

Kapazitätsermittlung

1. Über Open Grid Europe

Die Open Grid Europe GmbH betreibt das größte und komplexeste Fernleitungsnetz für Erdgas in Deutschland. Die Länge dieses, bis zu 80 Jahre alten, Transportnetzes beträgt heute rund 12.000 km mit über 30 grenz- und marktübergreifenden Einspeisepunkten und über 1.000 Ausspeisepunkten innerhalb und außerhalb Deutschlands. Durch die verschiedenen internationalen und nationalen Gaseinspeisequellen bildet das Netz der Open Grid Europe tatsächlich eine Gasdrehzscheibe für den europäischen Energiebinnenmarkt und bietet Transportwege zwischen den wichtigsten Gashandelsplätzen im Markt.

In Anlehnung an die europäische Verordnung EG 715/2009 möchte Open Grid Europe die im Unternehmen angewendete Methodik der Berechnung der technisch verfügbaren Kapazität einführend einem breiten Publikum erläutern. Aufgrund der Komplexität dieser Thematik wird in dem nachfolgenden Text, in einer vereinfachten Umschreibung über die wichtigsten Annahmen eingegangen. Dieser Text zielt auf ein allgemeines Verständnis und nicht auf eine wissenschaftlich korrekte Darstellung ab.

Um weitere Informationen über das Gasfernleitungsnetz der Open Grid Europe zu erhalten, besuchen Sie bitte unsere Website <http://www.open-grid-europe.com>. Neben zahlreichen weiterklärende Informationen über unser Netz, wie eine Leitungskarte, Darstellung aller Punkte sowie Netzdaten, finden Sie dort auch die von uns angebotenen Dienstleistungen und Produkte sowie die entsprechenden Netzzugangsbedingungen.

2. Die Kapazitätsermittlung von fester, frei zuordenbarer Kapazität

Das Ziel dieser Betrachtung ist es das Maximum an technisch verfügbarer, frei zuordenbarer Kapazität im Netz der Open Grid Europe zu ermitteln. In der Gasnetzzugangsverordnung, im § 8, Absatz 2, wird verfügt, dass die Open Grid Europe, als Fernleitungsnetzbetreiber, frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten haben, die die Nutzung der gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades ermöglichen.

2.1. Lastflusssimulationen und Szenarien

Um die maximal buchbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten an einem Punkt zu ermitteln werden einerseits mögliche Verteilungen des Ausspeiselastflusses im Netz der Open Grid Europe generiert,

andererseits wird im Rahmen von strömungsmechanischen Simulationen geprüft, bei welcher Kombination von Einspeisungen der jeweilige Ausspeiselastfluss ohne das Auftreten von Engpässen versorgt werden kann. Vorhandene kapazitätserhöhende Instrumente, wie z.B. Lastflusszusagen, werden in der Simulation berücksichtigt, da das Ziel und Kernaufgabe des im Folgenden dargestellten Kapazitätsmodells die Berechnung und die Ausweisung der maximal möglichen fest zuordenbaren Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte im Netz der Open Grid Europe, innerhalb des Marktgebiets der NetConnect Germany, ist. Für ein so komplexes und vermaschtes Gastransportnetz wie das Netz der Open Grid Europe stellt insbesondere die freie Zuordenbarkeit der Kapazitäten eine besondere Herausforderung dar.

Um die freie Zuordenbarkeit der Ein- und Ausspeisekapazität zu gewährleisten werden verschiedene Lastflusssituationen, so genannte Szenarien, betrachtet. Hier unterscheidet man zwischen Spitzenlastszenarien (Fokus auf dem Test der maximalen Ausspeiseleistung) und Zwischenlastszenarien (Fokus auf der Prüfung der maximalen Einspeiseleistung). Die Auswahl der Szenarien stellt sicher, dass bei der Kapazitätsberechnung alle Engpässe, die in den verschiedensten Situationen auftreten können, berücksichtigt werden.

Statistische Daten, die aus dem Netz kommen (Flüsse) zusätzlich erweitert durch Temperaturen. Werden aufbereitet, Szenarien generiert und in SIMONE berechnet. Letztendlich wird immer geprüft ob der vorgegebene Fluss physikalisch möglich, also realisierbar ist.

Im Spitzenlastszenario wird alle Ausspeisung (bis auf Einspeicherungen) maximiert. Um eine Maximierung aller Ausspeisungen (insbesondere der temperaturabhängigen) betrachten zu können, werden Spitzenlastszenarien bei Auslegungstemperatur nach DIN EN 12831, d. h. bei den niedrigsten betrachteten Temperaturen, modelliert. Im Spitzenlastfall existiert auf der Einspeiseseite, im Vergleich zu der Ausspeiseseite, ein geringer Kapazitätsüberschuss. Dieser höhere Bedarf auf der Ausspeiseseite führt zu einer geringen Flexibilität der Transportkunden und damit zu einer Einschränkung der Einspeisemöglichkeiten durch den Transportkunden im Netz.

In Zwischenlastszenarien (bei Verwendung von höheren Temperaturen als der Auslegungstemperatur) wird nicht die komplette vermarktete Einspeiseleistung benötigt, um den jeweiligen Ausspeisebedarf zu decken, so dass in Folge auf der Einspeiseseite ein hoher Kapazitätsüberschuss vorliegt. Da bei steigenden Temperaturen der Ausspeiselastfluss sinkt, sind aufgrund der potenziell vorhandenen Preisunterschiede an den verschiedenen Erdgaslieferstellen die von den Transportkunden Einspeisenominierungen nicht mehr zuverlässig prognostizierbar.

Die beiden vorgestellten Szenarien unterscheiden sich demzufolge in der angesetzten Einspeise- und Ausspeiselastflussverteilung. In jedem dieser Szenarien ist der Ausspeiselastfluss eine nahezu konstante Größe.

In der Simulation wird dann geprüft, in welchem Umfang der vorgegebene Ausspeiselastfluss aus dem, im Szenario gewählten, Einspeisepunkten versorgt werden kann. Durch die Szenarienauswahl (z. B. bei unterschiedlichen Außentemperaturen und unterschiedlicher Verteilung des Lastflusses auf die Ausspeisepunkte) ist sicherzustellen, dass bei der Kapazitätsberechnung alle Transportengpässe, die in den verschiedensten Situationen auftreten können, identifiziert und berücksichtigt werden. Da die freie Zuordenbarkeit jedoch die völlige Entkopplung der Einspeise- von der Ausspeiseseite (mit dem Virtuellen Handlungspunkt (VHP) als Mittelstück) vorgibt, muss das Berechnungsmodell in der Lage sein, diese in der Realität gelebte freie Zuordenbarkeit abzubilden.

Mehrere Hunderte Szenarien gibt es für die Gesamtnetzrechnung H- und L-Gas, mit der Betrachtung von 40 Einspeisepunkten und über 1000 Ausspeisepunkten.

Ergänzend zu diesen grundsätzlichen Rahmenbedingungen werden in den folgenden Abschnitten Besonderheiten und Grundsätze bei der Erstellung des Kapazitätsmodells bzw. der Szenarienauswahl und -modellierung im Detail erläutert.

2.2. Klassifizierung der Einspeisepunkte in einem Szenario: Minimale und maximale Einspeisepunkte

Bei Szenarien, in denen der Fokus auf der Überprüfung der Einspeisekapazität liegt, nimmt man in der Regel eine gewisse Flexibilität in der Beschäftigung der Einspeisekapazitäten durch die Transportkunden, an. Für jeden Einspeisepunkt existiert daher eine Auswahl an Szenarien, in denen geprüft wird, welche maximale Kapazität am ausgewählten Einspeisepunkt dargestellt werden kann. In diesen Szenarien wird der ausgewählte Einspeisepunkt im Folgenden als „Maximaler Einspeisepunkt“ (oder abgekürzt *maxEntry*) bezeichnet.

Da die Höhe der Beschäftigung des *maxEntry* in einem solchen Szenario variiert wird um die maximal darstellbare Kapazität an diesem Einspeisepunkt zu ermitteln, muss mindestens ein weiterer Einspeisepunkt als Ausgleichspunkt bestimmt werden, um eine ausgeglichene Flussbilanz zu ermöglichen – im folgenden „Minimaler Einspeisepunkt“ (oder abgekürzt *minEntry*) genannt.

Für die Bestimmung der maximal buchbaren Einspeisekapazität an einem Punkt sind diejenigen Szenarien relevant, in denen dieser Einspeisepunkt als *maxEntry* definiert ist. Maßgeblich für die letztendliche Ausweisung fest frei zuordenbarer Kapazität an dem betrachteten Einspeisepunkt ist das Minimum der sich aus diesen Szenarien ergebenden Werte.

2.3. Klassifizierung der Ausspeisepunkte in einem Szenario: Be- und entlastende Ausspeisepunkte

Um eine so genannte strömungsmechanisch realistisch, restriktive Flusssituation zur Kapazitätsberechnung der *maxEntries* zu verwenden, werden die Ausspeisungen im Rahmen ihres statistischen Bezugs (unter Einbeziehung der Temperatur) für entlastende Ausspeisepunkte (d.h. Ausspeisepunkte, die zwischen den *maxEntries* und dem Engpass im System liegen) minimiert und für belastende Ausspeisepunkte (d.h. Exits, die jenseits des Engpasses liegen) maximiert.

Die Minimierung der Ausspeisekapazität an den entlastenden Ausspeisepunkten führt dazu, dass das Erdgas von den *maxEntries* den maximalen Transportweg zurücklegen muss. Damit wird die Belastung des Netzes der Open Grid Europe erhöht und diejenige Engpasssituation simuliert, die die Einspeisekapazität an den *maxEntries* limitiert. Die Kapazität der *maxEntries* ohne jegliche Zwischenabnahmen an den entlastenden Exits zu berechnen, würde dagegen zu erheblichen Einbußen an fester Entry-Kapazität im Vergleich zu einem Modell mit statistisch unterstellten Abnahmen führen.

3. Temperaturabhängige Last- und Ausspeisemodellierung

Das gesamt betrachtete Gastransportsystem weist, in der Regel, bei kälteren Außentemperaturen eine höhere Gesamtabnahme auf. Da geringe Zwischenabnahmen in der Nähe des betrachteten Einspeisepunktes maßgeblich für die Darstellung fester Einspeisekapazität sind, werden die Szenarien für die Bestimmung der maximalen Einspeisekapazität nicht ausschließlich für extrem kalte Außentemperaturen definiert, sondern auch für Abnahmen mit variierenden Temperaturen. Dadurch kann eine realistische Reduktion der Zwischenabnahmen sichergestellt werden.

Das Abnahmeverhalten im Regionalversorgungsbereich ist in der Regel stark temperaturabhängig, während andere Ausspeisepunkte ein Abnahmeverhalten aufweisen können, welches regelmäßig zwischen Null und dem Vertragswert schwankt. Bei einer fixen Temperatur sind die Schwankungen beim Bezug der Regionalversorger eher gering, da diese wiederum Kunden versorgen, die sich in Summe verlässlich vorhersagbar, also temperaturabhängig, verhalten. Auf der Ausspeiseseite existieren Freiheitsgrade in der Beschäftigung der Ausspeiseverträge bei der Versorgung von Industriekunden und Transitpunkten (Grenz- oder marktgebietsübergreifende Ausspeisepunkte mit nicht temperaturabhängigem Absatz). Dieses unterschiedliche Verhalten wird in der Ausspeisemodellierung der Szenarien berücksichtigt (vgl. Abbildung 1).

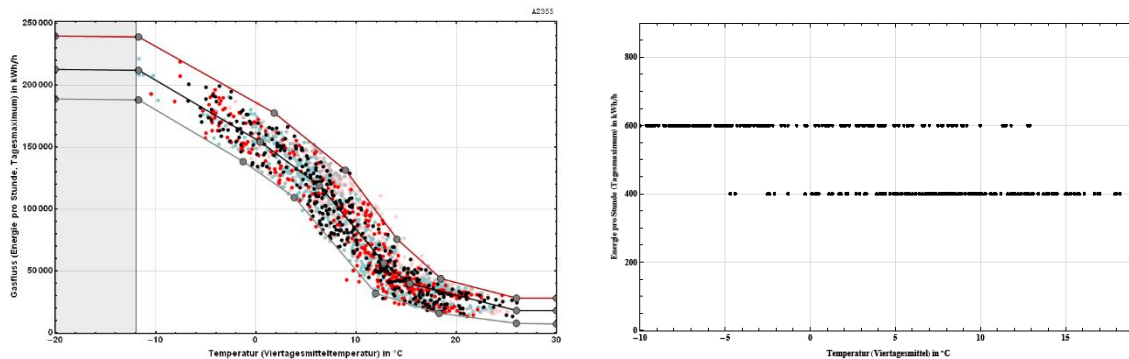


Abbildung 1: Links: Temperaturabhängige Abnahmestruktur (z.B. Stadtwerk) Rechts: Temperaturunabhängige Abnahmestruktur (z. B. Industriekunde)

4. Bildung von „Entry-Gruppen“ bei Zwischenlastszenarien

Bei einem gegebenen Ausspeiselastrfluss wächst die Anzahl möglicher Variationen in der Einspeisung exponentiell mit der Anzahl der Einspeisepunkte. Für das Netz von Open Grid Europe bedeutet dies, dass die Simulation aller theoretisch auftretenden Lastflusssituationen allein aufgrund der hohen Anzahl an Einspeisepunkten in der Praxis nicht umsetzbar ist. Um die Anzahl der zu berechnenden Szenarien zu verringern ist es notwendig aus der Menge aller möglichen Szenarien diejenigen auszuwählen welche die Engpässe im Gastransportnetz abbilden. Deshalb werden Gruppen von Einspeisepunkte, die im strömungsmechanischen Sinne zusammenhängen und zwischen denen in den restriktiven Szenarien keine Transportengpässe bestehen, zu sogenannten „Entry-Gruppen“ zusammengefasst.

Die oben beschriebenen Szenarien treten nur auf falls die notwendige Flexibilität in der Auswahl der zu beschäftigenden Einspeiseleistung existiert. Restriktiv für die feste Einspeisekapazität sind somit in der Regel Szenarien mit nicht maximalem Gasbezug, d.h. bei Außentemperaturen oberhalb der Auslegungstemperatur.

5. Zusammenspiel von Spitzenlast- und Zwischenlastszenarien

Für die Ermittlung der maximal darstellbaren Einspeisekapazität sind Spitzenlastszenarien meist nicht maßgeblich, vielmehr die Zwischenlastszenarien. Dies liegt daran, dass die Einspeisekapazität durch die oben dargelegte Berechnungsweise aufgrund der Zwischenlastszenarien begrenzt ist. Zur Deckung der Bilanz in bestimmten Szenario, in dem die angesetzte Ausspeiseleistung die Summe der festen Einspeisekapazitäten übersteigen sollte, wird die historische Buchungssituation der unterbrechbaren Kapazitäten berücksichtigt.

In den Spitzenlastszenarien tritt in der Regel mit dem höchsten Gasfluss auch die größte Belastung in den Regionalsystemen auf, so dass diese Szenarien häufig restriktiv für die maximal buchbare Ausspeisekapazität sind. Allerdings kann auch ein Zwischenlastszenario restriktiv hierfür sein. Die maximal buchbare Ausspeisekapazität wird daher mit Hilfe der Werte aus den Spitzenlastszenarien und denjenigen Zwischenlastszenarien bestimmt, in denen der betrachtete Ausspeisepunkt als belastend modelliert ist.

6. Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten: fiktive Ein- und Ausspeisungen

Neben den statistischen Auswertungen der Flüsse an den einzelnen Punkten erfolgen im Rahmen des Kapazitätsmodells auch statistische Auswertungen des gleichzeitigen Bezugs an Gruppen von Punkten, die strömungsmechanisch zusammenhängen (sog. Bereiche). Aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten ist der maximale gleichzeitige Bezug einer Gruppe von Punkten in der Regel geringer als die Summe der einzelnen maximalen Abnahmen. Analog ist der minimale gleichzeitige Bezug einer Gruppe von Ausspeisepunkten in der Regel größer als die Summe der einzelnen minimalen Abnahmen.

Um in der Berechnung einen realistischen Druckabfall über eine Leitung zu generieren, darf somit nur der Wert der maximal bzw. minimal gleichzeitig über diese Leitung geflossenen Menge in der Simulation transportiert werden und nicht die Summe der einzelnen maximalen bzw. minimalen Abnahmen der über diese Leitung versorgten Ausspeisepunkte. Durch diese realistisch restriktive Belastung des Systems kann mehr feste Kapazität dargestellt werden als bei einer zu pessimistischen Addition der Einzelabnahmen der versorgten Ausspeisepunkte. Darüber hinaus muss aus Gründen der Versorgungssicherheit zusätzlich noch getestet werden, ob für jeden einzelnen Ausspeisepunkt sein jeweiliger maximaler Bezug dargestellt werden kann. Fiktive Gaseinspeisungen am Abzweig zu den versorgten Ausspeisepunkten führen dazu, dass man in einer Berechnung gleichzeitig den maximalen Fluss auf dem zuführenden Leitungssystem und die maximalen einzelnen Bezüge (für alle dem Abzweig nachgelagerten Ausspeisepunkten) simulieren zu können. Durch die fiktive Einspeisung von Gasmengen wird eine – ansonsten notwendige – Vervielfachung der Szenarien vermieden.

In analoger Weise sorgen fiktive Ausspeisungen für eine realistische Belastung des Transportsystems, da der zeitgleiche minimale Bezug einer Gruppe von Ausspeisepunkten in der Regel größer ist als die Summe der einzelnen Minimalbezüge. In dem man für eine Gruppe von entlastend modellierten Punkten den zeitgleichen minimalen Bezug berücksichtigt kann ein Maximum an fest frei zuordenbarer Einspeisekapazität ermittelt werden.

7. Abbildung von Hybridpunkten in den Szenarien

An einigen Stationen (z.B. Speichern) kann belastungsabhängig Gas entweder in das Netz eingespeist oder aus dem Netz ausgespeist werden. Die beiden dort vorhandenen Punkte (Entry und Exit) werden zu einem Paar zusammengefasst als Hybridpunkt bezeichnet. Die Hybridpunkte erfordern eine Betrachtung in zwei verschiedenen Szenarien: als Entry in dem einen und als Exit in dem anderen Szenario. Die Anzahl der restriktiven Szenarien kann sich also – im ungünstigsten Fall – pro Hybridpunkt verdoppeln und müssen betrachtet werden. Dadurch wird das Set an betrachteten Szenarien vervollständigt und man hat umfänglich die Gesamtnetzbetrachtung abgeschlossen.

8. Umgang mit frei zuordenbaren Kapazitäten in Marktgebietskooperationen

Besteht ein Marktgebiet aus Netzen mehrerer Partner, so werden die Flüsse an den Kopplungsstellen zu den Partnern im Rahmen der in der MGKO abgestimmten Grenzen berücksichtigt, sofern nicht bereits eine gemeinsame Kapazitätsrechnung erfolgt (mit ENI und GRTgaz). Im ersten Fall werden die Kapazitäten an den Übergabestationen zu den Netzen der Partner im Rahmen des oben skizzierten Modells analog zu den für Kunden buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten berücksichtigt. Im zweiten Fall erfolgt die Kapazitätsberechnung für die Netze mehrerer Partner gleichzeitig. Die ermittelten Kapazitäten müssen dann im Nachgang auf die Partner aufgeteilt werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass diese Kapazitäten im gesamten Marktgebiet – d.h. auch über Eigentumsgrenzen hinweg – frei zuordenbar sind.

1. Beispiel:

Die zuvor beschriebene Berechnungsmethode zur Ermittlung der festen Kapazität wird anhand des folgenden Beispiels vorgestellt (siehe Abbildung 2).

Das Netz besteht aus zwei Einspeisepunkten E_1 und E_2 und zwei Ausspeisepunkten A_1 und A_2 . Darüber hinaus verfügt es über einen physikalischen Engpass, an dem zur besseren Nachvollziehbarkeit, im Folgenden in eckigen Klammern die maximal mögliche Transportmenge angegeben wird. In den folgenden Beispielen wird, zur besseren Übersicht, die Buchung an den Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten durch runde Klammern eingeschlossen und die im Szenario angesetzte mögliche Nominierungen durch den Transportkunden ohne weitere Kennzeichen an den Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten geschrieben. Zur Vereinfachung wird die Ausspeiselast als nicht temperaturabhängig angenommen.

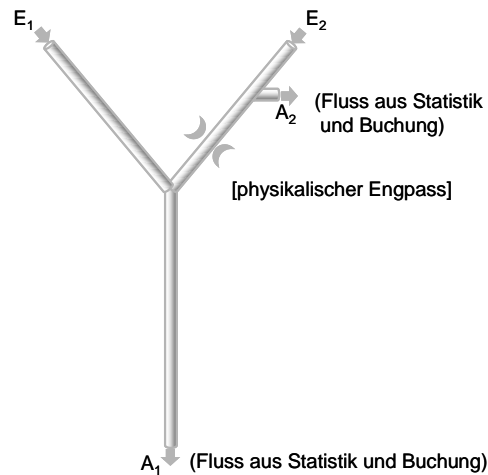


Abbildung 2: Notation am Beispiel eines Y – Netzmodells

2. Beispiel: Strömungsmechanische Berechnung der festen frei zuordenbaren Einspeisekapazität für eine Lastsituation

Zur Berechnung der maximalen festen frei zuordenbaren Kapazität (FZK) wird dem in Abbildung 2 dargestellten Netz eine Lastsituation zugeordnet. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Buchungen sowie von historischen (temperaturabhängigen) Flussdaten der Ausspeisepunkte.

In diesem Erläuterungsbeispiel beträgt der Bedarf am Ausspeisepunkt A_1 zwischen 1000 und 1500 Flusseinheiten und am Ausspeisepunkt A_2 zwischen 100 und 150 Flusseinheiten.

Die feste FZK am Ausspeisepunkt E_1 wird in einem Zwischenlastszenario ermittelt. Diese Vorgehensweise ist dem linken Bild der Abbildung 3 zu entnehmen. Der zwischen dem Einspeisepunkt E_1 und dem Engpass liegende Ausspeisepunkt A_1 wird als entlastender Einspeisepunkt mit seinem minimalen Bezug in Höhe von 1000 Flusseinheiten angesetzt, während der hinter dem Engpass liegende Ausspeisepunkt A_2 als belastender Ausspeisepunkt mit seinem maximalen Bezug in Höhe von 150 Flusseinheiten berücksichtigt wird. Der Gesamtabsatz in diesem Szenario beträgt somit 1150 Flusseinheiten.

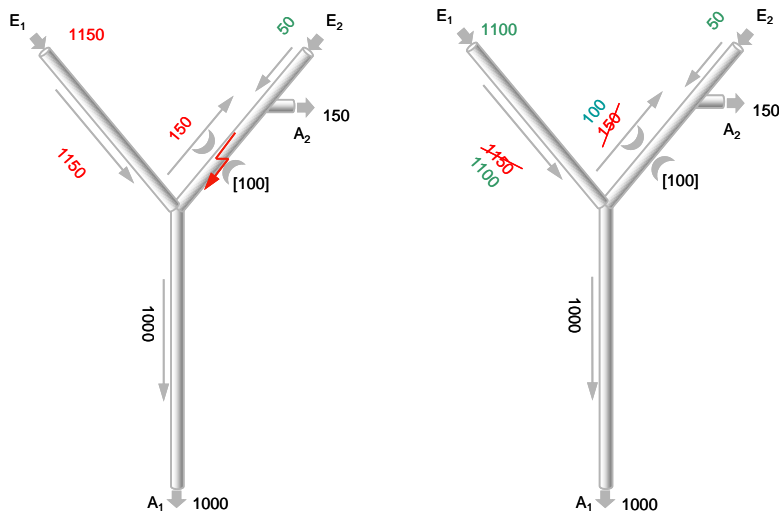


Abbildung 3: Darstellung der Flusssituation zur Bestimmung der TVK des Entries E₁

Aufgrund eines vorhandenen physikalischen Engpasses im betrachteten Netzausschnitt, über den nur 100 Flusseinheiten (in beide Richtungen) transportiert werden können, folgt, dass in diesem Szenario eine vollständige Versorgung der Exit-Last durch den Entry E₁ nicht möglich ist (siehe linkes Bild der Abbildung 3). Zur Deckung des Absatzes ist die Beschäftigung eines ausgleichend wirkenden Einspeisepunktes (*minEntry*) notwendig, über den ein Fluss in Höhe von 50 Flusseinheiten in das Netz eingespeist werden muss (siehe rechtes Bild der Abbildung 3).

Die Berechnung der maximalen festen FZK des Einspeisepunktes E₂ erfolgt analog zu der oben beschriebenen Vorgehensweise in einem Szenario, in dem der Einspeisepunkt A₂ entlastend und der Ausspeisepunkt A₁ belastend modelliert wird. In diesem Szenario wird dann geprüft, welche Leistung am Einspeisepunkt E₂ maximal dargestellt werden kann, ohne den Fluss am Engpass zu überschreiten. Der Einspeisepunkt E₁ dient in diesem Szenario als ausgleichend wirkender Einspeisepunkt *minEntry*.

Zusammenfassend erhält man für diese Lastsituation eine maximale feste FZK am Einspeisepunkt E₁ in Höhe von 1100 Flusseinheiten und am Einspeisepunkt E₂ in Höhe von 200 Flusseinheiten.

An den Einspeisepunkten kann jedoch zusätzlich unterbrechbare Kapazität gebucht werden, da durch den Netzbetreiber im Bedarfsfall eine Reduktion der Einspeisung auf den festen Kapazitätswert vorgenommen werden kann. Das Vorgehen zur Ermittlung der maximalen festen Kapazität wurde speziell nur für die frei zuordenbaren Kapazitäten beschrieben.