

Stand und Perspektiven des (n-1)-Prinzips im Übertragungs- und Verteilnetz

Impuls

05/2026

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Das (n-1)-Kriterium	5
3	Kurative Engpassbewirtschaftung/Kurative Maßnahmen	6
4	Betrieb von DC Netzen	7
4.1	Punkt zu Punkt HGÜ Verbindungen.....	7
4.2	Multi-Terminal DC-Systeme.....	8
5	Probabilistische Risikoabschätzung und Methoden	9
6	Schlussbemerkung	11

Vorwort

Dieses Dokument wurde vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) erarbeitet.

Für dieses Dokument sind die Lenkungskreise Systemfragen und Netzcodes sowie Netztechnik und Netzbetrieb des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) zuständig.

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) entwickelt die Stromnetze vorausschauend weiter. Ziel ist der jederzeit sichere Systembetrieb mit 100 Prozent erneuerbaren Energien. VDE FNN macht innovative Technologien praxistauglich und gibt Antworten auf netztechnische Herausforderungen von morgen. Hier arbeiten verschiedene Fachkreise mit unterschiedlichen Interessen gemeinsam an Lösungen. Mitglieder sind über 500 Hersteller, Netzbetreiber, Versorger, Anlagenbetreiber, Behörden und wissenschaftliche Einrichtungen.

Der Impuls wurde zur Umsetzung des Prozess B2 der BMW Roadmap Systemstabilität erarbeitet. Dabei haben die ÜNB wie unter B2 vorgesehen, wesentlichen Input für die Übertragungsnetze eingebracht. Dieser wurde von den VNB entsprechend deren Belange ergänzt.

Anmerkungen zu diesem VDE FNN Impuls sind willkommen. Bitte senden Sie diese an fnn@vde.com

1 Einleitung

Im Zuge der Transformation, Digitalisierung und Weiterentwicklung der Stromnetze wird es auch bei der Wahrung eines sicheren Betriebes des Stromnetzes neue Herausforderungen und Chancen geben. Das klassische (n-1)-Kriterium, welches ursprünglich in AC-Netzen mit Synchrongeneratoren als zentrales Resilienz Kriterium entwickelt wurde, hat auch weiterhin Bestand. Allerdings ergeben sich neue Möglichkeiten zur Anwendung bei den folgenden Themen.

- Kurative Engpassbewirtschaftung/Kurative Systemführung:

Eine kurative Engpassbewirtschaftung, wie ursprünglich im Forschungsprojekt InnoSys 2030 [1] entwickelt, ist eng verbunden mit Anpassungen in den Planungs- und Echtzeitprozessen der Netzbetreiber. Sie erweitert das (n-1)-Prinzip dahingehend, dass initiale (n-0)-Höherauslastungen von Betriebsmitteln ermöglicht werden. Die Auslegung einer kurativen Engpassbewirtschaftung muss dabei das gleiche Sicherheitsniveau wie eine präventive Engpassbewirtschaftung unter Beachtung thermischer Reserven aufweisen und technisch entsprechend implementiert werden.

- Der Betrieb von DC-Punkt-zu-Punkt-Strecken sowie Multi-Terminal-Netzen:

Mit dem Einsatz von DC-Netzen können je nach Topologie unterschiedliche Fehlerfälle in den DC-Netzen auftreten, welche je nach Design der Anlagen und Fehlerbehandlung unterschiedliche Auswirkungen auf die AC-Netze haben können. Prinzipiell können die Auswirkungen von DC-Fehlern auf das AC-Netz prognostiziert und durch die Netzbetreiber eingeplant werden. Zudem bieten DC-Netze neue Möglichkeiten bei der Definition von Gegenmaßnahmen in der Redispatch Dimensionierung.

- Unsicherheiten und Probabilistik in der Betriebsplanung und dem Systembetrieb:

Trotz beispielsweise ständig verbesserter Einspeise- und Lastprognosen werden Unsicherheiten in den Betriebsplanungsprozessen und Vorschauprozessen der Netzbetreiber verbleiben. Gleichzeitig wird der Systembetrieb durch neue Betriebsmittel, neue Märkte bzw. Marktakteure und eine gesteigerte Menge an zu verarbeitenden Daten herausfordernder. In diesem Zuge scheint es wahrscheinlich, dass probabilistische Methoden in der Systemführung der Netzbetreiber Einzug halten. Inhärent haben diese auch einen Einfluss auf die Beherrschung des (n-1)-Kriteriums.

Nicht im Scope dieses Dokuments sind die klassischen Netzplanungsprozesse der Netzbetreiber, wie zum Beispiel der Netzentwicklungsplan. Dahingehend darf dieses Dokument jedoch auch als Impuls verstanden werden.

2 Das (n-1)-Kriterium

Das (n-1)-Kriterium ist das fundamentale Resilienz-kriterium für den Betrieb und die Planung des deutschen Stromnetzes. Die wörtliche Definition in der System Operation Guideline (SO GL) der ENTSO-E [2] lautet:

„(N-1)-Kriterium“ bezeichnet die Regel, wonach die nach dem Auftreten eines Ausfalls weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel innerhalb der Regelzone eines ÜNB in der Lage sind, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten;“

Für Verteilnetzbetreiber gilt in Analogie dazu die Definition aus der VDE-AR-N 4121 [8]:

„Ein [HS-]Netz ist (n-1)-sicher geplant, wenn bei prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten Versorgungsaufgaben sowohl bei störungsbedingtem Ausfall als auch bei betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels folgende Auswirkungen ausgeschlossen sind ((n-1)-Kriterium):

- *dauerhafte unzulässige Grenzwertverletzungen im Hinblick auf die Netzbetriebsgrößen Betriebsspannung, Strombelastung und Netzkurzschlussleistung;*
- *Folgeauslösungen und Störungsausweitungen;*
- *inakzeptable Versorgungsunterbrechungen.*

ANMERKUNG Die Dauer inakzeptabler Versorgungsunterbrechungen ist je nach Versorgungsaufgabe zu definieren.

Kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen für Umschaltungen bei Störungen sind zulässig. Es ist eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Bezugsanlagen anzustreben.“

Ergänzend kann hier angemerkt werden, dass im operativen Betrieb das (n-1)-Kriterium heute schon regelzonenübergreifend betrachtet wird, sowohl innerhalb Deutschlands als auch innerhalb der ENTSO-E.

Diese Definition beinhaltet im Systembetrieb der Netzbetreiber die folgenden Aspekte:

- Ausfälle sind definiert
 - In der Regel werden hier: Stromkreise, Transformatoren, Sammelschienen-Kupplungen und Blindleistungskompensationselemente als auszufallende Elemente angenommen. Der Ausfall von HGÜs wird ebenfalls betrachtet.
- Ausfälle werden ermittelt und überwacht.
 - Eine Ausfallrechnung wird zyklisch und in Echtzeit durchgeführt.
 - Weitere Ausfallrechnungen werden zyklisch innerhalb von Vorschauprozessen durchgeführt
- Sicherheitsgrenzwerte für alle relevanten Betriebsmittel sind definiert
 - Sicherheitsgrenzwerte für die Stromtragfähigkeit sowie die Spannungsfestigkeit einzelner Betriebsmittel gemäß internen Festlegungen (z. B. auch das Überwachen der Anregepolygon der Schutzgeräte). Für die ÜNB gilt das deutsche Grenzwertkonzept ^[10]
 - Perspektivisch durch das einzuführende Dynamic Security Assessment weitere Sicherheitsgrenzwerte (Nasenkurve, Polradschlupf, Kurzschlussleistung, Transiente Stabilität)
- Die Überschreitung von Sicherheitsgrenzwerten und kaskadierenden Ausfällen werden erkannt
- Gegenmaßnahmen werden eingeleitet

Als Folge einer konsequenten Umsetzung des (n-1)-Kriteriums kommt es bei Eintritt der (n-1)-Situation also weder zu kaskadierenden Auslösungen noch zu Versorgungsunterbrechungen bzw. teilweise im Verteilnetz nach einer Netzumschaltung. Das Übertragungsnetz befindet sich ohne Einleitung von unmittelbaren Maßnahmen in einem stabilen Zustand. Die eingetretene (n-1)-Situation wird nach Ausfall zur neuen (n)-Situation. Hierdurch können weitere Maßnahmen zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums notwendig werden. Sollte das (n-1)-Kriterium nicht erfüllt werden können, d. h. dass auch nach eingeplanten Gegenmaßnahmen Überlastungen angezeigt werden, so ist laut VDE-AR-N 4141-1 [4] bzw. SO GL [2] die Systemzustandsampel des Netzbetreibers auf gelb zu setzen, was dem gefährdeten Zustand entspricht.

3 Kurative Engpassbewirtschaftung/Kurative Maßnahmen

In den letzten Jahren wurden die Methoden und Prozesse der Netzbetreiber dahingehend weiterentwickelt, dass die präventive Engpassbewirtschaftung optimiert wurde. Stromengpässe werden in den Vorschauprozessen der Netzbetreiber identifiziert und Abhilfemaßnahmen vor Echtzeit eingeleitet. Eine kurative Engpassbewirtschaftung stellt dahingehend ein Paradigmenwechsel dar, dass Maßnahmen nach wie vor frühzeitig geplant, jedoch erst nach Fehlereintritt automatisiert durchgeführt werden (vgl. InnoSys 2030 [1]). Neben einem permanenten Stromgrenzwert werden hierbei temporäre Stromgrenzwerte definiert, welche eine temporäre Höherauslastung einzelner Betriebsmittel bei einem Fehlereintritt zulassen. Dadurch kann das Stromnetz im Grundfall höher und effektiver ausgelastet werden. Mit dem Einleiten der kurativen Maßnahme nach Fehlereintritt wird der Strom wieder auf einen Wert unterhalb des permanent gültigen Grenzwertes zurückgeführt. Anschließend muss die Netzsituation analog zur präventiven Engpassbewirtschaftung wieder von einer (n)- in eine (n-1)-sichere Situation gebracht werden.

Die durch die SO GL gegebene Regelungen zur Engpassbewirtschaftung und zum (n-1)-Kriterium wird eine kurative Engpassbewirtschaftung nicht ausgeschlossen. Weiter gelten in Deutschland die Regeldokumente zum Deutschen Grenzwertkonzept [3] und perspektivisch die VDE-Anwendungsregel 4226 zur „Höherauslastung von Schaltfeldern und Transformatoren“ [5] (aktuell noch in Konsultation).

Eine kurative Engpassbewirtschaftung ist als Add-On zu einer präventiven Engpassbewirtschaftung zu verstehen, kann es jedoch niemals komplett ersetzen.

Im Punkto Systemsicherheit gilt als Prämisse, dass kurative Maßnahmen, sofern eingeplant, das Sicherheitsniveau des Stromnetzes gegenüber eines präventiven Einsatzes nicht negativ beeinflussen sollen. Dies ist insbesondere durch die hohe Zeitkritikalität im Moment des Fehlereintritts wichtig. Um die Systemsicherheit nicht zu gefährden, muss eine Auslösung der kurativen Maßnahme gewährleistet werden. Hierzu gibt es einige Aspekte, unter deren Berücksichtigung kurative Maßnahmen nahezu gleichwertig gegenüber präventiven Maßnahmen gewertet werden können.

- Kurative Maßnahmen werden in der Regel häufiger eingeplant als ausgelöst (nur beim Fehlereintritt im Netz). Daher müssen kurative Maßnahmen regelmäßig getestet werden. Dies gilt sowohl für die eingebundene Aktoren, als auch für die Aktivierungswege. Mindestens jedoch nach größeren technischen Änderungen in beteiligten Systemen.
- Für Aktoren mit begrenztem Energiespeicher müssen Ablösemaßnahmen eingeplant werden. Auch diese Maßnahmen müssen regelmäßig getestet werden.
- Idealerweise sollten kurative Maßnahmen redundant implementiert werden. Redundanz kann sowohl bei den Auslösemechanismen als auch auf Ebene der Aktoren eingeplant werden.

- Bei frühzeitiger Einplanung (D-1) von kurativen Maßnahmen muss bis kurz vor Echtzeit zyklisch validiert werden, ob die kurativen Maßnahmen noch die gewünschte Wirkung erzielen. Ist das nicht der Fall, müssen weitere präventive oder kurative Maßnahmen zur Verfügung stehen und eingesetzt werden.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Punkte kann das Restrisiko einer Nichtauslösung einer kurativen Maßnahme minimiert werden. Die Systemsicherheit gegenüber eine in der Wirkung äquivalenten präventiven Maßnahme wäre damit vergleichbar, mit dem Vorteil das Kosten und der Aufwand in der Systemführung für die präventiven Maßnahmen, klassischerweise Redispatch eingespart werden können.

4 Betrieb von DC Netzen

Mit der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) werden neue Betriebsmittel in das klassische Wechselspannungsnetz integriert. Diese Betriebsmittel nehmen Transportaufgaben wahr und können ebenfalls ausfallen. Dementsprechend werden sie auch in den (n-1)-Sicherheitsrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. Hierbei sind folgende Punkte und Differenzierungen zu betrachten:

- Punkt zu Punkt (P2P)-HGÜ-Verbindungen können entweder zwischen unterschiedlichen Synchrongebieten oder innerhalb eines Synchrongebietes verlaufen. Ein Ausfall einer HGÜ zwischen zwei Synchrongebieten wirkt in den betroffenen Gebieten wie ein Erzeugungs- bzw. Lastausfall am Verknüpfungspunkt. Diese HGÜ-Verbindungen werden in diesem Impulspapier nicht betrachtet. Ein Ausfall einer HGÜ innerhalb eines Synchrongebiets wirkt wie ein Ausfall einer Übertragungsleitung (bilanzneutral).
- HGÜ-Systeme können als Punkt zu Punkt Systeme ausgeführt werden, oder wie inzwischen auch schon in Deutschland geplant, als Multiterminal Systeme (MTDC). MTDC-Systeme können als sternförmiges DC-Netz, eingebettet in ein AC-Netz verstanden werden.
- Ausfälle im DC-Netz werden qua Physik vom AC-Netz „kompensiert“. Bei Ausfällen von AC-Leitungen muss jedoch aktiv in das DC-System eingegriffen werden, sofern das DC-System Engpassentlastend wirken soll.
- Vermaschte DC-Overlay-Netze sind in Deutschland aktuell noch nicht geplant und werden in diesem Dokument nicht berücksichtigt.

Im Weiteren werden Besonderheiten/Herausforderungen und Chancen von P2P-HGÜ-Systemen und MTDC-Systemen betrachtet.

4.1 Punkt zu Punkt HGÜ Verbindungen

Punkt zu Punkt-HGÜ-Verbindungen können in den Ausfallvariantenrechnungen der Netzbetreiber relativ einfach berücksichtigt werden. Hierbei kann entweder die komplette Strecke ausfallen, oder je nach Ausführung auch nur ein Pol. Ausfälle der DC-Strecke werden in der Regel komplett über das AC-Netz kompensiert.

Im Fall, dass es zu Ausfällen im AC-Netz kommt, kann eine P2P-DC-Strecke ebenfalls einen Beitrag zu Netzsicherheit leisten. Hierbei gibt es perspektivisch verschiedene Möglichkeiten:

- Die DC-Strecke wird als kurative Maßnahmen vorgehalten.
- Die DC-Strecke beteiligt sich mit Hilfe einer Winkelregelung komplett oder anteilig gemessen an ihrer Nennleistung.

Hierbei gilt es zu beachten, dass eine Regelzone (bzw. Preiszonen interne HGÜ, wie aktuell in Deutschland geplant) ihren Fahrplan nicht aus einem Vermarktungsprozess erhält, sondern aus der präventiven Redispatch-Dimensionierung. Idealerweise werden diese Strecken so eingesetzt, dass sie das AC-Netz durch ihren Fahrplan optimal entlasten. Damit sind HGÜ-Systeme eine zusätzliche Planungs- und Optimierungsgröße im Redispatch-Prozess.

Bei einer Implementierung der oben genannten Funktionalitäten ist zu hinterfragen, in welchen Anwendungsfällen diese besonders nützlich sind und welchen Mehrwert diese gegenüber einer klassischen Optimierung in den Planungsprozessen der Netzbetreiber bilden.

4.2 Multi-Terminal DC-Systeme

Die Betrachtung von MTDC-Systemen in der (n-1)-Ausfallvariantenrechnung ist deutlich komplexer, bedingt durch die folgenden Punkte:

- Mehrere Konverterstationen betroffen
- Mehrere Fehlerfälle möglich
- Teilweise sind auch Offshore-Windparks in MTDC-Systemen integriert
- Unterschiedliche Fehlerbehandlungen sind möglich und teilweise notwendig

Generell werden Fehler im MTDC-System in der Ausfallvariantenrechnung der Übertragungsnetzbetreiber wie die Ausfälle von P2P-Strecken in der Ausfallrechnung mitberücksichtigt, mit dem Unterschied, dass in MTDC-Systemen mehr Fehlerfälle definiert und damit auch mehrere Nachfehlerzustände definiert werden müssen. Dies ist bedingt dadurch, dass in MTDC-Systeme so ausgelegt werden, dass im Falle eines Fehlers einer einzelnen Komponente, beispielsweise einer Konverterstation, die nicht betroffenen Konverterstationen und die DC-Strecke aktiv bleiben. Ähnlich des klassischen AC-Systems soll sich das DC-System selektiv selbst schützen. Dies wird seitens Systemauslegung über zwei wesentliche Funktionalitäten sichergestellt:

- Eine DC-Spannungs-Regelung, welche die initiale Arbeitspunktverschiebung der verbleibenden Konverterstationen beeinflusst.
- Wo notwendig, beispielsweise bei Einbindung einer oder mehrerer Offshorewindparks, eine partielle Selektivität über DC-Leistungsschalter

Der wesentliche Unterschied zu einem AC-System besteht in der Nachfehlerbehandlung von DC-Systemen. Während sich im AC-System die Ströme automatisch gemäß den sich ändernden Impedanzverhältnissen im Stromnetz einstellen, müssen im DC-System aktiv Stellgrößen angepasst werden. Dies passiert größtenteils automatisch und ist wie im AC-System deterministisch vorhersehbar, unterliegt jedoch den folgenden Besonderheiten:

- Die DC-Spannungs-Regelung ist so ausgelegt, dass das verbleibende System überlebt, d. h. beispielsweise, dass für alle Betriebspunkte keine kritischen Überspannungen im DC-System entstehen. Basierend auf der Regelung stellt sich jedoch nicht zwangsläufig ein optimaler Lastfluss im AC-Netz ein. Für einen optimierten Lastfluss und die Rückführung der DC-Spannung in einen dauerhaft zulässigen Spannungsbereich ist eine Anpassung der DC-Arbeitspunkte erforderlich. Dies soll automatisiert durch die DC-Sekundärregelung erfolgen.
- Im Falle einer partiellen Selektivität können auch "gesunde" Konverterstationen vom Netz getrennt werden. Diese werden anschließend wieder automatisiert mit dem DC- (bzw. auch AC-) System verbunden. Es entsteht somit ein temporärer Zwischenzustand, welcher sich ebenfalls auf die Lastflüsse im AC-Netz auswirkt und berücksichtigt werden sollte. Anschließend müssen ebenfalls die Nachfehlerarbeitspunkte im System angepasst werden.

DC-Systeme bieten somit viele Möglichkeiten und Freiheitsgrade den Systembetrieb und die Systemsicherheit zu optimieren und sogar zu verbessern. Von zentraler Bedeutung ist hierbei jedoch die Nachfehlerbehandlung in Form der Nachfehler-Arbeitspunkte, welche vorab und individuell, basierend auf den prognostizierten Lastflüssen im AC-Netz berechnet werden müssen.

Der letzte für die Systemsicherheit relevante Punkt ist, wie eine Wiederherstellung des (n-1)-Kriteriums nach dem Fehlerfall erreicht werden kann. Dies ist bereits heute schon im AC-System notwendig, in Zukunft können sich hier AC- und DC-Systeme gut ergänzen.

5 Probabilistische Risikoabschätzung und Methoden

Eine probabilistische Risikoabschätzung im Stromnetz bedeutet, dass einzelne (n-1)-Szenarien nicht mehr gleichwertig betrachtet, sondern differenziert bewertet. Dies stellt damit eine fundamentale Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums dar und wird aktuell auf der ENTSO-E-Ebene weiterentwickelt. Eine Bewertung der Ausfall-Szenarien erfolgt hierbei über zwei Ebenen:

- Die Ausfallwahrscheinlichkeit
- Der Impact (bzw. die Folgen des Ausfalls)

Die Ausfallwahrscheinlichkeit kann hierbei von mehreren Einflussfaktoren abhängen. Hierbei kann unter anderem Berücksichtigung finden:

- Die Betriebsmittel- und Störungshistorie
- Die Wetter- und Umweltbedingungen
- Die geographische Lage und Klimazone in der sich ein Betriebsmittel befindet
- Die Jahreszeiten
- Prognosehorizont in den Betriebsplanungsprozessen der Netzbetreiber
- Technische Parameter einzelner Betriebsmittel
- Die Auslegung einzelner Betriebsmittel oder Bauserien
- Wartungsarbeiten und Intervalle

In der Folgenbetrachtung können ebenfalls unterschiedliche Parameter eine Rolle spielen:

- Temporäre Grenzwertverletzungen anderer Betriebsmittel
- Beschädigung weiterer Betriebsmittel
- Betroffenheit von weiteren Netzbetreibern
- Betroffene Kundenausfälle (Erzeuger und Lasten)
- Kaskadierende Ausfälle
- Vorhandene Gegenmaßnahmen (Kurativ und Präventiv)

Die Bewertung im Sinne eines Risikos einzelner Ausfallszenarien ist hierbei definiert als Produkt von Ausfallwahrscheinlichkeit und Folgenabschätzung:

$$\text{Ausfallrisiko} = \text{Ausfallwahrscheinlichkeit} \cdot \text{Ausfallfolgen}$$

Im Zuge einer Harmonisierung auf ENTSO-E-Ebene soll eine Methode entwickelt werden, wie die beiden Faktoren dieser Gleichung ermittelt und eine Berechnung durchgeführt werden kann. Diese Methodikenentwicklung ist aktuell noch laufend und soll bis 31.12.2027 [6] abgeschlossen werden.

Ebenfalls im ENTSO-E Papier [7] diskutiert ist die Idee eines akzeptierbaren Risikos. Konkret würde das bedeuten, dass eine Risikoschwelle für Ausfallvarianten definiert wird, unter der gewisse Ausfallvarianten nicht mehr durch Gegenmaßnahmen abgesichert werden.

Zusammengefasst ist dieser Sachverhalt in Abbildung 1.

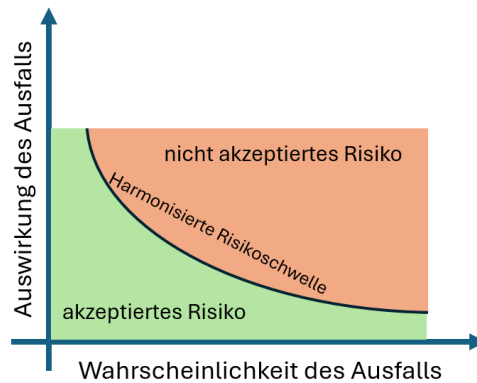


Abbildung 1: Zusammenhang von Ausfallwahrscheinlichkeit und -auswirkung bezüglich des akzeptierbaren Risikos

Diese Methode ist analog und mit leicht angepassten Regeln auch anwendbar auf „Außergewöhnliche Ausfallvarianten“, gemeinhin als Exceptional Contingencies bezeichnet. Gemäß SO GL [2] bezeichnet dies das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle mit gleicher Ursache. Vereinfacht können diese Ausfälle auch als Mehrfachausfälle betrachtet werden. Ein Beispiel hierfür wäre ein Mastumbruch, bei einem Masten auf dem mehr als ein Stromsystem geführt wird.

In Puncto Systemsicherheit muss diese Methode kritisch bewertet und letzten Endes auch angewandt werden. In einem akzeptierten Risiko werden die wirtschaftlichen Kosten des Ausfalls gegenüber den Kosten der potenziellen Gegenmaßnahmen abgewogen. Dies geschieht implizit auch unter Einbeziehung von inhärent vorhandene Sicherheitsmargen, welche noch im System vorhanden sein können. Bei der Anwendung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) oder Verwendung von temporären Grenzwerten zur Höherauslastung (TATL) werden diese Margen jedoch auch reduziert. Daher bleibt fraglich, ob für eine klassische (n-1)-Betrachtung ein akzeptables Risiko definiert werden kann, zumal die Anwendungen von WAFB und TATL innerhalb der ENTSO-E nicht harmonisiert ist.

Zusätzlich ist zu beachten, dass ein akzeptiertes Restrisiko im Sinne von Resilienz grundsätzlich nicht mit 100 % Sicherheit gleichzusetzen ist. Ein vollständig resilientes System ist weder wirtschaftlich noch (je nach Bedrohung) technisch realistisch. Der angestrebte Grad an Absicherung muss daher transparent gemacht werden.

Im Falle von Exceptional Contingencies sind die Gegenmaßnahmen je nach vorhandener Netzsituation und Menge der Exceptional Contingencies jedoch teils deutlich schwieriger zu realisieren und dadurch auch meist deutlich teurer (z. B. die Georedundanz von Stromkreisen). In diesem Falle könnte die eine Schwelle für ein akzeptables Risiko jedoch eine vertretbare Weiterentwicklung darstellen.

Neben der probabilistischen Bewertung von Ausfallvarianten ist als zweite Dimension die Unsicherheit des Grundfalls von Bedeutung. Der (n-1)-Nachweis bleibt dabei ein Mindeststandard, aber er beantwortet primär, ob definierte Ausfälle bei einem angenommenen Zustand beherrschbar sind.

In einem zunehmend dynamischen System (z. B. wettergetriebene Einspeisung, Rampen bei Fahrplanwechsel, kurzfristiger Handel und Prognosefehler) entsteht damit ein Trade-off: Entweder werden Sicherheitsmargen pauschal erhöht (robust, aber ineffizient/teuer), oder sie werden eng dimensioniert (effizient, aber höheres Risiko, „danebenzuliegen“ und unerwartet in Grenzwertverletzungen zugeraten). Diese Spannung ist strukturell, denn Resilienzsteigerung durch zusätzliche Redundanz/Flexibilität und Effizienzsteigerung durch Auslastung nahe am Limit stehen häufig in Konkurrenz. Unabdingbar hierfür ist in jedem Fall ein hoher Automatisierungsgrad der Leitsystemumgebung und angrenzender Assistenzprozesse.

Probabilistische Methoden adressieren diesen Trade-off nicht durch eine Aufweichung des (n-1)-Prinzips, sondern als Dimensionierungs- und Transparenzinstrument innerhalb des bestehenden Rahmens. Dadurch werden Unsicherheiten explizit sichtbar gemacht und Handlungsoptionen mit Blick auf Robustheit und Risiken bewertet. Daraus können, trotz probabilistischer Eingangsdaten, klare und deterministische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die in den Betriebsplanungsprozessen der Netzbetreiber anwendbar sind. Sicherheitsmargen und Maßnahmenpotenziale können so situationsabhängig gewählt werden, dass das (n-1)-Sicherheitsniveau robust eingehalten wird, ohne dauerhaft überkonservativ zu dimensionieren. (n-1) setzt die Leitplanke und Probabilistik liefert einen Ansatz situationsabhängig die richtige Dimensionierung zu wählen.

Gleichzeitig zeigt dieser Blickwinkel eine grundlegende konzeptionelle Differenz: Das (n-1)-Prinzip arbeitet mit diskreten Stufen (z.B. (n-0), (n-1) – und theoretisch auch (n-2), (n-3) etc.). Damit ist das akzeptierte Risiko im klassischen Verständnis implizit über die gewählte Stufe festgelegt.

Eine probabilistische Betrachtung führt dagegen weg von dieser diskreten Skala hin zu kontinuierlichen Risikoniveaus: Nicht jede Unsicherheit oder jeder Ausfall ist gleich wahrscheinlich, und Risiken können graduell steigen oder sinken. Für viele extreme Ereignisse ist zudem bereits die exakte Bestimmung einer Eintrittswahrscheinlichkeit schwierig. Außerdem sind Schadenskosten nicht statisch, was die Festlegung einer einzigen Schwelle zusätzlich erschwert.

Damit wird es anspruchsvoller, eine harte Grenze zu definieren, ab wann bzw. bis wohin ein Restrisiko „akzeptabel“ ist. Zumal eine solche Grenze nicht allein durch die Netzbetreiber gesetzt werden kann, sondern in letzter Konsequenz gesellschaftlich diskutiert und regulatorisch legitimiert und festgelegt werden muss.

6 Schlussbemerkung

Das (n-1)-Prinzip für den Netzbetrieb und die Netzplanung ist der wichtigste Stützpfeiler für einen resilienten Systembetrieb. Es ist aktuell durch die Bestimmungen in den Network Codes der ENTSO-E definiert. Generell ist davon auszugehen, dass dies in dieser Form Bestand haben wird und sich die Netzbetreiber auch in Zukunft daran orientieren. Seitens der Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber wird nicht empfohlen, dieses Prinzip dahingehend anzupassen, das Prinzip in Richtung (n-0,9) oder auch (n-1,1) weiterzuentwickeln. Dies ist ebenfalls Konsens unter den Übertragungsnetzbetreibern in Europa.

Aufgrund des sich permanent entwickelnden Stromsystems in Deutschland und Europa gibt es jedoch zukünftig Fragestellungen bei der konkreten Ausgestaltung des Prinzips im operativen Betrieb. Die im Hauptteil genannten Punkte lassen sich dabei wie folgt einordnen.

Eine kurative Systemführung wird bereits heute in einigen Regionen und für einige Betriebsmittel in Beispielsituationen und Pilotprojekten gelebt. Hierbei gilt es sicherzustellen, dass im Zuge einer

Ausweitung diese Engpassbewirtschaftung das Sicherheitsniveau nicht unter das eines präventiven Betriebes zurückfällt.

DC-Systeme sind teilweise schon in Betrieb, teilweise werden diese noch geplant, speziell Multiterminal-Systeme. Hierbei müssen im Zuge der oben genannten Entwicklungen neue (n-1)-Fälle betrachtet und bewirtschaftet werden. Die aktuellen Betriebsplanungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber stellen hierfür eine solide Basis dar und helfen trotz der steigenden Komplexität des Systembetriebs das Sicherheitsniveau zu erhalten.

Probabilistische Methoden werden aktuell noch im Rahmen der ENTSO-E entwickelt. Hier herrscht jedoch noch der größte Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Laut aktuellem Zeitplan soll hierfür der erste methodische Entwurf Ende 2027 entwickelt sein, welcher anschließend auf praktische Umsetzbarkeit im Rahmen von Pilotprojekten erprobt werden muss. Eine flächendeckende Anwendung, soweit umsetzbar, scheint nicht vor 2030 realistisch.

Literaturverzeichnis

- [1] InnoSys 2030, „Kurzbericht zum Verbundprojekt,“ 2022.
- [2] *Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.*
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „DEUTSCHES GRENZWERTKONZEPT,“ 2021.
- [4] *VDE-AR-N 4141-1 Anwendungsregel:2019-01 - Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen.*
- [5] *E VDE-AR-N 4226 Anwendungsregel:2026-02 - Höherauslastung von Schaltfeldern und Transformatoren.*
- [6] ACER, *Annex I: Methodology for coordinating operational security analysis*, 2024.
- [7] ENTSO-E, *Biennial Progress Report on Operational Probabilistic Coordinated Security Assessment and Risk Management*, 2025.
- [8] *VDE-AR-N 4121 Anwendungsregel:2018-04 – Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze.*

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn