

# Konsultationsdokument zur Berechnungsmethode des Mindestkapazitätsbedarfs (Minimum Capacity Need)

gem. Art. 21 (4)(a) ACER Decision VoLL/CoNE/RS vom 2. Oktober 2020

11.05.2021

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

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: [Versorgungssicherheit@BNetzA.DE](mailto:Versorgungssicherheit@BNetzA.DE)

## Hintergrund

Die Versorgungssicherheit am Strommarkt ist ein wertvolles Gut und wird gemäß §51 EnWG fortlaufend im Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom überwacht<sup>1</sup>. Seit Anfang 2021 ist hierfür die Bundesnetzagentur zuständig. Im Rahmen des Monitorings ist die Bestimmung zweier Indikatoren vorgegeben<sup>2</sup>:

1. LoLE (Loss of Load Expectation [h/a]): Der LoLE ist die erwartete Anzahl an Stunden eines Jahres, in denen die Nachfrage am Strommarkt nicht vollständig gedeckt werden kann. Dieser Indikator wird zumeist zur Quantifizierung des Versorgungssicherheitsniveaus (VS-Niveau) genutzt.
2. EENS (Expected Energy Not Supplied [MWh]): Der EENS ist die erwartete nachgefragte Energiemenge, die innerhalb eines Jahres nicht gedeckt werden kann.

Zur Bewertung, ob sich die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden (LoLE) in einer volkswirtschaftlich angemessenen Größenordnung bewegt, ist die Ermittlung eines geeigneten Schwellenwertes nötig. Dieser Schwellenwert wird als Zuverlässigkeitsstandard (engl.: Reliability Standard, RS) bezeichnet. Der Zuverlässigkeitsstandard gibt jene Anzahl erwarteter unterdeckter Stunden an, deren Deckung nur zu Kosten erfolgen könnte, die die (unflexiblen) Stromkonsumenten maximal noch bezahlen würden. Für eine dann noch kleinere Anzahl unterdeckter Stunden wären die Kosten noch höher, aber die Zahlungsbereitschaft nicht mehr vorhanden. Die Zahlungsbereitschaft entspricht dem "Wert der nicht gedeckten Last" (Value of Lost Load, VoLL), und ist derjenige Geldbetrag, den die (unflexiblen) Stromkonsumenten noch bereit wären zu zahlen, um eine Nichtversorgung zu vermeiden.

Das Zusammenspiel aus Zahlungsbereitschaft und Kosten zur Deckung der Nachfrage kann sich so vergegenwärtigt werden: Jede nicht vom Markt gedeckte Nachfrage, die bedient werden soll, kostet Geld, da die Erschließung von weiterem Lastverschiebepotential (z.B. in der Industrie) oder der Neubau eines Gaskraftwerks Investitions- und Betriebskosten (Cost of new Entry, CoNE) mit sich bringt. In einer Situation, in der die Kosten der Erschließung die Zahlungsbereitschaft überschreiten, wäre es sinnvoller eine gewisse Anzahl an unterdeckten Stunden hinzunehmen. Der Zuverlässigkeitsstandard gibt nun den Grenzfall an, wo sich Zahlungsbereitschaft und Kosten der Erschließung entsprechen.

Für die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards finden sich im EU-Recht Vorgaben (siehe Annex I der Acer-Decision 23/2020 vom 2. Oktober 2020<sup>3</sup> (ADA-I)). Hierbei ist ein wesentlicher Bestandteil die Bestimmung des Mindestkapazitätsbedarfs. Der **Mindestkapazitätsbedarf** (Minimum Capacity Need, MCN) gibt den Umfang an Leistung an, die nötig ist, um ausgehend von einem Ist-Zustand das

---

<sup>1</sup> Für die Grundlagen des Monitorings der Versorgungssicherheit und die dort angewendeten Methoden und Modelle sei auf den aktuell vorliegenden Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit des BMWi verwiesen.

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.html>

<sup>2</sup> § 51 Abs. 4a EnWG i.V.m. Art. 23 Abs. 6 lit. j) Strombinnenmarkt-VO bzw. VO (EU) 2019/943

<sup>3</sup> "ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I" (2nd October 2020)

volkswirtschaftlich optimale VS-Niveau zu erreichen. Eine konkrete Methode zur Bestimmung des Mindestkapazitätsbedarfs enthält die Acer Decision bzw. der Annex I jedoch nicht.

## Konsultationsauftrag

Auf Grundlage der Vorgaben im Annex I in der Acer Decision zur Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards durch den Mindestkapazitätsbedarf, lassen sich u.a. drei Methoden zur Berechnung des Mindestkapazitätsbedarfes aufstellen, die die Kosten-Nutzen-Abwägung berücksichtigen. Diese werden im Folgenden erläutert (von der geringsten bis zur höchsten Komplexität) und gemäß Art. 21 (4) ADA-I durch die Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Im Rahmen der Konsultation bittet die Bundesnetzagentur um Stellungnahme zu den folgenden Fragen:

1. Welche der unten dargestellten Methoden erachten Sie als angemessen zur Bestimmung des Mindestkapazitätsbedarfs?
2. Welche Schwächen sehen Sie bei den jeweiligen Methoden?
3. Schlagen Sie eine andere Methode vor?

Ihren **Konsultationsbeitrag** schicken Sie bitte bis inkl. 11.06.2021 an: Versorgungssicherheit@BNetzA.DE

## Grundlagen

Zur Deckung der Nachfrage stehen verschiedene Referenztechnologien (RT) zur Verfügung, die sich in Zubaupotential und jährlichen Kosten (CoNE [€/MWa]) unterscheiden. Werden die Kosten einer Technologie ins Verhältnis zur Zahlungsbereitschaft der (unflexiblen) Stromkonsumenten (VoLL [€/MWh]) gesetzt, ergibt sich für jede Technologie die wirtschaftlich effiziente Anzahl unterdeckter Stunden pro Jahr (LoLE\_RT [h/a]), d.h. es müssen pro Jahr im Mittel mindestens so viele unterdeckte Stunden auftreten, damit sich eine Investition in diese Referenztechnologie lohnt. Das entspricht formal der folgenden Gleichung:

$$LoLE_{RT} = \frac{CoNE_{RT}}{VoLL} [h/a]$$

Prinzipiell treten die Technologien entsprechend ihrer Kosten in den Markt ein, beginnend mit der günstigsten. Da die wirtschaftlich effiziente Anzahl unterdeckter Stunden pro Jahr (LoLE\_RT) direkt von den Kosten abgeleitet ist, können die Technologien entsprechend dieser Werte geordnet werden. Unter Berücksichtigung des Zubaupotentials je Technologie ergibt sich eine Ressourcenpotentialfunktion, die ein wesentlicher Teil zur Bestimmung des Mindestkapazitätsbedarfes ist. An folgendem Beispiel soll sie erläutert werden:

Es gibt drei verfügbare Referenztechnologien RT1, RT2 und RT3. Die Referenztechnologien RT1 und RT2 sind unterschiedliche Möglichkeiten von Lastverschiebungen (Demand Side Management; DSM). Lastverschiebepotential ist zumeist mit niedrigen Investitions- und hohen Betriebskosten verbunden und

weist ein vergleichsweise geringes Potential auf. In diesem Beispiel hat die Referenztechnologie RT1 ein verfügbares Potential in Höhe von 500 MW bei jährlichen Investitions- und Betriebskosten (CoNE) von 10.000 €/MWh (Euro pro Megawatt und Jahr). Referenztechnologie RT2 hat ein verfügbares Potential in Höhe von 1.000 MW sowie jährlichen Kosten in Höhe von 30.000 €/MWh. Zusätzlich steht mit Referenztechnologie RT3 ein Gaskraftwerkneubau mit unbegrenztem Potential und Investitions- und Betriebskosten von 50.000 €/MWh zur Verfügung.

Die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung einer Unterdeckung (VoLL) hat eine Höhe von 10.000 €/MWh. Damit ergeben sich für die drei Referenztechnologien RT1, RT2 und RT3 jeweils die folgenden wirtschaftlich optimalen Lastunterdeckungsdauern (LoLE\_RT):

$$LoLE_{RT1} = \frac{10.000 \text{ [€/MWh]}}{10.000 \text{ [€/MWh]}} = 1 \text{ [h/a]}$$

$$LoLE_{RT2} = \frac{30.000 \text{ [€/MWh]}}{10.000 \text{ [€/MWh]}} = 3 \text{ [h/a]}$$

$$LoLE_{RT3} = \frac{50.000 \text{ [€/MWh]}}{10.000 \text{ [€/MWh]}} = 5 \text{ [h/a]}$$

Das Beispiel zeigt, dass höhere Investitionskosten mit einer höheren technologiespezifischen Lastunterdeckungsdauer einhergehen. Erst ab einer gewissen Anzahl unterdeckter Stunden ist die Investition sinnvoll bzw. je höher die Kosten sind, desto mehr unterdeckte Stunden würden die (unflexiblen) Stromkonsumenten in Kauf nehmen.

Die technologiespezifischen Lastunterdeckungsdauern (LoLE\_RT Werte) definieren eine Stufenfunktion, wie sie in Abbildung 1 dargestellt ist. Die Stufenfunktion zeigt das jeweils verfügbare Potential (y-Achse) und die korrespondierende Lastunterdeckungsdauer (x-Achse) und wird als Ressourcenpotentialfunktion bezeichnet.

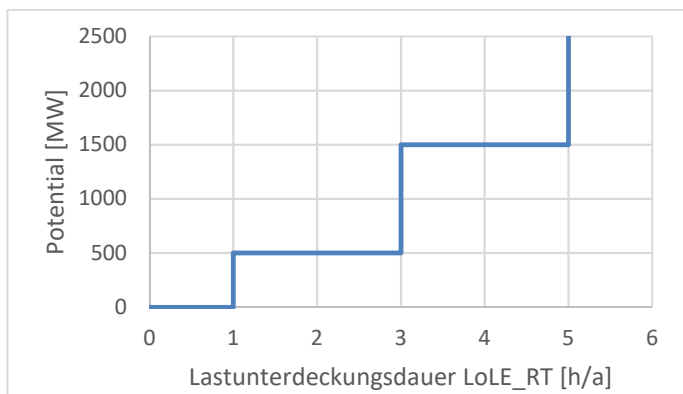


Abbildung 1: Ressourcenpotentialfunktion der Referenztechnologien RT1, RT2 und RT3

Die Referenztechnologie RT1 besitzt ein Potential von 500 MW, RT2 zusätzlich eines von 1.000 MW. Das Potential von Referenztechnologie RT3 ist unbegrenzt, daher macht die Kurve bei 5 h/a keinen weiteren Knick nach rechts, sondern verläuft senkrecht nach oben. Insgesamt ließe sich also mit den Referenztechnologien RT1 und RT2 eine Unterdeckung von 1.500 MW ausgleichen. Aufgrund der höheren Kosten von Referenztechnologie RT2 wäre eine höhere erwartete Lastunterdeckungsdauer (hier

3 h/a) wirtschaftlich optimal. Anhand dieser Überlegung ist ersichtlich, dass es einen Zusammenhang zwischen Mindestkapazitätsbedarf und Zuverlässigkeitsstandard gibt: Für einen beispielhaften Mindestkapazitätsbedarf in Höhe von 1.000 MW ergibt sich der Zuverlässigkeitsstandard (RS [h/a]) als Schnittpunkt mit der Ressourcenpotentialfunktion in Höhe von 3 h/a (siehe roter Punkt):

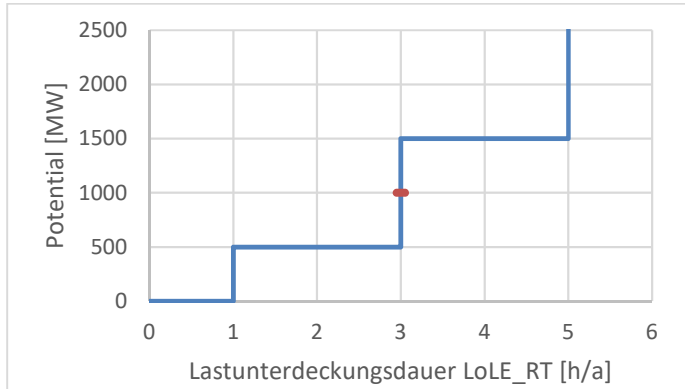


Abbildung 2: Schnittpunkt (roter Punkt) von Ressourcenpotentialfunktion mit beispielhaften MCN

## Methoden

Zur Bestimmung dieses Schnittpunkts (von Mindestkapazitätsbedarf und Ressourcenpotentialfunktion) und damit zur Bestimmung des Mindestkapazitätsbedarfs, woraus sich unmittelbar auch der Zuverlässigkeitsstandard ergibt, werden im Folgenden drei Methoden vorgestellt. Sie unterscheiden sich in Komplexität und Genauigkeit.

Die folgenden Methoden werden anhand dieser beispielhaften Werte der stündlichen nichtgedeckten Nachfrage (einer Jahresberechnung) veranschaulicht, wobei von insgesamt fünf unterdeckten Stunden ausgegangen wird: 1.500 MWh, 1.500 MWh, 750MWh, 750 MWh, 500 MWh. Der Erwartungswert der nichtgedeckten Nachfrage des gesamten Jahres (EENS) ergibt sich damit als 5.000 MWh/a.

### Methode 1

Von den vorgestellten Methoden ist diese die einfachste zur Berechnung des Mindestkapazitätsbedarfes. Der Ablauf ist wie folgt: Die Berechnung des Strommarktmodells (als Teil des Monitorings der Versorgungssicherheit) liefert die stündliche Zeitreihe der nichtgedeckten Nachfrage und daraus wird die mittlere fehlende Leistung (der unterdeckten Stunden) bestimmt. Dieser Wert wird durch die Division von erwarteter nichtgedeckter Nachfrage (EENS) und erwarteter Anzahl unterdeckter Stunden (LoLE) der Modellrechnung bestimmt und entspricht einem konstanten Mindestkapazitätsbedarf. Grafisch lässt sich dieser Wert als horizontale Linie interpretieren, siehe Abbildung 3. Der Schnittpunkt mit der Ressourcenpotentialfunktion spiegelt die günstigsten Technologien wider, die den Bedarf decken könnten.

Demgegenüber wird nicht auf den Extremwert der unterdeckten Stunden als Schätzer für den Mindestkapazitätsbedarf abgestellt, da in einem wahrscheinlichkeitsbasierten Modell auch sehr unwahrscheinliche Fälle in einer Stunde auftreten können (z.B. fallen alle Kraftwerke aus). Stattdessen wird der Mittelwert gewählt, weil er das Ereignis widerspiegelt, das mit der höchsten Wahrscheinlichkeit eintreten wird.

Basierend auf den eingeführten Beispielwerten ergibt sich ein Erwartungswert der stündlich fehlenden Leistung von 1.000 MW. Das entspricht unmittelbar dem Mindestkapazitätsbedarf:

$$MCN = \frac{EENS}{LoLE} = \frac{5.000 \text{ [MWh/a]}}{5 \text{ [h/a]}} = 1.000 \text{ [MW]}$$

Zur Deckung dieses Mindestkapazitätsbedarfs reicht das Potential der ersten Referenztechnologie RT1 in Höhe von 500 MW nicht aus, sodass hier zusätzlich noch 500 MW vom Potential der Referenztechnologie RT2 genutzt werden muss. Demnach reichen die zwei günstigsten Technologien zur Deckung des Mindestkapazitätsbedarfes aus. Der Zuverlässigkeitsstandard entspricht daher der technologiespezifischen Lastunterdeckungsdauer von Referenztechnologie RT2 in Höhe von 3 h/a (=  $LoLE_{RT2}$ ), siehe auch nochmal Abbildung 3.

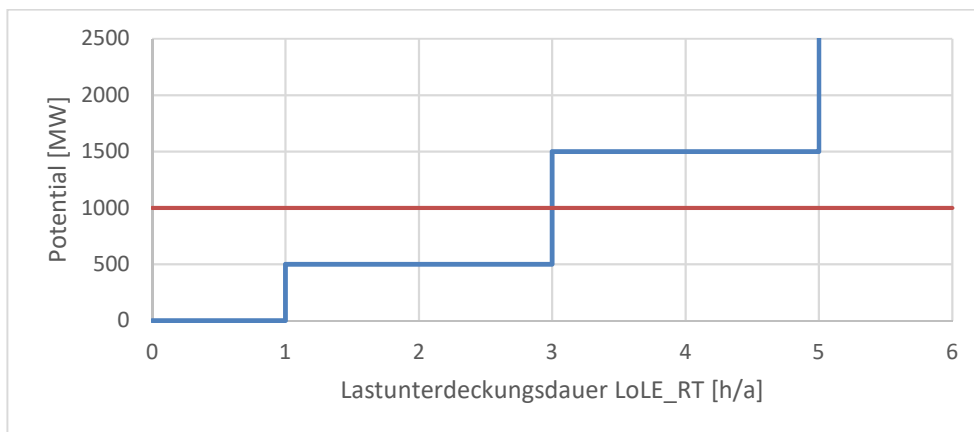


Abbildung 3: Konstanter Mindestkapazitätsbedarf (rot), Ressourcenpotentialfunktion (blau), resultierender Zuverlässigkeitsstandard mit 3 h/a

Der Vorteil dieser Methode liegt in der einfachen Handhabbarkeit und der leichten Nachvollziehbarkeit der einzelnen Schritte. Nachteilig an der Methode ist, dass wegen des konstanten Mindestkapazitätsbedarfes keine dezidierte Kosten-Nutzen-Abwägung bei der Berechnung des Mindestkapazitätsbedarfes sowie des Zuverlässigkeitsstandards stattfindet.

## Methode 2

Die Methode 2 stellt eine Weiterentwicklung gegenüber Methode 1 dar, da sie eine statische Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen Mindestkapazitätsbedarf und Zuverlässigkeitsstandard vornimmt. Dies wird dadurch erreicht, dass nicht mehr über alle stündlichen nichtgedeckten Energiemengen gemittelt

wird, sondern die einzelnen stündlichen Leistungswerte betrachtet werden<sup>4</sup>. Grafisch lässt sich das so darstellen: Die Leistungswerte werden der Größe nach absteigend gereiht (das entspricht einer Dauerlinie von links nach rechts) und beginnend vom kleinsten (also von rechts nach links) werden so viele Leistungswerte berücksichtigt, bis es einen Schnittpunkt mit der Ressourcenpotentialfunktion gibt. Dies soll an folgenden Beispiel illustriert werden.

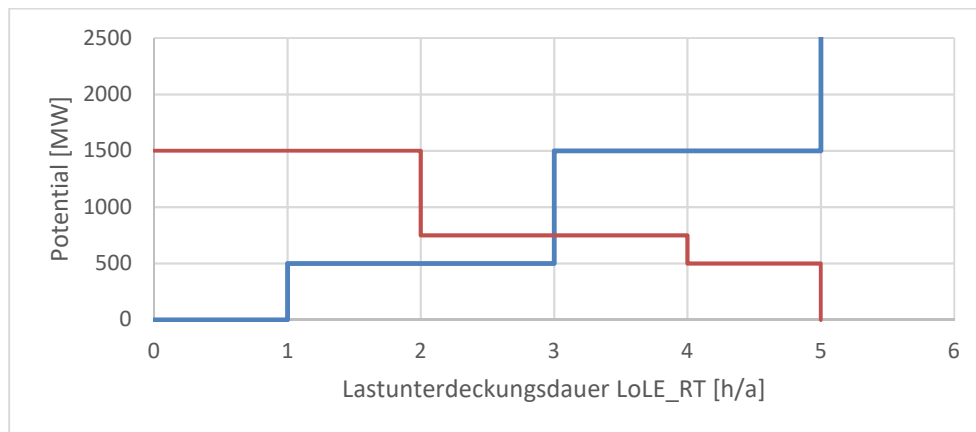


Abbildung 4: Dauerlinie der fehlenden Leistung (rot), Ressourcenpotentialfunktion (blau), resultierender Zuverlässigkeitsstandard mit 3 h/a

Der Schnittpunkt der Dauerlinie der fehlenden Leistung mit der Ressourcenpotentialfunktion entspricht einer Nutzen-Kosten-Abwägung. Daraus folgt der wirtschaftlich optimale Mindestkapazitätsbedarf in Höhe von 750 MW, der hier wie bei Methode 1 mit einem Zuverlässigkeitsstandard in Höhe von 3 h/a korrespondiert, siehe Abbildung 4.

Dieser Vorgang der Schnittpunktbestimmung wird für alle im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit berechneten Jahre eines Szenarios (Monte Carlo Simulation) wiederholt. Für jedes berechnete Jahr wird der Mindestkapazitätsbedarf bestimmt. Der finale Mindestkapazitätsbedarf ergibt sich dann als Mittelwert aller einzelnen Mindestkapazitätsbedarfe.

Der Vorteil dieser Methode liegt gegenüber Methode 1 darin, dass eine statische Kosten-Nutzen Abwägung vorgenommen wird, woraus sich tendenziell ein genauerer Mindestkapazitätsbedarf und über die Schnittpunktbestimmung der Zuverlässigkeitsstandard ergibt. Das Vorgehen ist einfach darzustellen, allerdings kann der Mindestkapazitätsbedarf (MCN) nicht mittels Division berechnet werden, sondern es muss eine komplexere Schnittpunktmethode unter Zugrundelegung der detaillierten Berechnungsergebnisse genutzt werden.

### Methode 3

Die bisherigen beiden Methoden bilden nicht ab, dass Lastverschiebepotential sich nicht zwingend in jeder Stunde gleich auswirken muss, aufgrund von zeitlichen Restriktionen, die die Dauer des Einsatzes

<sup>4</sup> Die stündliche nichtgedeckte Energiemenge wird als mittlere Leistung pro Stunde interpretiert.

beschränken. Beispielsweise kann in der ersten unterdeckten Stunde Lastverschiebepotential zur Senkung der Nachfrage genutzt werden aber nicht in den darauffolgenden unterdeckten Stunden. Zudem könnte es sogar sein, dass die vorher eingesparte Nachfrage in den folgenden unterdeckten Stunden nachgeholt werden muss, sodass sich die Nachfrage noch zusätzlich erhöht. Diese Zusammenhänge werden bei Methode 1 und 2 aufgrund der vereinfachten Herangehensweise nicht beachtet, jedoch bei Methode 3 mittels weiterer Strommarktmodellberechnungen.

Der konkrete Ablauf ist wie folgt: Das Potential wird sukzessive (von der günstigsten zur teuersten Referenztechnologie) erschlossen bzw. zugebaut, und die Auswirkung auf die erwartete Anzahl unterdeckter Stunde mittels Strommarktmodellberechnung festgestellt. Daraus ergibt sich eine Stufenfunktion, die sich aus Kombinationen zugebauter Leistung und resultierender Anzahl unterdeckter Stunden ergibt. Das Ziel ist dann erreicht, wenn sich die Stufenfunktion und die Potentialfunktion schneiden. Daraus ergibt sich der Mindestkapazitätsbedarf sowie der Zuverlässigkeitsstandard.

In Abbildung 5 wird das Vorgehen der Methode 3 veranschaulicht:

- Linkes Teilbild: Die Berechnungen des Monitorings der Versorgungssicherheit führen hier beispielhaft zu einer erwarteten Lastunterdeckungsdauer (LoLE) in Höhe von 5 h/a. Entsprechend der Kosten der einzelnen Referenztechnologien (blaue Linie) wird beispielsweise in 1MW-Schritten zunächst Leistung der günstigen Referenztechnologie RT1 hinzugefügt. Anschließend wird erneut die erwartete Anzahl an unterdeckten Stunden bestimmt. Hier im Beispiel verändern die ersten zugebauten 250 MW von RT1 nicht die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden, diese bleibt bei 5 h/a.
- Mittleres Teilbild: Das nächste zugebaute MW führt dazu, dass die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden von 5 h/a auf 3 h/a sinkt. Dieser Wert ändert sich nicht, wenn auch weitere 149 MW zugebaut werden. Anders gesagt: Die nächsten zugebauten 150 MW von RT1 führen immer zu einer erwarteten Anzahl unterdeckter Stunden in Höhe von 3 h/a.
- Rechtes Teilbild: Das nächste zugebaute MW lässt die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden von 3 h/a auf 2 h/a sinken. Dieser Wert ändert sich mit den weiteren 99 MW nicht. Hier hat Methode 3 das Ziel erreicht, weil es einen Schnittpunkt zwischen der Potentialkurve und der Stufenfunktion gibt, weil der berechnete Wert der erwarteten Anzahl unterdeckter Stunden zwischen der effizienten Anzahl unterdeckter Stunden von RT1 und der nächsten Referenztechnologie RT2 liegt. Hier ist der Nutzen (Unterdeckung wird vermieden) gleich den Kosten (weiterer Zubau). Daraus folgt in Höhe von 500 MW der Mindestkapazitätsbedarf sowie der Zuverlässigkeitsstandard in Höhe von 2 h/a.



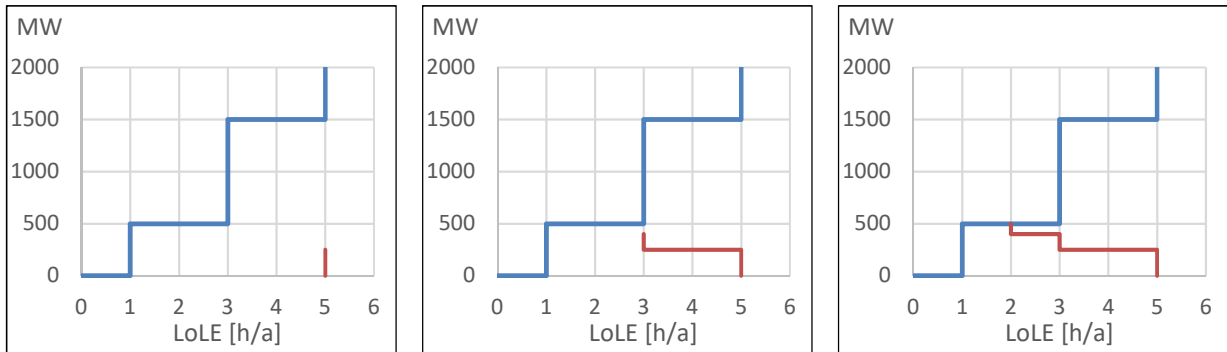


Abbildung 5: Beispielhafter Berechnungsfortschritt der Methode 3

Der wesentliche Vorteil von Methode 3 ist, dass die Berechnung des Mindestkapazitätsbedarfes am genauesten ist, weil alle Rückkopplungseffekte in Folge eines Zubaus mittels Strommarktberchnung berücksichtigt werden. Durch das iterative Vorgehen ist diese Methode jedoch komplexer in der Umsetzung und damit auch in der Erklärung und Anwendung. Die Berechnung des Mindestkapazitätsbedarfes lässt sich nur nachvollziehen, wenn noch weitere Ergebnisse der Strommarktmodellberechnungen zur Verfügung gestellt und ausgewertet werden.