

VERWENDUNG ADAPTIVER ZEITRASTER IN VERFAHREN ZUR BEWERTUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT

Philipp BAUMANNS , Denis VOM STEIN, Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen,
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: 0241/80-97881
philipp.baumanns@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Aktuelle Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit basieren auf Monte-Carlo Simulationen, die eine Vielzahl von Kombinationen verschiedener Einflussfaktoren abbilden, um probabilistische Kennzahlen auszuweisen. Aufgrund der damit verbunden hohen Anzahl an Simulationsläufen und beschränkten Ressourcen hinsichtlich der Rechenleistung, wird im Rahmen dieses Beitrages der Einfluss der Komplexitätsreduktion in der Dimension der zeitlichen Auflösung auf die ‚Loss of load expectation‘ (LOLE) untersucht. Dazu wird eine Methode zur adaptiven Aggregation der Residuallast und der situativ abhängigen zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung vorgestellt. In den exemplarischen Untersuchungen erfolgt ein Vergleich der LOLE und der benötigten Rechenzeit im Falle unterschiedlicher Anzahl an explizit zu berücksichtigenden Stunden unter Anwendung der entwickelten Methodik mit einer Simulation ohne Vereinfachungen hinsichtlich des Zeitrasters. Die Ergebnisse zeigen, dass eine adaptive Vereinfachung in der zeitlichen Granularität lediglich einen geringen Einfluss auf die LOLE aufweist, jedoch signifikant Rechenzeit eingespart werden kann.

Keywords: Versorgungssicherheit, System Adequacy, Variable Zeitraster, Adaptive Zeitraster, Komplexitätsreduktion

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Aufgrund ambitionierter Klimaziele unterliegt das Elektrizitätsversorgungssystem im Zuge der Energiewende fundamentalen strukturellen Veränderungen. Der anhaltende Transformationsprozess lässt auch zukünftig einen Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erwarten, was zu neuen Herausforderungen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit führt. Da vor allem die Primärenergieträger Wind- und Solarenergie nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen, müssen andere, disponible Anlagen zur Versorgungssicherheit beitragen. Neben thermischen Kraftwerken können hierzu voraussichtlich Speicher, eine stärkere internationale Verflechtung und eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite einen wesentlichen Beitrag liefern.

In den kommenden Jahren ist jedoch die Stilllegung von thermischen Kraftwerken, aufgrund der schwierigen Situation am Markt und teilweise auch bedingt durch das Anlagenalter, zu erwarten. Durch politische Entscheidungen – in Deutschland zum Beispiel durch den

beschlossenen Kernenergieausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 – werden ebenfalls signifikante Mengen an Erzeugungskapazität stillgelegt. Nennenswerte Investitionen in den Neubau großer thermischer Kraftwerksblöcke sind hingegen, zumindest zurzeit, kurz- und mittelfristig nicht abzusehen.

Im Zuge dieser Entwicklungen stellt sich die Frage, ob auch unter diesen neuen Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Deren Sicherstellung ist – neben der ökonomischen und sicherheitspolitischen Bedeutung – auch im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende. Entsprechend wichtig ist eine zuverlässige und nachvollziehbare Bewertung.

1.2 Rahmen zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Das Winterpaket der europäischen Kommission stellt dabei aktuell einen Leitfaden und darüber hinaus Anforderung für künftige Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit dar. So wird eine probabilistische Bewertung unter Verwendung entsprechender Kennzahlen, insbesondere der Indizes „Loss of load expectation“ (LOLE) und „Expected energy not-served“ (EENS), gefordert. [1]

Zur Bestimmung der Kennzahlen wird üblicherweise auf Modelle zurückgegriffen, die eine große Anzahl an Untersuchungsläufen für verschiedene Kombinationen von Eingangsdaten im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation erfordern [2]. Es stellt sich die Frage, ob Möglichkeiten zur Beschleunigung bestehen, ohne signifikante Einbußen in der Ergebnisgenauigkeit in Kauf nehmen zu müssen. Grundsätzlich können Ansätze zur Problemkomplexität in energiewirtschaftlichen Modellen die Dimensionen des geographischen Betrachtungsraums, der Zeit oder der Technologie betreffen. Dabei erscheint für Fragestellungen der Versorgungssicherheit insbesondere interessant, welchen Einfluss eine Reduktion des Zeitrasters hat: Schließlich sind für die Bewertung der Versorgungssicherheit vor allem Situationen mit hoher Residuallast und gleichzeitig hoher Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung von Bedeutung. Unkritische Situationen können gegebenenfalls vereinfacht und zusammengefasst betrachtet werden. Aufgrund der intertemporalen Abhängigkeiten bei Speichern ist allerdings eine isolierte Betrachtung einzelner Situationen nicht sinnvoll, sodass auch mittelfristige zeitkoppelnde Nebenbedingungen in Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit angemessen berücksichtigt werden müssen. Zur Frage hinsichtlich des Einflusses der zeitlichen Auflösung in probabilistischen Verfahren zur Bestimmung der Versorgungssicherheit soll hiermit ein Beitrag geleistet werden.

2 Methodik und verwendetes Softwareframework

Zurzeit befindet sich am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University ein Softwareframework zur probabilistischen Bewertung von Versorgungssicherheit im Rahmen eines Dissertationsvorhabens in der Entwicklung. Das „System Adequacy Number Determination Instrument“ (*Sandi*) basiert dabei auf einem Marktsimulationsansatz, der mit Hinblick auf eine möglichst effiziente Durchführung einer großen Anzahl an Simulationsläufen modifiziert wurde. Die verwendete Methodik und das für die Untersuchungen erweiterte Softwareframework zur Bewertung von Ressource bzw. System Adequacy wird im Folgenden näher beschrieben.

2.1 Simulation zur Bewertung der Versorgungssicherheit

Sandi ist in der Lage, für eine große Anzahl an Kombinationen aus Ausfall- und Wetterjahren, Simulationen der Nachfrage- und Reservedeckung geschlossen für ein Jahr durchzuführen. Durch den für ein Jahr geschlossenen Lösungsansatz kann dabei auf heuristische Wassermanagementstrategien, die insbesondere bei hydraulischen Langzeitspeicherkraftwerken eingesetzt werden müssten, weitestgehend verzichtet werden. Der grundsätzliche Verfahrensablauf ist in der folgenden Abbildung 1 skizziert.

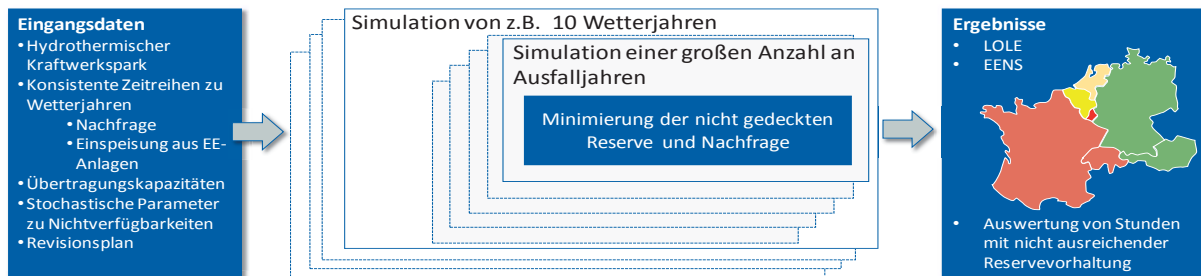


Abbildung 1: Verfahrensablauf innerhalb des Softwareframeworks zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Sandi kombiniert entsprechend ein durch stochastische Ausfallsimulation bestimmtes Ausfalljahr mit allen sich aus den hinterlegten Wetterjahren ergebenden Residuallastzeitreihen. Für die Wetterjahre wird dabei – da keine genaueren Informationen bekannt sind – eine identische Eintrittswahrscheinlichkeit unterstellt. Ein Wetterjahr ist dabei durch eine von den installierten Leistungen von EE-Anlagen abhängige marktgebietsscharfe Zeitreihe der Residuallast und der Zuflüsse in hydraulische Speicher charakterisiert. Hierbei ist es von großer Bedeutung, insbesondere bei den Einspeisezeitreihen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, auf einen geschlossenen Datensatz zurückzugreifen. Das bedeutet, dass insbesondere zeitgleiche und chronologische Zeitreihen aus einer Quelle, z.B. aus einer historischen Klimadatenbank notwendig sind, um alle klimatischen beziehungsweise wetterbedingten Korrelationen abzubilden. Für die hinterlegten Wetterjahre wird dabei im Folgenden jeweils die gleiche Eintrittswahrscheinlichkeit erstellt.

Ausfalljahre werden dabei durch eine betrachtungsbereichsweite und blockscharfe Simulation der Verfügbarkeit von hydraulischen und thermischen Kraftwerken mittels Markov-Ketten beschrieben. Hierbei sind für jeden Block die Zustände „Betrieb“, „Teilausfall“ und „Ausfall“ möglich. Entsprechende Übergangswahrscheinlichkeiten α werden dem Verfahren als Eingangsdatum zur Verfügung gestellt. Durch sequentielle Ziehung ergibt sich eine Zeitreihe der Verfügbarkeit, wie in Abbildung 2 gezeigt ist.

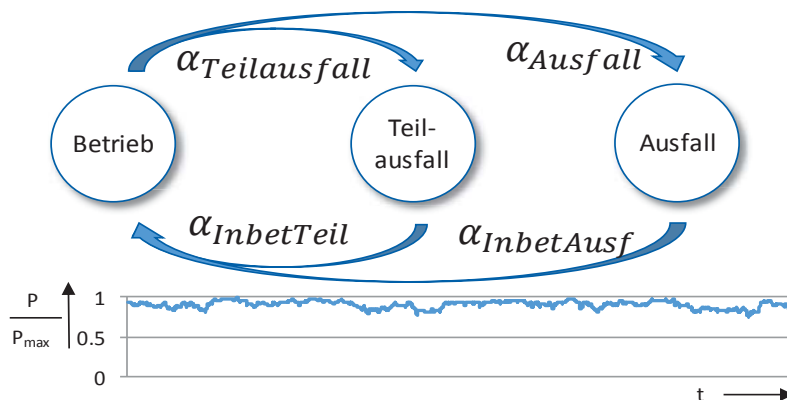


Abbildung 2: Markov-Ketten zur Simulation der Verfügbarkeit von Kraftwerken

Die thermischen und hydraulischen Kraftwerke werden dabei – sofern möglich – in den jeweiligen Marktgebieten technologiescharf aggregiert. Dabei wird für jede Situation die maximale verfügbare Leistung je Technologie aus dem Ergebnis der Ausfallsimulation bestimmt.

Erste Erfahrungen bei Anwendung des Tools – exemplarisch ist im Folgenden die Konvergenz der Kennzahl LOLE im Marktgebiet Großbritannien über die Anzahl an simulierten Ausfalljahren aufgetragen – haben gezeigt, dass bereits bei 400 Simulationen eine Konvergenz der probabilistischen Kennzahlen zu erwarten ist, wie in Abbildung 3 gezeigt ist. Da für die Bewertung der Reduktion der zeitlichen Auflösung ein großer Bereich an möglichen Zeitrastern „abgetastet“ wird, wird die Anzahl an Ausfalljahren für die durchgeführten Untersuchungen auf 400 festgelegt.

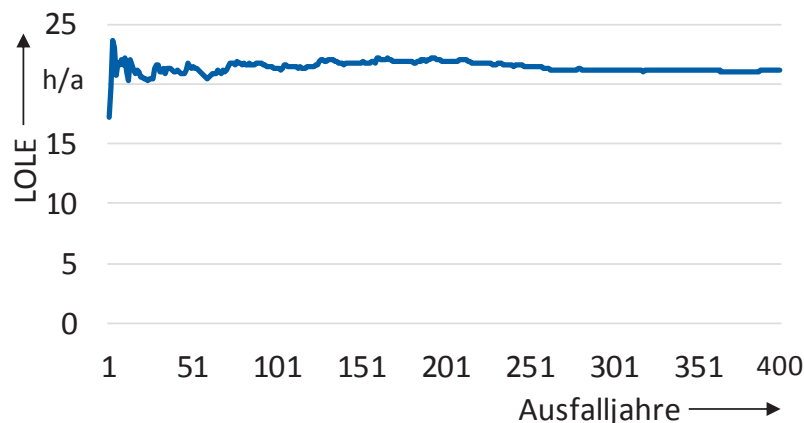


Abbildung 3: Konvergenz der probabilistischen Kenngrößen am Beispiel LOLE in UK

2.2 Reduktion der zeitlichen Auflösung

Sandi ist im Rahmen dieser Arbeit um ein Modul zur Reduktion der zeitlichen Auflösung in Form eines adaptiven Zeitrasters erweitert worden. Abweichend von [3], welches in Marktsimulationsverfahren bereits erfolgreich angewandt wurde, wird der Ansatz mit Blick auf die Anforderungen der Bewertung von Versorgungssicherheit modifiziert, wobei neben der Analyse der Residuallast die Berücksichtigung der Kraftwerksnichtverfügbarkeit bei der Ermittlung des adaptiven Zeitrasters eine entscheidende Bedeutung zukommt.

Eine vorzugebende Anzahl an Situationen, beispielsweise 50 % aller Stunden, wird garantiert untersucht. Umliegende Situationen werden – unter der Einhaltung einer Nebenbedingung maximal gemeinsam zu betrachtender Stunden – zusammengefasst. Diese aggregierten Situationen dienen vornehmlich der Aufrechterhaltung von zeitkoppelnden Nebenbedingungen. Das grundsätzliche Konzept ist in der folgenden Abbildung 4 dargestellt.

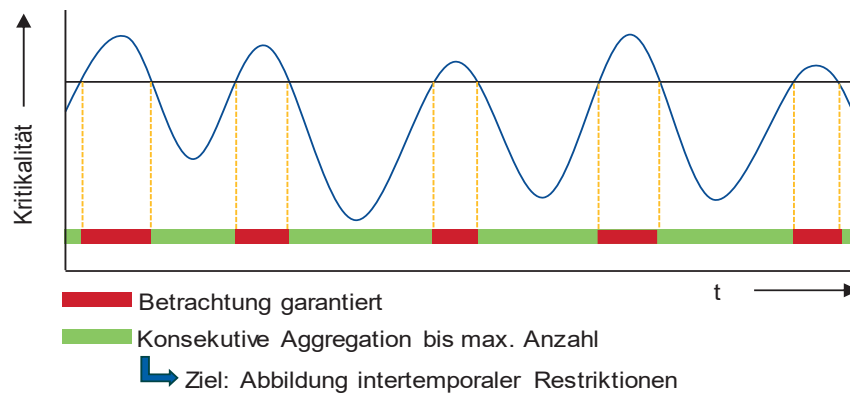


Abbildung 4: Grundsätzliches Konzept des variablen Zeitrasters

Als Referenz für die Auswahl der kritischen Situationen dient dabei die Summe aller Residuallasten abzüglich der in der entsprechenden Situationen verfügbaren Erzeugungsleistung aus thermischen und hydraulischen Kraftwerken. Dieser Wert ist als Schätzung für die erwartete verbleibende freie Kraftwerksleistung zu verstehen. Es wird davon ausgegangen, dass Situationen mit einem geringeren Wert kritischer einzuschätzen sind. Einschränkungen in der Übertragung werden bei diesem Ansatz vernachlässigt. Sollte ein besonderer Fokus auf ein Marktgebiet oder eine Betrachtungsregion gelegt werden, besteht die Möglichkeit dieses als Fokusgebiet zu definieren und die Auswertung nur basierend auf diesem Gebiet durchzuführen. Dies führt zwar zu einer höheren Genauigkeit im fokussierten Gebiet, kann jedoch insbesondere in räumlich in entfernten Regionen mit geringer Korrelation der Residuallastzeitreihe zu Fehleinschätzungen führen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit die vorgeschaltete Analyse für jedes einzelne Marktgebiet durchzuführen und die dabei identifizierten kritischsten Situationen detailliert in die spätere Simulation zu überführen.

Das Zusammenfassen der nicht als kritisch identifizierten Situationen kann dabei mit verschiedenen Ansätzen erfolgen, wobei zwei dieser Konzepte im Folgenden exemplarisch vorgestellt werden. Die Ansätze unterscheiden sich bezüglich ihrer Zielsetzung der Abbildung innerhalb der Situationen – Aufrechterhaltung der energetischen Bilanz oder Abbildung des noch auftretenden kritischsten Zustandes – und werden im Folgenden entsprechend als „energetisches Konzept“ und „Leistungskonzept“ bezeichnet. Abbildung 5 visualisiert die beiden unterschiedlichen Konzepte.

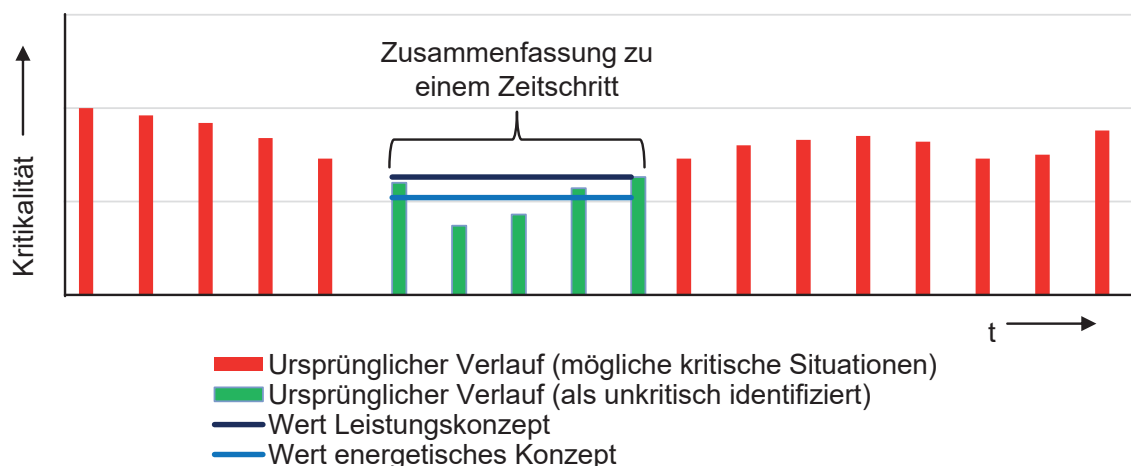


Abbildung 5: Verschiedene Konzepte zur Repräsentation der als unkritisch identifizierten Situationen

Beim Leistungskonzept wird aus den zu aggregierenden Situationen jeweils der verbleibende kritischste Zustand ermittelt. Der Fokus liegt hierbei auf leistungsbezogenen Größen. Aus den jeweiligen Einzelsituationen wird für die betrachtete Situation die höchste Last, die geringste Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die geringste Kraftwerksverfügbarkeit und die geringsten Zuflüsse in hydraulische Speicherbecken zu einer synthetischen Situation zusammengefasst. Dies legt einen starken Fokus auf die in dieser Situation noch verbleibende kritischste Stunde, führt jedoch zu einer Überschätzung der Dauer dieser auftretenden Kritikalität und einer verfälschten energetischen Bewertung.

Beim energetischen Konzept werden die Situationen mit dem Ziel einer möglichst guten Abbildung energetischer Größen, zum Beispiel der Füllstände von Speichern, ermittelt. Aus den jeweiligen Einzelsituationen werden für die betrachtete Situation entsprechend die mittlere Residuallast, die mittlere Kraftwerksverfügbarkeit und die mittleren Zuflüsse in hydraulische Speicherbecken zu einer synthetischen Situation zusammengefasst.

Zur Sicherstellung der Ergebnisqualität erfolgt nach der Simulation – um einen Lastabwurf in einer der aggregierten Situationen und die damit verbundene Fehleinschätzung der resultierenden Kennzahlen auszuschließen – eine Plausibilitätsprüfung. Wird ein Lastabwurf in einer der aggregierten Situationen identifiziert, wird die Simulation mit vollständiger zeitlicher Auflösung wiederholt.

Voruntersuchungen haben gezeigt, dass das energetische Konzept in Hinblick auf eine Beschleunigung der Simulation – an dieser Stelle ohne die Ergebnishüte zu bewerten – zu bevorzugen ist. Beim Leistungskonzept wird häufig auf die Wiederholung der Simulation ohne Reduktion des Zeitrasters zurückgegriffen, da der Beitrag von Speichern signifikant unterschätzt wird. Hierdurch ist letztendlich nur ein geringer Zeitvorteil in den Simulationen existent und für viele Simulationen wird das vollständige Zeitraster verwendet, was dann entsprechend auch zu identischen Ergebnissen führt. Der Fokus der durchgeführten Simulationen für diese Arbeit liegt entsprechend auf dem energetischen Ansatz.

Der Zeitvorteil kann anschließend – neben einer schnelleren Ergebnisfindung – auch mit dem Ziel einer in besonders kritischen Situationen deutlich detaillierteren Simulation, zum Beispiel durch eine erhöhte Anzahl an Ausfall- oder Wetterjahren oder einer simulierten flussbasierten Kapazitätsvergabe, genutzt werden.

3 Exemplarische Untersuchungen

3.1 Szenario und Eingangsdaten

Für die im Rahmen dieses Beitrages durchgeführten Untersuchungen wurde ein Szenario in Anlehnung an das Szenario des Mid-Term Adequacy Forecast 2016 [4] für das Jahr 2020 parametrisiert. Die installierten Leistungen je Land, die Übertragungskapazitäten und Nachfragezeitreihen wurden aus dem MAF-Szenario übernommen.

Als Eingangsdaten dienen darüber hinaus unter anderem 10 Wetterjahre von einschließlich 2006 bis einschließlich 2015. Die Zeitreihen entstammen dem EMHIRES-Datensatz [5; 6]. In diesen Wetterjahren sind Zeitreihen für die Erzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen enthalten. Darüber hinaus wurden drei Wasserjahre basierend auf einer Datenbank des IAEW ermittelt und die jeweiligen Zuflüssen in hydraulische Speicher und die

Erzeugung von Laufwasserkraftwerken für ein typisches trockenes, mittleres und feuchtes Wetterjahr zusammenstellt. Die Wasserjahre wurden unter anderem anhand der historischen Erzeugung den jeweiligen Wetterjahren zugewiesen.

Die Eingangsdaten zur Ermittlung der Kraftwerkverfügbarkeiten, also insbesondere die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Zuständen „Betrieb“, „Ausfall“ und „Teilausfall“ und die Blockgrößen wurden anhand einer IAEW Datenbank basierend auf Daten des VGB und Veröffentlichungen auf den EEX- und ENTSO-E-Transparency-Plattformen technologieklassenscharf ermittelt. Revisionspläne werden ebenfalls basierend auf den historischen Daten der zuvor genannten Datenbank erstellt.

Zunächst wurde eine Referenzsimulation ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters durchgeführt. Anschließend werden verschiedene Werte für die Anzahl an aggregierten Stunden zusammengefasst, was im folgenden Kapitel näher erläutert wird. Es werden jeweils maximal zwei beziehungsweise vier konsekutive Stunden aggregiert. Für alle Untersuchungen wird das energetische Aggregationskonzept genutzt.

3.2 Untersuchungsergebnisse

Die durchgeführten exemplarischen Untersuchungen zeigen, dass durch die Verwendung des adaptiven Zeitrasters signifikante Rechenzeitvorteile erreicht werden können, wie in Abbildung 6 gezeigt ist. Bevor im Folgenden näher auf die hierdurch verursachten Änderungen der Bewertungsgröße LOLE eingegangen wird, werden die Ergebnisse des Referenzlaufs ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters diskutiert.

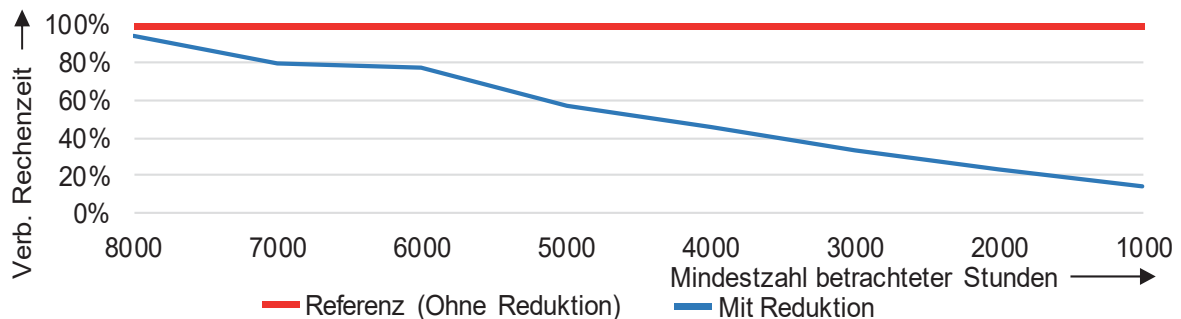


Abbildung 6: Verbleibende Rechenzeit bei Anwendung des adaptiven Zeitrasters (exemplarische Simulation)

In Abbildung 7 ist die Ausprägung der Kennzahl LOLE als Simulationsergebnis für den Basisfall ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters dargestellt. Es erweisen sich ähnliche Länder beziehungsweise Regionen kritisch wie jene im Mid-Term Adequacy Forecast [4]. Abweichungen sind – neben dem unterschiedlichen Verfahrensansatz – vor allem auf Differenzen in den Eingangsdaten, zum Beispiel der Zeitreihen für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und unterschiedliche Annahmen zu den Übergangswahrscheinlichkeiten für die Ausfallsimulation zurückzuführen.

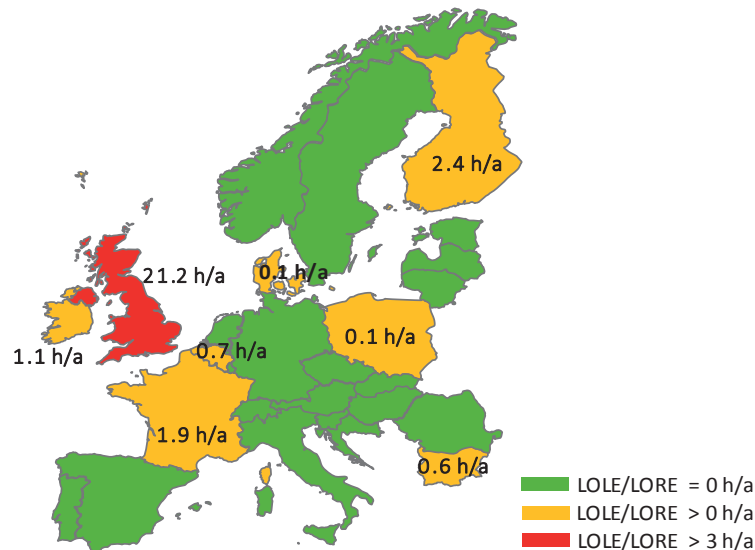


Abbildung 7: LOLE in europäischen Staaten im Referenzfall

In Abbildung 8 ist die Abweichung der Kennzahlen für alle betrachteten Länder bei einer Reduktion um 3000 unkritische auf mindestens 5760 kritische Stunden dargestellt. In dieser Simulation wurden maximal zwei konsekutive Stunden zusammengefasst. Im Mittel ergibt sich über aller Länder bei gleicher Gewichtung eine Abweichung von 0,0 h/a, für Anrainer Österreichs und Deutschlands mit einem LOLE > 0 h/a im Referenzfall eine mittlere absolute Abweichung von 0,2 h/a. Die höchste Abweichung beträgt 0,8 h/a. Die Simulationsdauer lag im Vergleich zum Referenzfall ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters bei circa 30 %.

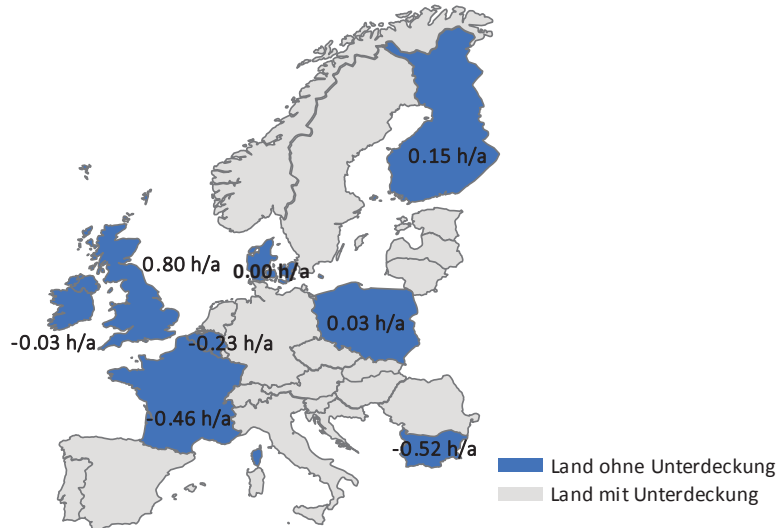


Abbildung 8: Veränderung der Kennzahl LOLE bei Reduktion um 3000 unkritische Stunden auf mindestens 5760 kritische Stunden und Aggregation von maximal zwei konsekutiven Stunden

In Abbildung 9 ist die Abweichung der Kennzahlen für alle betrachteten Länder bei einer Reduktion um 8000 unkritische auf mindestens 760 kritische Stunden dargestellt. In dieser Simulation wurden maximal zwei konsekutive Stunden zusammengefasst. Im Mittel ergibt sich über aller Länder bei gleicher Gewichtung eine Abweichung von -0,1 h/a, für Anrainer Österreichs und Deutschlands mit einem LOLE > 0 h/a im Referenzfall eine mittlere absolute Abweichung von 0,1 h/a. Die höchste Abweichung beträgt -1,1 h/a. Die Simulationsdauer lag im Vergleich zum Referenzfall ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters bei circa 15 %.

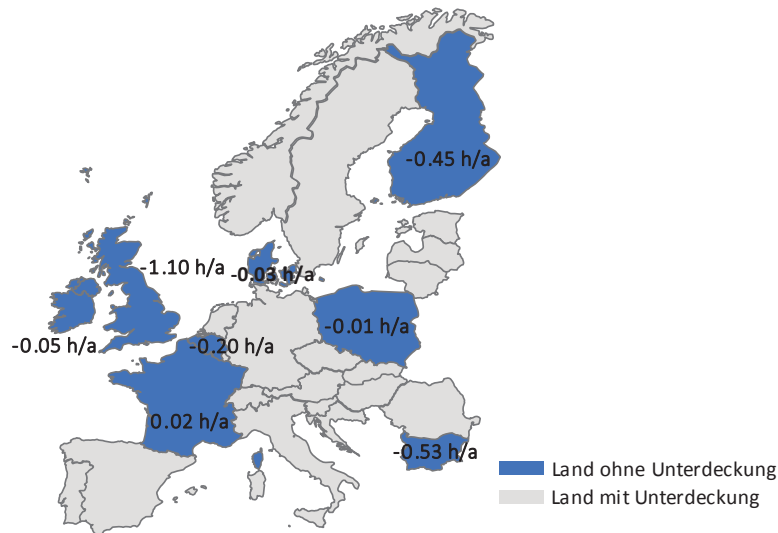


Abbildung 9: Veränderung der Kennzahl LOLE bei Reduktion um 8000 unkritische Stunden auf mindestens 760 kritische Stunden und Aggregation von maximal zwei konsekutiven Stunden

In Abbildung 10 ist die Abweichung der Kennzahlen für alle betrachteten Länder bei einer Reduktion um 3000 unkritische auf mindestens 5760 kritische Stunden dargestellt. In dieser Simulation wurden maximal vier konsekutive Stunden zusammengefasst. Im Mittel ergibt sich über aller Länder bei gleicher Gewichtung eine Abweichung von 0,0 h/a, für Anrainer Österreichs und Deutschlands mit einem LOLE > 0 h/a im Referenzfall eine mittlere absolute Abweichung von 0,1 h/a. Die höchste Abweichung beträgt 1,1 h/a. Die Simulationsdauer lag im Vergleich zum Referenzfall ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters bei circa 20 %.

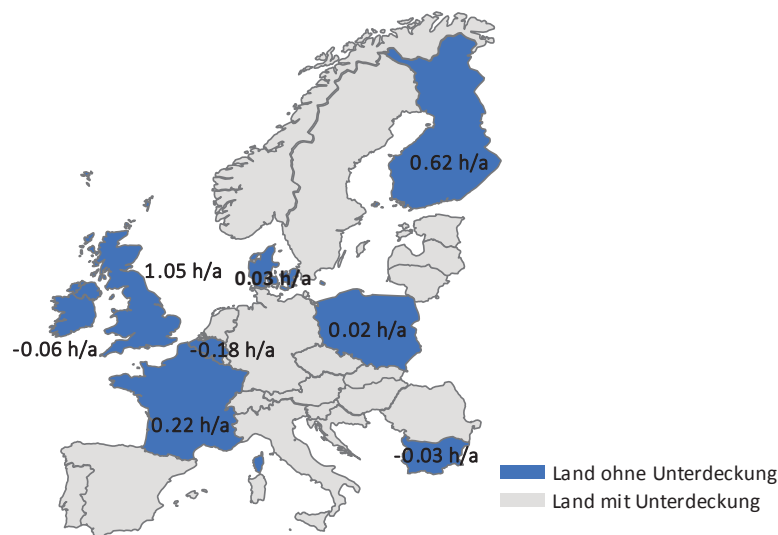


Abbildung 10: Veränderung der Kennzahl LOLE bei Reduktion um 3000 unkritische Stunden auf mindestens 5760 kritische Stunden und Aggregation von maximal vier konsekutiven Stunden

In Abbildung 11 ist die Abweichung der Kennzahlen für alle betrachteten Länder bei einer Reduktion um 3000 unkritische auf mindestens 5760 kritische Stunden dargestellt. In dieser Simulation wurden maximal vier konsekutive Stunden zusammengefasst. Im Mittel ergibt sich über aller Länder bei gleicher Gewichtung eine Abweichung von 0,2 h/a, für Anrainer Österreichs und Deutschlands mit einem LOLE > 0 h/a im Referenzfall eine mittlere absolute Abweichung von 0,1 h/a.

Abweichung von 1,5 h/a. Die höchste Abweichung beträgt 5,1 h/a. Die Simulationsdauer lag im Vergleich zum Referenzfall ohne Anwendung des adaptiven Zeitrasters bei circa 15 %.

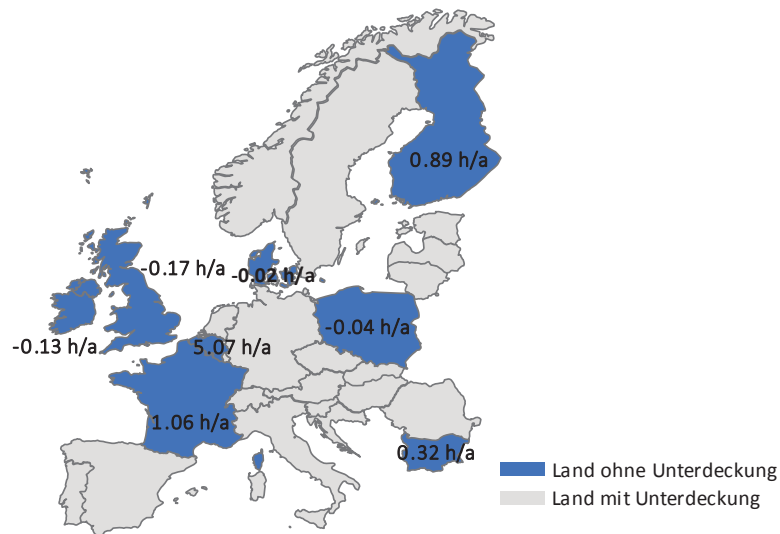


Abbildung 11: Veränderung der Kennzahl LOLE bei Reduktion um 8000 unkritische Stunden auf mindestens 760 kritische Stunden und Aggregation von maximal vier konsekutiven Stunden

Die Abweichung scheint dabei in Ländern mit bereits hohen Kennzahlen im Basisfall auch absolut etwas höher zu sein. Dies wird insbesondere am Beispiel Großbritanniens deutlich. Zunächst ist dies auf den vergleichsweise gering dimensionierten Kraftwerkspark – der MAF geht von einem Kraftwerkspark ohne Kapazitätsmarkt aus, in der Realität wäre also eine höhere installierte thermische Kraftwerksleistung zu erwarten – zurückzuführen. Insbesondere am Beispiel Großbritanniens ist dies jedoch auch auf Tatsache zurückzuführen, dass die Residuallast aufgrund der Lage in einer anderen Zeitzone eine leicht geringere Gleichzeitigkeit mit Kerneuropa aufweist und somit kritische Stunden ggfs. vom Modell nicht optimal abgeschätzt werden können.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass durch Anwendung des vorgestellten, adaptiven Zeitrasters erhebliche Vorteile in Bezug auf die Rechenzeit zu erwarten sind und der Einfluss auf die Ergebnisgröße LOLE dabei vergleichsweise gering ist. Insbesondere bleiben identische Länder bzw. Regionen kritisch: Weder tritt in einem Land eine Nachfrageunterdeckung auf, in der im Referenzfall keine Unterdeckung auftritt, noch kommt es dazu, dass sich in einem Land welches im Referenzfall eine $LOLE > 0$ h/a hat, bei Anwendung des adaptiven Zeitrasters eine $LOLE = 0,0$ h/a einstellt.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund klimapolitischer Ziele ist ein weiterer Zubau von EE-Anlagen mit dargebotsabhängiger Einspeisung zu erwarten. Stilllegungen thermischer Kraftwerkskapazitäten aufgrund politischer Entscheidungen oder wirtschaftlichen Situationen rückt die Frage der Versorgungssicherheit verstärkt in den Mittelpunkt aktueller politischer Diskussionen.

Die europäische Kommission hat hierfür die Anforderungen hinsichtlich der zu verwenden Verfahren festgelegt. Die Verfahren sollen dabei auf Basis von Monte Carlo Simulationen möglichst eine Vielzahl von möglichen Situationen abbilden, die sich aus einer großen Anzahl

an Einflussfaktoren ergeben, um eine möglichst aussagekräftige probabilistische Kennzahl wie bspw. die ‚Loss of load expectation‘ auszuweisen.

Die Anzahl der zu simulierenden Szenarien sowie der Modelldetailgrad steht bei beschränkter Rechenleistung in direkter Konkurrenz zu einander. Im Rahmen dieses Beitrages wurde daher eine Methodik zu Reduktion der Komplexität hinsichtlich der zeitlichen Auflösung in Verfahren zur Versorgungssicherheit entwickelt, um die Simulation eines einzelnen Szenarios zu beschleunigen und somit bei gleicher Nutzung der Rechenressourcen mehr Szenarien rechnen zu können. Die entwickelte Methodik des adaptiven Zeitraster wählt automatisch die mit großer Wahrscheinlichkeit kritischsten Situationen aus und simuliert diese Explizit. Angrenzende Situationen werden aggregiert, sodass die Anzahl an Entscheidungsvariablen reduziert werden können, ohne die intertemporale Kopplung von Speichern zu vernachlässigen. Die Anzahl der explizit zu berücksichtigten Situationen kann dabei als Eingangsdatum vorgegeben werden.

Die exemplarischen Untersuchungen zeigen, dass eine adaptive Vereinfachung in der zeitlichen Granularität lediglich einen geringen Einfluss auf die LOLE aufweist, jedoch signifikant Rechenzeit eingespart werden kann. In künftigen Untersuchungen soll das hier vorgestellte Verfahren erweitert und auch eine Auswertung des Einflusses auf die Kennzahl ENS erfolgen. Darüber hinaus wird der Ansatz die vorgeschaltete Analyse für jedes einzelne Marktgebiet durchzuführen und die dabei je Marktgebiet identifizierten kritischsten Situationen detailliert in die spätere Simulation zu überführen weiter untersucht werden.

5 Literatur

- [1] Europäische Kommission: Proposal for a Regulation of the European parliament and of the council on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC; Brüssel, 2017
- [2] ENTSO-E: Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition; Brüssel, 2017
- [3] D. vom Stein, N. v. Bracht, A. Maaz, A. Moser: Development of Adaptive Time Patterns for Multi-Dimensional Power System Simulations; 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, 2017
- [4] ENTSO-E: Mid-Term Adequacy Forecast 2016 Edition; Brüssel, 2016
- [5] Europäische Kommission: EMHIRES dataset: Wind power generation. European Meteorological derived High resolution RES generation time series for present and future scenarios; 2016; Online:
http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103442/jrcreport_20161108_lastversion.pdf
- [6] Europäische Kommission: EMHIRES dataset: Solar Power generation. European Meteorological derived High resolution RES generation time series for present and future scenarios; 2017; Online:
http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC106897/emhirespv_gonzalezaparcioetal2017_newtemplate_corrected_last.pdf