fernwärme	
-	-	-	-		P2Hind	Nachfrageflexibilität Power to Heat Industrie	
-	-	-	-	WP	Nachfrageflexibilität Wärmepumpen		
NEA	ABF		KWK	p	ABF	Kraftwerke mit PET Abfall	
NEA	BIO		KWK		BIO	Kraftwerke mit biogenem PET	
NEA	BRK		KWK		BRK	Kraftwerke mit PET Braunkohle	
NEA	ERG	GuD	KWK		ERGc	Kraftwerke mit PET Erdgas als GuD-Anlage ausgeführt	
NEA	ERG	GuD	KWK		ERGo	Kraftwerke mit PET Erdgas als offene GT ausgeführt	
NEA	GEO		KWK		GEO	Kraftwerke mit PET Geothermie	
NEA	H2	GuD	KWK		H2c	Kraftwerke mit PET Wasserstoff als GuD-Anlage ausgeführt	
NEA	H2	GuD	KWK		H2o	Kraftwerke mit PET Wasserstoff als offene GT ausgeführt	
NEA	KGAS		KWK		KGAS	Kraftwerke mit PET Kuppelgas	
NEA			KWK		NEA	Netzersatzanlagen	
NEA	NUK		KWK		NUK	Kraftwerke mit PET Kernenergie	
NEA	OEL,HEL,DIE,HES		KWK		OEL	Kraftwerke mit PET Öl, Heizöl leicht/schwer, Diesel	
NEA	SON		KWK		SON	Kraftwerke mit PET Sonstiges	
NEA	STK		KWK		STK	Kraftwerke mit PET Steinkohle	
NEA	ABF		KWK		ph	ABFx	Kraftwerke mit PET Abfall sowie KWK
NEA	BIO		KWK			BIOx	Kraftwerke mit PET Biomasse/-gas und KWK
NEA	BRK		KWK			BRKx	Kraftwerke mit PET Braunkohle und KWK
NEA	ERG	GuD	KWK			ERGCx	Kraftwerke mit PET Erdgas und KWK als GuD-Anlage ausgeführt
NEA	ERG	GuD	KWK			ERGoX	Kraftwerke mit PET Erdgas und KWK als offene GT ausgeführt
NEA	GEO		KWK			GEOx	Kraftwerke mit PET Geothermie und KWK
NEA	H2	GuD	KWK	H2cx		Kraftwerke mit PET Wasserstoff und KWK als GuD-Anlage ausgeführt	
NEA	H2	GuD	KWK	H2ox		Kraftwerke mit PET Wasserstoff und KWK als offene GT ausgeführt	
NEA	KGAS		KWK	KGASx		Kraftwerke mit PET Kuppelgas und KWK	
NEA	NUK		KWK	NUKx		Kraftwerke mit PET Kernenergie und KWK	
NEA	OEL,HEL,DIE,HES		KWK	OELx	Kraftwerke mit PET Öl, Heizöl leicht/schwer, Diesel und KWK		
NEA	SON		KWK	SONx	Kraftwerke mit PET Sonstiges und KWK		
NEA	STK		KWK	STKx	Kraftwerke mit PET Steinkohle und KWK		
NEA	LW,GZW			s	LW	Kraftwerke mit PET Laufwasser/Gezeitenwasser	
NEA	PSW				PSW	Kraftwerke mit PET Pumpspeicherwasser	
NEA	ES				SBS	Stationäre Batteriespeichersysteme mit PET elektrischer Strom	
NEA	SW				SW	Kraftwerke mit PET Speicherwasser	

Tabelle 1: Übersicht der im IIEM verwendeten Cluster

Lesebeispiel für die Clusterzuordnung eines Braunkohle-GuD-KWK-Kraftwerks:

1. Es ist keine Netzersatzanlage (NEA).
2. Es nutzt als Primärenergieträger Braunkohle (BRK).
3. Die Energiewandlungsmaschine ist für BRK-Anlagen nicht relevant.
4. Es hat die KWK-Eigenschaft.
5. Somit handelt es sich um ein Kraftwerk vom Typ ph und wird dem Cluster "BRKx" zugeordnet.

4. Freiheitsgrade

Jedes Cluster kann bzgl. der installierten Leistung verschiedene Vorgaben haben (z.B. eine maximale installierte Leistung wie im Fall des Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland, bekannter Zubau usw.) und demnach viele oder wenige Freiheiten. Um diese Vielzahl an Möglichkeiten handhabbar zu machen und gleichzeitig einen Überblick zu schaffen, werden die möglichen Vorgaben eines Clusters in Freiheitsgrade (FG) eingeteilt. Diese FG werden dann genutzt, um Grenzvorgaben für die Variablen bzgl. der installierten Leistung zu erstellen, sodass sich die installierte Leistung innerhalb des Modells nur wie beabsichtigt ändern kann. Das heißt, jedes Cluster in jeder Zone ist einem der folgenden Freiheitsgrade zugeordnet. Dabei gibt es prinzipiell vier Haupttypen (1,2,3,4) und zwei Subtypen (20,40):

FG	Erläuterung
1	"Frei" = Es gibt evtl. einen initialen Bestand (der altersgemäß abnimmt) und evtl. bekannten Zubau, der darüber hinaus aber unbeschränkt ist.
2	"Eingeschränkt" = Wie FG1, allerdings gibt es einen Obergrenzwert für den Gesamtbestand (wg. Potentialbeschränkung oder Ausstiegsplan o.ä.)
3	"Halbbestimmt" = Wie FG1, aber der Zubau speist sich ausschließlich aus bekannten Projekten (evtl. gibt es keine bekannten Neubauprojekte, dann ist der Zubau 0 MW.)
4	"Vorgabe" = Es gibt eine Gesamtbestandsvorgabe (inkl. initialen Bestand).
20	Wie FG2, allerdings mit einem Obergrenzwert der die Summe mehrerer Cluster betrifft.
40	Wie FG4, allerdings ist der Bestand im Betrachtungszeitraum immer 0 MW.

Tabelle 2: Übersicht der Freiheitsgrade der Cluster im IIEM; (Quelle BNetzA)

5. Zielfunktion

Im IIEM wird als Zielfunktion die Systemkostenminimierung unter perfekter Voraussicht genutzt. Damit kann die unbekannte individuelle Gewinnmaximierungsabsicht der Investoren/Erzeuger abgebildet werden. Das ist möglich, weil der Strommarkt insgesamt und der modellierte Spotmarkt im Besonderen den Kriterien des vollkommenen Wettbewerbs sehr nahekommt. Diese Vorgehensweise wird in vergleichbaren Untersuchungen ebenfalls angewendet⁸.

5.1 Marktform

Bei der zugrundeliegenden Annahme von vollkommenem Wettbewerb ist die Wahl der Perspektive "Gewinnmaximierung vs. Kostenminimierung" unerheblich. Der Grund dafür ist, dass sich in diesem Fall alle Akteure zwar individuell optimal verhalten (also gewinnmaximierend), jedoch der vollkommene Wettbewerb

⁸ Zum Beispiel: "Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten Projekt Nr. 047/16" aus 2019: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>; "Das Strommarktmodell EMMA": <https://neon.energy/emma/>; "LIMES - Long-term Investment Model for the Electricity Sector": <https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/limes/>; "PyPSA: Python for Power System Analysis": <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/>

dafür sorgt, dass das Ergebnis volkswirtschaftlich kostenminimierend ist, denn solange „ökonomischer Gewinn“ zu erzielen ist, treten Anbieter in den Markt ein, die den Gewinn abschöpfen⁹.

Der europäische Strombinnenmarkt erfüllt die Bedingungen für vollkommenen Wettbewerb weitestgehend:

Es gibt eine hinreichend große Anzahl an Akteuren auf der Angebots- und Nachfrageseite, sodass kein Marktteilnehmer durch strategisches Verhalten und Marktmacht das Marktergebnis wesentlich beeinflussen kann. Die Liberalisierung des Strommarktes hat insgesamt dazu geführt, dass nicht mehr nur einige große Betreiber Kapazitäten anbieten, sondern auch verstärkt Drittanbieter in den Markt eingetreten sind. Darüber hinaus sorgt auch der Ausbau der EE-Anlagen für eine erhöhte Dynamik auf dem Markt.

Strom ist ein homogenes Gut.

Der Börsenhandel, definierte Produkte und öffentliche Preise sorgen für vollständige Transparenz.

Es gibt geringe Markteintrittsbarrieren, da die Teilnahme am Strommarkt auf verschiedene Weisen möglich ist. Damit steht der Strommarkt allen Interessenten mit den nötigen Voraussetzungen offen und die Bedingung für den barrierefreien Markteintritt darf als gegeben angesehen werden.

5.2 Unsicherheit / Unvollkommenheiten

Unter der beschriebenen Wettbewerbsannahme darf jedoch nicht verstanden werden, dass es keine Marktunvollkommenheiten gibt. Alle wesentlichen Marktunvollkommenheiten können unter Beibehaltung der Wettbewerbsannahme modelliert werden, etwa die Unwissenheit bzw. Unsicherheit, der sich ein Investor gegenüber sieht mit Blick auf politische Entscheidungen, das Wetter, etc. also letztlich alles, was Einfluss auf das Marktergebnis haben kann. Der bekannte Teil der Einflüsse kann explizit in Form von Beschränkungen modelliert werden. Hier ist ein Fahrplan für die Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken denkbar, steigende CO₂-Zertifikatspreise usw. Diese Umstände haben alle einen Einfluss auf den Markt und auf die Mittelflüsse, aber sie ändern nichts an der grundsätzlichen Wettbewerbssituation. Der unbekannte Teil wird wie folgt berücksichtigt, indem:

6. Die Zielfunktion einer Barwertberechnung entspricht (siehe Abschnitt 6.1): Bei dieser Vorgehensweise wird ein Diskontierungsfaktor genutzt, um die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Zahlungsflüsse zum Ausdruck zu bringen - je höher der Diskontierungsfaktor, desto geringer fallen zukünftige Zahlungsströme ins Gewicht.
7. Für das eingesetzte Kapital wird eine höhere Verzinsung gefordert (siehe Abschnitt 6.2): Hierdurch erhöhen sich die kalkulatorischen Investitionskosten.

⁹ In anderen Worten: Auf einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt ist der einzelne Anbieter Preisnehmer. Er kann zwar seine Ausbringungsmenge beeinflussen, mit dieser aber nicht den Preis, sonst würde ein anderer Marktteilnehmer den Anteil übernehmen. Es wird letztlich eine Menge angeboten, sodass am Ende die Gewinnmaximierung erfüllt ist (Grenzkosten = Grenzerlös), die aber gleichzeitig dem Marktpreis entspricht. Dies führt dann auch zu gesamthafter Systemkostenminimierung, da kein Anbieter den Preis durch künstliche Angebotsverknappung beeinflussen kann und kein Anbieter eine Menge ausbringt, bei der die Grenzkosten oberhalb des Marktpreises liegen. Ein solcher Anbieter würde aus dem Markt austreten müssen. Damit kann vollkommener Wettbewerb unterstellt und die Kostenminimierung als Zielfunktion für das Gesamtsystem gewählt werden.

6. Diskontierung

Bei der Diskontierung bzw. Abzinsung geht es darum, den Wert zukünftiger Zahlungen (seien es Kosten oder Erlöse) zu bestimmen. Für das Investitionsmodell sind hierbei drei Bereiche relevant:

Zielfunktion: Kosten fallen in verschiedenen Jahren an.

Investitionen: Investitionskosten sind über einen Zeitraum zurückzuerdienen.

Inflation: In der Realität verändern sich die Kosten wegen des allgemeinen Preisniveaus.

6.1 Zielfunktion

Am Strommarkt sind viele Investoren aktiv, die vor dem Hintergrund ihrer individuellen Risikopräferenz, ihre Gewinne maximieren wollen. Unter der Annahme von vollkommenem Wettbewerb entspricht diese Vielzahl an Investoren genau einem rationalen Investor, der die Summe aller Kosten (= Systemkosten) minimieren will (siehe folgende Formel). Dieses Bild des einen Investors wird im Folgenden genutzt, um die Überlegungen etwas anschaulicher und dadurch verständlicher zu machen.

$$\text{Minimiere } ZF = \sum_{a \in A} \text{Gesamtkosten}_{(a)} \quad (\text{I-2})$$

Dieser Investor „überlegt“ im IIEM, wie er investieren sollte, damit die Systemkosten minimal werden. Damit für ihn alle Investitionsoptionen vergleichbar sind, müssen die Kosten, die in unterschiedlichen Jahren anfallen, mittels Diskontierungsfaktor df (siehe folgende Formel) auf einen Zeitpunkt bezogen werden.¹⁰ Das kommt daher, weil das Geld für die Investition auch alternativ einsetzbar ist bzw. weiter in der Zukunft liegende Zahlungen unsicherer sind.

$$df(a) = \left(\frac{1}{1+r} \right)^{a-1} \quad (\text{I-3})$$

Dementsprechend sieht die Zielfunktion folgendermaßen aus:

$$\text{Minimiere } ZF = \sum_{a \in A} df(a) * \text{Gesamtkosten}_{(a)} \quad (\text{I-4})$$

Nach dem Opportunitätskonzept ergibt sich die Diskontrate r aus einer risikoadäquaten Alternativenanlage¹¹. Diese Alternative ist aber unbekannt. Der Einfachheit halber wird die 30-jährige¹² Bundesanleihe verwendet,

¹⁰ Folie 30 ff. in „Tom Brown – Energy Systems, Summer Semester 2021 Lecture 13: Long-Term Dynamics“

¹¹ S. 533 in Wöhe, Betriebswirtschaftslehre

¹² 30 Jahre, weil die Investitionsmöglichkeiten im Schnitt eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren haben.

weil sie die höchste Mindestrendite einer sicheren Anlage hat und weil sich alle auf diese Mindestrendite einigen können. Für Bundesanleihen¹³ mit 30-jähriger¹⁴ Laufzeit sind es grob ca. 2%.

Ein Nebeneffekt der Diskontierung ist, wie schon erwähnt, dass die unsichere Zukunft, in Form der zukünftigen Kosten, ein geringeres Gewicht in der Zielfunktion hat. Das bedeutet je weiter Kosten (oder Erlöse) in der Zukunft liegen, desto höher ist ihre Unsicherheit, aber auch desto geringer ist ihr Einfluss in der Zielfunktion.

6.2 Investitionen

Für den Investor ist eine entscheidende Frage, wann die Investitionskosten zurückgezahlt werden müssen. Hier gibt es viele Möglichkeiten. Für das IEM wird die Annahme getroffen, dass die Rückzahlung der Investitionskosten in jährlich gleichbleibenden Zahlungen über die ganze Lebensdauer erfolgt. Das bedeutet aber nicht, dass diese in jedem Jahr verdient werden müssen, sondern es kommt auf die Zahlungen des gesamten Zeitraumes an.

Damit wird ein Problem des Modells behoben: Die Lebensdauern der Kraftwerke reichen oftmals über den Betrachtungszeitraum hinaus. Mit dieser „Annuitäten-Methode“ ist dies angemessen berücksichtigt, weil kein Restwert o.ä. berücksichtigt werden muss, sondern nur, was bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes anfällt. Lediglich im Fall einer vorzeitigen Abschaltung werden die verbliebenen Annuitäten in Form von versunkenen Kosten im Betrachtungszeitraum berücksichtigt (siehe Abschnitt 7).

Fixe Betriebskosten enthalten im Allgemeinen einen Kapitaldienst (Zinsen und Tilgung). Die für das IEM zu nutzenden Werte sollten diesen Kapitaldienst schon berücksichtigen bzw. enthalten. Falls nicht, dann muss vorher eine Annuität mit Lebensdauer eines Jahres berechnet werden.

Zur konkreten Berechnung:

Die annuitätischen Investitionskosten (AIK) beschreiben die Gesamtkosten eines Investitionsprojekts in äquivalenten jährlichen Kosten in Euro pro Megawatt und pro Jahr $[(\text{€}/\text{MW})/a = \text{€}/\text{MWa}]$. Sie ergeben sich aus dem Nettobarwert (NBW) $[\text{€}/\text{MW}]$ multipliziert mit dem Annuitätenfaktor (ANF):

$$K^{AIK} = NBW \cdot ANF \quad (\text{I-5})$$

Mit WACC als Weighted Average Cost of Capital (= gewichtete, mittlere Verzinsung des eingesetzten Kapitals) und LD als Lebensdauer der Investition in Jahren ist der ANF (ohne Risikoprämie) definiert als:

$$ANF(LD, WACC) = \frac{(1 + WACC)^{LD} \cdot WACC}{(1 + WACC)^{LD} - 1} \quad (\text{I-6})$$

Da im Modell nur einmalig Investitionskosten (IK) $[\text{€}/\text{MW}]$ anfallen, entspricht der NBW diesen einmaligen Investitionskosten:

¹³ <https://www.deutsche-finanzagentur.de/bundeswertpapiere/bundeswertpapierarten/bundesanleihen>

¹⁴ Als Vergleich mit ähnlicher Laufzeit, da die Investitionsoptionen im Modell Lebensdauern von 15-55 Jahre haben.

$$NBW = \sum_{a=0}^{LD} \frac{K_a^{IK}}{(1 + WACC)^a} = K_0^{IK} = K^{IK} \quad (I-7)$$

6.3 Inflation

In der Realität verändert sich das Preisniveau wegen der Inflation, d.h. die Wertigkeit einer zukünftigen Zahlung nimmt ab bei gleichem Betrag. Demnach müsste eine zukünftige Zahlung im Rahmen einer Barwertberechnung eine höhere Diskontierungsrate haben. Stattdessen kann aber auch die Inflation angemessen berücksichtigt werden, indem reale Kostenwerte genutzt werden. Das heißt, dass alle Kosten das gleiche Basisjahr haben und dadurch die Diskontierungsrate gleichbleiben kann. Im IIEM werden die realen Kostenwerte mit dem ersten Betrachtungsjahr als Basisjahr angenommen. So können mit der Einheit [€_2025] die realen Kostenwerte pro Jahr angesetzt werden.

7. Kosten

Die für das IIEM verwendeten Kostenwerte sind reale Werte (siehe Abschnitt 6.3 auf Seite 20) mit dem ersten Berechnungsjahr, dem Jahr 2025, als Bezugsjahr. Im Folgenden ist zunächst eine Übersicht der im IIEM monetären Werte zu sehen.

Gruppe	Parameter	Abk.	Einheit
Betrieb	CO2-Emissionsfaktor	EF	[t_CO2 / MWh_th]
Betrieb	Energieträgerkosten	ETK	[€ / MWh_th]
Betrieb	Elektrischer Wirkungsgrad	EWG	[MWh_el / MWh_th]
Betrieb	Fixe Betriebskosten	FBK	[€ / MWa]
Betrieb	CO2-Emissionskosten	KCO2	[€ / t_CO2]
Betrieb	Sonstige variable Kosten	SVK	[€ / MWh]
Betrieb	Transportkosten	TK	[€ / MWh_th]
Betrieb	Variable Betriebskosten	VBK	[€ / MWh]
Betrieb	Variable Instandhaltungskosten	VIK	[€ / MWh]
Invest	Abschaltkosten	AK	[€ / MW]
Invest	Annuitätische Investitionskosten	AIK	[€ / MWa]
Invest	Investitionskosten	IK	[€ / MW]
Invest	Lebensdauer	LD	[a]
Invest	Weighted Average Cost of Capital	WACC	[-]
Invest	Risk Premium	RP	[-]

Tabelle 3: Übersicht der Kostenparameter im IIEM; (Quelle BNetzA)

Alle Kostenparameter können prinzipiell in die zwei Gruppen Betrieb und Investition eingeteilt werden (wie in der darüber liegenden Tabelle in Spalte "Gruppe" zu sehen ist). Beide Gruppen entsprechen den zwei wesentlichen Elementen des "Integrierten Investitions- und Einsatzmodells" (der "Betrieb" ist hier weitergefasst als "Einsatz"). Je Gruppe gehen zwei Kostenwerte unmittelbar in das Modell ein:

8. Betrieb: Variable Betriebskosten (VBK) und Fixe Betriebskosten (FBK)
9. Investitionen: Annuitätische Investitionskosten (AIK) und Abschaltkosten (AK) inkl. versunkene Kosten

Die variablen Betriebskosten (VBK) werden nach der folgenden Formel berechnet. Sie sind spezifisch pro Jahr, Zone und Cluster. Bei den Clustern der Typen Kraftwerke (p) und KWK-Kraftwerke (ph) sind die VBK individuell für den Alt- und Neubestand¹⁵ mittels Wirkungsgrades¹⁶ differenziert:

$$\begin{aligned} \text{VBK}_{a,z,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right] = & \frac{\text{ETK}_{a,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{th}}} \right] + K_a^{\text{CO}_2} \left[\frac{\text{€}}{\text{t}_{\text{CO}_2}} \right] \cdot \text{EF}_c \left[\frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{MWh}_{\text{th}}} \right] + \text{TK}_{z,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{th}}} \right]}{\text{EWG}_c \left[\frac{\text{MWh}_{\text{el}}}{\text{MWh}_{\text{th}}} \right]} \\ & + \text{VIK}_{z,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right] + \text{SVK}_{z,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right] \end{aligned} \quad (\text{I-8})$$

Im Folgenden ist die Berechnung der annuitätischen Investitionskosten (AIK) zu sehen. Sie dienen als Grundlage zur Berechnung der Investitionskosten sowie den versunkenen Kosten:

$$\text{AIK}_{a,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MW}_{\text{el}}} \right] = \text{IK}_{a,c} \left[\frac{\text{€}}{\text{MW}_{\text{el}}} \right] \cdot \frac{(1 + \text{WACC}_c + \text{RP}_c)^{\text{LD}_c} \cdot (\text{WACC}_c + \text{RP}_c)}{(1 + \text{WACC}_c + \text{RP}_c)^{\text{LD}_c} - 1} \quad (\text{I-9})$$

Die versunkenen Kosten, siehe Formel (I-23), entsprechen Kosten, die nicht mehr zurückverdient werden können. Im IIEM gibt es genau einen Fall, in dem sie berücksichtigt werden müssen: Wenn die Lebensdauer einer Investition über den Betrachtungszeitraum hinausreicht und die Abschaltung dennoch vorzeitig innerhalb des Betrachtungszeitraumes geschehen kann. Dann müssen die verbliebenen Annuitäten als versunkene Kosten extra in dem Betrachtungszeitraum berücksichtigt werden.

8. Regelleistungsvorhaltung

Das IIEM bildet nur Marktprozesse quasi bis unmittelbar vor Eintritt ab und umfasst somit nur Prognosewerte. Die Realität, also die Realisierung bzw. das Eintreten von Abweichungen von Prognosewerten ist nicht enthalten. Die treten erst nach den Marktprozessen auf. Darum ist die gesamte positive Regelleistung im IIEM vorzuhalten, weil sie, vereinfacht gesagt, zum Ausgleich von Prognoseabweichungen gedacht ist, die wie oben beschrieben aber nicht im IIEM enthalten sind.

Bei der Regelleistungsvorhaltung (RLV) soll Leistung vor- bzw. freigehalten werden und es soll kein Abruf erfolgen bzw. Energie erzeugt werden. Im Modell wird dies wie folgt abgebildet: Die Leistung, die im klassischen Spotmarkt bereitgestellt wird, plus der für die Regelleistung vorgehaltenen Leistung, muss kleiner-gleich der verfügbaren Leistung sein.

$$p_t^{\text{EOM}} + p_t^{\text{RLV}} \leq p_t^{\text{verfügbar}} \quad (\text{I-10})$$

¹⁵ Zum Altbestand gehören alldiejenigen Anlagen bzw. Kraftwerke, die initial im Betrachtungszeitraum da sind. Alle Anlagen die im Betrachtungszeitraum hinzukommen, gehören zum Neubestand.

¹⁶ Der Wirkungsgrad des Altbestands kommt aus der Kraftwerkliste und der Wirkungsgrad für den Neubestand ist eine Annahme.

Bei Speichern ist die Modellierung komplex, da die RLV prinzipiell aus dem Speicherinhalt bedient werden müsste, was jedoch gewisse Nachteile mit sich bringt. Die Nachteile sind:

Die zwecks Vorhaltung dem Speicher entnommene Energie entspräche Regelenergie. Die Summe dieser Regelenergie wäre sehr viel größer als die Regelenergie in der Realität, denn in der Realität ist die Summe des Abrufes der pos. Regelleistung (RL), und insbesondere der Saldo aus neg. und pos. RL, verhältnismäßig klein.

Die Vorhaltung bei Speichern kann indirekt zu einem Abruf führen: Wenn die zur Vorhaltung abgezweigte Leistung aus dem Speicherinhalt bereitgestellt wird, dann muss die enthaltene Energie, die nicht aus einem Zulauf stammt, vorher erzeugt worden sein. Der Erzeuger war im Zweifelsfall ein Kraftwerk, wodurch Kosten und CO₂ angefallen sind, was aber im Rahmen einer Vorhaltung nicht beabsichtigt ist.

Darum wird die RLV bei Speichern so umgesetzt, dass Leistung zwar vorgehalten wird (1), jedoch dafür keine Energieentnahme aus dem Speicher erfolgt (2):

$$(1) \quad s_t^{EOM,Aus} + s_t^{RLV} \leq S_t^{verfügbar} \quad (I-11)$$

$$(2) \quad s_t^{GE} = s_{t-1}^{GE} + s_t^{EOM,Ein} - s_t^{EOM,Aus} \quad (I-12)$$

Damit sind die beiden oben angesprochenen Nachteile berücksichtigt und der jetzt noch verbliebene Fehler kleiner, als wenn die vorgehaltene Leistung komplett mit Energie aus dem Speicher bedient würde.

In der Realität gibt es verschiedene Regelleistungsarten bzw. -qualitäten. Dies wird berücksichtigt, indem die vorzuhaltende Regelleistung auf zwei Segmente verteilt wird: Das eine Segment wird "Spinning" genannt, was bedeutet, dass Regelleistung quasi sofort erbracht werden kann. Das andere Segment heißt "Non-Spinning", was bedeutet, dass Leistung erst nach wenigen Minuten Anfahrzeit bereitgestellt werden kann. Alle Cluster werden einem Segment zugeordnet, sodass die vorgehaltene Regelleistung nur im zugeordneten Segment zur Verfügung steht.

C Formelzeichen

1. Indizes und Mengen

Tiefergestellte Indizes & Mengen - Übersicht

Name	Index, Menge	Beispiel
Jahr	$\alpha \in A$	2025, 2026, ...
Zeitschrift (i.d.R. Stunde)	$t \in T$	1, 2, ..., 8760
Zone, Nachbarzone	$z, zz \in Z$	DE, FR, ...
Zonen mit Kapazitätsmarkt	$z \in ZKM \subseteq Z$	FR, ...
Offshore-Bidding-Zones	$z \in OBZ$	BEI, DKTL, ...
Cluster der Reduktion-Flexibilitäten	$c \in CFA$	Ind1, ...
Cluster der Intervall-Flexibilitäten	$c \in CFI$	eMob, ...
Cluster der Kraftwerke/Power Plants	$c \in CP$	BRK, STK, ...
Cluster der KWK-Kraftwerke	$c \in CPH$	BRKx, STKx, ...
Cluster der Speicher	$c \in CS$	PSW, ...
Grenzüberschreitende Verbindung	$x = (z, zz) \in X$	(Von-Nach), (DE-AT)

Tabelle 4: Tiefergestellte Indizes & Mengen - Übersicht; (Quelle: BNetzA)

Hochgestellte Indizes - Übersicht I

Name	Index	Beispiel
Erstes Mengenelement	1	a^1
Letztes Mengenelement	N	a^N
Abschaltung	Ab	$p_{a,z,c}^{Ab,Alt}$
Faktor von Aus- zu Einspeicherleistung (A→E)	AE	$S_{z,c}^{AE}$
Faktor von Ausspeicherleistung zu Kapazität (A→K)	AK	$S_{z,c}^{AK}$
Abzusichernde Leistung	AL	$KM_{a,z}^{AL}$
Altbestand	Alt	$p_{a,z,c}^{Ab,Alt}$
Ausspeicherung	Aus	$s_{a,t,z,c}^{Aus}$
Maximale Ausspeicherleistung	AusMax	$f_{a,t,z,c}^{AusMax}$
Angebotsseite Strombedarf	ASB	$r_{a,t,z}^{ASB}$
Angebotsseite Wärmebedarf	AWB	$r_{a,t,z}^{AWB}$
Bestandsvorgabe (Gesamtbestand)	BV	$p_{a,z,c}^{BV,Inst}$
Minderungsfaktor (De-Rating Factor)	DRF	$KM_{z,c}^{DRF}$
EE-Anlagen	EE	$LZR_{a,t,z}^{EE}$
Einspeicherung	Ein	$s_{a,t,z,c}^{Ein}$

Tabelle 5: Hochgestellte Indizes - Übersicht I; (Quelle BNetzA)

Hochgestellte Indizes - Übersicht II

Name	Index	Beispiel
Maximale Einspeicherleistung	EinMax	$f_{a,t,z,c}^{EinMax}$
Einsatz	Eins	$p_{a,t,z,c}^{Eins}$
Initialer Bestand	InitB	$p_{z,c}^{InitB}$
Initial gespeicherte Energie bzw. initialer Speicherinhalt	InitGE	$S_{z,c}^{InitGE}$
Installierte Leistung („Gesamtbestand“)	Inst	$p_{a,z,c}^{Inst}$
(Bestandsvorgabe) Inst. Leistung des Altbestand	InstAlt	$p_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$
(Bestandsvorgabe) Inst. Leistung des Neubestand	InstNeu	$p_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$
Gespeicherte Energie	GE	$S_{a,t,z,c}^{GE}$
Maximale gespeicherte Energie	GEmax	$f_{a,t,z,c}^{GEmax}$
Minimale gespeicherte Energie	GEmin	$f_{a,t,z,c}^{GEmin}$
Maximalwert für den Gesamtbestand	GesMax	$p_{a,z,c}^{GV,GesMax}$
Minimalwert für den Gesamtbestand	GesMin	$p_{a,z,c}^{GV,GesMin}$
Grenzvorgabe für den Bestand	GV	$p_{a,z,c}^{GV,GesMax}$
Kapazität	Kap	$S_{a,z,c}^{Inst,Kap}$
KWK-Anlage	KWK	$LZR_{a,z,c}^{KWK}$
Neubestand	Neu	$p_{a,z,c}^{Zu,Neu}$
Nachfrageseite Strombedarf	NSB	$r_{a,t,c}^{NSB}$
Non-Spinning (Kategorie der RLV)	NSpin	$K_{a,t,z}^{DRK,NSpin}$
Netzverluste	NV	$LZR_{a,t,z}^{NV}$
Relativer Randspeicherstand (Anteil an Kap.)	RRSS	$S_{z,c}^{RRSS}$
Regelleistungsvorhaltung	RLV	$p_{a,t,z,c}^{RLV}$
(Residuallast) Strom	S	$RL_{a,t,z}^S$
Stromkennzahl (= Pel / Qth)	SKZ	p_c^{SKZ}
Stromnachfrage	SN	$LZR_{a,t,z}^{SN}$
Maximalwert für den Speicherstand (State of Charge)	SOCmax	$S_{a,z,c}^{GV,SOCmax}$
Minimalwert für den Speicherstand (State of Charge)	SOCmin	$S_{a,z,c}^{GV,SOCmin}$
Spinning (Kategorie der RLV)	Spin	$K_{a,t,z}^{DRK,Spin}$
Umrechnungsfaktor	UF	$FI_{t,z,c}^{UF, EinMax}$
Vorzeichen (+1 oder -1)	VZ	FI_c^{VZ}
Verschiebezeitfenster	VZF	F_c^{VZF}
Maximalwert für die Vollbenutzungsstunden	VBSmax	$p_{a,z,c}^{GV,VBSmax}$
Minimalwert für die Vollbenutzungsstunden	VBSMin	$p_{a,z,c}^{GV,VBSmin}$
(Residuallast) Wärme	W	$RL_{a,t,z}^W$

Tabelle 6: Hochgestellte Indizes - Übersicht II; (Quelle BNetzA)

Hochgestellte Indizes - Übersicht III

Name	Index	Beispiel
Wärme Kennzahl (=Q/P)	WKZ	$P_{z,c}^{WKZ}$
Wärmenachfrage	WN	$LZ R_{a,t,z}^{WN}$
Wirkungsgrad beim Einspeichern	WG, Ein	$S_{z,c}^{WG, Ein}$
Wirkungsgrad beim Ausspeichern	WG, Aus	$S_{z,c}^{WG, Aus}$
Zubau/Investition (beim Neubau)	Zu	$p_{a,z,c}^{Zu, Neu}$
Zufluss	Zu	$S_{a,z,c}^{Zu}$

Tabelle 7: Hochgestellte Indizes - Übersicht III; (Quelle BNetzA)

2. Variablen

Übersicht

Typ	Bestand	Gesamt	Anfang	Zubau ¹⁷	Abschaltung ¹⁸	Einsatz ¹⁹
fa	GesB	$f_{a,z,c}^{Inst}$	-	-	-	$f_{a,t,z,c}^{Ein/RLV}$
	AltB	$f_{a,z,c}^{Inst, Alt}$	$F_{z,c}^{InitB}$	-	$f_{a,z,c}^{Ab, Alt}$	-
	NeuB	$f_{a,z,c}^{Inst, Neu}$	-	$f_{a,z,c}^{Zu, Neu}$	$f_{a,z,c,aa}^{Ab, Neu}$	-
fi	GesB	$f i_{a,z,c}^{Inst}$	-	-	-	$f i_{a,t,z,c}^{Ein/Aus/RLV/GE}$
	AltB	$f i_{a,z,c}^{Inst, Alt}$	$F I_{z,c}^{InitB}$	-	$f i_{a,z,c}^{Ab, Alt}$	-
	NeuB	$f i_{a,z,c}^{Inst, Neu}$	-	$f i_{a,z,c}^{Zu, Neu}$	$f i_{a,z,c,aa}^{Ab, Neu}$	-
p	GesB	$p_{a,z,c}^{Inst}$	-	-	-	$p_{a,t,z,c}^{RLV}$
	AltB	$p_{a,z,c}^{Inst, Alt}$	$p_{z,c}^{InitB}$	-	$p_{a,z,c}^{Ab, Alt}$	$p_{a,t,z,c}^{Eins, Alt}$
	NeuB	$p_{a,z,c}^{Inst, Neu}$	-	$p_{a,z,c}^{Zu, Neu}$	$p_{a,z,c,aa}^{Ab, Neu}$	$p_{a,t,z,c}^{Eins, Neu}$
ph	GesB	$ph_{a,z,c}^{Inst}$	-	-	-	$ph_{a,t,z,c}^{RLV}$
	AltB	$ph_{a,z,c}^{Inst, Alt}$	$PH_{z,c}^{InitB}$	-	$ph_{a,z,c}^{Ab, Alt}$	$ph_{a,t,z,c}^{Eins, Alt}$
	NeuB	$ph_{a,z,c}^{Inst, Neu}$	-	$ph_{a,z,c}^{Zu, Neu}$	$ph_{a,z,c,aa}^{Ab, Neu}$	$ph_{a,t,z,c}^{Eins, Neu}$
s	GesB	$S_{a,z,c}^{Inst}$	-	-	-	$S_{a,t,z,c}^{Aus/Ein/Zu/GE/RLV}$
	AltB	$S_{a,z,c}^{Inst, Alt}$	$S_{z,c}^{InitB}$	-	$S_{a,z,c}^{Ab, Alt}$	-
	NeuB	$S_{a,z,c}^{Inst, Neu}$	-	$S_{a,z,c}^{Zu, Neu}$	$S_{a,z,c,aa}^{Ab, Neu}$	-
x	GesB	$PX_{a,z,z}^{Inst}$	-	-	-	$px_{a,t,z,z}^{Eins}$

Tabelle 8: Übersicht zu den Variablen; (Quelle: BNetzA)

¹⁷ Lesehilfe: Bspw. $p_{a,z,c}^{Zu, Neu}$ bedeutet, was erstmals im Jahr a verfügbar ist.

¹⁸ Lesehilfe: Bspw. $p_{a,z,c}^{Ab, Alt}$ bedeutet, was erstmals im Jahr a nicht mehr verfügbar ist.

¹⁹ Lesehilfe: Bspw. $f_{a,t,z,c}^{Ein/RLV}$ bedeutet, es gibt jew. eine Variable für die Einspeicherung und für die RLV

Residualeleistungen

Name	Einheit	Zeichen
Angebotsseite (A) Strombedarf (SB)	MW	$r_{a,t,z}^{ASB}$
Nachfrageseite (N) Strombedarf (SB)	MW	$r_{a,t,z}^{NSB}$
Angebotsseite (A) Wärmebedarf	MW	$r_{a,t,z}^{AWB}$
Kapazitätsmarkt (KM)	MW	$r_{a,t,z}^{KM}$
Regelleistungsvorhaltung (RLV) Spinning	MW	$r_{a,t,z}^{Spin}$
Regelleistungsvorhaltung (RLV) Non-Spinning	MW	$r_{a,t,z}^{NSpin}$

Tabelle 9: Variablen der Residuallasten; (Quelle: BNetzA)

3. Konstanten

Grenzvorgaben (GV) bzgl. Installierter Leistung – Übersicht

Typ	Gesamtbestand		Altbestand		Neubestand	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min
fa	$FA_{a,z,c}^{GV,GesMax}$	$FA_{a,z,c}^{GV,GesMin}$	$FA_{a,z,c}^{GV,AltMax}$	$FA_{a,z,c}^{GV,AltMin}$	$FA_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax}$	$FA_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin}$
fi	$FI_{a,z,c}^{GV,GesMax}$	$FI_{a,z,c}^{GV,GesMin}$	$FI_{a,z,c}^{GV,AltMax}$	$FI_{a,z,c}^{GV,AltMin}$	$FI_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax}$	$FI_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin}$
p	$P_{a,z,c}^{GV,GesMax}$	$P_{a,z,c}^{GV,GesMin}$	$P_{a,z,c}^{GV,AltMax}$	$P_{a,z,c}^{GV,AltMin}$	$P_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax}$	$P_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin}$
ph	$PH_{a,z,c}^{GV,GesMax}$	$PH_{a,z,c}^{GV,GesMin}$	$PH_{a,z,c}^{GV,AltMax}$	$PH_{a,z,c}^{GV,AltMin}$	$PH_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax}$	$PH_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin}$
s	$S_{a,z,c}^{GV,GesMax}$	$S_{a,z,c}^{GV,GesMin}$	$S_{a,z,c}^{GV,AltMax}$	$S_{a,z,c}^{GV,AltMin}$	$S_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax}$	$S_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin}$

Tabelle 10: Übersicht zu den Grenzvorgaben bzgl. der installierter Leistung; (Quelle: BNetzA)

Bestandsvorgaben (BV) bzgl. Installierter Leistung - Übersicht

Typ	Gesamtbestand	Altbestand	Neubestand
fa	$FA_{a,z,c}^{BV,Inst}$	$FA_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$	$FA_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$
fi	$FI_{a,z,c}^{BV,Inst}$	$FI_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$	$FI_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$
p	$P_{a,z,c}^{BV,Inst}$	$P_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$	$P_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$
ph	$PH_{a,z,c}^{BV,Inst}$	$PH_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$	$PH_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$
s	$S_{a,z,c}^{BV,Inst}$	$S_{a,z,c}^{BV,InstAlt}$	$S_{a,z,c}^{BV,InstNeu}$

Tabelle 11: Übersicht zu den Bestandsvorgaben bzgl. der installierten Leistung; (Quelle: BNetzA)

Vorgaben bzgl. Einsatz – Übersicht

Typ	Erläuterung	Leistung	Energie
fa	Vollbenutzungsstunden	-	$FA_{a,z,c}^{GV,VBsmax}$
fi	-	-	-
p	Erzeugungsleistung / Vollbenutzungsstunden	$P_{a,z,c}^{GV,GenMax/Min}$	$P_{a,z,c}^{GV,VBsmax/min}$
ph	Erzeugungsleistung / Vollbenutzungsstunden	$PH_{a,z,c}^{GV,GenMax/Min}$	$PH_{a,z,c}^{GV,VBsmax/min}$
s	Erzeugungsleistung / Speicherstand	$S_{t,z,c}^{GV,GenMax/Min}$	$S_{t,z,c}^{GV,SOCmax/min}$

Tabelle 12: Übersicht zu den Einsatzvorgaben; (Quelle: BNetzA)

Kosten – Übersicht

Name	Einheit	Nennwert	Diskontwert
Variable Betriebskosten (VBK)	€ / MW	$K_{a,z,c}^{VBK}$	$K_{a,t,z,c}^{DVBK}$
Fixe Betriebskosten (FBK)	€ / MWa	$K_{a,z,c}^{FBK}$	$K_{a,z,c}^{DFBK}$
Annuitätische Investitionskosten (AIK)	€ / MWa	$K_{z,c}^{AIK}$	-
Investitionskosten im Betrachtungszeitraum (IK)	€ / MW	-	$K_{a,z,c}^{DIK}$
Versunkene Kosten (VK)	€ / MW	-	$K_{a,z,c}^{DVK}$
Abschaltkosten (AK)	€ / MW	$K_{a,z,c}^{AK}$	$K_{a,z,c}^{DAK}$
Residualleistungskosten (RK) auf Angebotsseite des Strombedarfs (ASB)	€ / MW	$K_{a,z}^{RK,ASB}$	$K_{a,t,z}^{DRK,ASB}$
Residualleistungskosten (RK) auf Nachfrageseite des Strombedarfs (NSB)	€ / MW	$K_{a,z}^{RK,NSB}$	$K_{a,t,z}^{DRK,NSB}$
Residualleistungskosten (RK) auf Angebotsseite des Wärmebedarfs (AWB)	€ / MW	$K_{a,z}^{RK,AWB}$	$K_{a,t,z}^{DRK,AWB}$
Residualleistungskosten (RK) im Kapazitätsmarkt (KM)	€ / MW	$K_{a,t,z}^{RK,KM}$	$K_{a,t,z}^{DRK,KM}$
Residualleistungskosten (RK) im Spinning-Segment (Spin) der Regelleistungsvorhaltung	€ / MW	$K_{a,t,z}^{RK,Spin}$	$K_{a,t,z}^{DRK,Spin}$
Residualleistungskosten (RK) im Non-Spinning-Segment (NSpin) der Regelleistungsvorhaltung	€ / MW	$K_{a,t,z}^{RK,NSpin}$	$K_{a,t,z}^{DRK,NSpin}$

Tabelle 13: Kostenübersicht; (Quelle: BNetzA)

Leistungszeitreihen – Übersicht

Name	Einheit	Zeichen
Feste Einspeisung der EE-Anlagen	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{EE}$
Fester Randexport	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{FRE}$
Feste Einspeisung der KWK-Anlagen	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{KWK}$
Netzverluste	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{NV}$
Regelleistungsvorhaltung Kategorie Non-Spinning	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{RLV,NSpin}$
Regelleistungsvorhaltung Kategorie Spinning	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{RLV,Spin}$
Stromnachfrage	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{SN}$
Wärmenachfrage	MWh_{th}/h	$LZR_{a,t,z}^{WN}$
Zufluss	MWh/h	$LZR_{a,t,z}^{Zufluss}$
Residualleistung Strom	MWh/h	$RL_{a,t,z}^S$
Residualleistung Wärme	MWh_{th}/h	$RL_{a,t,z}^W$

Tabelle 14: Übersicht zu den Leistungszeitreihen; (Quelle: BNetzA)

Weiteres – Übersicht

Name	Einheit	Zeichen
Lebensdauer	[a]	LD_c
Verfügbarkeit	[0..1]	$VBK_{a,t,z,c}$

Tabelle 15: Lebensdauer und Verfügbarkeit; (Quelle: BNetzA)

D Modellierung

Die Modellierung orientiert sich insbesondere an den folgenden Leitlinien:

Leistungs- und Energiewerte sind grundsätzlich als Nettowert angegeben und bezeichnen die elektrische Leistung bzw. Energie. Darum wird zwecks Effizienz auf diese Zusätze im Weiteren verzichtet. Wenn dem nicht so ist, dann ist das explizit angegeben.

Feste Werte werden großgeschrieben, Variablen klein. (Wenn der Wert durch die Optimierung änderbar ist, dann ist es eine Variable, wenn nicht, dann eine Konstante.)

Die Indizes haben eine standardisierte Reihenfolge: [a,t,z,c].

Der Bezug ist grundsätzlich die Erzeugung. Darum wird bei den Speichern auf die Ausspeicherleistung abgestellt und bei den Nachfrageflexibilitäten auf die Einspeicherleistung²⁰.

1. Zielfunktion

Das Optimierungsziel des IIEM ist die Minimierung der Gesamt- bzw. Systemkosten. Die Systemkosten sind der Barwert der variablen und fixen Betriebskosten, der Abschaltkosten inkl. versunkenen Kosten, der Investitionskosten und der Kosten für fehlende Leistung, nämlich der Residualleistung. Die Diskontierungsrate für die Barwertberechnung in der Zielfunktion beträgt 2 % (siehe Abschnitt B6.1) und für die Berechnung der Annuitäten (siehe Abschnitt B6.2) wird der WACC mit 10 % sowie die Risikoprämie mit 0 % angenommen (siehe Kapitel B 15 im Anhang 2). Hiernach folgt die formelmäßige Modellierung.

Die zu minimierende Zielfunktion besteht aus fünf Kostenkomponenten; den diskontierten variablen (DVBK) und fixen Betriebskosten (DFBK), den diskontierten Abschalt- (DAK) und Investitionskosten (DIK) und den diskontierten Residualleistungskosten (DRK).

$$ZF = DVBK + DFBK + DAK + DIK + DRK \quad (I-13)$$

minimiere ZF über $f_a, f_i, p, ph, s, r, px$

Dargestellt ist der jährliche Diskontierungsfaktor $df(a)$ mit der Diskontierungsrate DR , um die Kosten, die in unterschiedlichen Jahren anfallen, auf den gleichen Zeitpunkt zu beziehen und damit vergleichbar zu machen:

$$df(a) = \left(\frac{1}{1 + DR} \right)^{a-1} \quad (I-14)$$

Die Summe der diskontierten variablen Betriebskosten (DVBK) setzt sich wie folgt zusammen:

²⁰ Die Einspeicherung von Last ist energetisch äquivalent zur Ausspeicherung von Erzeugung.

$$\begin{aligned}
DVBK = \sum_{a,t,z} \left[\sum_{c \in CFA} K_{a,z,c}^{DVBK} \cdot fa_{a,t,z,c}^{Ein} + \sum_{c \in CFI} K_{a,z,c}^{DVBK} \cdot fi_{a,t,z,c}^{Ein} + \sum_{c \in CP} K_{a,z,c}^{DVBK,Alt} \cdot p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} \right. \\
+ \sum_{c \in CP} K_{a,z,c}^{DVBK,Neu} \cdot p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} + \sum_{c \in CPH} K_{a,z,c}^{DVBK,Alt} \cdot ph_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} \\
\left. + \sum_{c \in CPH} K_{a,z,c}^{DVBK,Neu} \cdot ph_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} + \sum_{c \in CS} K_{a,z,c}^{DVBK} \cdot s_{a,t,z,c}^{Aus} \right] \quad (I-15)
\end{aligned}$$

Die Berechnung der Werte der diskontierten variablen Betriebskosten lautet:

$$K_{a,z,c}^{DVBK} = df(a) \cdot K_{a,z,c}^{VBK} \quad \forall a, z, c \quad (I-16)$$

Es folgt die Summe der diskontierten fixen Betriebskosten (DFBK):

$$\begin{aligned}
DFBK = \sum_{a,z} \left[\sum_{c \in CFA} K_{a,z,c}^{DFBK} \cdot fa_{a,z,c}^{Inst} + \sum_{c \in CFI} K_{a,z,c}^{DFBK} \cdot fi_{a,z,c}^{Inst} + \sum_{c \in CP} K_{a,z,c}^{DFBK} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \right. \\
\left. + \sum_{c \in CPH} K_{a,z,c}^{DFBK} \cdot ph_{a,z,c}^{Inst} + \sum_{c \in CS} K_{a,z,c}^{DFBK} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Aus} \right] \quad (I-17)
\end{aligned}$$

Die Berechnung der Werte der diskontierten fixen Betriebskosten lautet:

$$K_{a,z,c}^{DFBK} = df(a) \cdot K_{a,z,c}^{FBK} \quad \forall a, z, c \quad (I-18)$$

Das ist die Summe der diskontierten Abschaltkosten (DAK). Die Abschaltkosten sind pro Jahr für die Summe der Abschaltungen von Alt- und Neubestand.

$$\begin{aligned}
DAK = \sum_{a,z} \left[\sum_{c \in CFA} K_{a,z,c}^{DAK} \cdot \left(fa_{a,z,c}^{Ab,Alt} + \sum_{aa=a^1}^{a-1} fa_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu} \right) \right. \\
+ \sum_{c \in CFI} K_{a,z,c}^{DAK} \cdot \left(fi_{a,z,c}^{Ab,Alt} + \sum_{aa=a^1}^{a-1} fi_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu} \right) \\
+ \sum_{c \in CP} K_{a,z,c}^{DAK} \cdot \left(p_{a,z,c}^{Ab,Alt} + \sum_{aa=a^1}^{a-1} p_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu} \right) \\
+ \sum_{c \in CPH} K_{a,z,c}^{DAK} \cdot \left(ph_{a,z,c}^{Ab,Alt} + \sum_{aa=a^1}^{a-1} ph_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu} \right) \\
\left. + \sum_{c \in CS} K_{a,z,c}^{DAK} \cdot \left(s_{a,z,c}^{Ab,Aus,Alt} + \sum_{aa=a^1}^{a-1} s_{aa,z,c,a}^{Ab,Aus,Neu} \right) \right] \quad (I-19)
\end{aligned}$$

Nachfolgende werden die Werte der diskontierten Abschaltkosten berechnet. Der zweite Summand sind die versunkenen Kosten, weil die bei einer Abschaltung anfallen, sofern das Ende der Lebensdauer außerhalb des Berechnungszeitraumes liegt:

$$K_{a,z,c}^{DAK} = df(a) \cdot K_{a,z,c}^{AK} + K_{a,z,c}^{DVK} \quad \forall a, z, c \quad (\text{I-20})$$

Das ist die Summe der diskontierten Investitionskosten (DIK):

$$DIK = \sum_{a,z} \left[\sum_{c \in CFA} K_{a,z,c}^{DIK} \cdot f_{a,z,c}^{Zu,Neu} + \sum_{c \in CFI} K_{a,z,c}^{DIK} \cdot fi_{a,z,c}^{Zu,Neu} + \sum_{c \in CP} K_{a,z,c}^{DIK} \cdot p_{a,z,c}^{Zu,Neu} \right. \\ \left. + \sum_{c \in CPH} K_{a,z,c}^{DIK} \cdot ph_{a,z,c}^{Zu,Neu} + \sum_{c \in CS} K_{a,z,c}^{DIK} \cdot s_{a,z,c}^{Zu,Aus,Neu} \right] \quad (\text{I-21})$$

Die Werte der diskontierten Investitionskosten werden als Summe der annuitätischen Investitionskosten berechnet..

- ... für den Zeitraum der Lebensdauer, also $[a, a+LD-1]$, wenn der Berechnungszeitraum lang genug ist, oder
- ... für den Teilzeitraum bis zum Ende des Berechnungszeitraumes, also $[a, aN]$, falls das Ende der Lebensdauer außerhalb liegt:

$$K_{a,z,c}^{DIK} = \sum_{aa=a}^{\min(a^N, a+LD_c-1)} df(aa) \cdot K_{z,c}^{AIK} \quad \forall a, z, c \quad (\text{I-22})$$

Im Folgenden ist zu sehen, wie die diskontierten versunkenen Kosten (DVK) berechnet werden. Die Summe ist komplementär zu den diskontierten Investitionskosten (DIK). Falls der untere Index größer als der obere ist, wird die Schleife nicht durchlaufen und das Ergebnis ist leer.

$$K_{a,z,c}^{DVK} = \sum_{aa=a^N+1}^{a+LD_c-1} df(aa) \cdot K_{a,z,c}^{AIK} \quad \forall a, z, c \quad (\text{I-23})$$

Das ist die Summe der diskontierten Residualeistungskosten (DRK):

$$DRK = \sum_{a,t,z} \left[K_{a,z}^{DRK,ASB} \cdot r_{a,t,z}^{ASB} + K_{a,z}^{DRK,NSB} \cdot r_{a,t,z}^{NSB} + K_{a,z}^{DRK,AWB} \cdot r_{a,t,z}^{AWB} + K_{a,z}^{DRK,KM} \cdot r_{a,t,z}^{KM} \right. \\ \left. + K_{a,z}^{DRK,Spin} \cdot r_{a,t,z}^{Spin} + K_{a,z}^{DRK,NSpin} \cdot r_{a,t,z}^{NSpin} \right] \quad (\text{I-24})$$

Die Berechnung der Werte der Residualeistungskosten pro Typ lautet:

$$K_{a,t,z}^{DRK,Typ} = df(a) \cdot K_z^{RK,Typ} \quad \forall a, z, Typ \in [ASB, NSB, AWB, KM, Spin, NSpin] \quad (\text{I-25})$$

2. Bedarfsdeckung

Im IEM müssen in jeder Zone und in jeder Stunde zwei Bedarfe gedeckt werden, nämlich der Strombedarf und der KWK-Wärmebedarf. Bei der Strombedarfsdeckung wird die Residuallast exakt gedeckt. Damit die Gleichung immer erfüllt werden kann, gibt es auf beiden Seiten eine Variable, die die residuale bzw. fehlende Leistung bereitstellt. Bei der KWK-Wärmebedarfsdeckung muss die Residuallast mindestens gedeckt werden,

damit die KWK-Anlagen darüber hinaus auch mehr Strom bereitstellen können. Hier gibt es eine Variable für die residuale Leistung nur auf der Erzeugungsseite.

Im Folgenden ist die Strombedarfsdeckung zu sehen. Auf der einen Seite steht die Nachfrage (Residuallast, Nachfrageflexibilitäten, Export) und auf der anderen Seite die Erzeugung (Kraftwerke, Speicher, Import).

$$\begin{aligned}
& 1) \quad RL_{a,t,z}^S \\
& 2) \quad + \sum_{c \in CFA} [-f a_{a,t,z,c}^{Ein}] \\
& 3) \quad + \sum_{c \in CFI} [-FI_c^{VZ} \cdot f i_{a,t,z,c}^{Ein} + FI_c^{VZ} \cdot f i_{a,t,z,c}^{Aus}] \\
& 4) \quad + \sum_{zz:(z,zz) \in X} [p x_{a,t,z,zz}^{Eins}] \\
& 5) \quad + r_{a,t,z}^{NSB} \\
& \quad = \\
& 6) \quad \sum_{c \in CP} [p_{a,t,z,c}^{Eins}] \tag{I-26} \\
& 7) \quad + \sum_{c \in CPH} [p h_{a,t,z,c}^{Eins}] \\
& 8) \quad + \sum_{c \in CS} [-s_{a,t,z,c}^{Ein} + s_{a,t,z,c}^{Aus}] \\
& 9) \quad + \sum_{zz:(zz,z) \in X} [p x_{a,t,zz,z}^{Eins}] \\
& 10) \quad + r_{a,t,z}^{ASB} \\
& \quad \forall a, t, z
\end{aligned}$$

Die Übertragungskapazitäten sind so zu verstehen: Summe über alle Zonen zz , für die gilt, dass die Kante (z, zz) bzw. (zz, z) ein Element in X (Menge der im Modell vorhandenen Kanten) ist.

Die KWK-Kraftwerke (Typ „ph“) müssen so eingesetzt werden, dass mindestens die (KWK-) Wärmenachfrage gedeckt wird. Die thermische Leistung wird anhand der Wärmekennzahl („WKZ“) berechnet.

$$RL_{a,t,z}^W \leq \sum_{c \in CPH} (PH_{z,c}^{WKZ} \cdot p h_{a,t,z,c}^{Eins}) + r_{a,t,z}^{AWB} \quad \forall a, t, z \tag{I-27}$$

3. Kapazitätsmarkt

Manche Zonen haben einen Kapazitätsmarkt. Dieser wird implizit durch die Vorgabe einer mindestens installierten bzw. abzusichernden Leistung modelliert. Der Beitrag eines Clusters zum Kapazitätsmarkt wird über den „De-Rating Factor“ bestimmt, der die Wahrscheinlichkeit angibt in Spitzenlastzeiten verfügbar zu sein. Wenn ein Cluster keinen Beitrag leistet, hat der Faktor den Wert Null:

$$\begin{aligned}
KM_{a,z}^{AL} \leq & \sum_{c \in CF} (KM_{z,c}^{DRF} \cdot f a_{a,z,c}^{Inst}) + \sum_{c \in CFI} (KM_{z,c}^{DRF} \cdot f i_{a,z,c}^{Inst}) + \sum_{c \in CP} (KM_{z,c}^{DRF} \cdot p_{a,z,c}^{Inst}) \\
& + \sum_{c \in CPH} (KM_{z,c}^{DRF} \cdot p h_{a,z,c}^{Inst}) + \sum_{c \in CS} (KM_{z,c}^{DRF} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Aus}) \quad \forall a, z \in ZKM
\end{aligned} \tag{I-28}$$

4. Regelleistungsvorhaltung

Die Vorhaltung der Regelleistung ist mittels eigener Nebenbedingungen getrennt für die Segmente Spinning und Non-Spinning abgebildet. Ein Cluster kann nur in einem der beiden Segmente Regelleistung vorhalten. Die Teilnahme wird in den Eingangsdaten parametrisiert.

$$\begin{aligned}
 LZR_{a,t,z}^{RLV,Spin/NSpin} &= \sum_{c \in CFA} (fa_{a,t,z,c}^{RLV}) + \sum_{c \in CFI} (fi_{a,t,z,c}^{RLV}) + \sum_{c \in CFI} (p_{a,t,z,c}^{RLV}) + \sum_{c \in CFI} (ph_{a,t,z,c}^{RLV}) \\
 &+ \sum_{c \in CFI} (s_{a,t,z,c}^{RLV}) + \sum_{c \in CFI} (r_{a,t,z,c}^{Spin/NSpin}) \quad \forall a, t, z
 \end{aligned} \tag{I-29}$$

5. Interkonnektoren

Das Verbundnetz bzw. der Stromhandel werden abgebildet, indem Leistung zwischen den Zonen ausgetauscht werden kann. Diese Interkonnektion ist v.a. aus Gründen der Berechenbarkeit eindimensional abgebildet, d.h. es werden NTC-Werte genutzt. Im Allgemeinen ist der NTC-Wert ein Jahreswert, aber manchmal ein stündlicher (z.B. bei Kriegers Flak). Also jeder Austauschvariablen wird ein Maximalwert vorgegeben, der diese beschränkte Übertragungsmöglichkeit abbildet.

Bezüglich Zone z wird in der folgenden Ungleichung ein Export dargestellt, d.h.: Leistung fließt von Zone z nach Zone zz:

$$px_{a,t,x:(z,zz)}^{Eins} \leq P_{a,x:(z,zz)}^{Inst} \quad \forall a, t, x \tag{I-30}$$

Bezüglich Zone z wird in der folgenden Ungleichung ein Import dargestellt, d.h.: Leistung fließt von Zone zz nach Zone z:

$$px_{a,t,x:(zz,z)}^{Eins} \leq P_{a,x:(zz,z)}^{Inst} \quad \forall a, t, x \tag{I-31}$$

6. Typ p "Kraftwerke"

Dieser Typ repräsentiert das typische Kraftwerk, d.h. es wird aus einem Energieträger über einen thermischen Prozess elektrischer Strom erzeugt.

6.1 Einsatz

Die Kraftwerksleistung bzw. die eingesetzte Leistung dürfen maximal so groß sein, wie der verfügbare Anteil der installierten Leistung im Zeitpunkt t. Hierbei wird der Einsatz zwecks differenzierterer Einsatzkosten zwischen Alt- und Neubestand unterschieden:

$$p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} \leq VBK_{a,t,z,c} \cdot p_{a,z,c}^{Inst,Alt} \quad \forall a, t, z, c \in CP \tag{I-32}$$

$$p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} \leq VBK_{a,t,z,c} \cdot p_{a,z,c}^{Inst,Neu} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-33)$$

$$p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} + p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} + p_{a,t,z,c}^{RLV} \leq VBK_{a,t,z,c} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-34)$$

Falls eine Beschränkung des Einsatzes mittels Leistungsgrenzen (= Leistungsbeschränkung) vorliegt:

$$p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} + p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} \geq P_{a,t,z,c}^{GV,GenMin} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-35)$$

$$p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt} + p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu} \leq P_{a,t,z,c}^{GV,GenMax} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-36)$$

Falls eine Beschränkung des Einsatzes mittels Vollbenutzungsgrenzen (= Mengenbeschränkung) vorliegt:

$$\sum_t (p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt}) + \sum_t (p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu}) \geq P_{a,t,z,c}^{GV,VBSmin} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-37)$$

$$\sum_t (p_{a,t,z,c}^{Eins,Alt}) + \sum_t (p_{a,t,z,c}^{Eins,Neu}) \leq P_{a,t,z,c}^{GV,VBSmax} \cdot p_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CP \quad (I-38)$$

6.2 Installierte Leistung

Wenn sich der Bestand eines Clusters modellendogen verändern kann, dann ist das ein investives Cluster (entspricht den Freiheitsgraden 1, 2, 3 und 20). Dazugehören die Formeln (I-39) bis (I-50). Falls nicht, dann ist der Bestand fest vorgegeben, was dem Freiheitsgrad 4 entspricht. Das sind die Formeln (I-51) bis (I-52).

Die gesamte installierte Leistung ist die Summe von Alt- und Neubestand:

$$p_{a,z,c}^{Inst} = p_{a,z,c}^{Inst,Alt} + p_{a,z,c}^{Inst,Neu} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-39)$$

Die installierte Leistung des Altbestands bestimmt sich im ersten Jahr als Summe von Initialbestand und dem was im ersten Jahr davon abgeschaltet wird:

$$p_{a1,z,c}^{Inst,Alt} = p_{z,c}^{InitB} - p_{a1,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall z, c \in CP \quad (I-40)$$

Die installierte Leistung des Altbestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Bestand des Vorjahres, abzüglich dem was davon in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$p_{a,z,c}^{Inst,Alt} = p_{a-1,z,c}^{Inst,Alt} - p_{a,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall a > a^1, z, c \in CP \quad (I-41)$$

Die installierte Leistung des Neubestands bestimmt sich im ersten Jahr lediglich anhand dessen, was im ersten Jahr neu zugebaut wird:

$$p_{a1,z,c}^{Inst,Neu} = p_{a1,z,c}^{Zu,Neu} \quad \forall z, c \in CP \quad (I-42)$$

Die installierte Leistung des Neubestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Neubestand des Vorjahres, zuzüglich dessen was in diesem Jahr neu zugebaut wird und abzüglich dessen was vom vorherigen Neubau in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$p_{a,z,c}^{Inst,Neu} = p_{a-1,z,c}^{Inst,Neu} + p_{a,z,c}^{Zu,Neu} - \sum_{aa=a^1}^{a-1} (p_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu}) \quad \forall a > a^1, z, c \in CP \quad (I-43)$$

Die Anlagen haben eine typische technisch-wirtschaftliche Lebensdauer. Danach stehen sie nicht mehr zur Verfügung und es muss neu investiert werden. Darum muss es im Modell einen Mechanismus geben, dass Kraftwerke nach dem Erreichen ihrer Lebensdauer "LD" abgeschaltet werden. Das sind die Annahmen für die Modellierung der Lebensdauer des Neubestands:

- Der Rückbau ist erstmalig im Jahr nach dem Zubaujahr möglich (darum **a+1**).
- Der Rückbau kann letztmalig im Jahr nach der Lebensdauer sein (darum **a+LD**).

Wenn eine Lebensdauer (zuzüglich der letzten Abschaltgelegenheit nach der Lebensdauer) nicht vollständig innerhalb des Betrachtungszeitraumes liegt, dann gibt es keinen Zwang zum Rückbau (darum nur bis **aN-LD**).

Damit wird die Lebensdauer wie folgt modelliert: Pro Zubau gibt es eine eigene Variable der Abschaltung, die dafür sorgt, dass der Zubau seine Lebensdauer nicht überschreitet. Dies ist so modelliert, dass die neu zugebaute Leistung der Summe der abgeschalteten Leistung entsprechen muss, die im Zeitfenster der Lebensdauer [a+1, a+LD] in beliebigen Jahren verteilt liegen kann:

$$p_{a,z,c}^{Zu,Neu} = \sum_{aa=a+1}^{a+LD_c} (p_{aa,z,c,aa}^{Ab,Neu}) \quad \forall a \in [a^1, a^N - LD_c], z, c \in CP \quad (I-44)$$

Die obige Formel kann so gelesen werden: Was im Jahr a (im Cluster c, in Zone z) zugebaut wurde, muss in den aa Folgejahren des Lebensdauer-Zeitfensters abgeschaltet werden (wann genau ist eine modellendogene Entscheidung, aber spätestens mit Erreichen der Lebensdauer). Die folgende Abbildung veranschaulicht die Zusammenhänge, dabei wird ein Zubau im Jahr a=10 angenommen mit einer Lebensdauer von drei Jahren:

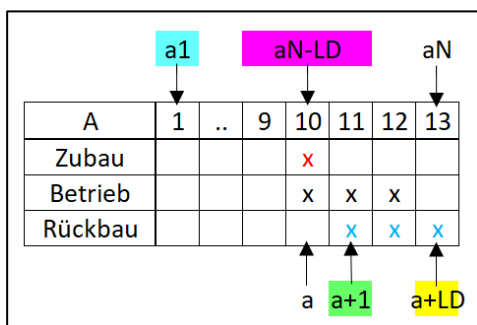


Abbildung 3: Veranschaulichung der Lebensdauer (für LD=3); (Quelle BNetzA)

Die Lebensdauer des Altbestands ist wie folgt modelliert (siehe Abbildung 4): Pro Jahr gibt es eine Obergrenzwertvorgabe, d.h. eine Vorgabe zur maximalen installierten Leistung des Altbestands, siehe Formel (I-46). Dieser Obergrenzwert wird vorab berechnet und entspricht der Differenz des initialen Bestands

abzüglich der altersbedingten Abschaltungen bis einschließlich des Betrachtungsjahres. Sie kann durch vorzeitige modellendogene Abschaltungen unterschritten werden, siehe Formel (I-40) und (I-41), weil die Variable $p_{a,z,c}^{Ab,Alt}$ unbeschränkt ist.

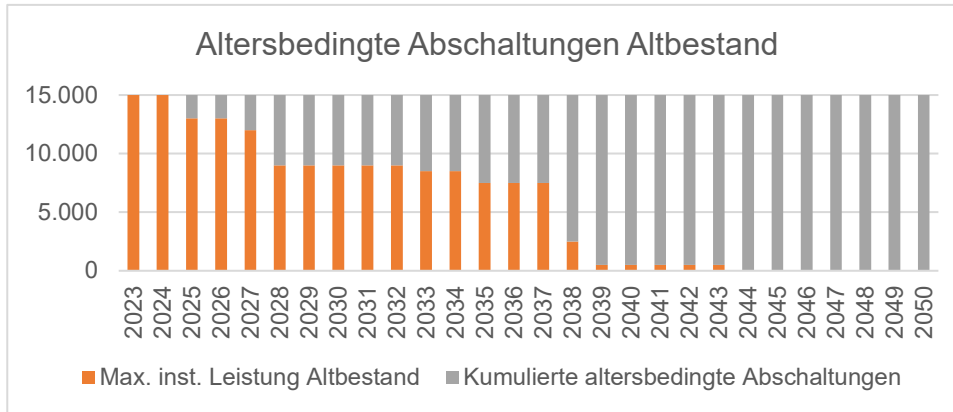


Abbildung 4: Veranschaulichung der altersbedingten Abschaltung des Altbestands; (Quelle: BNetzA)

Die Bedingungen der Investivität (siehe Freiheitsgrade) werden mittels Grenzvorgaben abgebildet, die den entsprechenden Variablen der installierten Leistung vorgegeben werden und damit ihren Lösungsraum einschränken (LB = Lower-Bound = niedrigster Variablenwert; UB = Upper-Bound = höchster Variablenwert):

$$(p_{a,z,c}^{Inst}).LB = P_{a,z,c}^{GV,GesMin} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-45)$$

$$(p_{a,z,c}^{Inst}).UB = P_{a,z,c}^{GV,GesMax} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-46)$$

$$(p_{a,z,c}^{Inst,Alt}).LB = P_{a,z,c}^{GV,AltMin} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-47)$$

$$(p_{a,z,c}^{Inst,Alt}).UB = P_{a,z,c}^{GV,AltMax} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-48)$$

$$(p_{a,z,c}^{Zu,Neu}).LB = P_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-49)$$

$$(p_{a,z,c}^{Zu,Neu}).UB = P_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-50)$$

Falls keine Investivität vorliegt, wird der Bestand exakt vorgegeben, indem dem Upper- und Lower-Bound der installierten Leistung der Wert der Bestandsvorgabe zugewiesen wird. Die anderen Variablen bzgl. der installierten Leistung existieren in diesem Fall zwecks Effizienz im Modell nicht:

$$(p_{a,z,c}^{Inst}).LB = P_{a,z,c}^{BV,Inst} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-51)$$

$$(p_{a,z,c}^{Inst}).UB = P_{a,z,c}^{BV,Inst} \quad \forall a, z, c \in CP \quad (I-52)$$

6.3 Einbindung Strombedarfsdeckung

Die Leistungsvariablen stehen auf der Seite der Erzeugung in der Strombedarfsdeckung:

$$RL_{a,t,z}^S + \dots = p_{a,t,z,c}^{Eins} + \dots \quad \forall a, t, z, c \in CP \tag{I-53}$$

7. Typ ph „KWK-Kraftwerk“

Die Modellierung dieses Typs ist nahezu identisch mit der des Typen p. Der Unterschied ist nur die Wärmekennzahl (Kehrwert der Stromkennzahl) und die zusätzliche Einbindung in die KWK-Wärmebedarfsdeckung, siehe Formel (I-27) auf Seite 32. Darum gibt es zu diesem Typen keine weiteren Ausführungen.

8. Typ s „Speicher“

Bei diesem Typen handelt es sich um (Erzeugungs-)Speicher. Damit können je nach Zusammenstellung der Parameter verschiedene Kraftwerke/Anlagen abgebildet werden, siehe Tabelle 16:

	Ein	Aus	Kap	Zufluss	Indexmenge
Pumpspeicher-Kraftwerk / Batterie	x	x	x	-	BuKoZ
Speicherwasser-Kraftwerk	-	x	x	x	BuKuZ
Laufwasser-Kraftwerk	-	x	-	x	BoK

Tabelle 16: Abbildbare Anlagen mittels s-Typ Cluster; (Quelle BNetzA)

Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, werden alle Zone-Cluster Kombinationen dieses Typs in einer Indexmenge gespeichert, die die entsprechenden Eigenschaften umfasst. Im Folgenden ist zu sehen, wie sich eine Indexmenge anhand der Eigenschaften verzweigt bzw. bildet. Beispielhaft für BuKoZ (= Bestand und Kapazität ohne Zufluss): Alle Cluster c (des s-Typs) für die Zone z, deren installierte Leistung > 0 MW ist bzw. die einen Bestand haben (B) und eine Kapazität > 0 MWh besitzen (uK) aber ohne Zufluss-Zeitreihe sind (oZ):

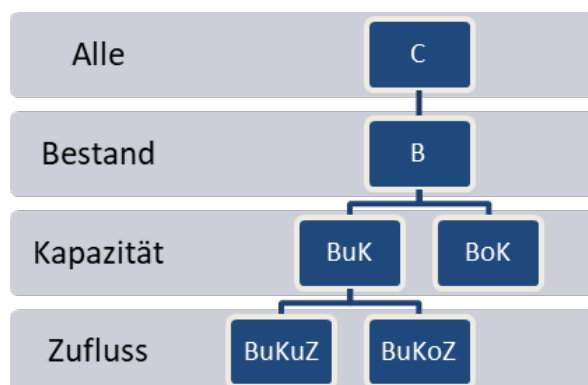


Abbildung 5: Indexmengen der Speicher; (Quelle BNetzA)

In der folgenden Abbildung 6 ist zwecks Übersicht eine komprimierte Zusammenfassung der modellierten Eigenschaften pro Indexmenge zu sehen. Hiernach folgen die Modellierungen im Detail. Zwecks Orientierung sind sie am Anfang jeweils mit der dazugehörigen Indexmenge versehen:

Modellierte Eigenschaften je Indexmenge			
Eigenschaften	B		
Erzeugung	sAus + sRLV ≤ VBK		
Leistungsbeschr.	sAus <> GenMin/Max		
	BuK	BoK	
Entnahme	sEin ≤ VBK	-	
Füllstandsbeschr.	sGE <> SOCmin/max	-	
Endspeicherstand	sGE == RRSS	-	
	BuKuZ	BuKoZ	-
Speicherinhalt	Konti mit sZu	Konti ohne sZu	-
Zufluss	sZu ≤ LZR	-	sAus ≤ LZR

Abbildung 6: Komprimierte Übersicht der Eigenschaften der Speicher pro Indexmenge; (Quelle BNetzA)

8.1 Einsatz

(B) Die Summe von Ausspeiseleistung und Regelleistungsvorhaltung dürfen maximal so groß sein wie der verfügbare Anteil der installierten Ausspeiseleistung im Zeitpunkt t:

$$s_{a,t,z,c}^{Aus} + s_{a,t,z,c}^{RLV} \leq VBK_{a,t,z,c} \cdot s_{a,t,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-54)$$

(B) Falls eine Beschränkung des Einsatzes mittels Leistungsgrenzen vorliegt:

$$s_{a,t,z,c}^{Aus} \geq S_{a,t,z,c}^{GV,GenMin} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-55)$$

$$s_{a,t,z,c}^{Aus} \leq S_{a,t,z,c}^{GV,GenMax} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-56)$$

(BuK) Die Einspeiseleistung darf maximal so groß sein wie der verfügbare Anteil der installierten Ausspeiseleistung im Zeitpunkt t:

$$s_{a,t,z,c}^{Ein} \leq VBK_{a,t,z,c} \cdot s_{a,t,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-57)$$

(BuK) Hiermit werden die Speichergrenzen eingehalten und auch eine mögliche Beschränkung des Einsatzes mittels Füllstandsgrenzen:

$$s_{a,t,z,c}^{GE} \geq S_{a,t,z,c}^{GV,SOCmin} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Kap} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-58)$$

$$s_{a,t,z,c}^{GE} \leq S_{a,t,z,c}^{GV,SOCmax} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Kap} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-59)$$

(BuK) Am Ende eines Jahres muss ein gewisser Speicherstand eingehalten werden, d.h. es wird keine Energie in das nächste Jahr mitgenommen:

$$s_{a,tN,z,c}^{GE} = S_{z,c}^{RRSS} \cdot s_{a,z,c}^{Inst,Kap} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-60)$$

(BuKuZ) In der allerersten Stunde berechnet sich die gespeicherte Energie wie folgt. Dabei kann der Speicher initial befüllt sein. Diese initial enthaltene Energiemenge ergibt sich aus der Multiplikation von „Relativer Randspeicherstand“ (RRSS) und installierter Kapazität:

$$s_{a1,t1,z,c}^{GE} = S_{z,c}^{InitGE} + S_{a1,t1,z,c}^{Zu} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a1,t1,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a1,t1,z,c}^{Aus} \quad \forall z, c \in CS \quad (I-61)$$

(BuKuZ) Die gespeicherte Energie berechnet sich für den ersten Zeitpunkt des neuen Jahres nach einem Jahresübergang folgendermaßen:

$$s_{a,t1,z,c}^{GE} = s_{a-1,tN,z,c}^{GE} + S_{a,t1,z,c}^{Zu} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a,t1,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a,t1,z,c}^{Aus} \quad \forall a > a1, z, c \in CS \quad (I-62)$$

(BuKuZ) In allen regulären, nicht besonderen Stunden wird die gespeicherte Energie folgendermaßen berechnet:

$$s_{a,t,z,c}^{GE} = s_{a,t-1,z,c}^{GE} + S_{a,t,z,c}^{Zu} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a,t,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a,t,z,c}^{Aus} \quad \forall a, t > t1, z, c \in CS \quad (I-63)$$

(BuKoZ) In der ersten Stunde berechnet sich die gespeicherte Energie wie folgt. Dabei kann der Speicher initial befüllt sein. Hierbei gibt es aber keinen Zufluss:

$$s_{a1,t1,z,c}^{GE} = S_{z,c}^{InitGE} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a1,t1,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a1,t1,z,c}^{Aus} \quad \forall z, c \in CS \quad (I-64)$$

(BuKoZ) Die gespeicherte Energie für den ersten Zeitpunkt des neuen Jahres nach einem Jahresübergang berechnen sich folgendermaßen:

$$s_{a,t1,z,c}^{GE} = s_{a-1,tN,z,c}^{GE} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a,t1,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a,t1,z,c}^{Aus} \quad \forall a > a1, z, c \in CS \quad (I-65)$$

(BuKoZ) In allen regulären, nicht besonderen Stunden wird die gespeicherte Energie folgendermaßen berechnet:

$$s_{a,t,z,c}^{GE} = s_{a,t-1,z,c}^{GE} + S_{z,c}^{WG,Ein} \cdot s_{a,t,z,c}^{Ein} - S_{z,c}^{WG,Aus} \cdot s_{a,t,z,c}^{Aus} \quad \forall a, t > t1, z, c \in CS \quad (I-66)$$

(BuKuZ) Wenn es einen Zufluss gibt, kann daraus entnommen werden:

$$(s_{a,t,z,c}^{Zu}) \cdot UB = LZR_{a,t,z,c}^{Zufluss} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-67)$$

(BoK) Wenn es einen Zufluss, aber keine Kapazität gibt, dann ist die Ausspeicherleistung durch den Zufluss beschränkt, korrigiert um den Gesamtwirkungsgrad:

$$s_{a,t,z,c}^{Aus} \leq S_{z,c}^{GWG} \cdot LZR_{a,t,z,c}^{Zufluss} \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-68)$$

8.2 Installierte Leistung

Im Gegensatz zu einem Kraftwerk hat ein Speicher nicht nur eine Leistungsvariable, sondern eine Einspeicherleistung, eine Ausspeicherleistung und eine Kapazität. Darum ist die Modellierung dieses Typs anders. Die Ausspeicherleistung stellt den Referenzwert dar, von dem sich Einspeiseleistung und Kapazität ableiten. Das heißt, lediglich in die Ausspeiseleistung kann investiert oder desinvestiert werden und die anderen beiden Größen (Einspeiseleistung und Kapazität) leiten sich per Faktor davon ab.

Wenn sich der Bestand eines Clusters modellendogen verändern kann, dann ist das ein investives Cluster (entspricht den Freiheitsgraden 1, 2, 3 und 20). Dazu gehören die Formeln (I-69) bis (I-82). Falls nicht, dann ist der Bestand fest vorgegeben, was dem Freiheitsgrad 4 entspricht. Das sind die Formeln (I-83) bis (I-84).

Die gesamte installierte Ausspeicherleistung ist die Summe von Alt- und Neubestand:

$$S_{a,z,c}^{Inst,Aus} = S_{a,z,c}^{Inst,Aus,Alt} + S_{a,z,c}^{Inst,Aus,Neu} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-69)$$

Die installierte Einspeicherleistung ergibt sich per Faktor:

$$S_{a,z,c}^{Inst,Ein} = S_{z,c}^{AE} \cdot S_{a,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-70)$$

Die installierte Kapazität ergibt sich ebenso per Faktor:

$$S_{a,z,c}^{Inst,Kap} = S_{z,c}^{AK} \cdot S_{a,z,c}^{Inst,Aus} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-71)$$

Die installierte Leistung des Altbestands bestimmt sich im ersten Jahr als Summe von Initialbestand und dem was im ersten Jahr davon abgeschaltet wird:

$$S_{a1,z,c}^{Inst,Aus,Alt} = S_{z,c}^{InitB,Aus} - S_{a1,z,c}^{Ab,Aus,Alt} \quad \forall z, c \in CS \quad (I-72)$$

Die installierte Leistung des Altbestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Bestand des Vorjahres, abzüglich dem was davon in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$S_{a,z,c}^{Inst,Aus,Alt} = S_{a-1,z,c}^{Inst,Aus,Alt} - S_{a,z,c}^{Ab,Aus,Alt} \quad \forall a > a^1, z, c \in CS \quad (I-73)$$

Die installierte Leistung des Neubestands bestimmt sich im ersten Jahr lediglich anhand dessen, was im ersten Jahr neu zugebaut wird:

$$S_{a1,z,c}^{Inst,Aus,Neu} = S_{a1,z,c}^{Zu,Aus,Neu} \quad \forall z, c \in CS \quad (I-74)$$

Die installierte Leistung des Neubestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Neubestand des Vorjahres, zuzüglich dessen was in diesem Jahr neu zugebaut wird und abzüglich dessen was vom vorherigen Neubau in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$S_{a,z,c}^{Inst,Aus,Neu} = S_{a-1,z,c}^{Inst,Aus,Neu} + S_{a,z,c}^{Zu,Aus,Neu} - \sum_{aa=a^1}^{a-1} (S_{aa,z,c,aa}^{Ab,Aus,Neu}) \quad \forall a > a^1, z, c \in CS \quad (I-75)$$

Der Neubau hat nur eine begrenzte Lebensdauer. Darum muss er nach seiner Lebensdauer abgeschaltet werden. Das geschieht durch die folgende Formel (weitere Erläuterungen dazu siehe Formel (I-44) auf Seite 35):

$$s_{a,z,c}^{Zu,Aus,Neu} = \sum_{aa=a+1}^{a+LD_c} (s_{a,z,c,aa}^{Ab,Aus,Neu}) \quad \forall a \in [a^1, a^N - LD_c] \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-76)$$

Zur Lebensdauer des Altbestands siehe Abbildung 3 auf Seite 35.

Die Bedingungen der Investivität werden mittels Grenzvorgaben abgebildet, die den entsprechenden Variablen der installierten Leistung vorgegeben werden und damit ihren Lösungsraum einschränken:

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus}).LB = s_{a,z,c}^{GV,GesMin} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-77)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus}).UB = s_{a,z,c}^{GV,GesMax} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-78)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus,Alt}).LB = s_{a,z,c}^{GV,AltMin} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-79)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus,Alt}).UB = s_{a,z,c}^{GV,AltMax} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-80)$$

$$(s_{a,z,c}^{Zu,Aus,Neu}).LB = s_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-81)$$

$$(s_{a,z,c}^{Zu,Aus,Neu}).UB = s_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-82)$$

Falls keine Investivität vorliegt, wird der Bestand exakt vorgegeben, indem dem Upper- und Lower-Bound der installierten Leistung der Wert der Bestandsvorgabe zugewiesen wird. Die anderen Variablen bzgl. der installierten Leistung existieren in diesem Fall zwecks Effizienz im Modell nicht:

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus}).LB = s_{a,z,c}^{BV,InstAus} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-83)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Aus}).UB = s_{a,z,c}^{BV,InstAus} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-84)$$

Falls es auch eine Einspeicherleistung und Speicherkapazität gibt, gilt:

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Ein}).LB = s_{a,z,c}^{BV,InstEin} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-85)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Ein}).UB = s_{a,z,c}^{BV,InstEin} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-86)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Kap}).LB = s_{a,z,c}^{BV,InstKap} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-87)$$

$$(s_{a,z,c}^{Inst,Kap}).UB = s_{a,z,c}^{BV,InstKap} \quad \forall a, z, c \in CS \quad (I-88)$$

8.3 Einbindung Strombedarfsdeckung

Die Leistungsvariablen stehen auf der Seite der Erzeugung in der Strombedarfsdeckung:

$$RL_{a,t,z}^S + \dots = -s_{a,t,z,c}^{Ein} + s_{a,t,z,c}^{Aus} + \dots \quad \forall a, t, z, c \in CS \quad (I-89)$$

Damit soll deutlich werden, dass es um einen Erzeugungsspeicher geht.

9. Typ fi „Intervall-Nachfrageflexibilitäten“

Hierbei handelt es sich um die Nachfrageflexibilitäten, die intervallartig arbeiten. Demnach muss nach einer gewissen Zeit die vorgezogene oder verschobene Nachfrage nachgeholt sein. Abstrakt gesprochen sind das Lastspeicher, d.h. Last kann ein- und ausgespeichert und damit verschoben werden.

9.1 Parameterabhängigkeit

Im Modell kann immer nur ein Merkmal pro Typ investiv sein. Das investive Merkmal ist die Einspeicherung $f_{a,t}^{Ein}$, weil die Einspeicherung von Last äquivalent zu Ausspeicherung von Erzeugung ist. Die vier Merkmale (Ein- und Ausspeiseleistung sowie minimale und maximale Kapazität) ergeben sich daraus durch die Umrechnungsfaktoren („UF“), die angeben, welcher Anteil der flexiblen Anschlussleistung (AL_a^F) zur Ein- und Ausspeicherung von Last zur Verfügung steht.

$$f_{a,t}^{Ein} \leq UF_t^{EinMax} * AL_a^F$$

$$f_{a,t}^{Aus} \leq UF_t^{AusMax} * AL_a^F$$

Jedes Cluster vom Typ fi hat ein gewisses Verschiebezeitfenster, das den Zeitraum festlegt, innerhalb dessen Last vorgezogen oder nachgeholt werden kann. Da damit auch der Nullpunkt für den Speicherinhalt bekannt ist, können auch die Umrechnungsfaktoren bzgl. der gespeicherten Energie im Vorhinein aus den UF der Ein- und Ausspeicherung berechnet werden. Sie bilden den maximal möglichen Speicherinhalt ab.

$$f_{a,t}^{GE} \geq UF_t^{GEmin} * AL_a^F$$

$$f_{a,t}^{GE} \leq UF_t^{GEmax} * AL_a^F$$

Die folgende Abbildung 7 veranschaulicht die Zusammenhänge und die Implementierung im Optimierungsmodell. Die Abkürzung "LB" steht für den Lower Bound und "UB" für den Upper Bound der jeweiligen Variable.

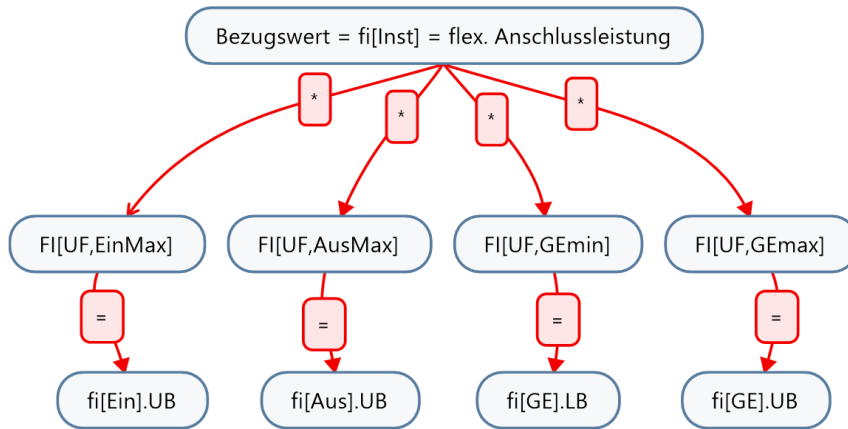


Abbildung 7: Berechnung der abhängigen fi-Merkmale; (Quelle: BNetzA)

Die gesamte Nachfrage einer Nachfrageflexibilität im Fall ohne Flexibilität, das wird als inflexible Nachfrage bezeichnet, befindet sich in der gesamten Stromnachfrage:

$$SN_{a,t} = SN_{a,t}^{HWP,Inflex} + \dots$$

Entsprechend der Umrechnungsfaktoren kann ein Teil der Nachfrage verschoben werden.

9.2 Einsatz

Pro Stunde gibt es eine maximal zur Verfügung stehende Leistung:

$$fi_{a,t,z,c}^{Ein} + fi_{a,t,z,c}^{RLV} \leq FI_{t,z,c}^{UF, EinMax} \cdot fi_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CFI \quad (I-90)$$

$$fi_{a,t,z,c}^{Aus} \leq FI_{t,z,c}^{UF, AusMax} \cdot fi_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CFI \quad (I-91)$$

Pro Stunde muss die gespeicherte Energie in gewissen Grenzen bleiben. Im letzten Zeitschritt eines Jahres sind die beiden UF immer 0, sodass es keinen Jahresübergang gibt und die verschobene Last innerhalb eines Jahres verbleibt:

$$fi_{a,t,z,c}^{GE} \geq FI_{t,z,c}^{UF, GEmin} \cdot fi_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CFI \quad (I-92)$$

$$fi_{a,t,z,c}^{GE} \leq FI_{t,z,c}^{UF, GEmax} \cdot fi_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CFI \quad (I-93)$$

In der ersten Stunde berechnet sich die gespeicherte Energie wie folgt. Dabei ist der Speicher anfänglich leer:

$$fi_{a1,t1,z,c}^{GE} = 0 + fi_{a1,t1,z,c}^{Ein} - fi_{a1,t1,z,c}^{Aus} \quad \forall z, c \in CFI \quad (I-94)$$

In allen weiteren Stunden wird die gespeicherte Energie so berechnet, wobei es keinen Jahresübergang gibt:

$$f_{a,t,z,c}^{GE} = f_{a,t-1,z,c}^{GE} + f_{a,t,z,c}^{Ein} - f_{a,t,z,c}^{Aus} \quad \forall a, t > t_1, z, c \in CFI \quad (I-95)$$

Nach gewissen Intervallen bzw. Zeiträumen muss der Speicher leer sein, also die gespeicherte Energie/Last = 0 MWh sein. Das wird abgebildet, indem für solche Zeitpunkte der Umrechnungsfaktor für die maximale und minimale Kapazität in den Eingangsdaten den Wert 0 hat.

9.3 Installierte Leistung

Wenn sich der Bestand eines Clusters modellendogen verändern kann, dann ist das ein investives Cluster (entspricht den Freiheitsgraden 1, 2, 3 und 20). Dazu gehören die Formeln (I-96) bis (I-107). Falls nicht, dann ist der Bestand fest vorgegeben, was dem Freiheitsgrad 4 entspricht. Das sind die Formeln (I-108) bis (I-109).

Die gesamte installierte Leistung ist die Summe von Alt- und Neubestand:

$$f_{a,z,c}^{Inst} = f_{a,z,c}^{Inst,Alt} + f_{a,z,c}^{Inst,Neu} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-96)$$

Die installierte Leistung des Altbestands bestimmt sich im ersten Jahr als Summe von Initialbestand und dem was im ersten Jahr davon abgeschaltet wird:

$$f_{a_1,z,c}^{Inst,Alt} = FI_{z,c}^{InitB} - f_{a_1,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall z, c \in CFI \quad (I-97)$$

Die installierte Leistung des Altbestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Bestand des Vorjahres, abzüglich dem, was davon in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$f_{a,z,c}^{Inst,Alt} = f_{a-1,z,c}^{Inst,Alt} - f_{a,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall a > a^1, z, c \in CFI \quad (I-98)$$

Die installierte Leistung des Neubestands bestimmt sich im ersten Jahr lediglich anhand dessen, was im ersten Jahr neu zugebaut wird:

$$f_{a_1,z,c}^{Inst,Neu} = f_{a_1,z,c}^{Zu,Neu} \quad \forall z, c \in CFI \quad (I-99)$$

Die installierte Leistung des Neubestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Neubestand des Vorjahres, zuzüglich dessen was in diesem Jahr neu zugebaut wird und abzüglich dessen was vom vorherigen Neubau in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$f_{a,z,c}^{Inst,Neu} = f_{a-1,z,c}^{Inst,Neu} + f_{a,z,c}^{Zu,Neu} - \sum_{aa=a^1}^{a-1} (f_{aa,z,c,aa}^{Ab,Neu}) \quad \forall a > a^1, z, c \in CFI \quad (I-100)$$

Der Neubau hat nur eine begrenzte Lebensdauer, darum muss er nach seiner Lebensdauer abgeschaltet werden.

Das geschieht durch die folgende Formel (weitere Erläuterungen dazu siehe Formel (I-44) auf Seite 35):

$$f_{a,z,c}^{Zu,Neu} = \sum_{aa=a+1}^{a+LD_c} (f_{a,z,c,aa}^{Ab,Neu}) \quad \forall a \in [a^1, a^N - LD_c] \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-101)$$

Zur Lebensdauer des Altbestands siehe Abbildung 3 auf Seite 35.

Die Bedingungen der Investivität werden mittels Grenzvorgaben abgebildet, die den entsprechenden Variablen der installierten Leistung vorgegeben werden und damit ihren Lösungsraum einschränken:

$$(f_{a,z,c}^{Inst}).LB = FI_{a,z,c}^{GV,GesMin} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-102)$$

$$(f_{a,z,c}^{Inst}).UB = FI_{a,z,c}^{GV,GesMax} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-103)$$

$$(f_{a,z,c}^{Inst,Alt}).LB = FI_{a,z,c}^{GV,AltMin} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-104)$$

$$(f_{a,z,c}^{Inst,Alt}).UB = FI_{a,z,c}^{GV,AltMax} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-105)$$

$$(f_{a,z,c}^{Zu,Neu}).LB = FI_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-106)$$

$$(f_{a,z,c}^{Zu,Neu}).UB = FI_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-107)$$

Falls keine Investivität vorliegt, wird der Bestand exakt vorgegeben, indem dem Upper- und Lower-Bound der installierten Leistung der Wert der Bestandsvorgabe zugewiesen wird. Die anderen Variablen bzgl. der installierten Leistung existieren in diesem Fall zwecks Effizienz im Modell nicht:

$$(f_{a,z,c}^{Inst}).LB = FI_{a,z,c}^{BV} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-108)$$

$$(f_{a,z,c}^{Inst}).UB = FI_{a,z,c}^{BV} \quad \forall a, z, c \in CFI \quad (I-109)$$

9.4 Einbindung Strombedarfsdeckung

Das ist die Einbindung in die Nebenbedingung zur Deckung des Strombedarfes. Das Vorzeichen (VZ) entscheidet darüber, ob es ein Speicher auf der Last- (VZ = +1) oder Erzeugungsseite (VZ = -1) ist:

$$RL_{a,t,z}^S + \sum_{c \in CFI} FI_c^{VZ} \cdot (-f_{a,t,z,c}^{Ein} + f_{a,t,z,c}^{Aus}) + \dots = \dots \quad \forall a, t, z \quad (I-110)$$

10. Typ fa „Reduktion-Nachfrageflexibilitäten“

Hierbei handelt es sich um Nachfrageflexibilitäten, die ihre Last freiwillig reduzieren können. Das investive Merkmal ist die Einspeicherleistung $f_{a,t,z,c}^{Ein}$, weil die Einspeicherung von Last äquivalent zu Ausspeicherung von Erzeugung ist.

10.1 Einsatz

Pro Stunde gibt es eine maximal zur Verfügung stehende Leistung:

$$fa_{a,t,z,c}^{Ein} + fa_{a,t,z,c}^{RLV} \leq FA_{t,z,c}^{UF,EinMax} \cdot fa_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, t, z, c \in CFA \quad (I-111)$$

Bei einigen Technologien gibt es eine jährliche Mengenbeschränkung mittels Vollbenutzungsstunden:

$$\sum_t (fa_{a,t,z,c}^{Ein}) \leq FA_{a,z,c}^{GV,VBSmax} \cdot fa_{a,z,c}^{Inst} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-112)$$

10.2 Installierte Leistung

Wenn sich der Bestand eines Clusters modellendogen verändern kann, dann ist das ein investives Cluster (entspricht den Freiheitsgraden 1, 2, 3 und 20). Dazu gehören die Formeln (I-113) bis (I-124). Falls nicht, dann ist der Bestand fest vorgegeben, was dem Freiheitsgrad 4 entspricht. Das sind die Formeln (I-125) bis (I-126).

Die gesamte installierte Leistung ist die Summe von Alt- und Neubestand:

$$fa_{a,z,c}^{Inst} = fa_{a,z,c}^{Inst,Alt} + fa_{a,z,c}^{Inst,Neu} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-113)$$

Die installierte Leistung des Altbestands bestimmt sich im ersten Jahr als Summe von Initialbestand und dem was im ersten Jahr davon abgeschaltet wird:

$$fa_{a1,z,c}^{Inst,Alt} = FA_{z,c}^{InitB} - fa_{a1,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall z, c \in CFA \quad (I-114)$$

Die installierte Leistung des Altbestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Bestand des Vorjahres, abzüglich dem, was davon in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$fa_{a,z,c}^{Inst,Alt} = fa_{a-1,z,c}^{Inst,Alt} - fa_{a,z,c}^{Ab,Alt} \quad \forall a > a^1, z, c \in CFA \quad (I-115)$$

Die installierte Leistung des Neubestands bestimmt sich im ersten Jahr lediglich anhand dessen, was im ersten Jahr neu zugebaut wird:

$$fa_{a1,z,c}^{Inst,Neu} = fa_{a1,z,c}^{Zu,Neu} \quad \forall z, c \in CFA \quad (I-116)$$

Die installierte Leistung des Neubestands in den Folgejahren bestimmt sich aus dem Neubestand des Vorjahres, zuzüglich dessen was in diesem Jahr neu zugebaut wird und abzüglich dessen was vom vorherigen Neubau in diesem Jahr abgeschaltet wird:

$$fa_{a,z,c}^{Inst,Neu} = fa_{a-1,z,c}^{Inst,Neu} + fa_{a,z,c}^{Zu,Neu} - \sum_{aa=a^1}^{a-1} (fa_{aa,z,c,a}^{Ab,Neu}) \quad \forall a > a^1, z, c \in CFA \quad (I-117)$$

Der Neubau hat nur eine begrenzte Lebensdauer, darum muss er nach seiner Lebensdauer abgeschaltet werden.

Das geschieht durch die folgende Formel (weitere Erläuterungen dazu siehe Formel (I-44) auf Seite 35):

$$fa_{a,z,c}^{Zu,Neu} = \sum_{aa=a+1}^{a+LD_c} (fa_{a,z,c,aa}^{Ab,Neu}) \quad \forall a \in [a^1, a^N - LD_c] \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-118)$$

Zur Lebensdauer des Altbestands siehe Abbildung 3 auf Seite 35.

Die Bedingungen der Investivität werden mittels Grenzvorgaben abgebildet, die den entsprechenden Variablen der installierten Leistung vorgegeben werden und damit ihren Lösungsraum einschränken:

$$(fa_{a,z,c}^{Inst}).LB = FA_{a,z,c}^{GV,GesMin} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-119)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Inst}).UB = FA_{a,z,c}^{GV,GesMax} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-120)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Inst,Alt}).LB = FA_{a,z,c}^{GV,AltMin} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-121)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Inst,Alt}).UB = FA_{a,z,c}^{GV,AltMax} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-122)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Zu,Neu}).LB = FA_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMin} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-123)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Zu,Neu}).UB = FA_{a,z,c}^{GV,ZuNeuMax} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-124)$$

Falls keine Investivität vorliegt, wird der Bestand exakt vorgegeben, indem dem Upper- und Lower-Bound der installierten Leistung der Wert der Bestandsvorgabe zugewiesen wird. Die anderen Variablen bzgl. der installierten Leistung existieren in diesem Fall zwecks Effizienz im Modell nicht:

$$(fa_{a,z,c}^{Inst}).LB = FA_{a,z,c}^{BV} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-125)$$

$$(fa_{a,z,c}^{Inst}).UB = FA_{a,z,c}^{BV} \quad \forall a, z, c \in CFA \quad (I-126)$$

10.3 Einbindung Strombedarfsdeckung

Diese Nachfrageflexibilitäten werden wie folgt in die Nebenbedingung zur Deckung des Strombedarfes eingebunden:

$$RL_{a,t,z}^S + \sum_{c \in CFA} (-fa_{a,t,z,c}^{Ein}) + \dots = \dots \quad \forall a, t, z \quad (I-127)$$

Die Einspeisevariablen stehen auf der Lastseite, darum geht es hierbei, abstrakt gesprochen, um Lastspeicher, die nicht wieder entleert werden müssen.

II Kraftwerksverorter

Das IEM liefert als Ergebnis die installierte Leistung in aggregierter Form je Cluster. Für die weiteren Berechnungsschritte ist eine blockscharfe Kraftwerksbetrachtung notwendig. Daher wird als nächster Schritt in der Modellkette eine Weiterverarbeitung der IEM-Ergebnisse mit Hilfe des sogenannten Kraftwerksverorters vorgenommen. Mit Hilfe des Kraftwerksverorters werden die aggregierten Leistungen für den Neubau bei Gaskraftwerken und Biomasse-Anlagen wieder disaggregiert und in einzelne Kraftwerksblöcke aufgeteilt. Diese werden gleichzeitig auf einzelne Standorte verteilt. Zudem werden die Stilllegungen aller relevanten Technologien aus dem IEM verortet. Die Netzersatzanlagen werden aufgrund ihrer geringen Größe anschließend im Dispatchmodell mit einem Faktor auf das betrachtete Gebiet verteilt und daher hier nicht weiter berücksichtigt.

1. Prämissen und Aufbereitung der Eingangsdaten

Basis für die Verortung neuer Kraftwerke sowie die Stilllegung von Kraftwerken ist die Kraftwerksliste 2024 für das ganze Betrachtungsgebiet. Diese ist die Grundlage für das IEM und den Kraftwerksverorter. Das IEM rechnet mit der Granularität von Zonen, die überwiegend den europäischen Ländern entsprechen. Der Kraftwerksverorter hingegen kalkuliert auf NUTS3-Ebene. NUTS ist eine europäische Nomenklatur als einheitliche räumliche Basis für Statistiken. NUTS3 ist die kleinste Einheit und steht für kleine Regionen oder Städte. Deutschland ist in 412 NUTS3-Regionen gegliedert.

Im ersten Schritt wird somit dafür gesorgt, dass jedes Kraftwerk aus der Kraftwerksliste einer der 1.257 europäischen NUTS3-Regionen des Betrachtungsgebietes zugeordnet ist.

1.1 Kraftwerksleistung ohne Standortinformation

Für die deutsche Netzberechnung ist neben der nationalen Kraftwerksverortung auch eine Verortung der Kraftwerke aus Ländern relevant, die eine direkte Stromleitung nach Deutschland haben. In der Kraftwerksliste 2024 sind Kraftwerke mit einer Leistung bis zu 10 MW im europäischen Ausland nicht gesondert erfasst. Auch bei den Kraftwerken größer 10 MW gibt es zum Teil Informationslücken. Der Anteil der unbekanntenen Kraftwerke kann je nach Land sehr hoch ausfallen. In Frankreich beispielsweise sind von 16 GW Gaskraftwerken 7 GW nicht explizit einem Standort zugeordnet.

Diese Kraftwerksleistung ohne Standortinformation wird je Land und Cluster gleichmäßig auf die NUTS3-Regionen des jeweiligen Landes verteilt. Als durchschnittliche Größe eines Kraftwerks werden 10 MW festgesetzt. Im Beispiel Frankreich werden somit 700 Kraftwerke mit je 10 MW Größe gleichmäßig auf die 96 NUTS3-Regionen verteilt.

1.2 Prämissen für neue Biomasse- und Gaskraftwerke

Energie-träger	KWK	GUD	Mindestgröße [MW]	Maximale Größe [MW]	Elektr. Wirkungsgrad	Stromkennzahl
Erdgas / H2	Ja	Ja	50	250	0,51	0,83
Erdgas / H2	Ja	Nein	50	250	0,34	0,53
Erdgas / H2	Nein	Ja	50	800	0,6	
Erdgas / H2	Nein	Nein	50	800	0,4	
Biomasse	Ja	Nein	0	20	0,33	0,72
Biomasse	Nein	Nein	0	20	0,4	

Tabelle 17: Größe, Wirkungsgrad und Stromkennzahl neuer Kraftwerke; (Quelle: BNetzA)

Die im Modell angenommene Mindestgröße von Gaskraftwerken beträgt 50 MW. Hintergrund ist die Prämisse, dass die später anfallenden Umrüstkosten auf 100 % H2-Betrieb bei kleineren Kraftwerken unverhältnismäßig groß werden. Es gibt NUTS-3-Regionen, deren KWK-Bedarf auf Grund von Kraftwerksstilllegungen der Energieträger Kohle, Öl und Kuppelgas nicht vollumfänglich gedeckt ist. Um eine gleichmäßigere Verteilung auf NUTS3-Regionen zu gewährleisten, ist daher die maximale Größe von KWK-Gaskraftwerken auf 250 MW begrenzt.

1.3 KWK-Prämissen

Das IIEM stellt die Deckung der KWK-Nachfrage für ganz Deutschland in Summe sicher. Der Kraftwerksverorter bezieht nunmehr auch die Regionalität mit ein, die durch die Fernwärmenetze geprägt ist. Die Fernwärmenetze stimmen aber nicht immer mit der regionalen Abgrenzung von NUTS3-Regionen überein. Daher ist eine exakte Berücksichtigung mit der gegebenen Datenbasis nicht umsetzbar. Im Großen und Ganzen ist mit diesem Ansatz die Granularität von Fernwärmenetzen aber berücksichtigt.

Reicht der Zubau nicht aus, um den Bedarf einzelner NUTS3-Regionen durch Neubau zu decken, kann es regional zu KWK-Unterdeckungen kommen. Um nicht gedeckten KWK-Bedarf in einzelnen Regionen möglichst gering zu halten, richten sich Stilllegung sowie Neubau von Biomasse- und Gaskraftwerken nach dem Über- und Unterhang von KWK der NUTS3-Regionen.

2. Modellierung

Das IIEM liefert als Ergebnis eine Gesamtsumme (MW) je Cluster, Zone und Betrachtungsjahr. Der Kraftwerksverorter vergleicht beginnend mit dem Startjahr 2025 dieses IIEM-Ergebnis mit der Gesamtleistung des Bestands. Der Bestand wird dabei für jedes Betrachtungsjahr mit bekannten Neubauten und Stilllegungen aktualisiert.

2.1 Neubau und Stilllegung

Dabei ergibt sich die Notwendigkeit einer Fallunterscheidung:

Fall A: Der Bestand des jeweiligen Betrachtungsjahres ist größer als das IIEM-Ergebnis:

Es werden Kraftwerke dem Alter nach stillgelegt, bis das Ergebnis des IEM getroffen wird. Um das Ergebnis möglichst passend zu treffen, kann als Ausnahme auch ein jüngeres Kraftwerk vor einem älteren stillgelegt werden.

Fall B: Der Bestand des jeweiligen Betrachtungsjahres ist kleiner als das IEM-Ergebnis:

Bei den Technologien, die im Kraftwerksverortter betrachtet werden, ist ein modellendogener Zubau nur bei Gaskraftwerken zugelassen. Jedoch kann auch bei Biomassekraftwerken Fall B eintreten, da aufgrund politischer Ziele in vielen Ländern ein Wachstum modellexogen implementiert ist. Für Biomasse- sowie Gaskraftwerke ermittelt der Kraftwerksverortter somit Ort und Größe der neuen Kraftwerke. Auch werden die Betriebsparameter wie z.B. Kosten und Energieverbrauch beim Starten eines Kraftwerks für die Neuanlagen festgelegt.

2.2 Mögliche Standorte für Gaskraftwerke

Bei der Standortwahl für Gaskraftwerke müssen aufgrund der Größe sowie der Notwendigkeit eines Netzanschlusses für Erdgas bzw. Wasserstoff viele Faktoren berücksichtigt werden. Die rechtlichen Anforderungen an einen neuen Standort („grüne Wiese“) sind sehr hoch, verlängern den Planungszeitraum erheblich und verschlechtern damit die Wettbewerbsfähigkeit zu Bestandsstandorten signifikant. Daher gilt für das Versorgungssicherheitsmonitoring Strom 2024 (VSM24) das Prinzip, dass nur an bestehenden Kraftwerksstandorten neue Gaskraftwerke entstehen.

In Deutschland genügen dafür zwei Optionen:

- Als Ersatz eines stillgelegten Erdgas-Kraftwerks kann ein Gaskraftwerk gleicher elektrischer Leistung gebaut werden.
- Auf dem Gelände eines stillgelegten Kohlekraftwerks kann ein Gaskraftwerk gebaut werden.

Im europäischen Ausland kann es Länder mit Zubau neuer Gaskraftwerke geben, in denen keine alten Kohlekraftwerkstandorte vorhanden sind. Dort können (als dritte Option) bestehende Kraftwerksstandorte durch zusätzliche Gaskraftwerke erweitert werden.

2.3 Verteilung der Gaskraftwerke in Deutschland

Der Verteilungs-Algorithmus des Kraftwerksverorters für Gaskraftwerke unterliegt den folgenden Prämissen.

- Gleichmäßige Verteilung über die erste Ziffer des PLZ-Gebiets (siehe Abbildung 8), falls Potential vorhanden ist und keine anderen Prämissen dem entgegenstehen.
- Die geografische Nähe zum H2-Kernnetz²¹ muss gegeben sein, um den späteren Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff realisieren zu können.

²¹ H2 Kernnetz gemäß Vorantrag Stand Februar 2024.

- Wenn das IIEM sinkenden Bedarf an Gas-KWK-Kraftwerken errechnet (Elektrifizierung der Fernwärmenetze durch Großwärmepumpen und Elektrodenkessel), erfolgen die Stilllegungen in NUTS3-Regionen mit KWK-Überhang.
- Der Zubau von Gas-KWK-Kraftwerken richtet sich nach dem KWK-Bedarf der NUTS3-Regionen.
- Der Zubau aus der Kraftwerkstrategie soll überwiegend an systemdienlichen Standorten erfolgen, indem etwa 2/3 der Neubauleistung süd-westlich platziert wird.
- Zur Nutzung vormaliger Kohlekraftwerks-Standorte gibt es mit Blick auf die Erdgasversorgung die folgenden Restriktionen.
- In Küstennähe wird ein Teil bestehender Gasleitungen frühzeitig für die Wasserstoffnutzung vorgesehen.
- Die Versorgung mit Erdgas als Übergangslösung bis zur ausschließlichen Wasserstoffverbrennung soll möglichst geringen Ausbau des Erdgasnetzes bedeuten.
- Der Zubau neuer Gaskraftwerke wird durch die Transportkapazität des Gasfernleitungsnetzes begrenzt.

Für die Prämisse systemdienlicher Standorte gemäß Kraftwerkstrategie wird – angelehnt an die Systemanalysen gem. Netzreserveverordnung²² – eine vereinfachte Aufteilung Deutschlands in zwei Gebiete vorgenommen, die Abbildung 8 zu entnehmen ist. Bayern und NRW gehören vollständig zum Süden / Westen und bilden nach Norden / Osten die Grenze. Hessen wird nach NUTS2-Gebieten aufgeteilt: DE71 wird dem Süden / Westen, DE72 und DE73 dem Norden / Osten zugeordnet.

²² Vgl. Abschlussbericht Systemanalysen 2024 der Übertragungsnetzbetreiber, https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen_UeNB_2024.pdf, insbes. S.20.

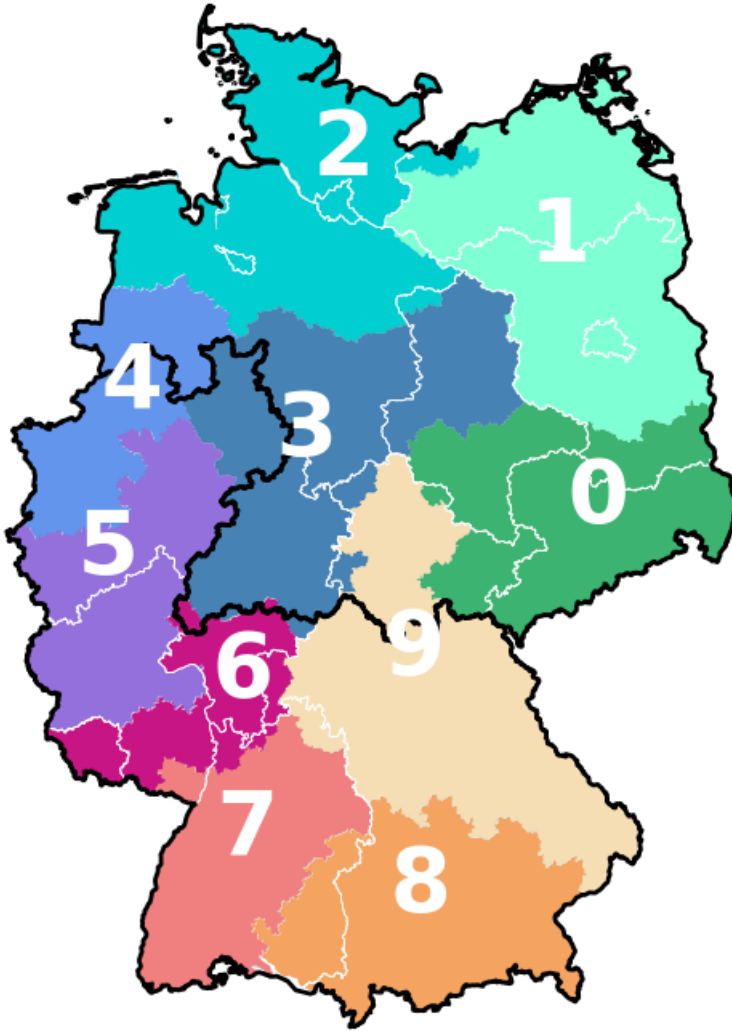


Abbildung 8: Aufteilung Deutschlands in Norden/Osten und Süden/Westen (Quelle: BNetzA)

2.4 Verteilung der Biomassekraftwerke in Deutschland

Neue Biomassekraftwerke werden grundsätzlich nur in NUTS3-Regionen verortet, in denen bereits Biomassekraftwerke mit einer Gesamtleistung von mindestens 2,5 MW vorhanden sind. Damit ist sichergestellt, dass regionale Strukturen zur Produktion der Energieträger vorhanden sind.

Wie oben beschrieben, richtet sich der Neubau von KWK-Gaskraftwerken nach dem KWK-Bedarf der NUTS3-Regionen. Selbiges gilt auch für KWK-Biomassekraftwerke. Der Zubau ist auf die maximale Größe von 20 MW je NUTS3-Region beschränkt. Gleichzeitig wird bei der Stilllegung von KWK-Biomassekraftwerken dafür gesorgt, dass NUTS3-Regionen bevorzugt werden, in denen die KWK-Leistung aller Energieträger den Bedarf übersteigt.

Die Energieträger Erdgas/H₂ und Biomasse folgen beim KWK-Zubau dem gleichen Prinzip, jedoch mit unterschiedlichen Restriktionen. Da unabhängig des Energieträgers jeglicher Zubau das Saldo von Bedarf und KWK-Leistung in einer NUTS3-Region ändert, entsteht eine Wechselwirkung. Mit einem iterativen Prozess wird der Wechselwirkung Rechnung getragen. Damit können regionale Bedarfslücken möglichst klein gehalten werden.

III Probabilistisches

Versorgungssicherheitsmodell (PVSM)

A Kurzfassung

Das Probabilistische Versorgungssicherheitsmodell (PVSM) beantwortet die Frage, ob der im IEM berechnete Kraftwerkspark in der Lage ist, die Last zu decken, wenn das Wetter und die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten variiert werden.

Im IEM wird ein durchschnittliches Wetterjahr (hier: 2002) zugrunde gelegt, auf Grundlage dessen sich die zu deckende Residuallast bestimmt. Je nachdem ob diese hoch oder niedrig ist, wird mehr oder weniger steuerbare Leistung benötigt. Im PVSM werden nun mehrere verschiedene Wetterjahre (1998 - 2017) zur Bestimmung der Residuallast herangezogen. Damit werden auch herausfordernde Situationen (z.B. eine Dunkelflaute) abgebildet, die nicht notwendigerweise im Wetterjahr 2002 auftauchen. Im IEM wird für jede Cluster-Zonen-Kombination ein aus der Historie abgeleitetes durchschnittliches Profil von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten unterstellt. Im PVSM hingegen wird auf eine Bandbreite von 200 Ausfalljahren abgestellt, die alle durch unterschiedliche, zufällige Nichtverfügbarkeitsprofile für einzelne Kraftwerksblöcke charakterisiert sind. Ausfalljahre mit überdurchschnittlichen Nichtverfügbarkeitsprofilen stellen den im IEM berechneten Kraftwerkspark vor zusätzliche Herausforderungen.

Zusammenfassend werden also vier Fälle abgeprüft, wobei drei dieser Fälle potentiell zu Unterdeckungen führen können (gering/hoch hier immer im Bezug zum verwendeten Wetterausfalljahr im IEM):

- Geringe Residuallast / Geringe Nichtverfügbarkeiten --> kein Versorgungssicherheitsproblem (VS-Problem)
- Geringe Residuallast / Hohe Nichtverfügbarkeiten --> potentielles VS-Problem
- Hohe Residuallast / Geringe Nichtverfügbarkeiten --> potentielles VS-Problem
- Hohe Residuallast / Hohe Nichtverfügbarkeiten --> potentielles VS-Problem

Der im IEM berechnete Kraftwerkspark ist dann versorgungssicher, wenn er trotz dieser zusätzlichen Herausforderungen die Last decken kann bzw. die Lastunterdeckungen mit Bezug auf den Zuverlässigkeitsstandard von Deutschland (Effizienzwert) hinreichend klein sind.

B Grundlagen

Das primäre Ergebnis des IIEM ist der zukünftige Kraftwerkspark im Sinne einer installierten Leistung je Jahr. Zudem wird der stündliche Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien berechnet. Für das PVSM wird der Kraftwerkspark aus dem Ergebnis des IIEM übernommen, jedoch gehen im Rahmen der Simulation mit Bezug auf die wetterabhängigen Zeitreihen und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten unterschiedliche Eingangsdaten ein. Im Rahmen der Versorgungssicherheitsberechnungen wird sodann überprüft, ob die Erzeugungstechnologien im PVSM so eingesetzt werden können, dass auch mit der Variation der Eingangsdaten die Last gedeckt werden kann. Da jedoch über die beiden Modelle IIEM und PVSM die Modellierung der Erzeugungstechnologien mit all ihren technischen Beschränkungen identisch ist, handelt es sich beim PVSM im Wesentlichen um ein auf den Einsatz reduzierte Variante des IIEM. Mit Bezug auf den Einsatz gelten im PVSM die gleichen Nebenbedingungen wie in Abschnitt ID dargestellt. Es ergeben sich dennoch einige, wenige Unterschiede auf die im Folgenden eingegangen werden soll.

1. Zielfunktion

Das PVSM ist ein reines Lastdeckungsmodell und damit kein Strommarktmodell im klassischen Sinne. Das Ziel ist, prinzipiell wie im IIEM, die Minimierung der nicht gedeckten Energie, die gemeinhin als ENS (Energy Not Served) bezeichnet wird. Im Modell entspricht der ENS der Variable $r_{t,z}^{ASB}$, also der Residualleistung die in Zone $z \in Z$ in Stunde $t \in T$ auf der Angebotsseite zur Strombedarfsdeckung fehlt. Zur Ermittlung des minimalen ENS wäre es demnach ausreichend die Summe von $r_{t,z}^{ASB}$ über alle Zonen und Stunden zu minimieren. Das EnWG fordert darüber hinaus die Untersuchung, inwieweit Importe zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen. Der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit wird so verstanden, dass dieser zwingend notwendig ist und ohne diesen ein Lastüberhang in der importierenden Zone auftritt. Im PVSM wird der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit dadurch identifiziert, dass grenzüberschreitender Handel mittels Strafkosten pönalisiert wird. Damit stellt der Handel die letzte Möglichkeit zur Lastdeckung dar, bevor es zu einer Unterdeckung kommt. Das heißt, neben den Kosten einer Unterdeckung, sollen auch die Kosten des Handels minimiert werden. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die Kraftwerke Regelleistung vorhalten müssen. Kann die Regelleistung nicht vorgehalten werden, so verursacht das auch Kosten. Die Zielfunktion lautet dann wie folgt:

$$\min \sum_{t \in T} \beta^t \left(\sum_{z \in Z} (K^{ASB} \cdot r_{t,z}^{ASB} + K^{RLV} \cdot r_{t,z}^{RLV}) + \sum_{x \in X} p x_{t,x}^{Eins} \right).$$

Aus der Zielfunktion wird deutlich, dass lediglich der grenzüberschreitende Handel (Variablen $p x_{t,x}^{Eins}$) und Unterdeckungen (Variablen $r_{t,z}^{ASB}$, $r_{t,z}^{RLV}$) mit Kosten belegt sind. Der Einsatz der Kraftwerke, Speicher und Nachfrageflexibilitäten ist kostenlos, da es in diesem Modell lediglich darum geht, ob die Last gedeckt werden kann. Die Kosten [€/MWh] des grenzüberschreitenden Handels sind normiert auf 1 und die einer Unterdeckung auf K^{ASB} bzw. K^{RLV} . Es wird angenommen, dass die Kosten einer Unterdeckung im Regelleistungsmarkt höher sind als im Strommarkt, d.h. es gilt $K^{ASB} < K^{RLV}$.

Da der grenzüberschreitende Handel pönalisiert ist, muss kostenseitig gewährleistet sein, dass eine Unterdeckung nachrangig zum Import ist. Eine hinreichende Bedingung dafür ist $K^{ASB} > |X|$, da dann die Kosten einer Unterdeckung höher sind, als wenn die gleiche Strommenge über alle Kanten des Modells

importiert worden wäre. Im Modell belaufen sich die Kosten einer Unterdeckung auf $K^{ASB} = 1.000$ bzw. $K^{RLV} = 1.500$.

Angenommen es fehlen in einer Stunde im Jahr 1 MW, sodass ein ENS von 1 MWh auftritt. Kostenseitig ist es unerheblich, wann dieser Fall im Jahr auftritt, da 1 MWh Unterdeckung zu jedem Zeitpunkt im Jahr mit den gleichen Kosten einhergeht. Ohne Flexibilitäten wäre der Zeitpunkt der Unterdeckung eindeutig, da in diesem Punkt schlichtweg die Residuallast die verfügbare Erzeugungsleistung der Kraftwerke übersteigt. Im Modell werden jedoch Flexibilitäten berücksichtigt, die Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln und somit die Unterdeckung auch in einer anderen Stunde des Jahres schieben könnten. In diesem Zusammenhang dient der Faktor $\beta = 0,9999$ dazu eine eindeutige Lösung zu finden. Durch den Faktor sind die Kosten einer Unterdeckung am Ende des Jahres geringer als am Anfang, sodass es nicht mehr unerheblich ist, wann im Jahr eine Unterdeckung auftritt und die oben beschriebene Indifferenz ist aufgelöst. Dadurch wird versucht, die Unterdeckungen im Rahmen der Möglichkeiten am Ende eines Jahres zu konzentrieren.

Die Zielfunktion wird minimiert über die Einsatzvariablen des IEM aus Abschnitt ID und es gelten die dort beschriebenen Nebenbedingungen.

2. Monte-Carlo Simulation

Die Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS sind Erwartungswerte und werden mithilfe einer sogenannten Monte-Carlo Simulation (MC-Simulation) bestimmt. Da die zugrundeliegende Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Berechnung der Erwartungswerte nicht bekannt ist, können diese nicht algebraisch berechnet werden. Die MC-Simulation ist ein stochastisches Verfahren, das es erlaubt durch wiederholtes Ausführen eines Zufallsexperiments Rückschlüsse auf die unbekannt verteilte Zufallsvariable zu ziehen. Die Zufallsvariable ist im VS-Monitoring der ENS und das Zufallsexperiment ist das wiederholte Ausführen des PVSM mit unterschiedlichen Kraftwerksausfällen und Wetterjahren. Im Rahmen der MC-Simulation werden 200 Ausfalljahre $O = \{1, 2, \dots, 200\}$ mit 20 Wetterjahren $W = \{1998, 1999, \dots, 2017\}$ kombiniert. Die MC- oder Wetter-Ausfall-Jahre sind dann:

$$M = \{o \cdot (w - 1997) \mid o \in O, w \in W\} = \{1, 2, \dots, 4.000\}.$$

Das heißt, jedem Wetter-Ausfall-Jahr $(w, o) \in W \times O$ wird ein eindeutiger Index $m \in M$ zugeordnet. Das PVSM wird für jedes dieser 4.000 = 200 x 20 Jahre ausgeführt. Im Ergebnis erhält man für jedes Jahr $m \in M$ einen ENS Wert definiert durch:

$$ENS_m = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T} r_{m,t,z}^{ASB}.$$

Die insgesamt 4.000 ENS Werte über alle MC-Jahre definieren eine Häufigkeitsverteilung. Das Ziel der MC-Simulation ist diese Häufigkeitsverteilung gesichert zu ermitteln, d.h. dass die wahre Verteilung hinreichend gut approximiert wird. Hinreichend gut bedeutet in diesem Fall, dass ein Konvergenzkriterium erreicht ist. Das wird im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

3. Konvergenz

Seien $ENS^m = \{ENS_1, ENS_2, \dots, ENS_m\}$ die ENS Werte bis zum MC-Jahr $m \in M$. Das Konvergenzkriterium in der European Resource Adequacy Assessment (ERAA) Methode²³ ist definiert auf dem Variationskoeffizienten über ENS^m mit:

$$\text{VarK}(ENS^m) = \frac{\sqrt{\text{Var}(ENS^m)}}{\text{E}(ENS^m)}.$$

Wobei für den Erwartungswert und die Varianz gilt:

$$\begin{aligned} \text{E}(ENS^m) &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m ENS_i \\ \text{Var}(ENS^m) &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (ENS_i - \text{E}(ENS^m))^2. \end{aligned}$$

Sei $\text{VarK}^m = \text{VarK}(ENS^m)$ und $\varepsilon > 0$ ein Schwellenwert (die Höhe ist in der ERAA-Methode nicht spezifiziert), dann ist die MC-Simulation konvergiert, falls die absolute Veränderungsrate des Variationskoeffizienten diesen Schwellenwert unterschreitet, d.h. wenn gilt:

$$\frac{|\text{VarK}^m - \text{VarK}^{m-1}|}{\text{VarK}^{m-1}} < \varepsilon.$$

Im VSM wird nicht direkt ein Schwellenwert als Abbruchkriterium der MC-Simulation festgelegt, sondern es werden die 4.000 Jahre der MC-Simulation durchgeführt und visuell geprüft, ob die Veränderungsrate konvergiert. Es zeigt sich, dass in den Rechnungen ein Schwellenwert von $\varepsilon = 0,001$ unterschritten wird und der Variationskoeffizient gegen einen stationären Wert konvergiert.

4. Versorgungssicherheitsindikatoren

Die zonenspezifischen Versorgungssicherheitsindikatoren sind $LOLE_z$ [h/a] und $EENS_z$ [MWh/a]. Für eine konvergente MC-Simulation sind dies die erwartete Anzahl an Stunden, in denen die Last nicht vollständig durch den Markt gedeckt werden kann und die damit korrespondierende nicht gedeckte Energie. Der zonale EENS entspricht dann dem Durchschnitt der nicht gedeckten Energie über alle MC-Jahre. Hierzu wird für jede Zone $z \in Z$ die Summe der nicht gedeckten Energie ($r_{m,t,z}^{ASB}$) über alle Stunden ($t \in T$) und MC-Jahre ($m \in M$) gebildet und dann durch die Anzahl der MC-Jahre $|M|$ geteilt.

$$EENS_z = \frac{1}{|M|} \sum_{m \in M} \sum_{t \in T} r_{m,t,z}^{ASB}$$

Der zonale LOLE wird ähnlich bestimmt, wobei hier nur die Stunden gezählt werden, wenn eine Unterdeckung, d.h. ein positiver ENS, vorliegt. Mit der Indikatorfunktion $\mathbf{1}\{r_{m,t,z}^{ASB} > 0\}$, die immer dann 1 ist,

²³ ACER Decision on the ERAA methodology: Annex I, Article 4.2 (e)

wenn in der Stunde eine Unterdeckung vorliegt, werden die nicht gedeckten Stunden je MC-Jahr gezählt und schließlich wird wieder der Durchschnitt über alle MC-Jahre gebildet.

$$LOLE_z = \frac{1}{|M|} \sum_{m \in M} \sum_{t \in T} \mathbf{1}\{r_{m,t,z}^{ASB} > 0\}$$

5. Regelleistungsvorhaltung

Im IEM wird unter Verwendung eines durchschnittlichen Wetterjahres und durchschnittlicher Kraftwerksnichtverfügbarkeiten die zukünftige Leistung des Kraftwerkparks bestimmt. Das dem IEM zugrunde gelegte Wetter sowie die durchschnittlichen Nichtverfügbarkeiten können als heutige Prognose der Investoren über die Zukunft interpretiert werden. Für den Fall, dass diese Prognosen aber nicht eintreten, muss Regelleistung vorgehalten werden, um die Differenz zwischen Prognose und Realisation auszugleichen.

Im PVSM werden nun auch andere Wetterjahre und unterschiedliche Ausfalljahre zu Grunde gelegt. Hier handelt es sich quasi um die Realisation der Zukunft. Deshalb darf der Teil der Regelleistung, der zum Ausgleich zwischen Prognose und Realisation mit Bezug auf das Wetter und die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten gedacht ist, im PVSM nicht mehr vorgehalten werden. Er muss viel mehr zur Lastdeckung zur Verfügung stehen.

Für die Modellierung bedeutet das, dass die Regelleistung in einen hoch- und niederfrequenten Anteil getrennt wird. Der hochfrequente Anteil betrifft unterstündliche Ereignisse (Last- und Erneuerbare Energien (EE)-Rauschen, Rampen, Fahrplansprünge), die in den Zeitreihen nicht enthalten sind, sodass dieser Teil auch im PVSM von den Kraftwerken vorzuhalten ist und nicht zur Lastdeckung zur Verfügung steht. Der niederfrequente Anteil ist jedoch explizit durch die Stochastik über die unterschiedlichen Wetter- und Ausfalljahre berücksichtigt und somit im PVSM nicht mehr extra vorzuhalten.

Die Modellierung der Regelleistungsvorhaltung im PVSM entspricht wiederum der des IEM (siehe Abschnitt ID4). Für die Deckung der Regelleistungsvorhaltung existiert ein eigener Variablensatz im Sinne eines Anteils der installierten Leistung und dieser Teil der Leistung kann nicht zur Lastdeckung herangezogen werden. Im PVSM können alle Cluster gleichermaßen zur Deckung der Regelleistungsvorhaltung beitragen. Auf eine Trennung zwischen einem Spinning und Non-Spinning Teil²⁴ der Regelleistung, wie es im IEM der Fall ist, wird hier verzichtet, da angenommen wird, dass in einer Knappheitssituation im Zweifel alle Anlagen gleichermaßen zur Deckung der Residuallast und der Regelleistungsvorhaltung herangezogen werden können.

6. Ausfalljahre

Im PVSM ist der Einsatz der Erzeugungstechnologien wie im IEM clusterscharf. Das heißt auch im PVSM werden die einzelnen Anlagenblöcke zu normierten Clustern aggregiert und deren Einsatz unterliegt der gleichen Leistungseinschränkung, dass in jeder Stunde nur die verfügbare Leistung eingesetzt werden kann.

²⁴ Spinning Leistung steht direkt zur Verfügung, während Non-Spinning Leistung eine kurze Vorlaufzeit aufweist.

Für die Cluster der Kraftwerke des p-Typs sieht die Beschränkung beispielhaft wie folgt aus

$$p_{t,z,c}^{Eins} \leq VBK_{o,t,z,c} \cdot P_{z,c}^{Inst}$$

Im Gegensatz zum IIEM verbirgt sich hinter der Zeitreihe der stündlichen Verfügbarkeiten $VBK_{o,t,z,c} \in [0,1]$ im PVSM nicht ein einziges durchschnittliches Profil, sondern je Ausfalljahr $o \in \{1,2, \dots, 200\}$ eine unterschiedliche Zeitreihe. Das Erstellen dieser unterschiedlichen Zeitreihen wird im Folgenden kurz skizziert.

Auf Grundlage der blockscharfen Kraftwerksliste wird je Ausfalljahr ein clusterscharfes Verfügbarkeitsprofil erstellt. Hierzu wird zuerst im Rahmen der stochastischen Ausfallziehungen für jeden Kraftwerksblock je Ausfalljahr ein zufälliges Verfügbarkeitsprofil $(VBK_{o,t,z,c,b})_{t \in T} \in \{0,1\}^T$ hinterlegt. Dieses Profil zeigt an, ob Kraftwerk b aus Zone z und Cluster c in Stunde t des Ausfalljahres o an (Status=1) oder aus (Status=0) ist. Im PVSM gilt somit je Cluster

$$p_{t,z,c}^{Eins} \leq \sum_b VBK_{o,t,z,c,b} \cdot P_{z,c,b}^{Inst}$$

mit $P_{z,c,b}^{Inst}$ als installierte Leistung eines einzelnen Blocks. Dieser Ausdruck ist äquivalent zur Einschränkung oben, wenn man das clusterscharfe Verfügbarkeitsprofil definiert durch das mit der Leistung gewichtete Mittel der blockscharfen Profile, d.h.

$$VBK_{o,t,z,c} = \frac{1}{P_{z,c}^{Inst}} \cdot \sum_b VBK_{o,t,z,c,b} \cdot P_{z,c,b}^{Inst}$$

mit $P_{z,c}^{Inst} = \sum_b P_{z,c,b}^{Inst}$ als aggregierter installierter Leistung je Cluster. So werden für das PVSM die Leistungsbeschränkungen der einzelnen Anlagen auf die Cluster-Ebene aggregiert.

IV Dispatchmodell (DPM)

A Kurzfassung

Das Dispatchmodell (DPM) folgt im VSM-Prozess nach dem IEM (Kapitel I) und der Kraftwerksverortung (Kapitel II). Das DPM wird benötigt, um für die Netzmodellberechnungen (Kapitel V1) den blockscharfen Einsatz von Kraftwerken zu bestimmen, denn im IEM wird mit aggregierten Clustern gerechnet.

Die wichtigsten Unterschiede zum IEM sind hier zusammengefasst:

- Im DPM wird im Gegensatz zum IEM nur ein Betrachtungsjahr (also 8760 Stunden) pro Rechnung berechnet. Im IEM werden mehrere Jahre simultan berechnet, um die Wirtschaftlichkeit von Investitionen zu überprüfen. Insgesamt werden die Jahre 2026, 2030 und 2035 im VSM24 berechnet und nicht mehrere Betrachtungsjahre auf einmal. Jede dieser DPM Rechnung steht für sich und ist mit der jeweils anderen DPM Rechnung nicht verknüpft.
- Das DPM wird als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell abgebildet (das IEM als reines lineares Optimierungsmodell). Aufgrund der Komplexität wird der Berechnungszeitraum in sogenannte Zeitscheiben aufgeteilt. Da diese einzeln berechnet werden, fehlt dem Optimierer die perfekte Voraussicht über den gesamten Berechnungszeitraum. Daher ist eine Voroptimierung erforderlich. Mehr dazu im Kapitel IVB1.
- Das DPM nutzt keine Kraftwerkscluster (also aufsummierte bzw. aggregierte Kraftwerke je Technologie), sondern eine blockscharfe Kraftwerkliste. Jedes Kraftwerk besitzt eigene Parameter (z.B. Wirkungsgrad etc.) und somit auch individuelle Kosten. Es werden auch keine Kraftwerke oder Kraftwerkskapazitäten zu- oder abgebaut.
- Da Italien in den Netzmodellen in sechs eigenständige Gebotszonen abgebildet ist, wird für das DPM Italien ebenfalls in sechs Gebotszonen unterteilt. Die blockscharfen Kraftwerke in Italien werden mittels ihrer Koordinaten der jeweiligen Gebotszone zugewiesen.
- Für das DPM ist die KWK-Wärmenachfrage in Deutschland regional in einzelne Wärmeregionen unterteilt. Die KWK-Kraftwerke sind ebenfalls der jeweiligen Wärmeregion zugeordnet. Somit wird verhindert, dass z.B. ein KWK-Kraftwerk in München die Wärmenachfrage in Berlin decken kann. Siehe auch Kapitel IVC5.3.
-

Im Folgenden wird der Aufbau, der Ablauf und die Funktionsweise des DPM beschrieben. Dabei wird gelegentlich nochmal auf die Unterschiede zum IEM eingegangen. Die Entwicklung und Weiterentwicklung des beschriebenen Modells erfolgte bzw. erfolgt innerhalb der Bundesnetzagentur und ermöglicht interne Strommarktberechnungen für die verschiedenen Aufgabenbereiche der Behörde. Neben der Auswertung der Ergebnisse (siehe Abbildung 9) wie des blockscharfen Kraftwerkseinsatzes, den Handel zwischen Gebotszonen usw. liegt der Fokus des Modells auf der nachfolgenden Nutzung der Ergebnisse in den jeweiligen Netzmodellen.

Das DPM bestimmt für jede Stunde des Betrachtungsjahres eine Last- Einspeisesituation. Diese stellt anlagenscharf aufgelöste Angaben zu Last und Einspeisung und damit jeweils eine konkrete Marktsituation dar. Das DPM errechnet für den gewählten Betrachtungszeitraum und das gewählte Betrachtungsgebiet den

Einsatz aller Marktteilnehmer. Dabei wird ein „perfekter“ also kostenoptimierter Strommarkt²⁵ angenommen. Die Deckung der Stromnachfrage im gesamten Betrachtungsgebiet erfolgt zu den kostengünstigsten Bedingungen. Das Ergebnis enthält somit einen kostenoptimierten Einsatz aller Marktteilnehmer bzw. einzelner Marktinstrumente in stündlicher Auflösung. In der Regel beträgt der Betrachtungszeitraum ein Jahr bzw. 8760 Stunden. Das Betrachtungsgebiet ist frei wählbar und umfasst im VSM die Länder bzw. Gebotszonen Belgien, Dänemark (Ost und West), Deutschland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien (aufgeteilt in sechs einzelne Gebotszonen), Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Polen, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, und Ungarn. Es können sämtliche Kombinationen aus Betrachtungsjahren und Wetterjahren in einzelnen Berechnungen abgebildet werden. Der Fokus im VSM liegt auf den Betrachtungsjahren 2026, 2030 und 2035 und Annahme der Witterungsbedingungen des Wetterjahrs 2002.

Die Grundlage der Berechnungen im VSM sind die Eingangsdaten (Annahmen Anlage 2 und Zeitreihen Anlage 3), die IIEM-Ergebnisse und deren Disaggregation zu einer blockscharfen Kraftwerksliste.

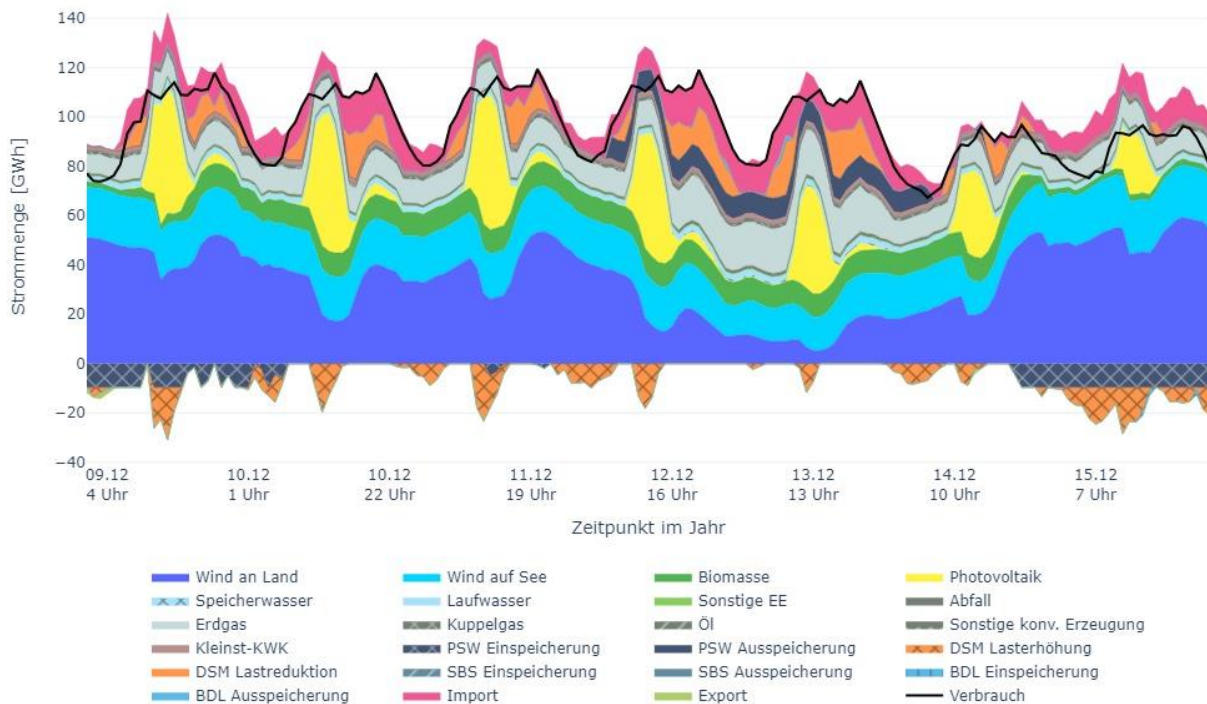


Abbildung 9: Veranschaulichung Ergebnis Dispatchmodell; (Quelle: BNetzA)

²⁵ Für den Strommarkt kann in guter Näherung „vollkommener Wettbewerb“ unterstellt werden, sodass die Gewinnmaximierung der einzelnen Marktakteure zur Kostenminimierung bzw. -optimierung für das Gesamtsystem wird.

B Grundlagen

1. Optimierungsmodell

Wie das IIEM ist das DPM ein mathematisches Optimierungsmodell. Im Gegensatz zum IIEM wird das DPM grundsätzlich als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell (engl.: Mixed-Integer Linear Program „MILP“) abgebildet. Dennoch kann das DPM auch vereinfacht als LP dargestellt werden, um die benötigte Rechenzeit deutlich zu minimieren. Von dieser Möglichkeit wird bei der Voro Optimierung gebraucht gemacht. Ein MILP-Modell hat typischerweise die folgende mathematische Form:

$$\min f(x) = c^T \cdot x$$

$$\text{s.t. } A \cdot x \leq b$$

$$\text{lb} \leq x \leq \text{ub}$$

$$x_r \in \mathbb{R}, \quad r \in R$$

$$x_i \in \mathbb{Z}, \quad i \in I$$

Die einzelnen Elemente bedeuten:

- i) $\min f(x)$ ist die zu minimierende Zielfunktion
- ii) Der transponierte Vektor c^T enthält die Kosten
- iii) Der Vektor x enthält die Variablen
- iv) Die Vektoren lb, ub (Lower, Upper Bound) erfassen den zulässigen Wertebereich der Variablen
- v) Die Matrix A enthält die Koeffizienten der Nebenbedingungen
- vi) Der Vektor b enthält die Grenzwerte der Nebenbedingungen
- vii) Die Matrix A bildet zusammen mit den Grenzwerten in b das System der linearen Ungleichungen, die das Modell bzw. die Nebenbedingungen beschreiben
- viii) Der Vektor x besteht entweder aus reellen (x_r) oder ganzzahligen (x_i) Entscheidungsvariablen

Die Abbildung des DPM als MILP ermöglicht mit seinen binären Entscheidungsvariablen die Berücksichtigung von Startkosten sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten. Die dadurch gestiegene Komplexität des Optimierungsproblems erhöht die Rechendauer exponentiell. Eine Berechnung über alle 8760 Stunden ist somit gleichzeitig nicht mehr möglich.

Um das Optimierungsproblem zu lösen, wird der Betrachtungszeitraum in mehrere sogenannte Zeitscheiben (Zeiträume) aufgeteilt. Die Zeitscheiben überlappen sich und werden nacheinander berechnet. Hierfür wird

vorab ein fester Überlappungszeitraum am Ende einer Zeitscheibe festgelegt. Die Werte der Modellvariablen (z.B. Status eines Kraftwerks, Füllstände etc.) innerhalb des Überlappungszeitraums werden gespeichert und an die nachfolgende Zeitscheibe übergeben. Ebendiese Werte werden anschließend in der ursprünglichen Zeitscheibe verworfen und mittels der darauffolgenden Zeitscheibe neu berechnet. Die Optimierung per Zeitscheiben benötigt weitere Nebenbedingungen, die die Flexibilität des Strommarktes reduzieren und das Optimierungsproblem somit restriktiver machen als ein Optimierungsproblem ohne Zeitscheiben. Mit der Neuberechnung der letzten Stunden aus der vorherigen Zeitscheibe (Überlappung) in der aktuellen Zeitscheibe wird den Restriktionen entgegengewirkt. Das DPM rechnet mit einer Zeitscheibe von 336 Stunden (zwei Wochen) und einer Überlappung von 48 Stunden (zwei Tage).

Mit der Aufteilung des Optimierungsproblems in mehrere Zeitscheiben wird dem Optimierer die Voraussicht über den gesamten Betrachtungszeitraum genommen. Das kann zur Folge haben, dass große saisonale Speicherwasserkraftwerke, wie bspw. in Norwegen, in den ersten Wochen und Monaten als kostengünstige Option zur Stromproduktion geleert werden. Das ist mit der herkömmlichen Fahrweise dieser Kraftwerke nicht vereinbar und kann am Ende des Jahres zu Problemen bei der Deckung des Stromverbrauchs führen. Aus diesem Grund wird im Vorfeld eines MILP eine Voroptimierung durchgeführt. In der Voroptimierung wird das Optimierungsproblem als ein lineares Modell (LP) abgebildet, wodurch der Optimierer in der Lage ist, den gesamten Betrachtungszeitraum von 8760 Stunden zu optimieren. Die optimierten Werte der verschiedenen Modellvariablen (z.B. Füllstände) werden in der nachfolgenden DPM-Rechnung (MILP) berücksichtigt. Somit wird dem Nachteil der nicht vorhandenen Voraussicht entgegengewirkt.

2. Zonen

Wie im IEM bilden auch im DPM Zonen und "Offshore-Bidding-Zones" das Betrachtungsgebiet ab. Da in den nachfolgenden Netzmodellen einige Zonen in eigenständige bzw. weitergehende Gebotszonen unterteilt werden, werden diese Gebotszonen entsprechend im DPM abgebildet. Zum Beispiel wird die IEM-Zone Italien (IT) im DPM in sechs eigenständige italienische Gebotszonen aufgeteilt. Die Auswahl der Zonen ist für die DPM-Berechnungen im VSM somit abhängig vom nachfolgenden Netzmodell.

3. Marktteilnehmer und Kosten

Im DPM wird mit einer blockscharfen Kraftwerksliste des jeweiligen Betrachtungsjahres gerechnet. Diese Kraftwerkslisten werden um weitere Parameter wie variable Betriebskosten, Startkosten etc. erweitert. Lediglich die Flexibilitäten (Speicher und Nachfrageflexibilitäten) werden nicht disaggregiert und wie im IEM als ein Cluster je Technologie behandelt. Die Marktteilnehmer sind wie im IEM in verschiedene Typen unterteilt und entsprechend modelliert:

10. Kraftwerke (inkl. KWK)
11. Speicher
12. Nachfrageflexibilitäten

Alle Marktteilnehmer können sich wie auch im IEM an der Regelleistungsvorhaltung beteiligen (vgl. Kapitel IB8).

C Modellierung

Im Folgenden werden alle wichtigen Bestandteile vorgestellt und zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodell zusammengefügt. Die Entscheidungsvariablen werden mit Kleinbuchstaben und exogene Kostanten mit Großbuchstaben dargestellt. Grundsätzlich gilt: Wenn sich der Wert durch die Optimierung ändern kann, dann handelt es sich um eine Entscheidungsvariable, wenn nicht, dann handelt es sich um eine exogene Konstante.

Das Dispatchmodell optimiert den Kraftwerkseinsatz für maximal ein einzelnes Jahr a (8760 Stunden). Die Ergebnisse eines Betrachtungsjahres haben keinen Einfluss auf die Ergebnisse der anderen Betrachtungsjahre. Somit sind die Berechnungen innerhalb eines Jahres unabhängig gegenüber anderen Jahren. Daher wird bei der Notation auf den Index a für Jahre verzichtet.

1. Indizes und Mengen

Indizes und Mengen

Name	Formel	Beispiel
Zeitschritt (i.d.R. Stunde)	$t \in T_n \subseteq T$	{1, 2 ... 336}, {288, 289...}
Zone, Nachbarzone	$z, zz \in Z$	DE, FR, ...
Wärmeregion	$wr \in WR$	
Cluster der Nachfrageflexibilitäten	$c \in CF$	BEV, IND1, ...
Cluster der intervallartigen Nachfrageflex.	$c \in CFI \subseteq CF$	BEV, P2H, ...
Cluster der Kraftwerke	$c \in CP$	
Kraftwerke mit PET Biomasse	$c \in BIO \subseteq CP$	
Cluster der KWK-Kraftwerke	$c \in CPH \subseteq CP$	
Cluster der Speicher	$c \in CS$	PSW, ...
Cluster der Speicher mit Zufluss	$c \in CSZ \subseteq CS$	SW, ...
Grenzüberschreitende Verbindung	$z, zz \in Z$	(Von-Nach), (DE-AT) ...

Tabelle 18: Indizes und Mengen; (Quelle: BNetzA)

2. Modellkonstanten

2.1 Kraftwerkliste

Die Kraftwerkliste beinhaltet für jedes Kraftwerk alle Parameter, die für die Rechnung im DPM notwendig sind. Die Kraftwerke sind dabei in Cluster (Typen) unterteilt.

Kraftwerks- und speicherspezifische Parameter

Name	Formel	Einheit	Index
Mindesterzeugungsleistung	P_{\min}^i	MW	$\forall i \in \text{CP}$
Maximale Erzeugungsleistung	P_{\max}^i	MW	$\forall i \in \{\text{CP}, \text{CS}\}$
Anfahrkosten	C_{Start}^i	€	$\forall i \in \text{CP}$
Variable Kosten pro MWh	C_{var}^i	€	$\forall i \in \{\text{CP}, \text{CS}\}$
Maximale Kapazität	Cap_{\max}^i	MWh	$\forall i \in \text{CS}$
Wirkungsgrad	η^i	-	$\forall i \in \text{CS}$
Stromkennzahl	SK^i	-	$\forall i \in \text{CPH}$

Tabelle 19: Kraftwerks- wie speicherspezifische Parameter; (Quelle: BNetzA)

2.2 Leistungszeitreihen

Für jede Zone z werden Zeitreihen in stündlicher Auflösung zur Strom- wie Wärmenachfrage, zu Netzverlusten, vorgehaltener Regelleistung, Stromerzeugung von Kleinst-KWK-Anlagen sowie von verschiedenen erneuerbaren Energien eingelesen.

Leistungszeitreihen

Name	Formel
Stromnachfrage	SN
Wärmenachfrage	WN
Netzverluste	NV
Vorgehaltene Regelleistung	RLV
Erzeugung durch Kleinst-KWK	$KKWK$
Erzeugung durch Photovoltaik	PV
Erzeugung durch Wind an Land (Wind-Onshore)	W^{on}
Erzeugung durch Wind auf See (Wind-Offshore)	W^{off}
Einspeisung Laufwasser	LW
Einspeisung durch sonstige EE-Anlagen	EE^{sonst}

Tabelle 20: Leistungszeitreihen; (Quelle: BNetzA)

Aus diesen Daten wird für jede Zone z die stündliche "Restlast" ($RLa_{z,t}$) ermittelt. Für die jeweilige Zone z setzt sich diese Last zusammen aus der Stromnachfrage ($SN_{z,t}$) und den Netzverlusten ($NV_{z,t}$) abzgl. der Einspeisung durch EE-Anlagen ($EE_{z,t}$) sowie der Einspeisung durch Kleinst-KWK-Anlagen ($KKWK_{z,t}$). Die Restlast kann auch als Residuallast abzüglich der Kleinst-KWK-Einspeisung ($KKWK_{z,t}$) verstanden werden. Die Deckung dieser Last in einer Zone z zur Stunde t ist eine der zentralen Nebenbedingung für das Optimierungsmodell.

$$RLa_{z,t} = SN_{z,t} + NV_{z,t} - (EE_{z,t} + KKWK_{z,t})$$

mit: $EE_{z,t} = PV_{z,t} + W_{z,t}^{\text{on}} + W_{z,t}^{\text{off}} + LW_{z,t} + EE_{z,t}^{\text{sonst}}$

2.3 Nachfrageflexibilitäten

Zu den Leistungszeitreihen werden für jede Zone z die Zeitreihen der Nachfrageflexibilitäten (Demand Side Management kurz DSM) eingelesen. Es wird dabei zwischen zwei Arten von Nachfrageflexibilitäten unterschieden. Bei den sogenannten intervallartigen Nachfrageflexibilitäten (CFI) kann der Stromverbrauch des jeweiligen Clusters, unter Einhaltung der Grenzen, in günstigere Stunden verschoben werden. Wie auch im IIEM werden die intervallartigen Nachfrageflexibilitäten im DPM als Speicher abgebildet. Das "Einspeichern" von Last senkt die Stromnachfrage, während die "Ausspeicherung" die Stromnachfrage erhöht. Bei der sogenannten freiwilligen Lastreduktion (CF) wird ein Teil des Stromverbrauchs des jeweiligen Clusters ausgesetzt und nicht mehr nachgeholt.

Übersicht Intervallartige Nachfrageflexibilitäten

Name	Formel
Elektromobilität	BEV
Gewerbe-Handel-Dienstleistungen	GHD
Heimspeichersysteme	HSS
Industrie	IND
Power to Gas Offsite	PtG_{off}
Power to Gas Onsite	PtG_{on}
Power to Heat Fernwärme	PtH_{FW}
Power to Heat Industrie	PtH_{IND}
Wärmepumpen	WP

Tabelle 21: Übersicht Intervallartige Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA)

Für jede Zone z werden für die oben aufgeführten intervallartigen Nachfrageflexibilitätsoptionen jeweils vier Zeitreihen eingelesen. Die maximale Einspeicherung $P_{max,t}^{Ein}$ gibt die maximale Reduktion des Verbrauchs in Stunde t an, also um wieviel der Verbrauch in der Stunde t gesenkt werden kann. Bei der Flexibilität BEV ist dieser Wert bspw. von der Anzahl der angeschlossenen flexiblen E-Autos abhängig. Die maximale Ausspeicherung $P_{max,t}^{Aus}$ gibt die maximale Steigerung des Verbrauchs in Stunde t an, um die der Verbrauch vorgezogen bzw. zuvor eingespeicherter Verbrauch nachgeholt werden kann. Die maximalen und minimalen Speicherkapazitäten ($Cap_{max,t}, Cap_{min,t}$) begrenzen das Verschiebungspotential der Nachfrageflexibilitäten. Der Nachfrageflexibilitätsspeicher muss am Ende eines vorab festgelegten Zeitintervalls leer bzw. jeglicher Verbrauch nachgeholt sein. Neben den Zeitreihen wird für jede Nachfrageflexibilität ein Preis C_{Ein} eingelesen.

Intervallartige Nachfrageflexibilitäten

Name	Formel	Einheit	Zeitreihe
Maximale Einspeicherung	$p_{\max,t}^{\text{Ein}}$	MW	Ja
Maximale Ausspeicherung	$p_{\max,t}^{\text{Aus}}$	MW	Ja
Maximale Speicherkapazität	$Cap_{\max,t}$	MWh	Ja
Minimale Speicherkapazität	$Cap_{\min,t}$	MWh	Ja
Einspeicherungskosten pro MWh	C_{Ein}	€	Nein

Tabelle 22: Intervallartige Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA)

Die Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion setzen sich aus drei verschiedenen Optionen zusammen. Diese unterscheiden sich in der über das Jahr möglichen reduzierbaren Last und dem Preis für eine Stromeinheit.

Übersicht Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion

Name	Formel
Industrie 1	$IND1$
Industrie 2	$IND2$
Industrie 3	$IND3$

Tabelle 23: Übersicht Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA)

Wie bei den intervallartigen Nachfrageflexibilitäten werden auch hier stündliche Daten in Form von Zeitreihen eingelesen. Die maximale Reduktion $p_{\max,t}^{\text{Red}}$ legt fest, um wieviel die Stromnachfrage in Stunde t reduziert werden kann. Die Energiemenge EM_t begrenzt die zu reduzierende Strommenge und basiert auf den Vollbenutzungsstunden der jeweiligen Nachfrageflexibilitäten. Die Energiemenge geht im VSM als voroptimierte Zeitreihe in die Berechnung ein. So nutzt der Optimierer über den gesamten Betrachtungszeitraum diese Art der Nachfrageflexibilität optimal aus, auch wenn der Betrachtungszeitraum in Zeitscheiben unterteilt berechnet wird.

Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion

Name	Formel	Einheit	Zeitreihe
Maximale Reduktion in t	$p_{\max,t}^{\text{Red}}$	MW	Ja
Energiemenge in t	EM_t	MWh	Ja
Reduktionskosten pro MWh	C_{Red}	€	Nein

Tabelle 24: Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA)

2.4 Handelskapazitäten

Die Handelskapazitäten zwischen zwei Gebotszonen werden als Tabelle bzw. Zeitreihe eingelesen. In den meisten Stunden t ist der Wert der Handelskapazität $NTC_{z,zz,t}$ (Net Transfer Capacity) konstant über den gesamten Betrachtungszeitraum und wird der Tabelle entnommen. Es gibt Handelskapazitäten $NTC_{z,zz,t}$ zwischen zwei Gebotszonen, die stündliche Veränderungen aufweisen. Zum Beispiel unterliegt der

Interkonnektor zwischen Deutschland über den Wind Offshore Park "Kriegers Flak" nach Dänemark Ost zeitlichen Schwankungen bezüglich der verfügbaren Handelskapazität, da dieser NTC abhängig von der Windeinspeisung ist.

Handelskapazitäten

Name	Formel	Einheit	Index
Handelskapazität in t	$NTC_{z,zz,t}$	MW	$\forall z, zz \in Z, \forall t \in T_n$

Tabelle 25: Handelskapazitäten; (Quelle: BNetzA)

3. Modellvariablen

3.1 Kraftwerksvariablen

Für jedes Kraftwerk i des Clusters CP in Zone z zur Stunde t werden die folgenden Variablen erstellt.

Kraftwerksvariablen

Name	Formel	lb	ub	Kosten	Menge	Index
Stromerzeugung	$p_{z,t}^i$	P_{\min}^i	P_{\max}^i	C_{var}^i	$p_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CP}$
Zustand	$s_{z,t}^i$	0	1	$P_{\min}^i \cdot C_{\text{var}}^i$	$s_{z,t}^i \in \mathbb{Z}$	$\forall i \in \text{CP}$
Hochfahren	$an_{z,t}^i$	0	1	C_{start}^i	$an_{z,t}^i \in \mathbb{Z}$	$\forall i \in \text{CP}$
Runterfahren	$aus_{z,t}^i$	0	1	0	$aus_{z,t}^i \in \mathbb{Z}$	$\forall i \in \text{CP}$
Nichtverfügbarkeit	$nv_{z,t}^i$	0	1	-	$nv_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CP}$
Wärmeerzeugung	$q_{z,t}^i$	0	-	0	$q_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CPH}$
Füllstand Biomasse	$f_{z,t}^i$	0	-	0	$f_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{BIO}$

Tabelle 26: Kraftwerksvariablen; (Quelle: BNetzA)

Falls ein Kraftwerk i ebenfalls zur Teilmenge der KWK-fähigen Kraftwerke CPH gehört, wird zusätzlich noch die Variable Wärmeerzeugung $q_{z,t}^i$ definiert. Für ein Kraftwerk i , welches zur Teilmenge der Biomasse-Anlagen BIO gehört, wird zusätzlich noch der Füllstand der Biomasse (siehe auch Kapitel IVC5.4) mit der Variable $f_{z,t}^i$ definiert.

3.2 Speichervariablen

Für jeden Speicher i des Clusters CS in Zone z zur Stunde t werden folgende Variablen definiert. Lediglich für Kraftwerke des Clusters Speicherwasser CZS wird keine Einspeichervariable definiert.

Speichervariablen

Name	Formel	lb	ub	Kosten	Menge	Index
Einspeicherung	$p_{z,t}^{i, \text{Ein}}$	0	P_{\max}^i	0	$p_{z,t}^{i, \text{Ein}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CS} \setminus \text{CSZ}$
Ausspeicherung	$p_{z,t}^{i, \text{Aus}}$	0	P_{\max}^i	C_{var}^i	$p_{z,t}^{i, \text{Aus}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CS}$
Füllstand	$f_{z,t}^i$	0	Cap_{\max}^i	0	$f_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CS}$
Nichtverfügbarkeit	$nv_{z,t}^i$	0	1	-	$nv_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CS}$

Tabelle 27: Speichervariablen; (Quelle: BNetzA)

3.3 Nachfrageflexibilitätsvariablen

Für jede intervallartige Nachfrageflexibilität i im Cluster CFI in Zone z zur Stunde t werden folgende Variablen definiert.

Variablen der intervallartigen Nachfrageflexibilitäten

Name	Formel	lb	ub	Kosten	Menge	Index
Einspeicherung	$p_{z,t}^{i, \text{Ein}}$	0	$P_{\max,t}^{i, \text{Ein}}$	C_{Ein}^i	$p_{z,t}^{i, \text{Ein}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CFI}$
Ausspeicherung	$p_{z,t}^{i, \text{Aus}}$	0	$P_{\max,t}^{i, \text{Aus}}$	0	$p_{z,t}^{i, \text{Aus}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CFI}$
Füllstand	$f_{z,t}^i$	Cap_{\min}^i	Cap_{\max}^i	0	$f_{z,t}^i \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CFI}$

Tabelle 28: Variablen der intervallartigen Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA)

Für jede Nachfrageflexibilität mit freiwilliger Lastreduktion i im Cluster CF in Zone z zur Stunde t werden folgende Variablen definiert. Die vorgegebene Energiemenge EM_t^i kann als Sollfüllstand verstanden werden, der sich über den Betrachtungszeitraum reduziert und am Ende des Betrachtungszeitraum auf null fällt.

Variablen der Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion

Name	Formel	lb	Ub	Kosten	Menge	Index
Lastreduktion	$p_{z,t}^{i, \text{Red}}$	0	$P_{\max,t}^{i, \text{Red}}$	C_{Red}^i	$p_{z,t}^{i, \text{Aus}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CF} \setminus \text{CFI}$
Füllstand	$f_{z,t}^{i, \text{Red}}$	0	EM_t^i	0	$f_{z,t}^{i, \text{Red}} \in \mathbb{R}$	$\forall i \in \text{CF} \setminus \text{CFI}$

Tabelle 29: Variablen der Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA)

3.4 Handelsvariablen

Für jede Zone z wird für jede Nachbarzone zz mit einer gemeinsamen Handelskapazität (NTC) eine Import- und eine Export-Entscheidungsvariable pro Stunde t initialisiert.

Handelsvariablen

Name	Formel	lb	ub	Kosten	Menge	Index
Import	$imp_{z,zz,t}$	0	$NTC_{z,zz,t}$	1	$imp_{z,zz,t} \in \mathbb{R}$	$\forall zz \in Z$
Export	$exp_{z,zz,t}$	0	$NTC_{z,zz,t}$	1	$exp_{z,zz,t} \in \mathbb{R}$	$\forall zz \in Z$

Tabelle 30: Handelsvariablen; (Quelle: BNetzA)

3.5 Slack-Variablen

Für jede Zone z werden für jede Stunde t verschiedene Slack-Variablen initialisiert. Bei den Slack-Variablen handelt es sich um hypothetische Kraftwerke und Verbraucher, die bei einer Unter- oder Überdeckung dafür sorgen, dass das Optimierungsmodell trotzdem lösbar bleibt.

Slack-Variablen

Name	Formel	lb	ub	Kosten	Menge	Index
Balance	$slk_{z,t}^{\text{Balance}}$	0	–	10000	$slk_{z,t}^{\text{Balance}} \in \mathbb{R}$	$\forall z \in Z$
Überschussstrom	$slk_{z,t}^{\text{NSB}}$	0	–	0	$slk_{z,t}^{\text{NSB}} \in \mathbb{R}$	$\forall z \in Z$
KWK-Wärme	$slk_{z,t}^{\text{KWK}}$	0	–	10000	$slk_{z,t}^{\text{KWK}} \in \mathbb{R}$	$\forall wr \in WR$

Tabelle 31: Slack-Variablen; (Quelle: BNetzA)

4. Zielfunktion

Die zu minimierende Zielfunktion bündelt alle Kosten über alle Zonen innerhalb einer Zeitscheibe bzw. eines Zeitraumes.

$$\min ZF = KE + KS + KFa + KFi + KH + KSK$$

Die einzelnen Bestandteile der Zielfunktion werden im Folgenden erläutert.

4.1 Kosten der Erzeugung

Die Kosten der Stromerzeugung des Clusters CP ergeben sich aus den variablen Kosten sowie den Anfahrkosten der Kraftwerke. Die Erzeugungskosten in Stunde t in Zone z entsprechen dann:

$$KE_{z,t} = \sum_{i \in CP} s_{z,t}^i \cdot C_{\text{var}}^i \cdot (p_{z,t}^i + P_{\text{min}}^i) \cdot nv_{z,t}^i + an_{z,t}^i \cdot C_{\text{Start}}^i$$

Um die Gesamtkosten in der zu optimierenden Zeitscheibe (Zeitraum) der Stromerzeugung durch das Cluster CP zu berechnen, müssen die Erzeugungskosten der Kraftwerke $KE_{z,t}$ für alle Zonen und Stunden der Zeitscheibe T_n aufsummiert werden:

$$KE = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T_n} KE_{z,t}$$

4.2 Kosten der Speicher

In diesem Abschnitt werden die Kosten der Speicher p^i (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) und der Speicherwasserkraftwerke p^j beschrieben. Im Gegensatz zu den Kraftwerken werden für die Speicher im VSM keine Startkosten angenommen.

$$KS_{z,t} = \sum_{i \in CS} p_{z,t}^{i,Aus} \cdot nv_{z,t}^i \cdot C_{var}^i + \sum_{j \in CSZ} p_{z,t}^{j,Aus} \cdot nv_{z,t}^j \cdot C_{var}^j$$

$$KS = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T_n} KS_{z,t}$$

4.3 Kosten der Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion

Die Kosten der Nachfrageflexibilitäten mit Lastreduktion ergeben sich aus dem Produkt der reduzierten Last und den Kosten der Lastreduktion. Die Kosten der Lastreduktion entsprechen der Kompensation der nicht in Anspruch genommenen Strommengen oder etwaige Gewinne aus der Produktion.

$$KF_a = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T_n} \sum_{i \in CF \setminus CFI} p_{z,t}^{i,Red} \cdot C_{Red}^i$$

4.4 Kosten der intervallartigen Nachfrageflexibilitäten

Im Gegensatz zu den Kosten des Nachfrageflexibilitätsclusters mit Lastreduktion entstehen bei den intervallartigen Nachfrageflexibilitätsoptionen die Kosten nicht durch eine nicht realisierte Stromnachfrage, sondern durch deren zeitliche Verschiebung (Lastverschiebung).

$$KF_i = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T_n} \sum_{i \in CFI} p_{z,t}^{i,Ein} \cdot C_{Ein}^i$$

4.5 Handelskosten

Die Strommengen, die zwischen zwei Gebotszonen gehandelt werden, werden mit minimalen Kosten ungleich null versehen. Dadurch wird überschüssiger Strom einer Gebotszone nicht in einer anderen Gebotszone mit $slk_{z,t}^{NSB}$ abgeregelt.

$$KH = \sum_{z \in Z} \sum_{zz \in Z} \sum_{t \in T_n} imp_{z,zz,t}$$

4.6 Kosten für den Lastüberhang

Für den Fall, dass die Stromnachfrage einer Gebotszone nicht gedeckt wird, stehen die sogenannten "Slack-Variablen" zur Verfügung. Diese Variablen besitzen die höchsten Kosten und werden zuletzt in Anspruch genommen. Im DPM wird wie im IEM mit Kosten für die Unterdeckung von 10.000 € gerechnet. Diese werden im Modell als "Slack-Kosten" bezeichnet.

$$KSK = \sum_{z \in Z} \sum_{t \in T_n} (slk_{z,t}^{\text{Balance}} + slk_{z,t}^{\text{KWK}}) \cdot 10000$$

5. Nebenbedingungen

5.1 Balance

Im gesamten Betrachtungsgebiet $z \in Z$ entspricht zu jeder Stunde $t \in T_n$ die Summe der Ein- und Auspeisungen aller Speicher-, Nachfrageflexibilitäts- und Kraftwerkscluster, des Saldos der Im- und Exporte sowie die Summe der modelltheoretischen Slack-Variablen genau der entsprechenden Restlast.

$$RLa_{z,t} = \sum_{i \in CP} p_{z,t}^i + \sum_{j \in CS} p_{z,t}^j + \sum_{k \in CSZ} p_{z,t}^k + \sum_{l \in CF \setminus CFI} p_{z,t}^l + \sum_{m \in CFI} p_{z,t}^m + \sum_{zz \in Z} (imp_{z,zz,t} - exp_{z,zz,t}) + slk_{z,t}^{\text{Balance}} - slk_{z,t}^{\text{NSB}} \quad \forall z, t$$

Die Erzeugung $p_{z,t}^j$ des Speichercluster CS ist die Differenz zwischen Aus- und Einspeicherung:

$$p_{z,t}^j = p_{z,t}^{j,\text{Aus}} - p_{z,t}^{j,\text{Ein}} \quad \forall z, t, j \in CS \setminus CSZ$$

Ausgenommen sind die Speicher des Clusters CSZ mit einem natürlichen Zufluss. Hier ist die Erzeugung $p_{z,t}^k$ gleich der Ausspeicherung $p_{z,t}^{k,\text{Aus}}$.

Die Nachfrageflexibilitäten des Clusters CFI erhöhen oder verringern die Restlast in Abhängigkeit davon, ob die Differenz aus Einspeicherung (Lastreduktion) und Ausspeicherung (Lasterhöhung) positiv oder negativ ist:

$$p_{z,t}^m = p_{z,t}^{m,\text{Ein}} - p_{z,t}^{m,\text{Aus}} \quad \forall z, t, m \in CFI$$

5.2 Handel

Besitzen zwei Zonen eine gemeinsame Handelskapazität, dann entspricht der Export der einen Zone dem Import der anderen Zone:

$$imp_{z1,z2,t} = exp_{z2,z1,t} \quad \forall t, z1, z2 \in Z$$

$$exp_{z1,z2,t} = imp_{z2,z1,t} \quad \forall t, z1, z2 \in Z$$

5.3 KWK-Balance

Die Wärmeerzeugung $q_{z,t}^i$ mit KWK-Kraftwerken entspricht der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit $nv_{z,t}^i$ und der Stromkennzahl SK^i . Für jedes Kraftwerk i des KWK-Kraftwerkscluster CPH in Zone z gilt für jede Stunde t :

$$q_{z,t}^i = \frac{p_{z,t}^i \cdot nv_{z,t}^i}{SK^i} \quad \forall z, t, i \in \text{CPH}$$

Für jede Wärmeregion WR und Stunde t muss die Summe der Wärmeerzeugung der in dieser Wärmeregion existierenden KWK-Kraftwerke mindestens der dortigen Wärmenachfrage WN aus der Leistungszeitreihe entsprechen:

$$WN_{wr,t} \leq \sum_{i \in \text{CPH}} q_{wr,t}^i + slk_{wr,t}^{\text{KWK}} \quad \forall wr \in \text{WR}, t$$

5.4 Speicherfüllstand Biomasse - Kraftwerke

Die über dem gesamten Betrachtungszeitraum zur Verfügung stehende Energiemenge für Biomasse - Kraftwerke ist durch die vorgegebenen Vollbenutzungsstunden begrenzt. Aufgrund der Berechnung in Zeitscheiben (beschrieben im Kapitel IVB1) besteht die Gefahr, dass die zur Verfügung stehende Energiemenge (Biomasse) am Anfang des Jahres aufgebraucht ist. Dieser Umstand wird dadurch verhindert, dass die Biomassezufuhr $BMZ_{z,1}^i$ voroptimiert wird und als Zeitreihen in das Modell eingeht. Durch die Voroptimierung steht mehr verwertbare Biomasse in Zeiträumen mit höherem Verbrauch zur Verfügung.

Der Speicherfüllstand eines Biomassekraftwerks i entspricht in der ersten Stunde des Betrachtungsjahres ($t = 1$) der Differenz aus Biomassezufuhr und Stromerzeugung inkl. Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit:

$$f_{z,1}^i = BMZ_{z,1}^i - p_{z,1}^i \cdot nv_{z,1}^i \quad \forall z, i \in \text{BIO}$$

Für alle weiteren Stunden ($t \geq 2$) entspricht der Speicherfüllstand dem Speicherfüllstand der vorherigen Stunde abzgl. der Stromerzeugung inkl. Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit und zzgl. der Biomassezufuhr:

$$f_{z,t}^i = f_{z,t-1}^i + BMZ_{z,t}^i - p_{z,t}^i \cdot nv_{z,t}^i \quad \forall z, t \geq 2, i \in \text{BIO}$$

5.5 Speicherfüllstand Speicher

Der Speicherfüllstand eines Speichers i entspricht der Differenz zwischen der Einspeicherung und der Ausspeicherung, korrigiert um den Wirkungsgrad η . Der Wirkungsgrad η eines Speichers i bezieht sich auf den Energieverlust während des gesamten Prozesses von der Stromeinspeicherung bis zur Ausspeicherung. Für die erste Stunde ($t = 1$) wird ein Startfüllstand des Speichers angenommen, der der Hälfte der maximalen Kapazität entspricht:

$$f_{z,t=1}^i = 0,5 \cdot Cap_{\max}^i + \frac{1}{\sqrt{\eta^i}} \cdot p_{z,1}^{i,\text{Aus}} \cdot nv_{z,1}^i - \sqrt{\eta^i} \cdot p_{z,1}^{i,\text{Ein}} \quad \forall z, i \in \text{CS} \setminus \text{CSZ}$$

Der gleiche Füllstand muss am Ende des Betrachtungszeitraumes ($t = 8760$) erreicht werden, sodass die Energiebilanz über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgeglichen ist:

$$0,5 \cdot Cap_{\max}^i = f_{z,8759}^i + \frac{1}{\sqrt{\eta^i}} \cdot p_{z,8760}^{i,\text{Aus}} \cdot nv_{z,8760}^i - \sqrt{\eta^i} \cdot p_{z,8760}^{i,\text{Ein}} \quad \forall z, i \in \text{CS} \setminus \text{CSZ}$$

Für alle weiteren Stunden ($2 \leq t \leq 8759$) entspricht der Speicherfüllstand dem der vorherigen Stunde abzgl. der Energiemenge zur Stromerzeugung ($p_{z,t}^{i,Aus}$) zzgl. der zur Einspeicherung benötigten Energiemengen:

$$f_{z,t}^i = f_{z,t-1}^i + \frac{1}{\sqrt{\eta^i}} \cdot p_{z,t}^{i,Aus} \cdot nv_{z,t}^i - \sqrt{\eta^i} \cdot p_{z,t}^{i,Ein} \quad \forall z, 2 \leq t \leq 8759, i \in CS \setminus CSZ$$

5.6 Speicherfüllstand Speicher mit natürlichem Zufluss

Im Gegensatz zu den Speichern des Clusters CS erhöht sich der Füllstand von Speichern des Clusters CSZ durch den natürlichen Zufluss von Wasser und nicht durch die Einspeicherung (bspw. das Hochpumpen von Wasser bei Pumpspeicherkraftwerken). Daher ergibt sich der Füllstand eines Speicherkraftwerks aus der Differenz zwischen dem natürlichen Zufluss NZ_{in} und der zur Verstromung benötigte Wassermenge. Für die erste Stunde wird angenommen, dass der Speicher zur Hälfte gefüllt ist:

$$f_{z,1}^i = 0,5 \cdot Cap_{max}^i + NZ_{in,z,1}^i - \frac{1}{\eta^i} \cdot p_{z,t=1}^{i,Aus} \cdot nv_{z,1}^i \quad \forall z, i \in CSZ$$

Für die letzte Stunde des Betrachtungszeitraums gilt:

$$0,5 \cdot Cap_{max}^i = f_{z,8759}^i + NZ_{in,z,8760}^i - \frac{1}{\eta^i} \cdot p_{z,8760}^{i,Aus} \cdot nv_{z,8760}^i \quad \forall z, i \in CSZ$$

Für alle weiteren Stunden ($2 \leq t \leq 8759$) entspricht der Speicherfüllstand dem der vorherigen Stunde zzgl. der Wassermenge durch den natürlichen Zufluss abzgl. des zur Verstromung benötigten Wassers:

$$f_{z,t}^i = f_{z,t-1}^i + NZ_{in,z,t}^i - \frac{1}{\eta^i} \cdot p_{z,t}^{i,Aus} \cdot nv_{z,t}^i \quad \forall z, 2 \leq t \leq 8759, i \in CSZ$$

Die Füllstände werden am Ende jeder Zeitscheibe vorgegeben. Die vorgegebenen Füllstände kommen aus der Voroptimierung. So wird verhindert, dass am Jahresanfang das gesamte Speicherwasserpotenzial verbraucht wird.

5.7 Speicherfüllstand intervallartige Nachfrageflexibilitäten

Die intervallartigen Nachfrageflexibilitäten werden wie Speicher abgebildet. Der Verbrauch, der nachgeholt wird, wird entsprechend „eingespeichert“ $p_{z,t}^{i,Ein}$ (Lastreduktion). Ab der ersten Stunde steigt oder sinkt der Füllstand innerhalb der vorgegebenen Grenzen. Wird der Verbrauch nachgeholt, wird entsprechend „ausgespeichert“ $p_{z,t}^{i,Aus}$ (Lasterhöhung). Der Startfüllstand und der Endfüllstand einer intervallartigen Nachfrageflexibilitätsoption betragen null. Dies wird durch die vorgegebenen Grenzen (Cap_{min}^i, Cap_{max}^i) sichergestellt.

$$f_{z,t=1}^i = p_{z,t=1}^{i,Ein} - p_{z,t=1}^{i,Aus} \quad \forall z, i \in CFI, Cap_{min}^i \leq f_{z,t}^i \leq Cap_{max}^i$$

Ab der zweiten Stunde ergibt sich der Speicherstand einer intervallartigen Nachfrageflexibilitätsoption aus dem Speicherstand der vorherigen Stunde $f_{z,t-1}^i$ zzgl. des „eingespeicherten“ Stroms abzgl. des „ausgespeicherten“ Stroms:

$$f_{z,t}^i = f_{z,t-1}^i + p_{z,t}^{i,\text{Ein}} - p_{z,t}^{i,\text{Aus}} \quad \forall z, 2 \leq t \leq 8760, i \in \text{CFI}, \text{Cap}_{\min}^i \leq f_{z,t}^i \leq \text{Cap}_{\max}^i$$

5.8 Speicherfüllstand Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion

Die Nachfrageflexibilitäten mit Lastreduktion werden ebenfalls als Speicher abgebildet. Der Speicherfüllstand am Start entspricht der Jahresstrommenge EM_{Start}^i , die mit der Lastreduktion $p_{z,t}^{i,\text{Red}}$ verringert werden kann. Die vorgegebene Energiemenge EM_t^i wird als Zeitreihe eingelesen und ist als Untergrenze zu verstehen. Dadurch ist sichergestellt, dass in Stunden am Ende des jeweiligen Betrachtungszeitraums noch Energiemengen vorhanden sind. Grundlage dieser Zeitreihe ist eine Voroptimierung. Der Füllstand $f_{z,t}^i$ entspricht dem Füllstand aus der vorherigen Stunde $f_{z,t-1}^i$ und verringert sich mit der Lastreduktion $p_{z,t}^{i,\text{Red}}$ entsprechend:

$$f_{z,t}^i = f_{z,t-1}^i - p_{z,t}^{i,\text{Red}} \quad \forall z, t, i \in \text{CF} \setminus \text{CFI} \text{ mit: } f_{z,0}^i = EM_{\text{Start}}^i \text{ und } EM_t^i \leq f_{z,t}^i \leq EM_{\text{Start}}^i$$

5.9 Kraftwerkszustand

Der Zustand eines Kraftwerks $s_{z,t}^i$ des Clusters CP kann entweder ein- oder ausgeschaltet sein. Wenn ein Kraftwerk zum Zeitpunkt t eingeschaltet wird, werden die Werte von $an_{z,t}^i$ und $s_{z,t}^i$ auf „1“ gesetzt und die mittlere Gleichung ist erfüllt. Dabei muss $s_{z,t}^i$ zwingend auf 1 gesetzt werden, da die unterste Gleichung ansonsten nicht eingehalten wird, da die Kraftwerkvariable (eingeschaltetes Kraftwerk) $p_{z,t}^i$ größer null ist.

$$s_{z,1}^i - an_{z,1}^i + aus_{z,1}^i = 0 \quad \forall z, i \in \text{CP}$$

$$s_{z,t}^i - s_{z,t-1}^i - an_{z,t}^i + aus_{z,t}^i = 0 \quad \forall z, t, i \in \text{CP} \text{ mit: } 0 \leq s_{z,t}^i \leq 1, p_{z,t}^i - (p_{\max}^i * nv_{z,t}^i) \cdot s_{z,t}^i \leq 0$$

Wenn ein Kraftwerk zum Zeitpunkt t_2 ausgeschaltet wird, dann bekommen aus_{z,t_2}^i und s_{z,t_2-1}^i den Wert 1. Die mittlere Gleichung wird somit eingehalten. Zusätzlich existieren für jedes Kraftwerk i noch weitere Nebenbedingungen zur Einhaltung von Mindestbetriebs- sowie Mindeststillstandszeiten. Falls ein Kraftwerk i in Stunde t eingeschaltet wird ($an_{z,t}^i = 1$), muss es mindestens für die Dauer von n Stunden eingeschaltet bleiben (Mindestbetriebsdauer). Formal ergibt sich daraus die folgende Nebenbedingung:

$$an_{z,t}^i + aus_{z,t+1}^i + aus_{z,t+2}^i + \dots + aus_{z,t+n}^i = 1 \quad \forall i \in \text{CP} \quad \text{mit } an_{z,t}^i = 1$$

Umgekehrt gilt, wenn ein Kraftwerk i in Stunde t ausgeschaltet wird, kann es für die nächsten m Stunden nicht wieder eingeschaltet werden (Mindeststillstandszeit). Formal gilt:

$$aus_{z,t}^i + an_{z,t+1}^i + an_{z,t+2}^i + \dots + an_{z,t+m}^i = 1 \quad \forall i \in \text{CP} \quad \text{mit } aus_{z,t}^i = 1$$

V Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit

Ziel der Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit (auch "Transmission Adequacy") ist es, zu prüfen, ob die am Strommarkt bereitgestellte Energie im Übertragungsnetz unter Wahrung der Netzsicherheit transportiert werden kann. Netzseitige Versorgungssicherheit bedeutet folglich im Rahmen dieses Berichts, dass die Netzinfrastruktur, unter Berücksichtigung von Engpassmanagementmaßnahmen, zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, die Energie engpassfrei von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu übertragen. Die Bewertung dieser Fähigkeit erfolgt mittels Grundlastfluss-, Ausfall- und Redispatchsimulation, sowie der Bewertung der Aus- und Überlastungen einzelner Leitungen und Ausfallkombinationen. Die Modellierung sowie alle Berechnungen erfolgen analog zu den bewährten Prozessen des Netzentwicklungsplans Strom und der Systemanalysen. Weitergehende Aspekte des sicheren Netzbetriebs, insbesondere der Netzstabilität, werden nicht betrachtet.

In den folgenden Kapiteln wird das Vorgehen bei den Netzberechnungen beschrieben. Für weitergehende Informationen zur Simulation elektrischer Energieversorgungsnetze sei auf die Fachliteratur verwiesen²⁶.

1. Netzmodell

Die Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit erfolgt auf Basis des jeweils für das betrachtete Jahr angenommenen Ausbauzustandes des Übertragungsnetzes (siehe Kapitel B 21 Anhang 2). Analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan und bei den jährlichen Systemanalysen gemäß Netzreserveverordnung erfolgt die Modellierung des Netzes mittels eines von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Netzdatensatzes, der in der gängigen Netzberechnungssoftware INTEGRAL der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH)²⁷ implementiert ist. Dieser Datensatz wird auf den entsprechenden Ausbauzustand angepasst und enthält alle für die Netzberechnungen notwendigen Informationen zu den Netzbetriebsmitteln, den Leitungsverläufen und den Sammelschieneninformationen

Für die Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit wird für alle untersuchten Situationen der ungestörte symmetrische Betrieb unterstellt und das einphasige Ersatzschaltbild verwendet.

2. Lastflussrechnungen

Das Dispatchmodell DPM (siehe Kapitel IV) bestimmt für jede Stunde des Betrachtungsjahres eine Last-Einspeisesituation. Diese stellt netzknoten- und anlagenscharf aufgelöste Angaben zu Last und Einspeisung und damit jeweils eine konkrete Marktsituation dar. Für jede dieser stündlichen Marktsituationen wird eine

²⁶ Siehe z.B.: E. Handschin: Elektrische Energieübertragungssysteme, 2. Auflage, Hüthig Verlag Heidelberg, 1987, oder:

K. F. Schäfer: Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze, 2. Auflage, Springer-Vieweg Verlag, 2023

²⁷ Siehe: <https://www.fgh-ma.de/de/portfolio-produkte/software/netzberechnung-mit-integral>

Lastflussberechnung durchgeführt, die Auskunft über die Auslastung der einzelnen Netzbetriebsmittel gibt. Die Last- und Einspeisedaten des DPM zusammen mit den sich ergebenden Netzbelastungen werden als Netznutzungsfall bezeichnet. Von Interesse sind dabei die Auslastungen der Leitungen im Übertragungsnetz, also auf der 220 kV- sowie der 380 kV-Ebene. Die niedrigeren Spannungsebenen, ebenso wie die Spannungs- bzw. Blindleistungsbilanz sowie dynamische Vorgänge, werden in diesem Bericht nicht betrachtet und werden daher nicht analysiert.

Bei den Berechnungen der Leitungsbelastungen wird das witterungsabhängige Potential zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitungen (sog. witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, siehe Kapitel B 22 in Anhang 2) berücksichtigt. Die Berechnungen folgen dabei der gängigen Praxis, wonach in Situationen mit höheren Windgeschwindigkeiten und/oder niedrigen Temperaturen, die im Vergleich zum Auslegungsfall zu einem kühlenden Effekt am Leiterseil führen, mehr Strom transportiert werden kann.

Die Lastflussberechnung wird über das in der Software INTEGRAL verfügbare Modul "Grundlastfluss" durchgeführt. Sie ermittelt unter Verwendung der knotenscharfen Erzeugung und Last sowie der Eigenschaften der Netzelemente die für jede Leitung resultierende Belastung in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Stromtragfähigkeit. Das Ergebnis ist die prozentuale Auslastung jedes Netzelements in dem jeweiligen Netznutzungsfall.

3. Ausfallrechnungen

Für die Berechnungen des Grundlastflusses wird unterstellt, dass alle Netzelemente im Normalbetrieb verfügbar sind und zur Übertragungsaufgabe beitragen. Im realen Netzbetrieb kann es jedoch aufgrund verschiedener Ursachen dazu kommen, dass Netzelemente nicht zur Verfügung stehen oder ausfallen. Gemäß den Planungsgrundsätzen²⁸ der Übertragungsnetzbetreiber ist daher die Prüfung des (n-1)-Kriteriums notwendig. Dabei wird jeweils der Ausfall eines einzelnen Netzelementes unterstellt (sog. (n-1)-Fall). Dieser Ausfall führt zu keinen weiteren Ausfällen im Netz (keine Kaskadierung von Ausfällen).

Es wurden keine Ausfallrechnungen mit Mehrfachfehlern durchgeführt, da die Planungsgrundsätze für mittel- bis langfristige Planungszeiträume und damit für den hier betrachteten Zeitraum die Prüfung der (n-1)-Sicherheit vorsehen. Dies steht auch im Einklang mit dem gesetzlichen Auftrag des Monitorings der Versorgungssicherheit, wahrscheinliche Situationen markt- und netzseitig zu bewerten. Unwahrscheinlichere Fälle wie z. B. auslegungsrelevante Mehrfachfehler oder das erweiterte (n-1)-Kriterium werden für kurzfristige Zeiträume durch die jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 Netzreserveverordnung abgedeckt.

In der Ausfallrechnung wird für jeden Netznutzungsfall eines betrachteten Jahres eine Aussage über die höchsten zu erwartenden Netzbelastungen in Abhängigkeit von der Einspeise- und Lastsituation sowie des Ausfalls eines einzelnen Netzelementes (den (n-1)-Fall) getroffen. Gemessen an der resultierenden (n-1)-Belastung wird für jedes Netzelement der jeweils kritischste Ausfall eines (anderen) Netzbetriebsmittels

²⁸ Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Kapitel 3, 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand Juli 2022.

betrachtet. Bei der Ausfallrechnung erfolgt eine Approximation der Auswirkungen eines Leitungsausfalls auf das Netz mittels des sogenannten Line Outage Distribution Factors (LODF).

Diese Matrix enthält die Angaben darüber, wie sich bei Ausfall einer Leitung die bisher über diese Leitung übertragene Leistung anderweitig auf die anderen Netzelemente verteilt. Mittels der LODF-Matrix wird aus der Lastflusssituation im ungestörten Betrieb berechnet, welche prozentuale Auslastung sich auf jeder Leitung und in der jeweiligen Stunde bei Ausfall je eines Netzelementes ergeben würde. Aus den Resultaten der Leitungsbelastungen in allen (n-1)-Fällen eines Netznutzungsfalles wird für jede Leitung die maximal auftretende Belastung bestimmt.

Abschließend wird nach Auswertung aller Netznutzungsfälle eines Betrachtungsjahres für jedes Netzelement die über das Jahr gesehen insgesamt höchste Belastung identifiziert. Das Ergebnis der Ausfallapproximation ist die jeweils höchste stündliche Auslastung eines Netzelements im (n-1)-Fall. Diese Auswertung schafft ein detailliertes Bild über die Engpasssituation im deutschen Übertragungsnetz.

Die Berechnungen werden mittels eines Bundesnetzagentur-internen Berechnungstools, das auf "Python Pandas" (Programmiersprache für die Programmiersprache Python) beruht und auch bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans Strom zum Einsatz kommt, durchgeführt.

4. Redispatchrechnungen

Nach der Analyse der Netzbelastungen und -überlastungen mittels der Grundlastfluss- und Ausfallsimulationen haben die Redispatchrechnungen zum Ziel, die Engpassfreiheit des deutschen Übertragungsnetzes und der Grenzkuppelstellen sicherzustellen. Dabei werden die Einspeisungen von konventionellen Anlagen und Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) in Deutschland derart angepasst, dass keine Leitung überlastet und gleichzeitig die gesamte Nachfrage gedeckt wird. **Dabei können konventionelle Anlagen ihre Einspeisung bis zu ihrer maximalen Leistung erhöhen** (positiver Redispatch); konventionelle Anlagen und EE-Anlagen können ihre Einspeisung verringern (negativer Redispatch bzw. Einspeisemanagement bei EE-Anlagen). Pumpspeicherkraftwerke können in den hier vorgenommenen Berechnungen sowohl positive als auch negative Redispatchleistung zur Verfügung stellen. Neuen Verbrauchern wie beispielsweise Elektromobilität wird kein Redispatch- oder Einspeisemanagementpotential zugewiesen.

Ziel des Redispatch ist es, ein im (n-1)-sicheren Betrieb (soweit wie möglich) engpassfreies Netz zu garantieren. Der Fokus in diesem Bericht liegt dabei auf dem Übertragungsnetz, also den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Es geht also darum, den Redispatchbedarf zu ermitteln, der notwendig ist, um die Leitungen dieser Spannungsebenen innerhalb Deutschlands und grenzüberschreitend engpassfrei betreiben zu können.

Allerdings können beispielsweise Stickleitungen nicht von einer Überlastung befreit werden, wenn eine der beiden parallelen Leitungen ausfällt (n-1-Fall) und am Ende des Sticks eine verhältnismäßig hohe Last angeschlossen ist. Eine solche Situation könnte in der Optimierung nur mittels Lastreduktion gelöst werden. Dies ist jedoch kein zulässiges Mittel im Redispatch. Folglich werden diese Leitungen, analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan, von der Betrachtung im Redispatch ausgenommen. Sie können also auch überlastet sein, ohne die Gültigkeit des Ergebnisses in Frage zu stellen.

4.1 Eingriffe in den marktbasierten Einsatz der Anlagen

Der Redispatch hat einerseits zur Nebenbedingung, dass die gesamte Nachfrage weiterhin gedeckt wird; es ist also nicht zulässig, bestimmte Nachfragen nicht zu decken, um den engpassfreien Netzbetrieb zu gewährleisten. Andererseits soll der Redispatch möglichst kostenoptimal erfolgen, d. h. die vorgenommenen Eingriffe in die Erzeugungsleistungen der Anlagen sollen so kostengünstig wie möglich ausfallen. Ziel ist also primär, einen minimalen Eingriff in den marktlichen Kraftwerkseinsatz zu finden, der einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb ermöglicht.

Ändert sich die Erzeugung konventioneller Anlagen, so ändert sich auch der damit verbundene Brennstoffbedarf und daraus resultierend die gegenüber dem bisherigen marktlichen Einsatz notwendigen variablen Kosten. Der Einsatz günstigerer Anlagen bei gleichzeitig verringertem Einsatz teurerer Anlagen würde also grundsätzlich zu einem volkswirtschaftlich günstigeren Ergebnis führen. Dies wäre auch unabhängig davon, ob es im Netz Überlastungen gibt, oder aus welchen Gründen sich das ursprüngliche Marktergebnis eingestellt hat. Die durch den Markt ermittelten Einsätze von Kraftwerken unter Berücksichtigung der erneuerbaren Erzeugung und der Lastnachfrage wären hinfällig.

Um die Nachoptimierung des Marktergebnisses zu vermeiden, wird die Abweichung von der marktlich festgelegten Erzeugungsleistung einer Anlage zusätzlich zu den variablen Kosten mit sogenannten Strafkosten belegt: Jeder Eingriff in den marktlich festgelegten Einsatz führt neben der Änderung der variablen Kosten zu aus den Strafkosten resultierenden hypothetischen Kosten, die die Eingriffe in den marktlichen Einsatz der Anlagen minimieren sollen. Dies bewirkt, dass in der Optimierung der Kraftwerkseinsatz nur angepasst wird, wenn Überlastungen im Netz vorliegen.

4.2 Leitungsüberlastungen

Keine Leitung darf über ihre technisch zulässige Grenze d. h. den dauerhaft zulässigen Grenzstrom (englisch: Permanent Admissible Transmission Loading, PATL) ausgelastet sein. Das gilt sowohl im Grundlastfall (siehe Kapitel V2) als auch in einer (n-1)-Ausfallsituation (siehe Kapitel V3)

Ziel des Redispatch ist es, die Leitungsüberlastungen so zu beheben, dass jede Leitung bei jeder möglichen Ausfallsituation weiterhin eine Auslastung von maximal 100 % aufweist.

4.3 Optimierung mittels Power Transfer Distribution Factor

Treten bereits im Grundlastfall (siehe Kapitel V2) Leitungsüberlastungen auf, oder ergeben sich in den Ausfallrechnungen (siehe Kapitel V3) welche, müssen die Kraftwerkseinsätze entsprechend angepasst werden. Dazu ist es notwendig zu wissen, welche Änderungen in den Kraftwerkseinsätzen zu welchen Änderungen der Leitungsbelastungen führen.

Dies geschieht mittels einer Sensitivitätsmatrix, die im Kern die sogenannten Power Transfer Distribution Factors (PTDF) enthält. Diese geben an, wie sich die Auslastung eines Netzelements ändert, wenn sich die Höhe der Einspeisung, also die Erzeugungsleistung, einer Anlage ändert. Mittels dieser Matrix und basierend auf den Ergebnissen der Ausfallrechnungen werden die Erzeugungsanlagen in ihrer Einspeisung optimiert, sodass am Ende ein engpassfreies Netz vorliegt. Dabei werden sowohl (n-0)- als auch (n-1)-Sensitivitäten betrachtet.

Die Berechnungen des notwendigen Redispatchbedarfs werden ebenfalls mittels eines internen Berechnungstools auf Basis von "Python Pandas" durchgeführt. Es werden keine zeitkoppelnden Nebenbedingungen wie beispielsweise Vorlaufzeiten von Kraftwerken berücksichtigt, d. h. jeder Netznutzungsfall wird für sich optimiert.

4.4 Teilnehmende Anlagen

Die Redispatchsimulation fokussiert sich auf Deutschland, d.h. es werden nur Engpässe in Deutschland und auf grenzüberschreitenden Leitungen berücksichtigt. Dafür ist es zunächst relevant, welche Anlagen in diesem Netzgebiet am Redispatch teilnehmen.

Grundsätzlich nehmen alle Anlagen in Deutschland am Redispatch teil, die entweder bereits einspeisen und ihre Leistung reduzieren können (negativer Redispatch bzw. Abregelung erneuerbarer Energien), oder die ihre Maximalleistung noch nicht erreicht haben und die Erzeugung steigern können (positiver Redispatch).

Erzeugung aus EE-Anlagen darf analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan nur dann abgeregelt werden, wenn diese Abregelung gegenüber der Abregelung konventioneller Anlagen deutlich besser auf die Behebung eines Engpasses wirkt. Entsprechend wird der Eingriff in die Erzeugung von EE-Anlagen mit erhöhten Strafkosten gegenüber denjenigen der konventionellen Anlagen belegt. Dies sichert die nachrangige Abregelung von EE-Anlagen im Modell.

Zudem wird das Redispatch-Potential ab einer Anlagengröße von 10 MW für konventionelle Anlagen mit Ausnahme von KWK-Anlagen berücksichtigt. Selbiges gilt für die Redispatch-Potentiale von Windenergie- und PV-Anlagen ab einer Anlagengröße von 100 kW. Es werden keine Redispatch-Potentiale von konventionellen und KWK-Anlagen unter 10 MW, sowie von Biomasse-Anlagen und Laufwasserkraftwerken unter 100 kW berücksichtigt. Ursächlich hierfür sind technische Restriktionen bei der Datenübermittlung, sowie unsichere Prognosegüte bzw. Datenqualität.

Die Abbildung von Redispatchpotentialen im Ausland erfolgt analog zur Abbildung im Netzentwicklungsplan. Redispatchfähige Anlagen stehen in allen Nachbarländern zur Verfügung, um bei der Behebung grenzüberschreitender Engpässe zu unterstützen, die mit rein innerdeutsch gelegenen Anlagen nicht behebbar sind. Aufgrund des nachrangigen Einsatzes ausländischer Redispatchpotentiale in den Modellberechnungen, wird die Redispatchkooperation mit Österreich, über die eine Redispatchleistung im Umfang von maximal 1,5 GW gesichert bereitgestellt wird, nicht gesondert berücksichtigt. Die als verfügbar angenommenen ausländischen Redispatchpotentiale enthalten jedoch auch solche in Österreich.

4.5 Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken

Im Rahmen des Redispatch werden geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke berücksichtigt. Diese können aufgrund von Revisionsarbeiten, ungeplanten Ausfällen o. ä. auftreten. Dabei werden Teil- und Komplettausfälle entsprechend den Erwartungswerten der vergangenen Jahre unterstellt. Die Annahmen sind konsistent mit den Annahmen im DPM (siehe Abschnitt IVC). Nichtverfügbare Anlagen können, je nach Höhe der ausgefallenen Leistung, weniger oder nichts zum Redispatch beitragen.

4.6 Abbildung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und Phasenschiebertransformatoren

Wesentliche steuerbare Elemente im Netz sind die Konverter und Leitungen der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie die Phasenschiebertransformatoren (PST). Anders als bei den

Wechselstrom-Elementen richtet sich die Auslastung der HGÜ als Punkt-zu-Punkt-Verbindung nur nach den Einstellungen der Konverter. Auch die PST können so zur Lastflusssteuerung eingesetzt und eingestellt werden.

4.6.1 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung verbindet einerseits landseitige HGÜ-Konverter als Punkt-zu-Punkt-, bzw. Punkt-zu-Multipunkt-Leitungen mit Anbindung ans Wechselstrom-Netz oder als Gleichstrom-Netz, und es bindet Offshore-Windenergieanlagen an das landseitige Netz an. Dabei kann die Anbindung landseitig über einen Konverter an das Gleichstromnetz erfolgen, oder die Leistung wird über das Gleichstrom-Netz weitergeführt.

Im Rahmen der Redispatch-Berechnungen können die Kapazitäten der HGÜ-Konverter und -Leitungen zu 100 % genutzt werden. Die Anlagen sind also vollumfänglich zur Behebung von Überlastungen im Übertragungsnetz einsetzbar.

4.6.2 Phasenschiebertransformatoren (PST)

Ohne (technische) Eingriffe in das Netz nimmt der Strom stets den Weg des geringsten elektrischen Widerstands. Auch wenn eine parallel verlaufende Leitung mit höherem Widerstand noch Übertragungskapazitäten frei hätte, kann eine Leitung mit einem geringeren Widerstand überlasten. Phasenschiebertransformatoren können diese Überlastungen vermeiden bzw. zumindest reduzieren, indem der Wirkleistungsfluss über die weniger bzw. mehr ausgelastete Leitung gezielt erhöht bzw. verringert wird.

Dabei wird im Fall der Höherauslastung einer Leitung durch den PST im sogenannten Schiebetrieb der Wechselstromwiderstand der Leitung reduziert. Dadurch fließt mehr Leistung über die Leitung, die Auslastung steigt. Im Fall des Bremsbetriebs hingegen wird die Leitung durch die Erhöhung des Wechselstromwiderstands entlastet und der Lastfluss auf parallelen Leitungen steigt.

4.6.3 Netzbezogene Maßnahmen

In den Stunden, in denen das unterstellte Redispatchpotential nicht ausreicht, um das Übertragungsnetz überlastungsfrei zu betreiben, können netzbezogene Maßnahmen dazu beitragen, diese zu beheben. Netzbezogene Maßnahmen umfassen die Anpassung der Stufenstellung von Transformatoren sowie die Änderung der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen. Mit diesen Maßnahmen kann der Stromfluss gesteuert und Engpässe beseitigt werden.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modellkette für das Versorgungssicherheitsmonitoring.....	3
Abbildung 2: Einteilung der Kraftwerksliste in Typen und Cluster; (Quelle BNetzA).....	14
Abbildung 3: Veranschaulichung der Lebensdauer (für LD=3); (Quelle BNetzA).....	35
Abbildung 4: Veranschaulichung der altersbedingten Abschaltung des Altbestands; (Quelle: BNetzA).....	36
Abbildung 5: Indexmengen der Speicher; (Quelle BNetzA).....	37
Abbildung 6: Komprimierte Übersicht der Eigenschaften der Speicher pro Indexmenge; (Quelle BNetzA).....	38
Abbildung 7: Berechnung der abhängigen fi-Merkmale; (Quelle: BNetzA).....	43
Abbildung 8: Aufteilung Deutschlands in Norden/Osten und Süden/Westen (Quelle: BNetzA).....	52
Abbildung 9: Veranschaulichung Ergebnis Dispatchmodell; (Quelle: BNetzA).....	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der im IIEM verwendeten Cluster	15
Tabelle 2: Übersicht der Freiheitsgrade der Cluster im IIEM; (Quelle BNetzA)	16
Tabelle 3: Übersicht der Kostenparameter im IIEM; (Quelle BNetzA).....	20
Tabelle 4: Tiefgestellte Indizes & Mengen - Übersicht; (Quelle: BNetzA).....	23
Tabelle 5: Hochgestellte Indizes - Übersicht I; (Quelle BNetzA).....	23
Tabelle 6: Hochgestellte Indizes - Übersicht II; (Quelle BNetzA).....	24
Tabelle 7: Hochgestellte Indizes - Übersicht III; (Quelle BNetzA)	25
Tabelle 8: Übersicht zu den Variablen; (Quelle: BNetzA).....	25
Tabelle 9: Variablen der Residuallasten; (Quelle: BNetzA).....	26
Tabelle 10: Übersicht zu den Grenzvorgaben bzgl. der installierter Leistung; (Quelle: BNetzA)	26
Tabelle 11: Übersicht zu den Bestandsvorgaben bzgl. der installierten Leistung; (Quelle: BNetzA).....	26
Tabelle 12: Übersicht zu den Einsatzvorgaben; (Quelle: BNetzA).....	27
Tabelle 13: Kostenübersicht; (Quelle: BNetzA).....	27
Tabelle 14: Übersicht zu den Leistungszeitreihen; (Quelle: BNetzA).....	28
Tabelle 15: Lebensdauer und Verfügbarkeit; (Quelle: BNetzA).....	28
Tabelle 16: Abbildbare Anlagen mittels s-Typ Cluster; (Quelle BNetzA).....	37
Tabelle 17: Größe, Wirkungsgrad und Stromkennzahl neuer Kraftwerke; (Quelle: BNetzA)	49
Tabelle 18: Indizes und Mengen; (Quelle: BNetzA)	65
Tabelle 19: Kraftwerks- wie speicherspezifische Parameter; (Quelle: BNetzA)	66
Tabelle 20: Leistungszeitreihen; (Quelle: BNetzA).....	66
Tabelle 21: Übersicht Intervallartige Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA)	67
Tabelle 22: Intervallartige Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA).....	68
Tabelle 23: Übersicht Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA)	68
Tabelle 24: Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA).....	68
Tabelle 25: Handelskapazitäten; (Quelle: BNetzA).....	69
Tabelle 26: Kraftwerksvariablen; (Quelle: BNetzA)	69
Tabelle 27: Speichervariablen; (Quelle: BNetzA)	70
Tabelle 28: Variablen der intervallartigen Nachfrageflexibilitäten; (Quelle: BNetzA)	70
Tabelle 29: Variablen der Nachfrageflexibilitäten mit freiwilliger Lastreduktion; (Quelle: BNetzA).....	70

Tabelle 30: Handelsvariablen; (Quelle: BNetzA).....	71
Tabelle 31: Slack-Variablen; (Quelle: BNetzA).....	71