



1. Einleitung

Das Ausmaß der möglichen Konsequenzen der globalen Erwärmung führt zur Frage, wie diese verhindert oder ihre Folgen zumindest gemildert werden können. Die Grenze von tolerablem zu gefährlichem Klimawandel wird politisch beispielsweise von der Europäischen Union mit einer Erwärmung um höchstens 2°K benannt. Auch der Wissenschaftliche Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung empfiehlt, sich diesem Ziel anzuschließen. Zu den katastrophalen Folgen des ungebremsten Klimawandels gehören ein häufiges Auftreten extremer Wetterereignisse, der Anstieg des Meeresspiegels und der Verlust von Ökosystemen in großem Maße.

Die Erkenntnis, dass anthropogen erzeugtes CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe ein wesentlicher Treiber der globalen Erwärmung ist, hat in den vergangenen Jahren zu einem beispiellosen Umbruch in der gesellschaftlichen und politischen Wahrnehmung und auch Bewertung der Energieerzeugung geführt. Darunter stellen energiebedingte Treibhausgasemissionen mit 80 % nach wie vor den überwiegenden Teil aller Emissionen dar, wobei die Strom- und Wärmeerzeugung der Sektor mit den höchsten Emissionen ist [EUUM08].

1.1 Ausgangssituation

Primärenergieeinsparungen bzw. Effizienzsteigerung können an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungskette erzielt werden [WUPP14]:

- Bei der Energiebereitstellung sind es erneuerbare Energien sowie Wirkungsgradverbesserung in der konventionellen Stromerzeugung
- Bei der Energieübertragung und -verteilung sind es beispielsweise Effizienzsteigerung der Transformatoren, Systemoptimierung, Leitungsisolierung in Wärmenetzen, ...



- Beim Energieverbrauch sind es beispielsweise intelligente Verwendung von Energie ohne Abstriche am gewünschten Energienutzen (Energiesparen durch gesteigerte Endenergieeffizienz), Wechsel zu einem Energieträger mit einer kleineren Nutzung von Primärenergieträger (Einsparen durch Substitution) oder Verzicht auf bestimmte energierelevante Produkte und Dienstleistungen

Eine große Herausforderung dabei liegt in der Integration der erneuerbaren Energieanlagen im bestehenden Stromverbundnetz. In Deutschland ist das Ziel gesetzlich verankert worden, bis spätestens zum Jahr 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch auf mindestens 35 Prozent zu steigern. Bis spätestens zum Jahr 2050 soll dieser Anteil mindestens 80 Prozent betragen (vergleiche Tabelle 1-1).

	EE - Anteil am Stromverbrauch	EE - Anteil am Brutto-Endenergieverbrauch
2020	mind. 35%	18%
2030	mind. 50%	30%
2040	mind. 65%	45%
2050	mind. 80%	60%

Tabelle 1-1: Zielsetzung der Bundesregierung für die erneuerbaren Energien [BMUB11a]

Neben den Treibhausgasemissionen hat der Ausstieg aus der Kernenergie aufgrund der Atomkatastrophe von Fukushima besonders stark an Bedeutung zugenommen. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung in 2011 beschlossen, die zu diesem Zeitpunkt acht ältesten Kernkraftwerke sofort und die restlichen Kernreaktoren bis zum Jahr 2022 abzuschalten [FZUW13]. Da sich Kernkraftwerke aufgrund ihrer Kostenstruktur sowie Sicherheitsaspekte sehr gut zur Grundlastversorgung mit wenigen Lastprofilschwankungen eignen, stellt die neue Situation eine große Herausforderung für die Versorgungssicherheit des gesamten Kraftwerksparks dar. Andererseits sind die Braunkohlekraftwerke als Alternative zur Grundlastversorgung mit großen spezifischen CO₂-Ausstößen



verbunden. Im Vergleich mit fast CO₂-neutralen Kernkraftwerken bedeutet dies eine deutliche Verschlechterung der Gesamtemissionen zur Aufrechterhaltung derselben Versorgungssituation.

Darüber hinaus stehen die erneuerbaren Energiequellen mit den größten Potentialen in Deutschland, nämlich Wind- und Sonnenenergie, nur wetterbedingt zur Verfügung, weswegen sie nur geringfügig zur Grundlastversorgung beitragen können. Wegen der begrenzten Speichermöglichkeiten der elektrischen Energie im heutigen Stromnetz muss diese entsprechend der momentanen Nachfrage zeitgleich produziert und gleichzeitig wegen differenzierender Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte über große Entfernungen transportiert und verbraucht werden. Die in Abbildung 1-1 modellierten Dauerlinien für Stromverbrauch und -erzeugung basierend auf einem Szenario des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verdeutlichen, dass selbst unter der Annahme einer optimalen Stromübertragung in Deutschland ohne weitere Speichermaßnahmen etwa die Hälfte des Stromverbrauchs in 2050 nicht gedeckt werden könnte.

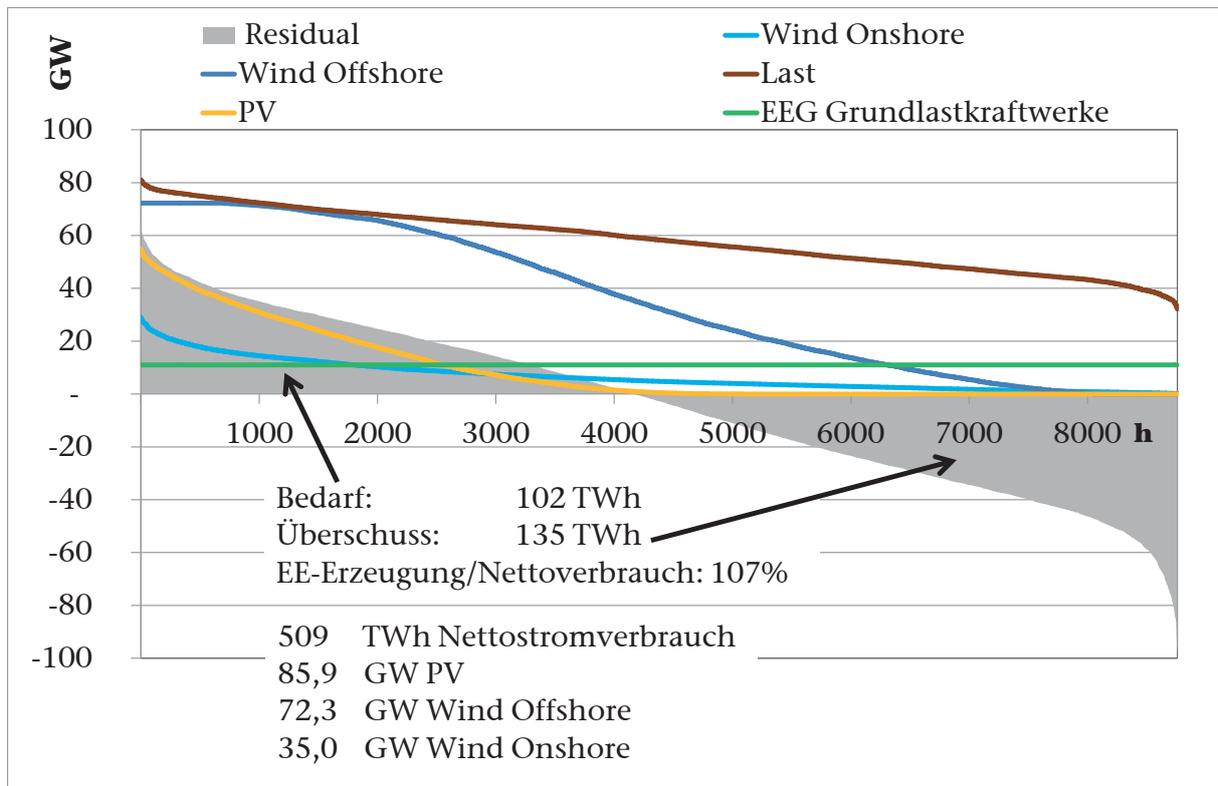


Abbildung 1-1: Dauerlinien der Last und Erneuerbaren Energien auf Basis eines Szenarios des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Jahr 2050

Das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung, diesen Anteil bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu steigern [BMUB11a], würde eine starke Zunahme dieser Erzeugerleistungen bedeuten. Vor diesem Hintergrund steht das deutsche Verbundnetz aufgrund zunehmender Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen vor großen Herausforderungen. Die sich dabei ergebenden Veränderungen im Energieversorgungssystem führen in Summe zu einer Umstrukturierung der Versorgungsaufgabe, nämlich weg von den verbrauchsnahe zentralen Großkraftwerken, die in Übertragungsnetze einspeisen, hin zu einem zunehmend dezentralisierten Versorgungssystem mit verbraucherferneren Erzeugeranlagen. Dies hat zur Folge, dass die dezentralen Stromeinspeisungen der dargebotsabhängigen Anlagen vermehrt die regionale Nachfrage übersteigen und diese im günstigsten Fall mittels des ausgebauten



Übertragungsnetzes in andere Regionen mit ungedecktem Bedarf transportiert werden müssen [NAKH12].

Grundsätzlich könnte die Nutzung dieses Überschusses anhand einer Speicherung zeitlich bedarfsgerecht verschoben werden. Dies kann entweder physikalisch - z. B. mit Wasserspeicherkraftwerken - oder funktional - z. B. durch Lastmanagement - erfolgen. Als technisch einfachste Lösung könnten die Anlagen aber auch bei zu großem Erzeugungspotential vom Stromnetz abgenommen werden. Allerdings würde das bei einer großen Anzahl solcher Anlagen dauerhaft erhebliche volkswirtschaftliche Nachteile verursachen, denn gesetzlich müssen die Anlagenbetreiber für diese entgangenen Erträgen entschädigt werden. Des Weiteren wäre es dem eingangsgeschilderten Klimaziel abträglich. Deshalb stellt sich die Frage, welche technischen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der ökologisch und ökonomisch basierten Versorgungssicherheit getroffen werden können.

1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Eine regionalisierte Untersuchung der künftigen Erzeugungssituation bietet einen Ansatz, um die Verbrauchs- sowie Erzeugungsschwerpunkte zu identifizieren und regionale Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für die künftige Erzeugungssituation abbilden und simulieren zu können. Hierdurch kann vor allem der Zusammenhang der regionalen Maßnahmen und der notwendigen Transportkapazitäten detailliert untersucht werden.

Im Detail stellen sich die Teilaufgaben der vorliegenden Arbeit wie in Abbildung 1-2 dar. Zunächst wird im zweiten Kapitel die künftige Dezentralisierung als Folge des Ausbaus erneuerbarer Energieanlagen dargestellt und auf die bevorstehenden Herausforderungen für das

Energieversorgungssystem sowie die vorhandenen Lösungsansätze und Maßnahmen eingegangen.

Im dritten Kapitel folgt die Datenaufbereitung für eine regionalisierte Untersuchung, wobei als Ausgangspunkt eine Charakterisierung der großflächigen Verteilnetze anhand netzrelevanter Daten, Strukturmerkmale und installierter erneuerbarer Energieanlagen durchgeführt wird. Auf der Basis der erhobenen Daten ergeben sich dann anhand einer Verhältnisbildung zwischen den installierten Wind- und Photovoltaikleistungen zu Trafoleistungen und Jahreshöchstlast die folgenden kategorisierten Regionen: Starkwind, Wind, Sonne und Ballung. Diese Regionen werden der weiteren Untersuchung zu Grunde gelegt.



Abbildung 1-2: Aufbau der Arbeit



Anhand der generierten Erzeugungslastgänge aus den erneuerbaren Energieanlagen sowie der Verbraucherlast werden die Austauschleistungen zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz berechnet. Dabei sind zwei Gesichtspunkte von besonderem Interesse. Einerseits können aus der Betrachtung der Zeitreihen der Austauschleistungen die Höhe der auftretenden Rückspeisespitzen und deren Häufigkeit und Dauer gewonnen werden. Andererseits dient die Untersuchung der Dauerlinie der Ermittlung von Überschuss- und Bedarfsstunden, anhand dessen einen ersten Vorschlag über die Integrationsmaßnahmen zur Nutzbarmachung der Überschussenergie zur Bedarfsdeckung erstellt werden kann.

Nach der Datenaufbereitung wird im vierten Kapitel ein Simulationsmodell zum Zwecke der Validierung des Vorhabens aufgestellt. Kern dieses Berechnungsmodells ist einerseits die Kraftwerkseinsatzplanung und andererseits die Berechnung des Leistungsaustauschs zwischen verschiedenen Regionen anhand des Knotenmodells. Um die konventionellen Kraftwerke in das Modell einzubeziehen, wird der künftig prognostizierte Kraftwerkspark aufgenommen. Dadurch kann die Kraftwerkseinsatzplanung für den Anteil der Verbraucherlast, der nicht anhand erneuerbaren Energieanlagen gedeckt werden kann - die sogenannte positive Residuallast - berechnet werden. Eine darauf folgende Zuteilung der Kraftwerke entsprechend ihrer Lage zu den Energieregionen bildet dann pro Energieregion die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieanlagen und konventionellen Kraftwerken. Folglich wird anhand dieses „Knotenmodells“ die erforderliche Austauschleistung zwischen den Energieregionen berechnet.

Schließlich werden im fünften Kapitel durch Szenarienbildung für regionale Maßnahmen die Entwicklung der Höchstleistung der Austauschleistungen sowie die notwendigen zusätzlichen Austauschkapazitäten abgeschätzt. Anhand dieser Untersuchung werden dann konkrete Maßnahmen zur Beseitigung von



diesen Engpässen abgeleitet. Ein Ansatz hierzu bietet das Lösungsraummanagement, wobei Maßnahmen ein Lösungsspektrum als Minimum und Maximum zugeordnet bekommen und dieses dann sukzessiv eingrenzen. Dieser Lösungsraum wäre dann für die Austauschkapazität zwischen zwei Regionen der heutige Stand als das Minimum und die höchstmögliche Leistung als das Maximum. Dementsprechend bewegt sich die Speichergröße zwischen dem heutigen Stand - üblicherweise Null - und der Größe, womit alle möglichen Überschuss- bzw. Defizitzyklen gedeckt werden können.



2. Dezentralisierung als Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energieanlagen

Vor dem Hintergrund der Dezentralisierung aufgrund zunehmender erneuerbarer Energieanlagen (vergleiche Abbildung 2-6) ist es an dieser Stelle sinnvoll, auf die historische Entwicklung des heutigen Verbundnetzes einzugehen. Die künftig zu erwartende Dezentralisierung wird folglich durchleuchtet, um anschließend einen Überblick über die technischen Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energieanlagen zu geben. Dies ermöglicht die Basis zur Konzeptentwicklung für die regionalisierte Untersuchung der Verteilnetze, die den Grundbaustein der vorliegenden Arbeit darstellt.

2.1 Historische Entwicklung des Verbundnetzes

Das heutige Verbundnetz ist ein Konstrukt der historischen Entwicklung des vergangenen Jahrhunderts. Vor über hundert Jahren war die Stromversorgung aufgrund der technischen Gegebenheiten nur in der unmittelbaren Nähe von Erzeugungsanlagen möglich. Daher entstanden die ersten regional begrenzten Versorgungsgebiete in Deutschland überwiegend in Stadt- und Ballungsgebieten (vergleiche Abbildung 2-1 (a)). Allerdings konnten die einzelnen Gebiete ausschließlich durch den vorhandenen Kraftwerksblock versorgt werden. Der Ausfall eines entsprechenden Blocks hatte eine sofortige Unterbrechung der angeschlossenen Verbraucher zur Folge. Die Ära der Industrialisierung erforderte allerdings eine bessere Versorgungssicherheit der Elektrizität, weswegen die einzelnen Kraftwerke nach und nach miteinander verbunden wurden und somit die ersten Netzstrukturen entstanden. Durch den sukzessiven Ausbau dieser Verbindungen konnten die Verbraucher selbst bei Nicht-Verfügbarkeiten von einzelnen Kraftwerken weiter versorgt werden. Um größere Entfernung zwischen verschiedenen Regionen überbrücken zu können, wurden auch



höhere Spannungsebenen ausgebaut. Dies führte dazu, dass bis 1945 durch ein 220-kV-Verbundnetz die Kohlekraftwerke im rheinischen Revier mit den Wasserkraftwerken der Alpen und schließlich dem mitteldeutschen Revier verbunden wurden (vergleiche Abbildung 2-1 (b)). In den folgenden Jahren folgten der Ausbau des 380-kV-Verbundnetzes sowie die grenzüberschreitende stromwirtschaftliche Zusammenarbeit. Das letztere führte in 1951 zum Zusammenschluss der Netze von elf Ländern zum europäischen Verbundnetz (vergleiche Abbildung 2-2 (c)) [50HZ13; AMPR13].

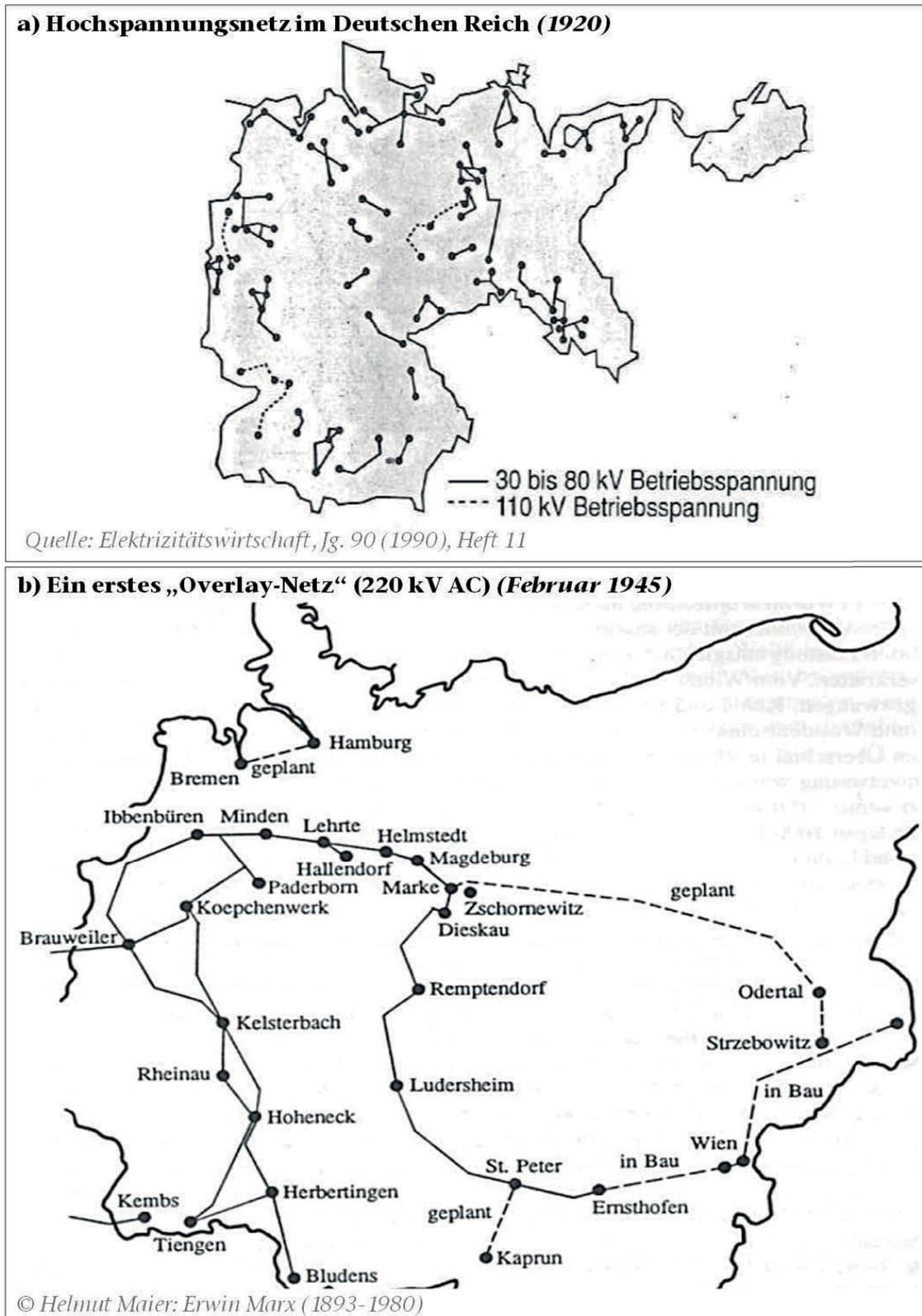


Abbildung 2-1: Historische Entwicklung des Stromverbundnetzes: a) Hochspannungsnetz im Deutschen Reich in 1920, b) Ein erstes „Overlay-Netz“ (220-kV AC) in 1945



Abbildung 2-2: Historische Entwicklung des Stromverbundnetzes: c) Deutsches Höchstspannungsnetz in 2012



Das heutige Verbundnetz in Deutschland besteht aus vier Spannungsebenen. An der höchsten Ebene sind die Großkraftwerke angeschlossen, wobei bei Bedarf die besonders hohe Spannung von 220 bis 380-kV die Stromübertragung über große Entfernungen zu den Verbraucherschwerpunkten ermöglichen. In Deutschland existieren derzeit vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die anhand von Kuppelleitungen national miteinander aber auch mit den Nachbarländern international zusammengeschaltet sind. Durch dieses Verbundnetz und eine gemeinsame Vorhaltung von Reservekapazitäten wird eine besonders hohe Versorgungssicherheit in den angeschlossenen Regionen aufrechterhalten (< 15 min mittlere Nichtverfügbarkeit [BNET11b]).

Die Übertragungsnetze sind mit den regionalen Stromversorgungsnetzen - die Verteilnetze - verbunden. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) haben die Aufgabe, die Stromverbraucher in ihrer Region auf drei unteren Spannungsebenen zu versorgen, aber auch die Stromerzeugung aus kleineren Kraftwerken aufzunehmen. Die Wahl der Spannungsebene hängt technisch bedingt von der Anlagegröße ab, wobei Großindustrien und mittelgroße Kraftwerke an der Spannungsebene 110-kV (Hochspannungsnetze), die Gewerbebetriebe und Teilregionen an 3 bis 60-kV (Mittelspannung) und die Haushalte und kleine Erzeugungsanlagen an 0,4-kV (Niederspannungsnetze) angeschlossen sind. Diese Spannungsebenen sind anhand von Umspannwerken miteinander verbunden (vergleiche Abbildung 2-3).

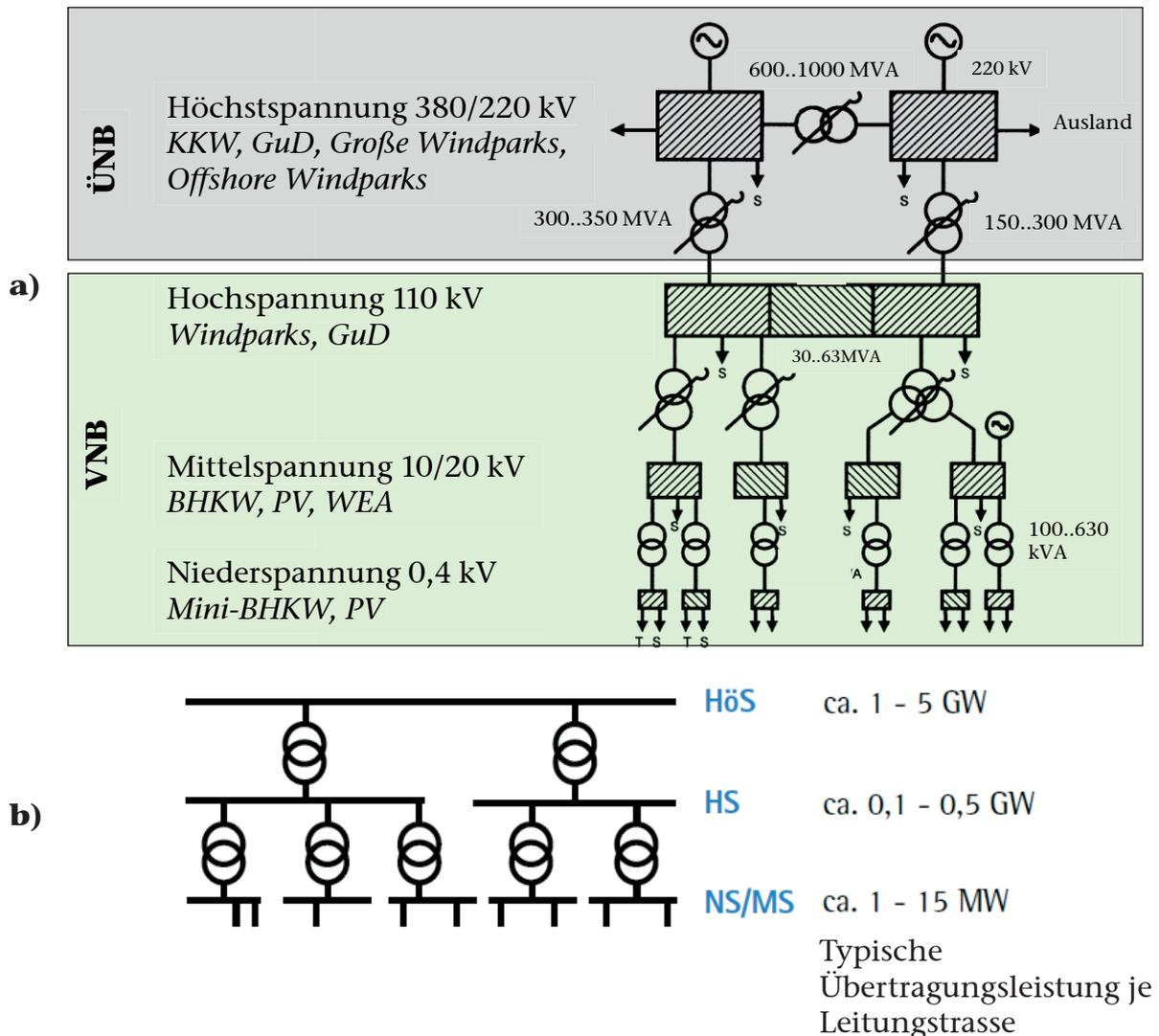


Abbildung 2-3: Aufbau des Stromversorgungsnetzes (a), Schematische Darstellung der öffentlichen Energieversorgung und typische Übertragungsleistung je Leitungstrasse (Deutschland) (b) [ENGE11]

Die erneuerbaren Energieanlagen speisen ihren Strom an einem Netzknoten bis auf Offshore-Windanlagen im Verteilnetz ein, welcher vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden muss (Einspeisevergütung). Dieser Strom und dessen Vergütung werden dann an Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, wobei eine anschließende horizontale Verteilung zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern erfolgt und somit die ungleichen Belastungen aufgrund unterschiedlicher Einspeisemengen ausgeglichen werden. Die Vermarktung des Stroms findet durch den Übertragungsnetzbetreiber statt,

deren Differenz zur eingezahlten Einspeisevergütung anhand der EEG¹-Umlage an die Stromverbraucher weitergegeben wird [BRAN11] (siehe Abbildung 2-4).

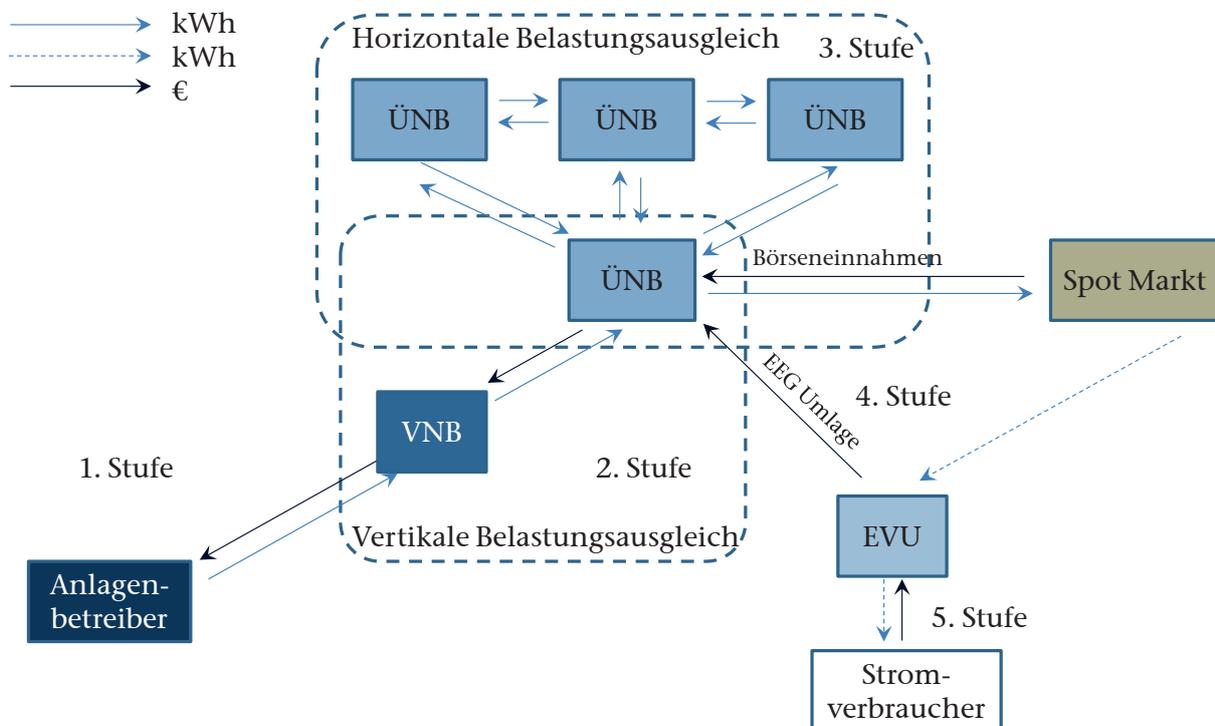


Abbildung 2-4: Ausgleichsmechanismus für Strom aus erneuerbaren Energieanlagen [BNETZ10; BRAN11]

2.2 Künftige Dezentralisierung in Deutschland

Wie es bereits in Abschnitt 1.1 erwähnt wurde, sollte in den nächsten Jahrzehnten aufgrund der energiepolitischen Zielsetzung ein erheblicher Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen erfolgen, damit die Treibhausgasemissionen im Energiesektor auf das Minimum zurückgefahren werden können. In welchem Ausmaß die verfügbaren Technologien zu dieser Zielsetzung beitragen können, hängt allerdings sehr stark von den natürlichen Gegebenheiten sowie den energiewirtschaftlichen und -politischen Randbedingungen ab. Grundsätzlich stehen Windenergie, Sonnenenergie,

¹Erneuerbare-Energie-Gesetz