

Machbarkeitsstudie zur Lastganggerechten Integration fluktuierender Energieträger durch intelligente Steuerung von Stromerzeugern und –Verbrauchern in rheinland- pfälzischen Kommunen

Eine Machbarkeitsstudie der
Transferstelle Bingen



Bericht April 2016

Mit freundlicher und finanzieller Unterstützung von:



Machbarkeitsstudie zur Lastganggerechten Integration fluktuierender Energieträger durch intelligente Steuerung von Stromerzeugern und –Verbrauchern in rheinland-pfälzischen Kommunen

Mit freundlicher und finanzieller Unterstützung von:

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz Herrn Staatssekretär Uwe Hüser Postfach 3269 55022 Mainz	Telefon: 06131 16 – 0 MWKEL Geschäftszeichen: 38 32-00013/2014-025 Referat: 8603 / 8606 Bearbeitungszeitraum: 01.07.2014 bis 31.10.2015
--	---

Ausarbeitung:

Transferstelle Bingen (TSB) in der ITB gGmbH Berlinstraße 107a 55411 Bingen	Telefon: 06721 / 98 424 0 tsb@tsb-energie.de
--	---

TSB-Projektnummer:258907	Datum: April 2016
---------------------------------	--------------------------

Projektteam:

Prof. Dr. Ralf Simon	Telefon: 06721 / 98 424 259 simon@tsb-energie.de
Joachim Walter	Telefon: 06721 / 98 424 250 walter@tsb-energie.de
Michael Münch	Telefon: 06721 / 98 424 264 muench@tsb-energie.de

In Kooperation mit: Energieversorgung Mittelrhein AG, Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG

Dieser Bericht stellt die Dokumentation eines Forschungsvorhabens dar.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) gefördert.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
1 Ausgangslage und Zielsetzung	1
2 Bestandsanalyse	2
2.1 Definition des Untersuchungsgebiets	2
2.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen IST-Zustand (Basisjahr 2013)	4
2.2.1 EE-Anlagen IST-Zustand	7
2.2.2 KWK-Anlagen IST-Zustand	12
2.2.3 Gegenüberstellung der enm- und TSB-Auswertung	14
3 Potenzial einer stärkeren Integration von EE-Strom in Netzstrukturen	15
3.1 Zukunftsszenarien 2020 - Gesamtes Netzgebiet	17
3.2 Zukunftsszenarien 2020 - Oberer Westerwald	18
3.3 Zukunftsszenarien 2020 – Unterer Westerwald	20
3.4 Zukunftsszenarien 2020 - Rhein-Mosel	21
3.5 Zukunftsszenario KWK -Erzeugung	23
4 Auswertung der Untersuchung	24
4.1 Netzsicht	24
4.2 Marktsicht / Vertrieb evm	25
4.3 Weitere Arbeitsschritte	32
4.3.1 Arbeits-, Zeit- und Kostenplan für Umsetzung	32
4.3.2 Identifikation an Hardware (insb. Kommunikationstechnik), Software und Messtechnik für Projekt / Entwicklungsbedarf ableiten	32
4.3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse	33
4.3.4 Akteurs- und Öffentlichkeitsarbeit	33
4.3.5 Diskussion volkswirtschaftlicher Wirkungen des Projekts und Übertragbarkeit	34
5 Fazit / Zusammenfassung	35
6 Literaturverzeichnis	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Unterteilung des Stromnetzgebiets der Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG (eigene Darstellung auf Basis evm)	3
Abbildung 2-2: Oberer WW – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung	4
Abbildung 2-3: Unterer WW – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung	5
Abbildung 2-4: Rhein-Mosel – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung	6
Abbildung 2-5: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet 2013	8
Abbildung 2-6: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet - Auszug März 2013	8
Abbildung 2-7: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet - Auszug Dezember 2013.....	8
Abbildung 2-8: Jahresverlauf Oberer WW 2013	9
Abbildung 2-9: Jahresverlauf Oberer WW - Auszug Juni 2013	9
Abbildung 2-10: Jahresverlauf Oberer WW - Auszug Dezember 2013	9
Abbildung 2-11: Jahresverlauf Unterer WW 2013	10
Abbildung 2-12: Jahresverlauf Unterer WW - Auszug Januar 2013	10
Abbildung 2-13: Jahresverlauf Unterer WW - Auszug Juni 2013	10
Abbildung 2-14: Jahresverlauf Rhein-Mosel 2013.....	11
Abbildung 2-15: Jahresverlauf Rhein-Mosel - Auszug Februar/März 2013.....	11
Abbildung 2-16: Jahresverlauf Rhein-Mosel - Auszug Dezember 2013	11
Abbildung 2-17: Anzahl der installierten KWK-Anlagen im gesamten Netzgebiet 2013.....	12
Abbildung 2-18: Referenzlastgang für KWK-Kategorie 1 (≤ 50 kW, 5.000 Vbh)	12
Abbildung 2-19: Referenzlastgang für KWK-Kategorie 2 (> 50 kW, 7.000 Vbh)	13
Abbildung 2-20: Gegenüberstellung Erzeugung zur Einspeisung gesamtes Netzgebiet 2013	14
Abbildung 3-1: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet mit Zukunftsszenarien 2020	17
Abbildung 3-2: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet mit Zukunft Windausbau + Repowering (Szenario 2020).....	18
Abbildung 3-3: Jahresverlauf Oberer WW mit Zukunftsszenarien 2020	19
Abbildung 3-4: Jahresverlauf Oberer WW mit Zukunft Windausbau + Repowering	19
Abbildung 3-5: Jahresverlauf Unterer WW mit Zukunftsszenarien.....	20
Abbildung 3-6: Jahresverlauf Unterer WW mit Zukunft Windausbau + Repowering	21
Abbildung 3-7: Jahresverlauf Rhein-Mosel mit Zukunftsszenarien.....	22
Abbildung 3-8: Jahresverlauf Rhein-Mosel mit Zukunft Windausbau + Repowering.....	22
Abbildung 3-9 Entwicklung KWK-Ausbau gesamtes Netzgebiet- Szenario bis 2030.....	23
Abbildung 4-1: Entwicklung der Residualen Last in der Zukunft	25
Abbildung 4-2: Kosten der Strombeschaffung, September 2015 Quelle: (Prof. Dr. Simon, 2015) auf Basis der Daten der EPEXSPOT 2015	26
Abbildung 4-3: Entwicklung der Strompreise und Vergütung und Speicherkosten	26
Abbildung 4-4: PV und Speicher Kombination - Beispieltag 29.09.2015.....	27
Abbildung 4-5: PV und Speicher Kombination - Beispieltag 16.09.2015.....	28
Abbildung 4-6: Grenzpreise eines Abrufs von Ausgleichsenergie - positive Richtung.....	29
Abbildung 4-7: Grenzpreise eines Abrufes von Ausgleichsenergie - negative Richtung.....	30
Abbildung 4-8: Gesamtsaldo der Bilanzkreise und Kosten der Ausgleichsenergie 2014	31
Abbildung 4-9: Abrufe und Kosten der Ausgleichsenergie 2014.....	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuordnung der Umspannanlagen zu den Netzregionen	3
Tabelle 2: Dezentrale Erzeugungsanlagen Oberer WW IST-Zustand und Wind-Zukunft	4
Tabelle 3: Dezentrale Erzeugungsanlagen Unterer WW IST-Zustand und Wind-Zukunft	5
Tabelle 4: Dezentrale Erzeugungsanlagen Rhein-Mosel IST-Zustand und Wind-Zukunft	6

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Die Energiewirtschaft befindet sich im Wandel von einer zentralen Struktur zu einer immer mehr dezentralen Erzeugung der Energie. Dies geschieht vor allem durch den Aufbau regenerativer Strom- und Wärmeerzeuger. Für eine lastganggerechte Stromversorgung, mit lokaler Stromerzeugung gilt es sowohl die regenerative und oft fluktuierende Stromerzeugung als auch die Flexibilisierung der Stromerzeuger und großen Stromverbraucher technisch, betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich zu bewerten und in das Elektrizitätsnetz zu integrieren sowie anzupassen. Notwendig hierfür ist der Aufbau von Energienetzwerken, die Energieverbraucher, Energieerzeuger und Speicher intelligent untereinander verbinden und interoperabel machen. Virtuelle Kraftwerke und Smart Grids sind wichtige Systembausteine in diesen Energienetzwerken. Durch dieses System entsteht eine neue Art der Energiewirtschaft auf kommunaler / regionaler Ebene mit einem wesentlich höheren Anteil regenerativer Energieerzeugung, die lastganggerecht den örtlichen / regionalen Bedarf deckt. Es stellt neben den Übertragungsnetzbetreibern auch die Verteilnetzbetreiber und Regionalversorger vor viele neue Aufgaben. So wandeln sie sich zum Energieversorger mit regionalem und lokalem Erzeugungs- und Netzmanagement und übernehmen immer mehr wertvolle System- und Optimierungsaufgaben.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie zur „Lastganggerechten Integration fluktuierender Energieträger durch intelligente Steuerung von Stromerzeugern und –Verbrauchern in rheinland-pfälzischen Kommunen“ (LifeKom) erarbeitet die Transferstelle Bingen in Kooperation mit der Energieversorgung Mittelrhein GmbH (evm) und Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG (enm). Ziel ist die Darstellung einer lastganggerechten Einbindung von regenerativ erzeugten Strommengen auf Mittelspannungsebene und die Prüfung eines Pilot-/ Demonstrationsprojektes. Das Projekt leistet einen Beitrag

- zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen durch bessere Nutzung der erneuerbar erzeugten Strommengen
- zur nachhaltigen Entwicklung der Netzstrukturen, da Investitionen in Infrastruktur verringert und insbesondere der überregionale Ausbau der Stromnetze optimiert werden kann
- zur Stärkung der rheinland-pfälzischen Wissenslandschaft durch weitere Erhöhung der bundesdeutschen Wahrnehmung der führenden Entwicklung und Forschung in den Bereichen virtuelles Kraftwerk und Smart Grids.

Die Machbarkeitsstudie soll Projektumfang, Rahmendaten, den technischer Entwicklungsbedarf im Smart Grid, Anzahl der notwendigen Datenpunkte und notwendigen Investitionen zur Diskussion erarbeiten und die Umsetzbarkeit eines Folgeprogramms in den Netzregionen Unterer und Oberer Westerwald sowie Rhein-Mosel untersuchen. Hauptbetrachtungsgebiet ist der Netzbereich des Stromverteilnetzes der Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG. Neben den im Untersuchungsgebiet liegenden Oberzentren (Stadt Koblenz) und Mittelzentren (Städte im Westerwald) werden auch die ländlicher geprägten Gebiete im Sinne einer Stadt/Land-Kooperation zur Optimierung regionaler Energieversorgungssysteme berücksichtigt. Die notwendigen Entwicklungsschritte sollen herausgearbeitet und notwendige Projektpartner gefunden und vernetzt werden.

2 Bestandsanalyse

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurde zu Beginn der Bestandsanalyse eine umfangreiche Datenanfrage an die Energieversorgung Mittelrhein AG (evm) und die Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG (enm) gestellt. Basisjahr vorliegender Untersuchung ist 2013. Zunächst wird das Untersuchungsgebiet definiert und abgegrenzt (u.a. Lage der Erzeuger und Verbraucher). Weiterhin wird der technische Hintergrund des Betrachtungsgebietes/der Versorgungsbetriebe im Ist-Zustand analysiert. Dazu gehören Anlagenzahlen und Kenndaten der Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) inkl. der Netzintegration, Netzdaten mit Netzknotenpunkten und Netzebenen, verbaute Intelligenz im Netz, Lage von Großverbrauchern und Zugriffsmöglichkeiten aus Netzsicht. Um den IST-Zustand darzustellen werden außerdem Verbrauchsdaten je Versorgungsbetrieb benötigt, so auch die Lastgänge der gemessenen Kunden. Informationen zu Verbrauchsgruppen und Anwendbarkeit der Standardlastgänge sowie Flexibilisierungsoptionen/-verhalten bei den Verbrauchern sind ebenso bereitzustellen. Für die Zukunft werden Daten zum geplanten Zubau von EE-Anlagen inkl. Netzintegration, Einsatz von EE-Anlagen zur Regelung des Netzes (Blindleistungsbereitstellung), Intelligenz im Netz und Messsysteme im Netz gesammelt.

2.1 Definition des Untersuchungsgebiets

Am 1. Juli 2014 ist die evm, Energieversorgung Mittelrhein AG aus dem Zusammengehen der drei regionalen Versorger Energieversorgung Mittelrhein GmbH, Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft sowie Gasversorgung Westerwald GmbH entstanden. Die Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG (enm) ist die Netzgesellschaft und eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der evm-Gruppe. Zum 1. Januar 2015 hat sie die Aufgaben der evm Netz GmbH und der KEVAG Verteilnetz GmbH (KVNetz) übernommen. Das Stromverteilnetz besteht aus der Mittel- und der Niederspannungsebene einschließlich der zugehörigen Umspannungen. Der vorgelagerte Netzbetreiber ist die Westnetz GmbH. Die Übergabe erfolgt in 13 Umspannanlagen (110/20-kV). Zusätzlich bestehen kleinere Netzanbindungen an benachbarte Verteilnetze, überwiegend zur Sicherstellung von Reservekapazitäten und Noteinspeisungen in der Mittel- und Niederspannung. In 2.607 Transformatorstationen (davon 1.836 eigene und 778 fremde Trafostationen), wird die elektrische Energie aus dem Mittelspannungsnetz mit einer elektrischen Spannung von 20 kV auf die in Niederspannungsnetzen 400/230 Volt zur Versorgung der Niederspannungskunden transformiert. Die Länge des Mittelspannungsnetzes beläuft sich auf 1.915 km und des Niederspannungsnetzes auf 4.918 km.

Das Stromnetzgebiet der enm wird auf Basis der Gebietskörperschaften (Landkreise, Städte und Verbandsgemeinden) in drei Netzregionen unterteilt. Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurde sich dafür entschieden, die Grenzen anhand der Umspannanlagen (UA) zu ziehen, um Erzeuger und Verbraucher genauer zuordnen zu können. Das Netz wird somit in die Regionen Oberer Westerwald (Nord), Unterer Westerwald (Mitte) und Rhein-Mosel (Koblenz) eingeteilt. Zum besseren Verständnis wurde die anfängliche Bezeichnung der Netzregionen (Nord, Mitte und Koblenz) um die regionale Bezeichnung ersetzt. Durch die veränderte Zuordnung sind klei-

neren Abweichungen im Vergleich zu den Zusammenstellungen der enm in der Zusammensetzung des Netzgebietes möglich (vgl. hierzu auch Kapitel 2.2.3).

Jeweils charakteristisch sind die Windkraftanlagen und Photovoltaik im oberen Westerwald, die Industrie entlang der A3 und Photovoltaik-Anlagen im unteren Westerwald sowie der Ballungsraum und das Wasserkraftwerk in Koblenz und weitere Photovoltaik-Anlagen in der Netzregion Rhein-Mosel. Ausgenommen von der Betrachtung sind die Stadt Selters und die Gemeinde Maxsain, da hier die enm nicht Netzbetreiber ist. Hoch- und Höchstspannungskunden werden ebenfalls nicht betrachtet, da diese nicht am Netz der enm angeschlossen sind.

Abbildung 2-1 zeigt die Einteilung der Netzregionen auf.

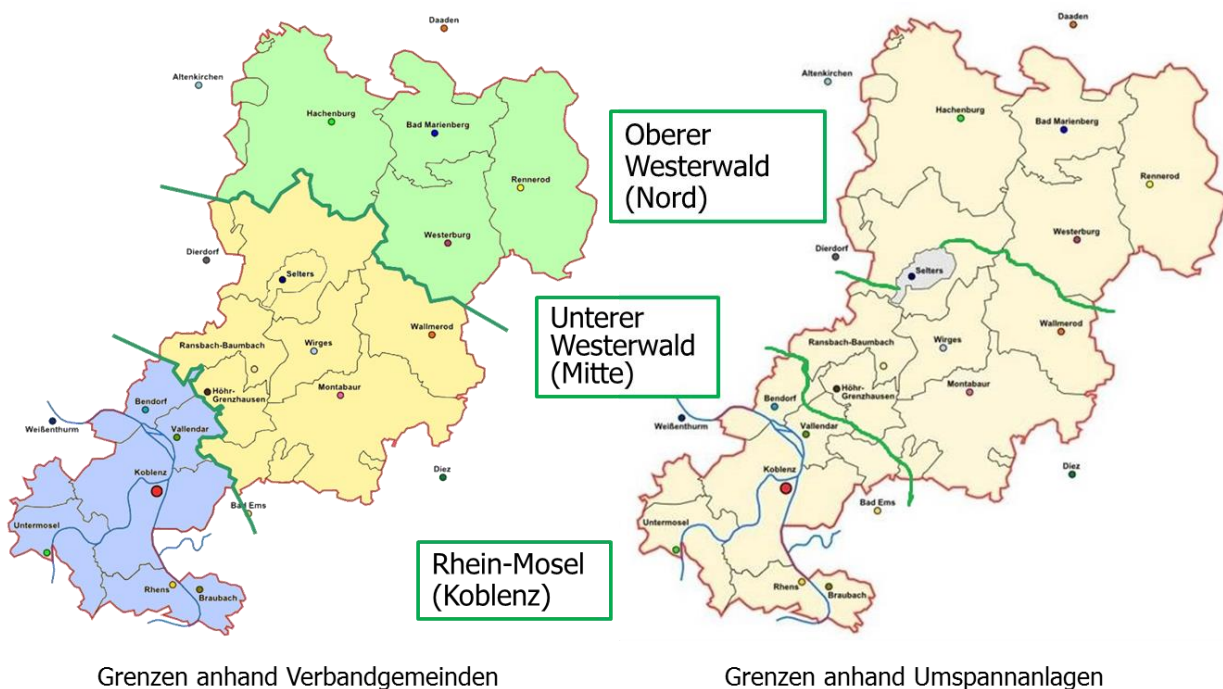


Abbildung 2-1: Unterteilung des Stromnetzgebietes der Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG (eigene Darstellung auf Basis evm)

Tabelle 1 kann die die Zuordnung der verschiedenen Umspannanlagen (UA) zu den Netzregionen entnommen werden.

Tabelle 1: Zuordnung der Umspannanlagen zu den Netzregionen

UA Oberer Westerwald	UA Unterer Westerwald	UA Rhein-Mosel
Westerburg	Grenzhausen	Hünenfeld
Höhn	Ebernhahn	Karthause
Lochum	Goldhausen	Rübenach
Höchstenbach		Urbar
		Wallerheim (AB+B)
		Bendorf
		Horchheim

2.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen IST-Zustand (Basisjahr 2013)

Im Rahmen der Bestandsanalyse erfolgte zunächst eine Auswertung dezentraler Erzeugungsanlagen im Untersuchungsgebiet nach den drei Netzregionen, die aus den Daten der einzelnen UA entsprechend zusammengefügt wurde. Tabelle 2 bis Tabelle 4 zeigen die Anzahl der installierten EEG-Anlagen mit zugehörigen Leistungen, darunter Solar- (SOL), Wasser- (WAS), Biomasse- (BIO), Deponie-, Klär-, Grubengas- (DEP, KLA, GRU) und Windenergie- (WIN) sowie KWKG-Anlagen (mit Energieträgern Erdgas, Klärgas, Flüssiggas (in Summe KWK gesamt), Heizöl, bzw. Energieträger nicht bekannt) auf. Die geplanten Windenergieanlagen werden als Ausblick für die Zukunft mit aufgeführt.

Tabelle 2: Dezentrale Erzeugungsanlagen Oberer WW IST-Zustand und Wind-Zukunft

Oberer Westerwald gesamt	Anlagen	Anzahl	Leistung [kW]	Leistung [MW]
EEG-Anlagen	SOL	2.108	51.398,8	51,4
	davon:	34	>100	
	davon:	2.074	<100	
	WAS	20	1.010,5	1,0
	BIO	12	2.965,0	3,0
	DEP, KLA, GRU	0	0,0	0,0
	WIN	78	79.580,0	79,6
KWKG-Anlagen	Erdgas	53	688,5	0,7
	Klärgas	2	100,0	0,1
	Flüssiggas	3	16,5	0,0
	KWK gesamt	58	805,0	0,8
	Heizöl	9	190,1	0,2
	nicht bekannt	1	5,5	0,0
WIN-Geplant	2014	4	11.200,0	11,2
	offen	89	250.890,0	250,9

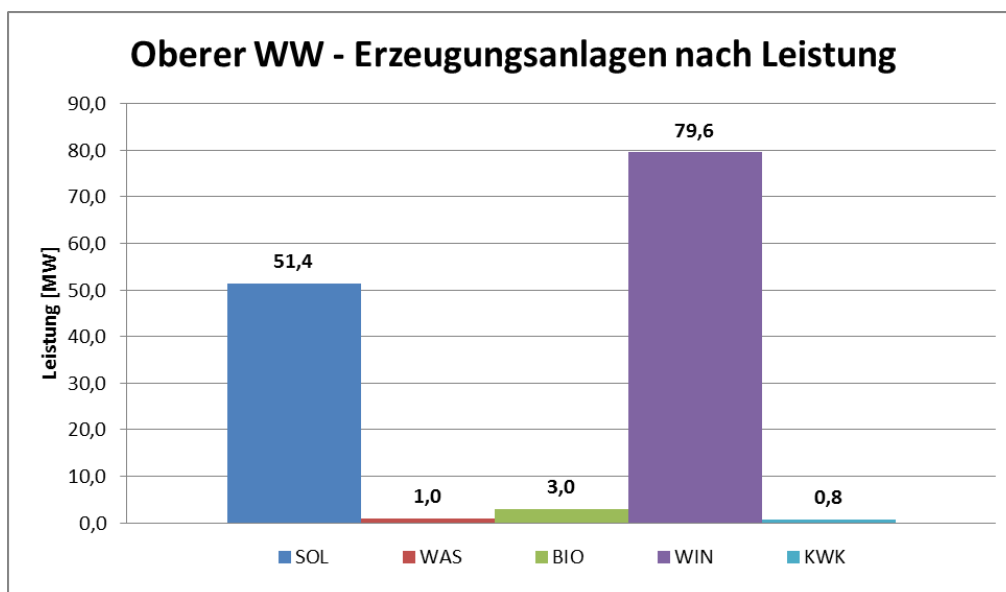


Abbildung 2-2: Oberer WW – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung (eigene Darstellung)

Die Verteilung der Erzeugungsarten nach Gesamtleistung in den Netzregionen wird in Abbildung 2-2 bis Abbildung 2-4 dargestellt. Der KWK-Anteil besteht hierbei aus der Summe Erdgas, Klär- gas und Flüssiggas. Heizöl und Anlagen mit nicht bekannten Energieträgern werden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Tabelle 3: Dezentrale Erzeugungsanlagen Unterer WW IST-Zustand und Wind-Zukunft

Unterer Westerwald gesamt	Anlagen	Anzahl	Leistung [kW]	Leistung [MW]
EEG-Anlagen	SOL	1.733	36.035,6	36,0
	davon:	33	>100	
	davon:	1.700	<100	
	WAS	3	46,0	0,0
	BIO	5	1.637,0	1,6
	DEP, KLA, GRU	1	90,0	0,1
	WIN	5	3.100,0	3,1
KWKG-Anlagen	Erdgas	35	2.050,9	2,1
	Klärgas	0	0,0	0,0
	Flüssiggas	3	34,0	0,0
	KWK gesamt	38	2.084,9	2,1
	Heizöl	1	5,3	0,0
	nicht bekannt	1	20,0	0,0
WIN-Geplant	2014	0	0,0	0,0
	offen	9	27.100,0	27,1

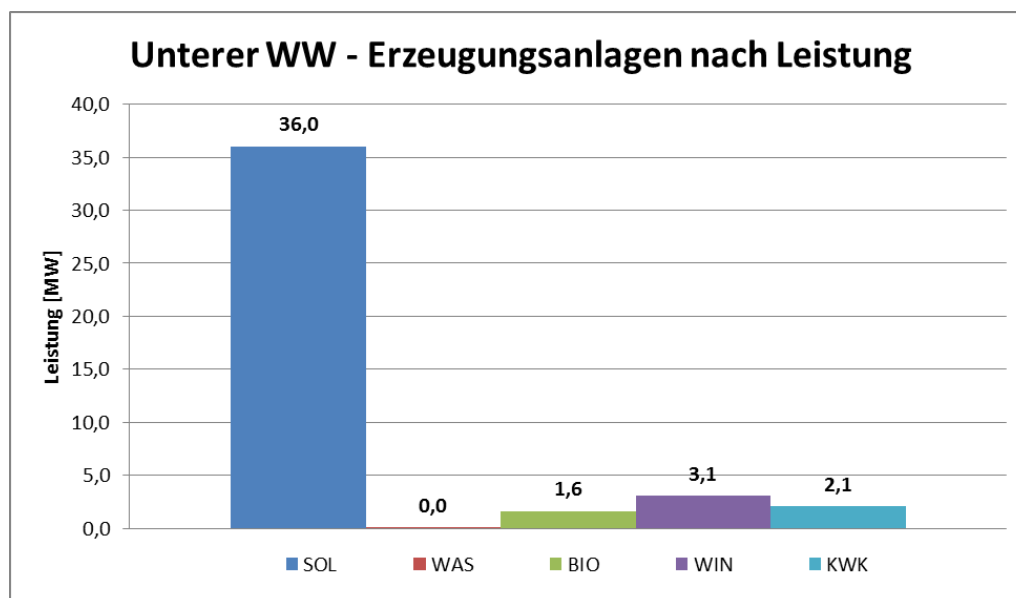


Abbildung 2-3: Unterer WW – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung (eigene Darstellung)

Tabelle 4: Dezentrale Erzeugungsanlagen Rhein-Mosel IST-Zustand und Wind-Zukunft

Rhein-Mosel gesamt	Anlagen	Anzahl	Leistung [kW]	Leistung [MW]
EEG-Anlagen	SOL	1.377	17.828,3	17,8
	davon:	19	>100	
	davon:	1.358	<100	
	WAS	3	237,0	0,2
	BIO	3	1.100,0	1,1
	DEP, KLA, GRU	0	0,0	0,0
	WIN	0	0,0	0,0
KWKG-Anlagen	Erdgas	39	3.640,8	3,6
	Klärgas	0	0,0	0,0
	Flüssiggas	0	0,0	0,0
	KWK gesamt	39	3.640,8	3,6
	Heizöl	1	5,6	0,0
	nicht bekannt	1	20,0	0,0
WIN-Geplant	2014	0	0,0	0,0
	offen	23	6.800,0	6,8

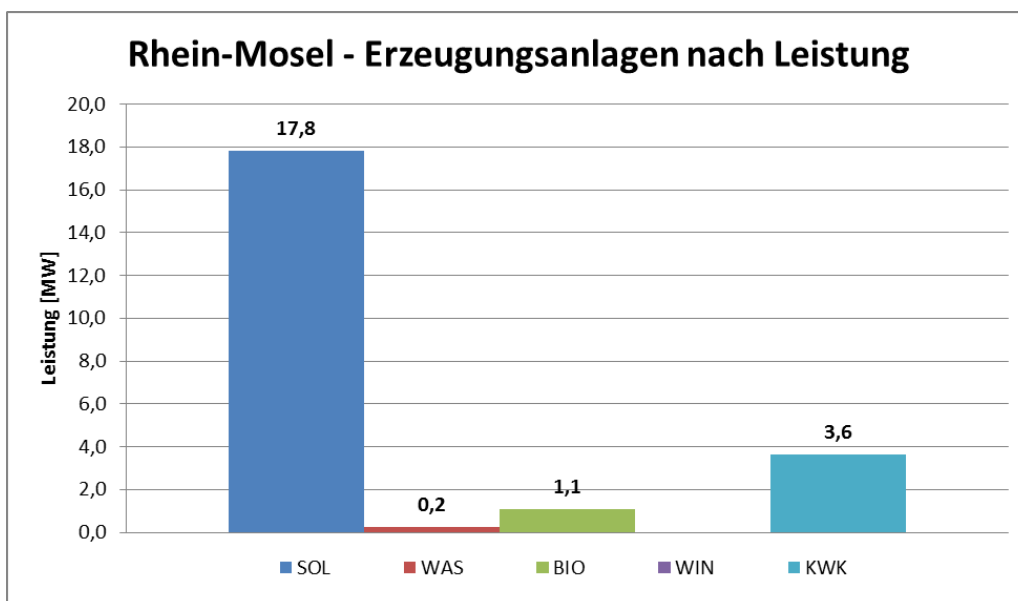


Abbildung 2-4: Rhein-Mosel – Verteilung der Erzeugungsanlagen nach Leistung (eigene Darstellung)

2.2.1 EE-Anlagen IST-Zustand

Zur Bestandsanalyse wurden Daten zu Ein- und Ausspeisungen an den einzelnen 110/20 kV-Umspannanlagen durch die enm zur Verfügung gestellt. Leistungsgemessene Erzeugungsanlagen sind direkt in die Auswertung eingeflossen. Nicht gemessene Anlagen wurden über eine Hochrechnung auf Basis von Standardlastprofilen in die Berechnung einbezogen. So wurden auch Anlagen, die in 2013 erst zugebaut wurden, über Standardlastprofile auf das ganze Jahr hochgerechnet. Aus Basis der Daten der Erzeugungsanlagen und mit Hilfe von den zur Verfügung gestellten Lastgängen, bzw. wenn nicht vorhanden – Referenzlastgängen, zu den Erzeugungsarten Wind, Solar, Wasser und Biomasse kann über die Leistung der Anlage sowie der summierten installierten Leistung an der UA die übertragene Energie (Arbeit in kWh bzw. MWh) ermittelt werden. Die Erzeugung durch KWK wurde in dieser Berechnung nicht berücksichtigt, da keine Lastgänge der installierten KWK-Anlagen zur Verfügung standen. Hierauf wird in Kapitel 2.2.2 näher eingegangen.

Der Verbrauch im Untersuchungsgebiet wurde anschließend über die generierten Lastgänge von Einspeisung¹ und Erzeugung sowie Ausspeisung² auf Basis von 15-Minuten-Werten berechnet. Weiterhin konnte hieraus der Deckungsanteil der Eigenerzeugung am Verbrauch abgeschätzt werden. Durch Zusammenfügen der einzelnen UA können die Daten jeweils für die drei Netzregionen oder als Gesamtübersicht des Netzgebietes ermittelt werden. Um die Leistung je Viertelstunde zu erhalten, wurden die Ergebnisse erneut umgerechnet. Auf Basis dessen konnten folgende Jahresverläufe von Einspeisung, dezentraler Eigenerzeugung, Ausspeisung und entsprechendem Verbrauch in den drei Netzregionen definiert werden.

Abbildung 2-5 zeigt den Jahresverlauf des gesamten Netzgebietes. Dabei werden in der hier vorliegenden Machbarkeitsstudie grafisch Leistungsdaten dargestellt. Zur Veranschaulichung der Verbrauchsdaten wird nachfolgend auf Energiemengen eingegangen. Im Bilanzjahr 2013 wurden hier in Summe etwa 1.800.000 MWh eingespeist und ca. 320.000 MWh durch erneuerbare Energien erzeugt. Die Ausspeisung belief sich auf rund 78.000 MWh. Daraus ergibt sich ein Gesamtverbrauch von ca. 2.000.000 MWh. Im Jahr 2013 wurden damit 1.700.000 MWh mehr ins Netzgebiet eingespeist als ausgespeist. Der Anteil der erneuerbaren regionalen Erzeugung am Verbrauch lag bei 16 %.

¹ In vorliegender Machbarkeitsstudie wird hierunter die Einspeisung in das evm-Netz verstanden

² In vorliegender Machbarkeitsstudie wird hierunter die Ausspeisung in das übergelagerte Netz verstanden

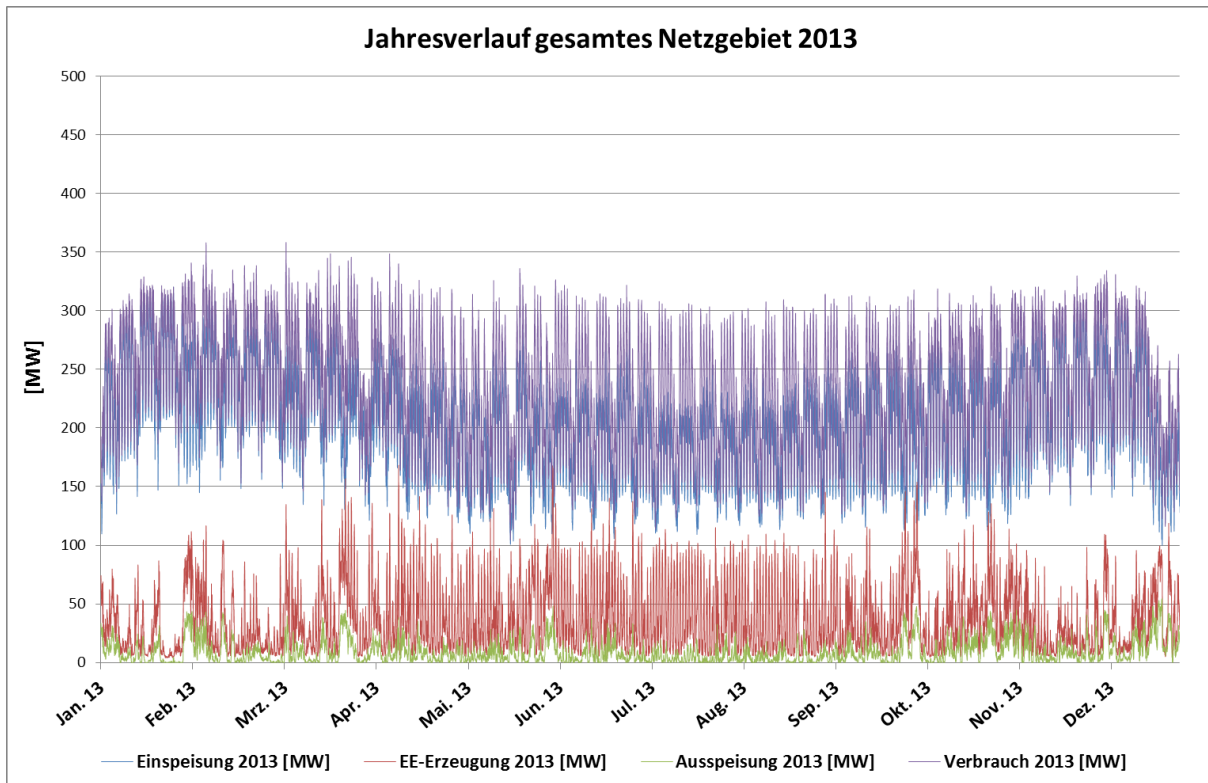


Abbildung 2-5: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet 2013 (eigene Darstellung)

Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7 zeigen auszugsweise jeweils eine Woche des Jahres 2013 mit hoher bzw. niedriger prozentualer Deckung der EE-Erzeugung. Es ist zu erkennen, dass dieser Anteil innerhalb beider Wochen stark schwankt.

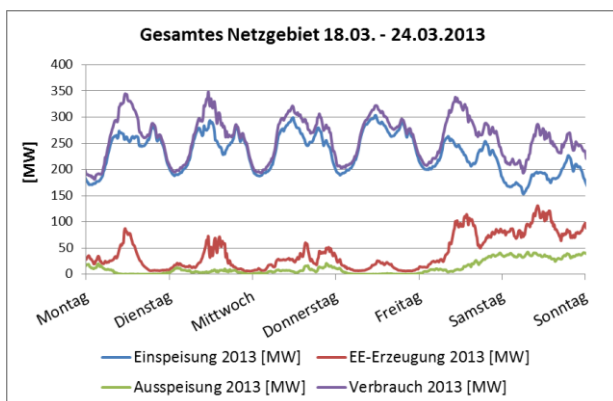


Abbildung 2-6: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet - Auszug März 2013 (eigene Darstellung)

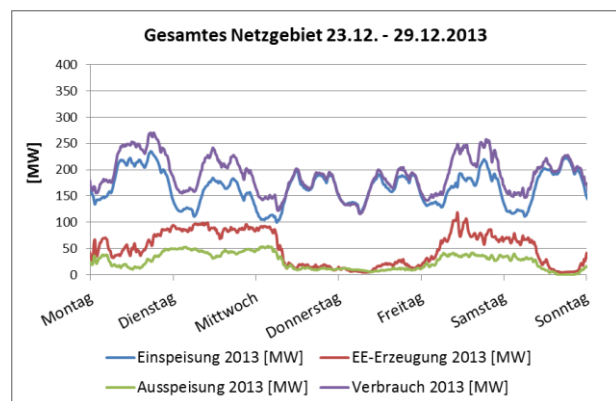


Abbildung 2-7: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet - Auszug Dezember 2013 (eigene Darstellung)

Die Netzregion Oberer Westerwald ist geprägt durch Windenergieerzeugung, die zum Teil den Verbrauch übersteigt und somit ein Stromüberschuss entsteht (vgl. hierzu Abbildung 2-8). Im Bilanzjahr 2013 wurden hier in Summe etwa 299.500 MWh eingespeist und ca. 222.500 MWh durch erneuerbare Energien erzeugt. Die Ausspeisung belief sich auf rund 75.600 MWh. Daraus ergibt sich ein Gesamtverbrauch von rund 446.300 MWh. Der Anteil der erneuerbaren regionalen Erzeugung am Verbrauch ist in der Netzregion Oberer Westerwald mit knapp 50 % am größten.

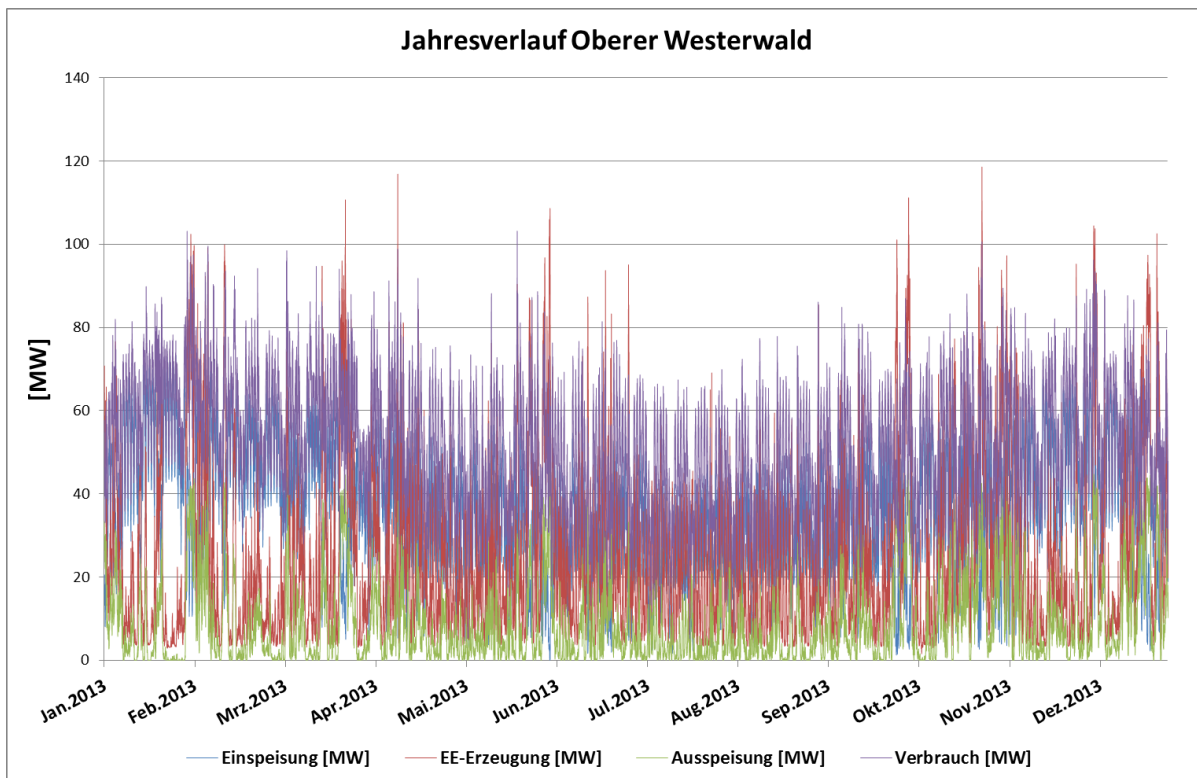


Abbildung 2-8: Jahresverlauf Oberer WW 2013 (eigene Darstellung)

In der Netzregion Oberer Westerwald verlaufen Einspeisung und EE-Erzeugung recht unregelmäßig (vgl. Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10). Dies ist auf den hohen Anteil an Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen.

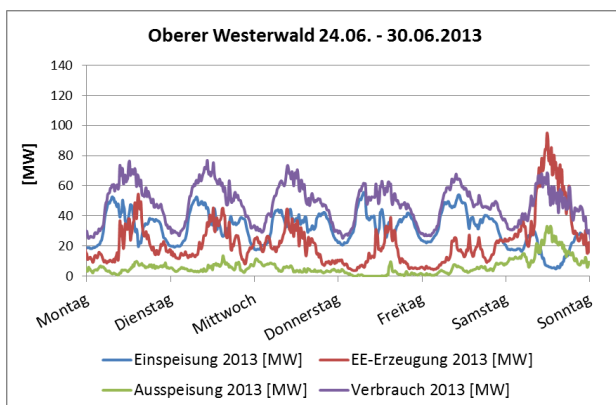


Abbildung 2-9: Jahresverlauf Oberer WW - Auszug Juni 2013 (eigene Darstellung)

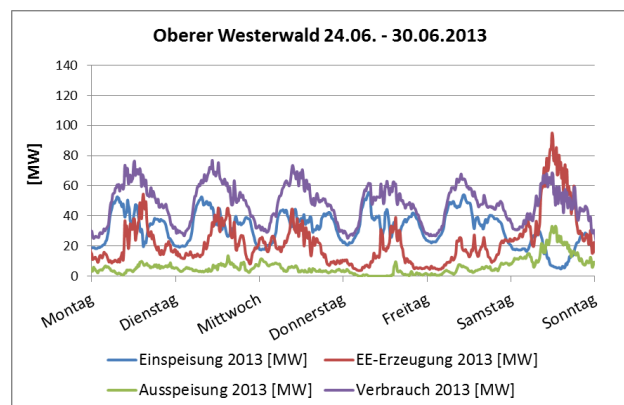


Abbildung 2-10: Jahresverlauf Oberer WW - Auszug Dezember 2013 (eigene Darstellung)

Abbildung 2-11 zeigt den Jahresverlauf in der Netzregion Unterer Westerwald. Es wird ersichtlich, dass hier die EE-Erzeugung vor allem durch PV-Strom im Sommer beeinflusst wird. Im Bilanzjahr 2013 wurden in Summe etwa 677.900 MWh eingespeist und ca. 73.400 MWh durch erneuerbare Energien erzeugt. Auffallend ist die geringe Auspeisung von nur ca. 30 MWh. Der Gesamtverbrauch belief sich auf ca. 751.300 MWh. Der Anteil der erneuerbaren regionalen Erzeugung am Verbrauch lag rund 10 %. An keinem Tag war die Auspeisung höher als die Einspeisung.

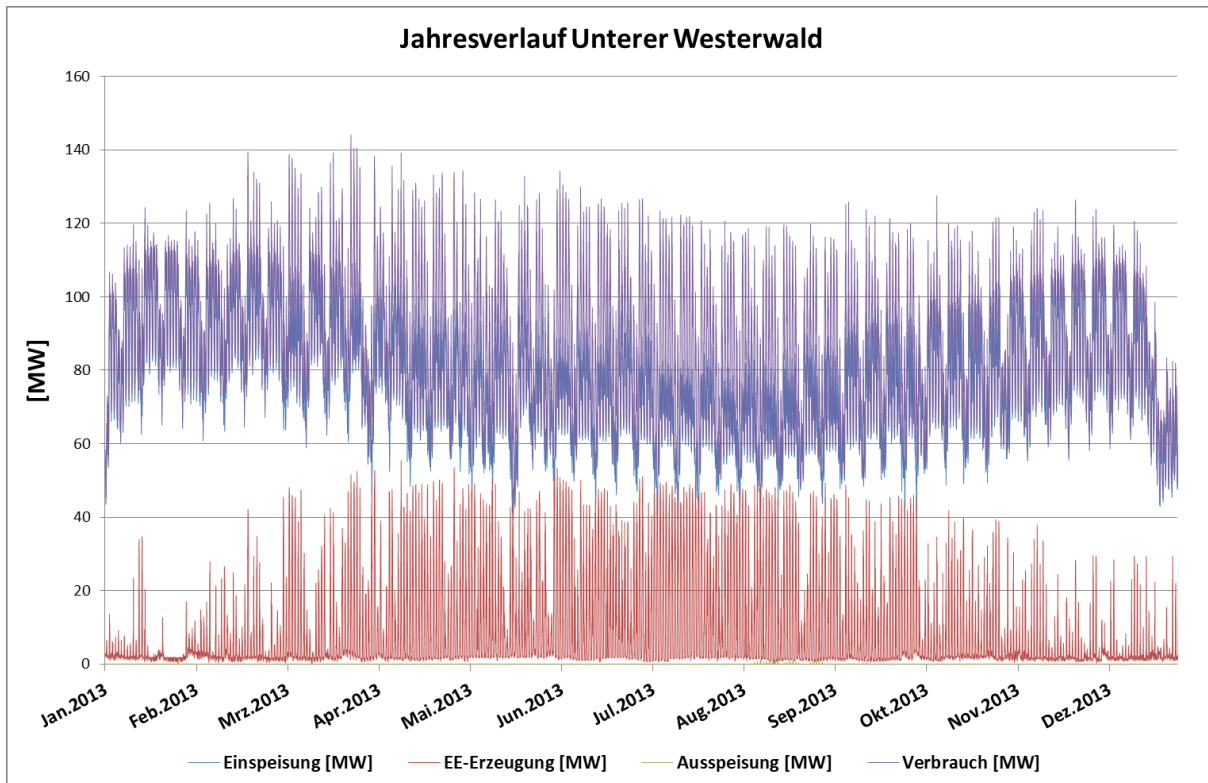


Abbildung 2-11: Jahresverlauf Unterer WW 2013 (eigene Darstellung)

Die Netzregion Unterer Westerwald ist durch PV-Anlagen geprägt. Auf Abbildung 2-13 sind die typischen PV-Mittagsspitzen deutlich zu erkennen. Eine Vergleichswoche im Januar (Abbildung 2-12) zeigt jedoch einen stetig niedrigen Erzeugungsverlauf auf.

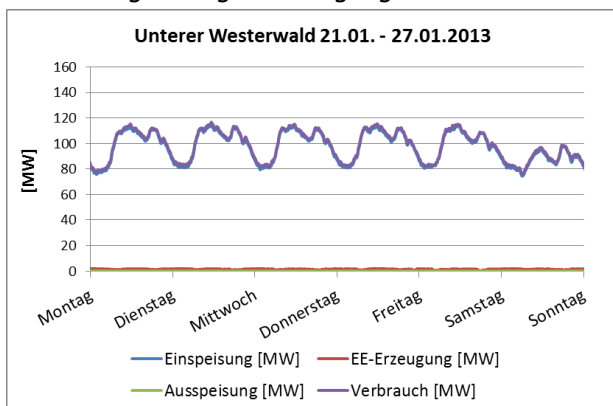


Abbildung 2-12: Jahresverlauf Unterer WW - Auszug Januar 2013 (eigene Darstellung)

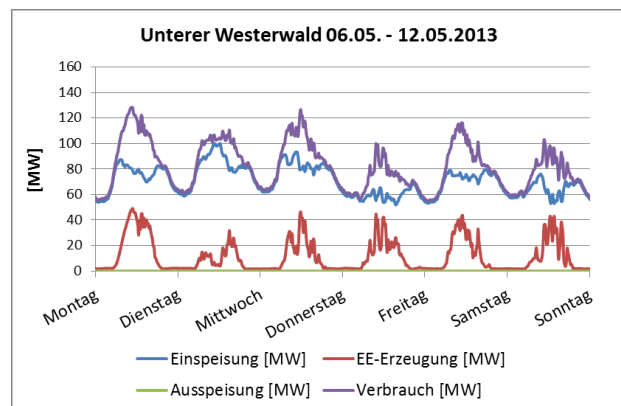


Abbildung 2-13: Jahresverlauf Unterer WW - Auszug Juni 2013 (eigene Darstellung)

Abbildung 2-14 zeigt den Jahresverlauf der Netzregion Rhein-Mosel. Der Verbrauch übersteigt das ganze Jahr über deutlich die erneuerbare Energieerzeugung, die fast ausschließlich über Solaranlagen erzeugt wird. In den Sommermonaten ist folglich auch ein Anstieg zu erkennen. In Koblenz speist außerdem das Wasserkraftwerk der Moselstaustufe mit einer Leistung von 16 MW in das enm Netz ein, allerdings wird die Anlage nicht nach EEG gefördert, sodass sie in diese Betrachtung nicht einfließt. Im Bilanzjahr 2013 wurden in Summe etwa 806.500 MWh eingespeist und ca. 21.300 MWh durch erneuerbare Energien erzeugt. Ausgespeist wurden nur etwa 2.600 MWh. Der Gesamtverbrauch belief sich auf ca. 825.200 MWh. Der Anteil der erneuerbaren regionalen Erzeugung ist mit 2,6 % sehr gering. Auch hier war an keinem Tag die Auspeisung höher als die Einspeisung.

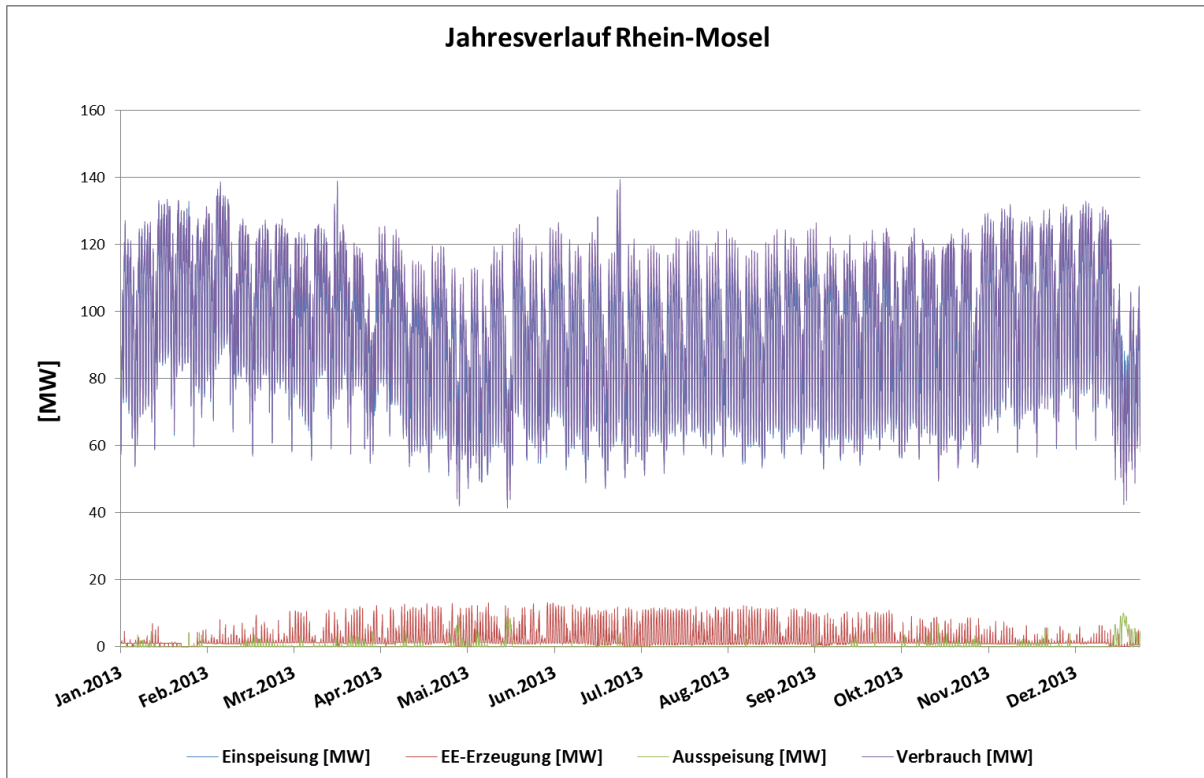


Abbildung 2-14: Jahresverlauf Rhein-Mosel 2013 (eigene Darstellung)

In der Netzregion Rhein-Mosel herrscht generell eine niedrige prozentualer Deckung durch EE-Erzeugung. Auffällig ist außerdem die höhere Ausspeisung zu Weihnachten aus dem Netz (vgl. Abbildung 2-15 und Abbildung 2-16).

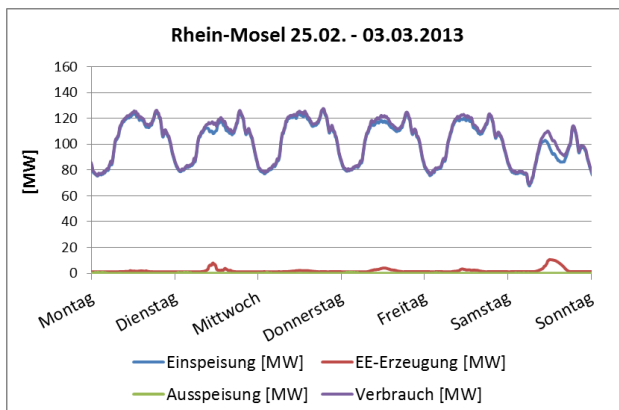


Abbildung 2-15: Jahresverlauf Rhein-Mosel - Auszug Februar/März 2013 (eigene Darstellung)

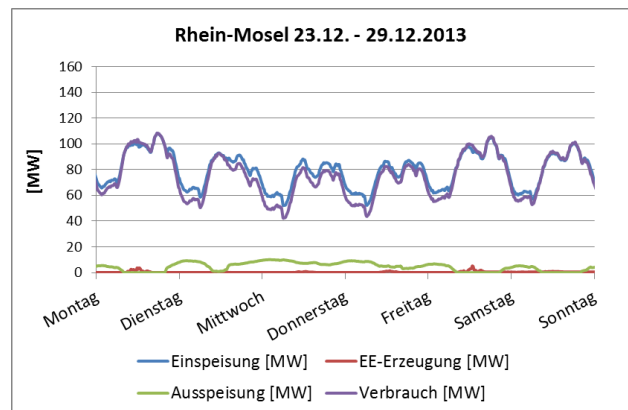


Abbildung 2-16: Jahresverlauf Rhein-Mosel - Auszug Dezember 2013 (eigene Darstellung)

2.2.2 KWK-Anlagen IST-Zustand

Der Einfluss der KWK-Erzeugung sollte in vorliegende Untersuchung mit einfließen, allerdings stellte sich die Berücksichtigung aufgrund fehlender Lastgänge etwas komplexer dar. Zunächst musste beurteilt werden, ob die Anlagen kontinuierlich („Strich“, vorwiegend Industrieanlagen) oder „einem Lastgang folgend“ (kleinerer kW-Bereich) fahren. Dementsprechend wurden die installierten Anlagen zunächst nach Ihrer Leistung sortiert (vgl. Abbildung 2-17).

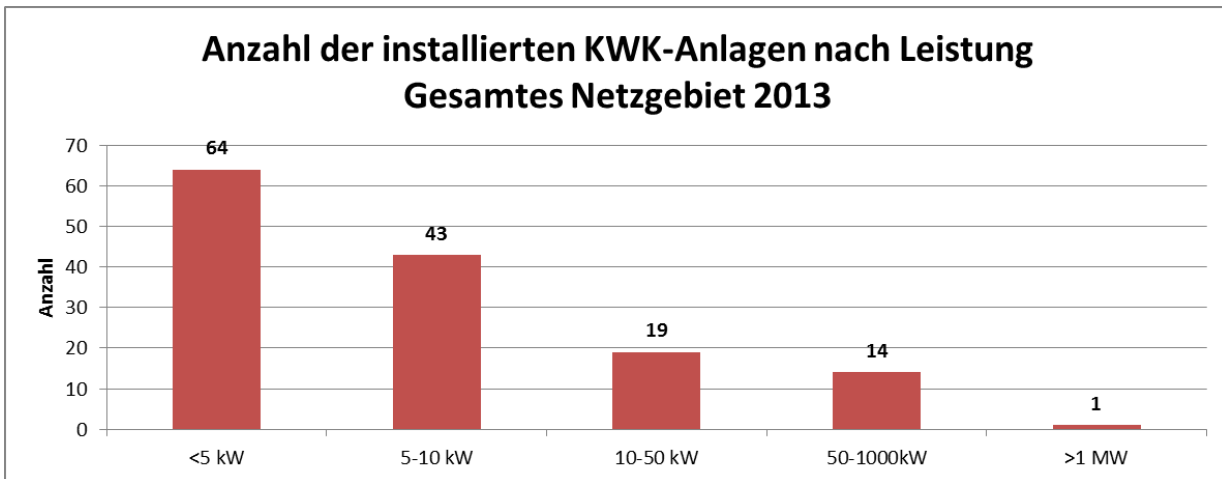


Abbildung 2-17: Anzahl der installierten KWK-Anlagen im gesamten Netzgebiet 2013 (eigene Darstellung)

Zum Vergleich wurde angenommen, dass kleine Anlagen (≤ 50 kW) etwa 5.000 Vollbenutzungsstunden (Kategorie 1) und große Anlagen (>50 kW) etwa 7.000 Vollbenutzungsstunden (Kategorie 2) erzielen. Als Referenz liegen für diese zwei Vollbenutzungsstunden-Größen Lastgänge zweier 230 kW_{el} Anlagen vor (vgl. hierzu Abbildung 2-18 und Abbildung 2-19).

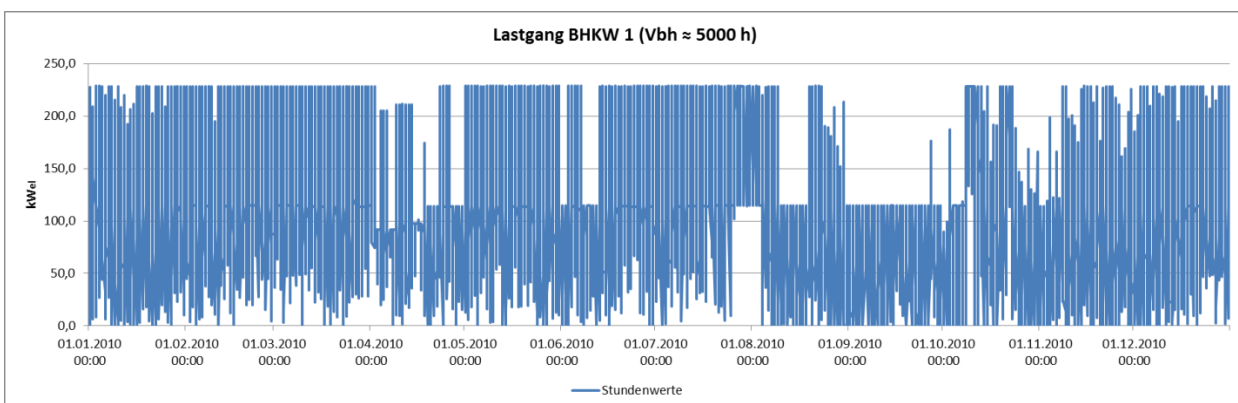
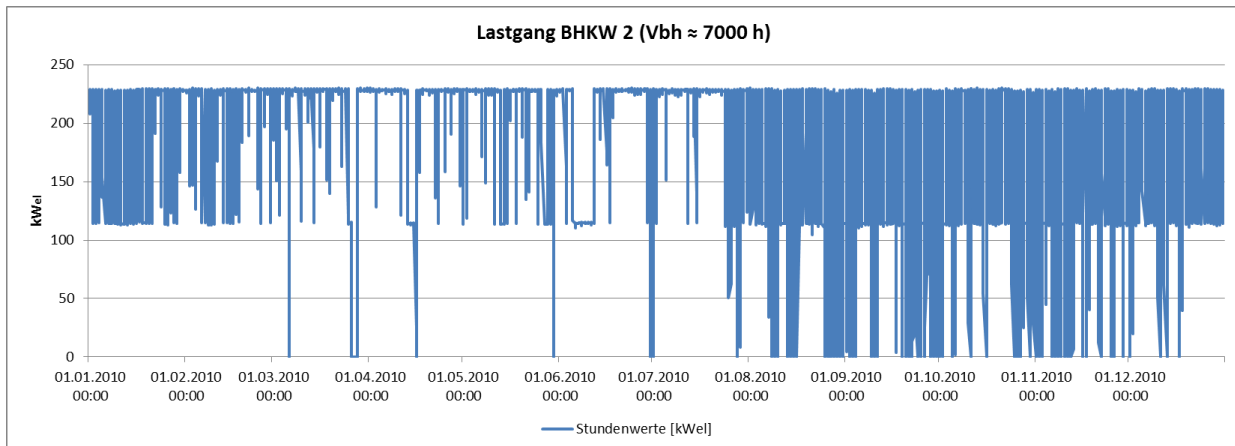


Abbildung 2-18: Referenzlastgang für KWK-Kategorie 1 (≤ 50 kW, 5.000 Vbh) (eigene Darstellung)



**Abbildung 2-19: Referenzlastgang für KWK-Kategorie 2 (> 50 kW, 7.000 Vbh)
(eigene Darstellung)**

Auf Basis der Referenzlastgänge und der installierten Leistung je Kategorie konnte die Arbeit je Viertelstunde berechnet werden. Die Ergebnisse der EE- und KWK-Anlagen wurden anschließend der Einspeisung im gesamten Netzgebiet gegenübergestellt (vgl. Abbildung 2-20). Es ist zu erkennen, dass die KWK-Technik weitestgehend „Strich“ fährt und ähnlich wie die Erzeugung in Biomasseanlagen als Band betrachtet werden kann. Der auf Basis der Referenzlastgänge berechnete Anteil der KWK hat einen nennenswerten Anteil an der gesamten Erzeugung. Der Anteil an der Leistungsbereitstellung ist, wie in Abbildung 2-2 für den Oberen WW, in Abbildung 2-3 für den Unteren WW und in Abbildung 2-4 für die Netzregion Rhein-Mosel gezeigt, im Vergleich zu der Summe aus den EE-Anlagen relativ gering. Anzumerken ist außerdem, dass eine KWK Anlage in Bendorf mit einer Leistung von 1,3 MW_{el} 2014 außer Betrieb genommen wurde, sodass sich die Leistungsbereitstellung durch KWK-Anlagen um etwa 20 % reduziert.

Im Laufe des Projektes wurde sich dafür entschieden, die KWK-Technologie auch in den Zukunftsszenarien separat zu betrachten, da keine Lastgänge zu den spezifischen Anlagen und keine Angaben über den Ausbau vorliegen (vgl. hierzu Kapitel 3.5).

Hinsichtlich einer regionalen, lastganggerechten Stromversorgung nehmen KWK-Anlagen eine wichtige Rolle ein, da sie fluktuierende Erzeugung ergänzen können und für Regelenergie und Systemdienstleistungen einen Teil ihrer Leistung bereitstellen können. Im Sinne dieser Flexibilisierung innerhalb der Versorgungsregion ist der Anteil an KWK-Anlagen relativ gering.

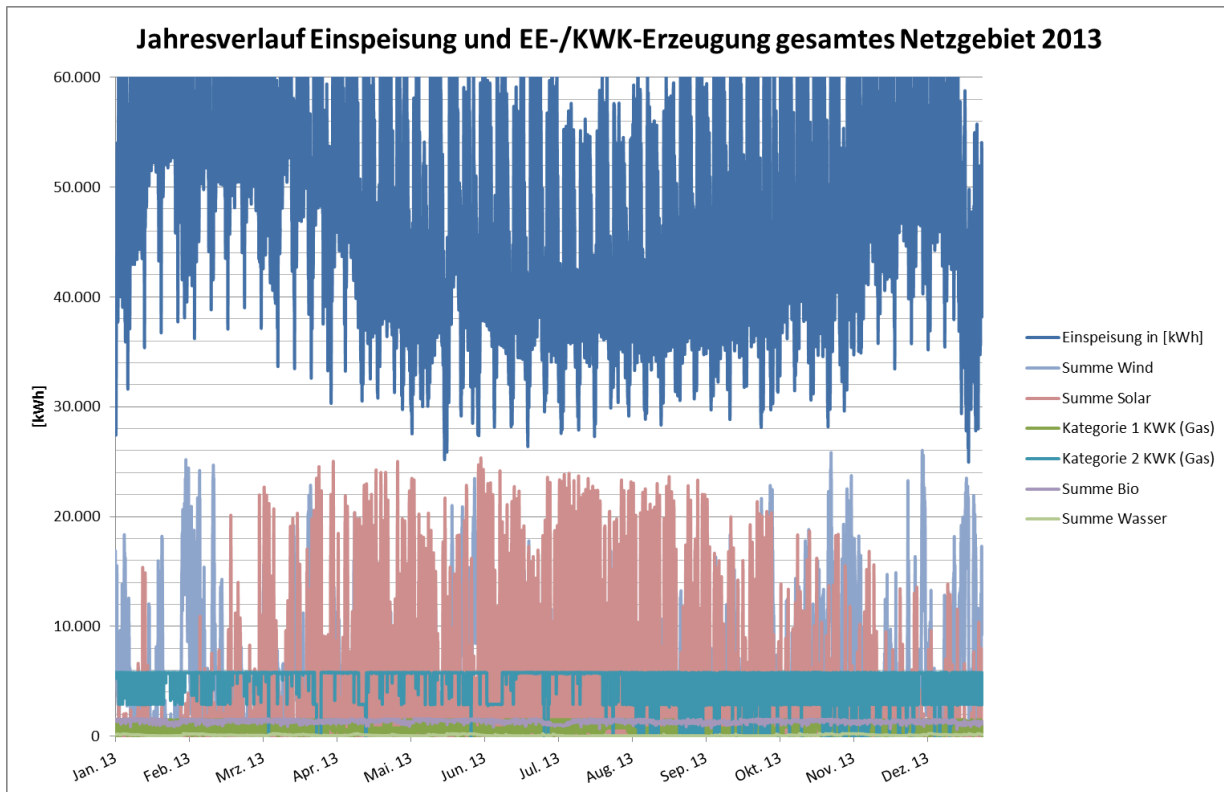


Abbildung 2-20: Gegenüberstellung Erzeugung zur Einspeisung gesamtes Netzgebiet 2013 (eigene Darstellung)

2.2.3 Gegenüberstellung der enm- und TSB-Auswertung

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben wurden im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie durch die TSB im Vergleich zur enm eine andere Abgrenzungen der Netzregionen vorgenommen. Dadurch kommt es bei einer Gegenüberstellung der TSB- bzw. der enm-Daten zu kleineren Abweichungen in der Zusammensetzung des Netzgebietes.

Folgende Abweichungen werden hier dokumentiert:

- Etwa 7 MW WIND-Leistung konnten keiner UA zugeordnet werden, weshalb sie in den Berechnungen nicht erfasst wurde.
- Durch die unterschiedliche Grenzbildung speist nur Goldhausen mit rund 3 MW WIND in der Region Unterer WW ein.
- Weiterhin kommt es durch die unterschiedliche Grenzbildung im Bereich der Solarenergie zu Abweichungen in der Rhein-Mosel-Region.

3 Potenzial einer stärkeren Integration von EE-Strom in Netzstrukturen

Für eine lastganggerechte Stromversorgung auf lokaler Ebene gilt es sowohl die regenerative und oft fluktuierende Stromerzeugung als auch die Flexibilisierung großer Stromverbraucher auf Verteilnetzebene besser zu synchronisieren. Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs durch Verbraucher wird auch als Lastmanagement (engl. Demand-Side-Management, DSM) bezeichnet. Gezielte Handlungen sollen beispielsweise dazu dienen, den Stromverbrauch an das Energieangebot anzugleichen oder eine Spitzenlastsenkung durchzuführen. Zur Flexibilisierung werden neben dem Stromnetz die Kommunikationsnetze genutzt. Hierbei werden flexible Anlagen über eine bidirektionale Kommunikationstechnik zu einem virtuellen Verbund aus flexiblen Erzeugern, größeren Verbrauchern und Speichern zusammengeschaltet. Sie werden mit einem Steuerungssystem verknüpft, das aus dem Bereich der virtuellen Kraftwerke bekannt ist und auf die Möglichkeit zur Automatisierung und zentralen Steuerung der Anlagen angepasst. Dabei sollen Netzengpässe in Schaltbefehle für Verbraucher und Erzeuger umgewandelt werden. Folgende verfügbare Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher könnten in diesen Verbund eingebunden werden:

- Erneuerbare Energieerzeuger wie Photovoltaik-, Wind- und Wasserkraftanlagen,
- BHKWs und Notstromanlagen,
- Wärmepumpen und Power-to-Heat (z.B. auch Nachtspeicherheizungen),
- Mögliche Verbraucher, z. B. Industrie, Altenheime, Krankenhäuser, Kommunale Liegenschaften wie Schulen, Schwimmbäder etc.
- Mögliche Senken, die als Speicher fungieren, z. B. Kälteanlagen, Pumpen in der Wasserversorgung
- Flexibilisierungselemente mit kommunaler Bedeutung:
 - Regelung der Pumpen in den Wasser- und Abwasseranlagen
 - Regelung der Pumpen des Hochwasserschutzes
 - Klärwerke (meist BHKW vorhanden), insbesondere für Netzregion Rheinmosel (Kläranlage Koblenz) interessant

Methodisch werden nach der Ermittlung von geeigneten Verbrauchsstellen und Senken sowie der anschließenden Bewertung der Betriebsweisen der Anlagen die Lastgänge des Stromverbrauchs mit den Erzeugungslastgängen einzelner oder verschiedener Erzeuger überlagert. Zur Deckung der verbleibenden Last und der Verwendung des Überschussstromes aus der Erzeugung, wird das Demand-Side-Management herangezogen. Im ersten Schritt werden hierbei die Verteilung und der Verbrauch der Großverbraucher, die sich zeitlich steuern lassen ohne die vordergründige Aufgabe zu beeinträchtigen (bspw. zeitliche Beeinflussung des Produktionsprozesses in der Industrie), aufgeschlüsselt. Dabei werden keine technischen Veränderungen oder Erweiterungen an den Anlagen vorgenommen, sondern Potenziale zur Lastverschiebung, sogenannte Flexibilitäten im Verbrauchsmuster, herausgestellt und erprobt. Eine optimierte Steuerung dieser Verbraucher ermöglicht eine zeitliche Verschiebung, die wie der Einsatz von Speichern eine Ausbalancierung der Stromerzeugung im Verteilnetz herbeiführt.

Um die Potenziale einer stärkeren Integration von EE-Strom in Netzstrukturen zu überprüfen und um eine fundierte Aussage über die zukünftige Netzsituation treffen zu können, stellte die enm Daten zu den bei ihnen angefragten Windenergieanlagen mit Lokation zur Verfügung. Darunter fallen auch Anlagen, die im Jahr 2014 bereits zugebaut worden, jedoch aufgrund des früheren Basisjahres der Auswertung in der Bilanz noch keine Berücksichtigung fanden. Weiterhin betrifft dies auch Anlagen deren Planung bereits in der Umsetzung oder aber deren ursprünglich geplantes Errichtungsjahr bereits verstrichen ist. Ob und wann diese Projekte umgesetzt werden, ist derzeit nicht bekannt. Nicht jede Anfrage wird in ein umsetzungsfähiges Projekt münden, dennoch sind die Netzanschlussbegehren so hinreichend konkret und werden von gemeindlicher Seite unterstützt, dass sie in den Szenarien aufgenommen wurden. Darauf aufbauend wurden verschiedene Windzubau-Zukunftsszenarien für das Jahr 2020 entwickelt, die nachfolgend erläutert werden.

EE-Erzeugung Szenario 1 [MAX]:

- Alle Windenergieanlagen, die bei der enm angefragt wurden, werden gebaut
- Zubau der Anlagen meist in den Jahren 2015-2017

EE-Erzeugung Szenario 2 [40 % des MAX-Zubaus]:

- Anteilig werden 40 % der Anlagenleistung der angefragten Windenergieanlagen in die Berechnung mit einbezogen

EE-Erzeugung Szenario 3 [Repowering]:

- Alle Windenergieanlagen, die im Jahr 2020 älter als 20 Jahre sind, werden durch neue ersetzt.
- Annahmen: Durchschnittliche Anlagenleistung 2,5 MW³ sowie Repowering-Faktor von 1,5 (für drei alte kommt eine neue Anlage)⁴

Zukunft Windausbau [40 % des MAX-Zubaus]+ Repowering:

- Alle Windenergieanlagen, die im Jahr 2020 älter als 20 Jahre sind, werden durch neue ersetzt.
- Annahme: Durchschnittliche Anlagenleistung 2,5 MW, Repowering-Faktor 1,7
- Anteilig werden zusätzlich 40 % der Anlagenleistung der angefragten Windenergieanlagen in die Berechnung mit einbezogen

Grundlage für alle Szenarien bildet die Auswertung der dezentralen Erzeugungsanlagen (vgl. hierzu Kapitel 2.2). Die Erzeugung der Bestandsanlagen, die im Jahr 2013 bereits in Betrieb waren, ist damit in allen Szenarien inbegriffen. Darauf aufbauend wurde der Zubau bzw. Repowering bestehender Anlagen bis 2020 in der Auswertung der verschiedenen Szenarien ermittelt. Auf Basis der bekannten Lastgänge (somit auch Referenzanlagen) der jeweiligen Umspannanlagen wurde in Szenario 1 und 2 der geplante Zubau über die Leistung pro Umspannanlage berechnet. An dieser Stelle ist anzumerken, dass für die UA teilweise andere Referenzanlagen/-lastgänge vorlagen. So fließen Lastgänge von Anlagen von etwa 250 kW bis hin zu 6 MW

³ Annahme basiert auf Durchschnittszahlen aus dem Fact Sheet des BWE und VDMA (bwe, VDMA, 2015)

⁴ TSB interne Annahme

in die Berechnung ein. Dies muss im Projektverlauf berücksichtigt werden. In Szenario 3 wurde angenommen, dass Anlagen, die am 01.01.2021 älter als 20 Jahre sind, an ihrem Standort durch eine neue leistungsfähigere Anlage ersetzt werden (Repowering). Für die Berechnung mussten entsprechend weitere Variablen geschaffen werden. Zum einen musste die Leistung der neuen Anlage gewählt werden. Diese wurde auf 2,5 MW festgelegt. Als Grundlage dienen hierbei Durchschnittszahlen aus dem Fact Sheet des BWE und VDMA (bwe, VDMA, 2015). Zum anderen musste ein Repoweringfaktor in Berechnung einfließen. Dabei wurde angenommen, dass durch Repowering pro Standort drei Bestandsanlagen (mit je 0,5 MW) durch eine neue Anlage (2,5 MW) ersetzt werden. Der Repoweringfaktor beläuft sich somit auf 1,7. Um die Erneuerbare Energieerzeugung im Jahr 2020 vergleichen zu können, wird vereinfacht der Verbrauch aus dem Basisjahr 2013 herangezogen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden nun die Zukunftsszenarien (Szenario 2020) für das gesamte Netzgebiet und jeweils für die drei Netzregionen dargestellt.

3.1 Zukunftsszenarien 2020 - Gesamtes Netzgebiet

Abbildung 3-1 zeigt den Jahresverlauf des gesamten Netzgebietes mit allen Zukunftsszenarien. Es wird ersichtlich, dass Szenario 1 mit seinem maximalen Zubau den Verbrauch in einigen Stunden des Jahres übersteigen würde und entsprechende Überlegungen getätigt werden müssten, wie diese Erzeugungsspitzen abfangen werden können. Szenario 2 bleibt meist unter dem Verbrauch. Auch das Szenario 3, welches Bestand sowie repowerte Anlagen berücksichtigt lässt keine Spitzen über den Verbrauch erkennen. So auch das Szenario, dass sowohl einen anteiligen Windausbau als auch Repowering berücksichtigt.

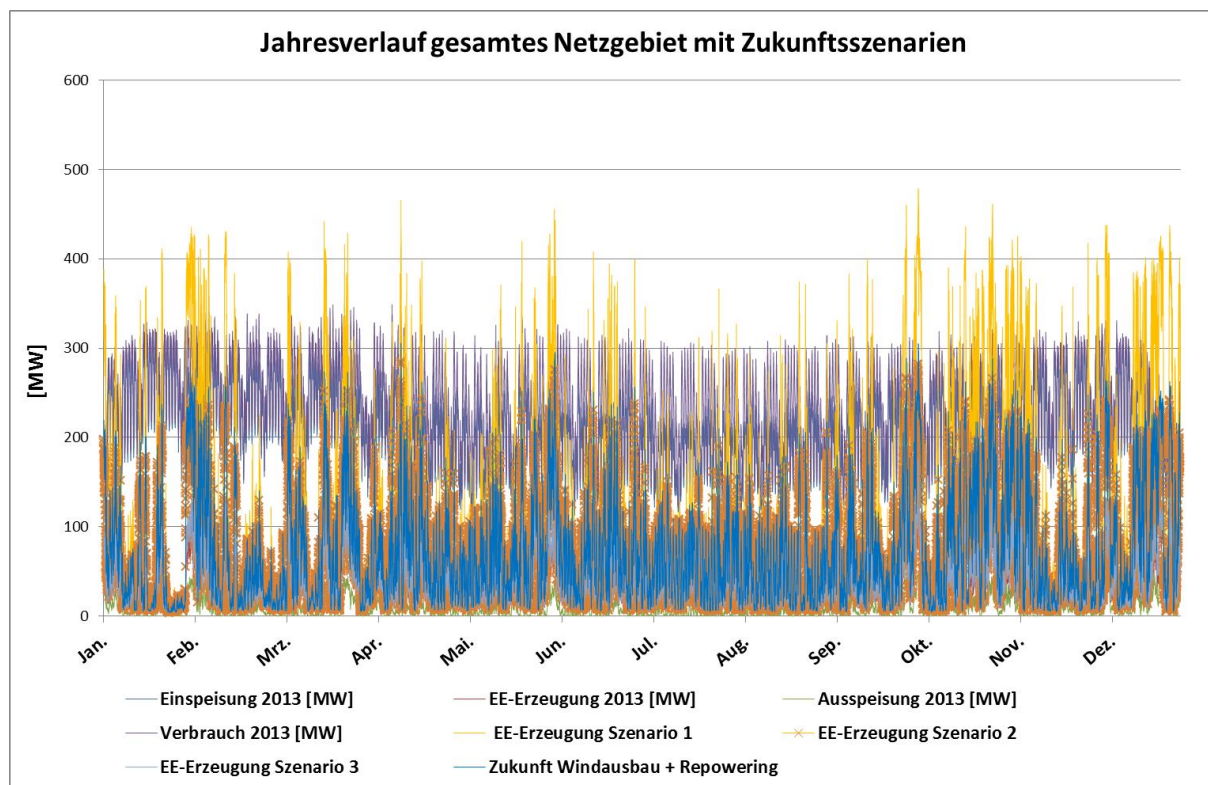


Abbildung 3-1: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet mit Zukunftsszenarien 2020 (eigene Darstellung)

Abbildung 3-2 stellt zur besseren Übersicht einen Auszug aus Abbildung 3-1, EE-Erzeugung und den Verbrauch auf Basis des Bilanzjahres des gesamten Netzgebietes sowie nur das Zukunftsszenario, das einen Zubau von 40 % der geplanten Windenergieanlagen, das Repowering der Anlagen (gemäß Annahmen) sowie die Bestandsanlagen berücksichtigt, dar. Die EE-Erzeugung und der Verbrauch überschneiden sich viel deutlicher im Vergleich zum IST-Zustand (vgl. hierzu Kapitel 2.2). Somit wird es gelegentlich einen Stromüberschuss im Netz der enm geben. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Verbrauch (Basis 2013) liegt in diesem Szenario bei 31,1 %.

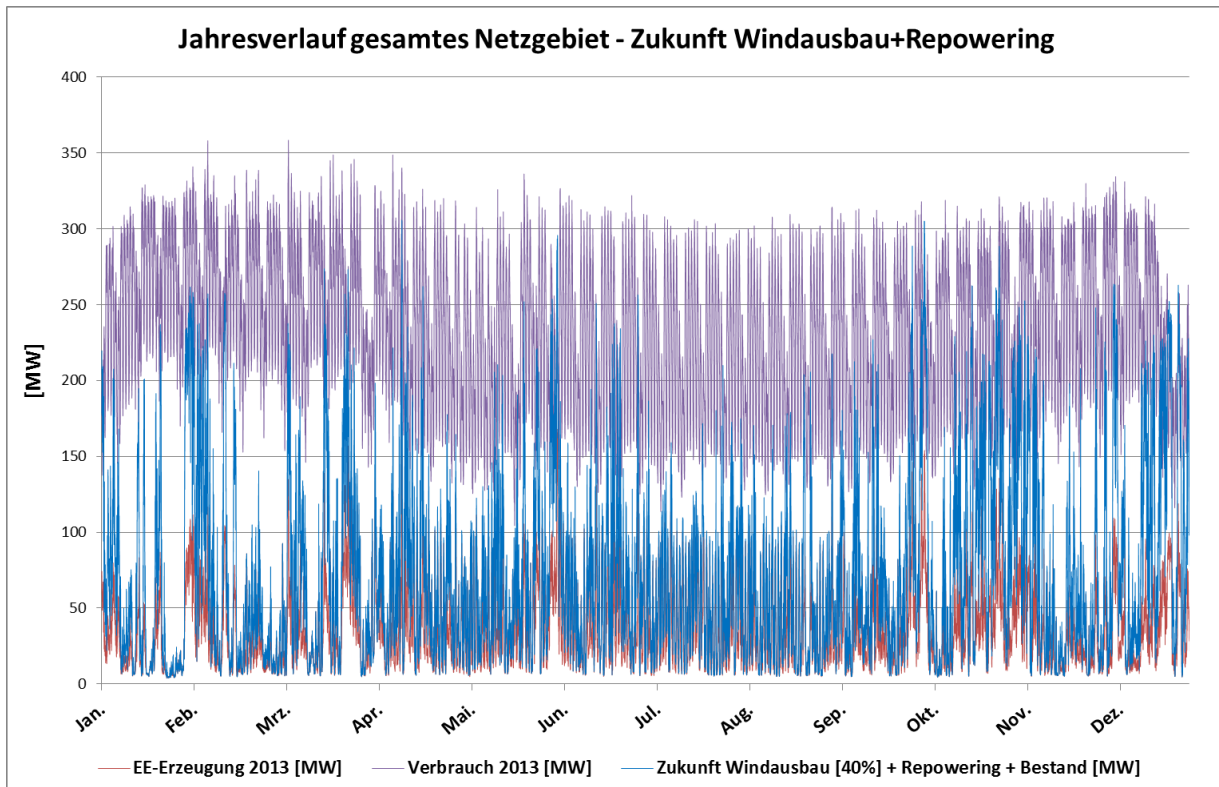


Abbildung 3-2: Jahresverlauf gesamtes Netzgebiet mit Zukunft Windausbau + Repowering (Szenario 2020) (eigene Darstellung)

Da das Szenario, das einen zukünftigen Windausbau von 40 % des MAX-Zubaus sowie ein Repowering der Anlagen bis 2020 berücksichtigt, die Realität am ehesten repräsentiert, wird dieses zur besseren Übersicht in nachfolgenden Betrachtungen der drei Netzregionen nochmals gesondert dargestellt.

3.2 Zukunftsszenarien 2020 - Oberer Westerwald

Abbildung 3-3 zeigt den Jahresverlauf des oberen Westerwalds mit allen Zukunftsszenarien. Hier ist mit etwa 260 MW ein deutlicher Ausbau der Windenergieanlagen in Planung.

Betrachtet man das Zukunftsszenario mit einem anteiligen Ausbau sowie einem Repowering der Anlagen kann der Verbrauch überwiegend durch die EE-Erzeugung gedeckt werden (vgl. Abbildung 3-4). Zusätzlich kommt es zu einem deutlichen Stromüberschuss im Netz. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Verbrauch (Basis 2013) liegt in diesem Szenario bei 93,7 %.

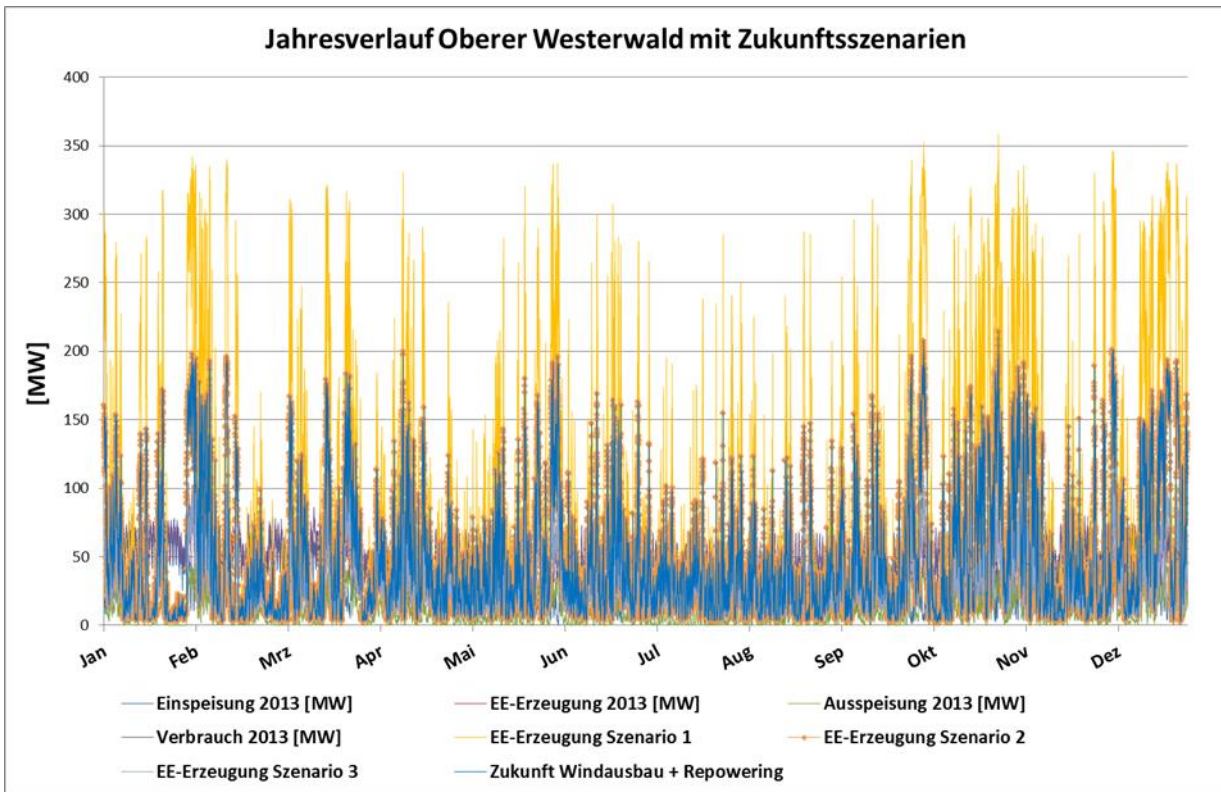


Abbildung 3-3: Jahresverlauf Oberer WW mit Zukunftsszenarien 2020 (eigene Darstellung)

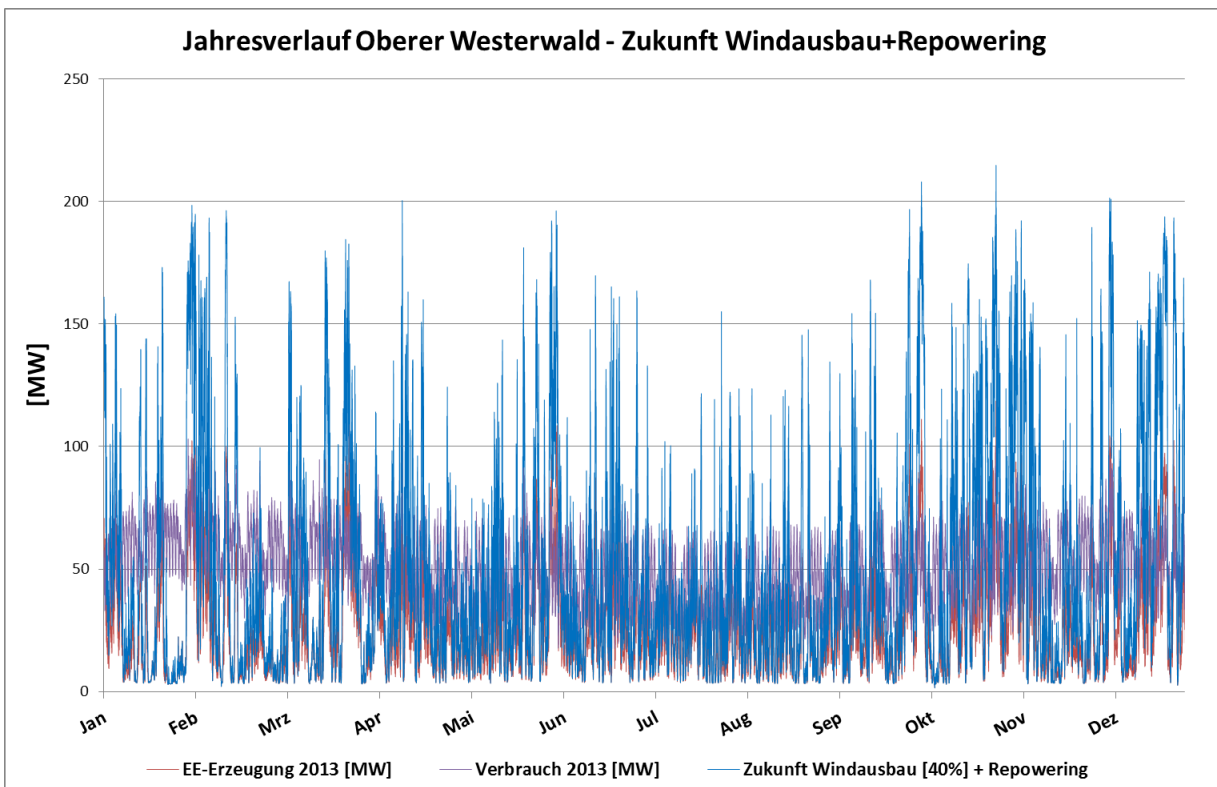


Abbildung 3-4: Jahresverlauf Oberer WW mit Zukunft Windausbau + Repowering (Szenario 2020) (eigene Darstellung)

3.3 Zukunftsszenarien 2020 – Unterer Westerwald

Im unteren Westerwald (vgl. Abbildung 3-5) verlaufen die Kurven anders. Zum einen ist der Verbrauch in dieser Netzregion viel höher als beispielsweise im Oberen Westerwald zum anderen ist kein erheblicher Ausbau der Windenergieanlagen in Planung. Dadurch liegt der Verbrauch bei der Betrachtung des Zukunftsszenarios mit Windausbau und Repowering meist über der Erzeugung. In den Sommermonaten kommt es jedoch bedingt durch die anteilig hohe EE-Erzeugung durch Solaranlagen zu Überschneidungen mit dem Verbrauch.

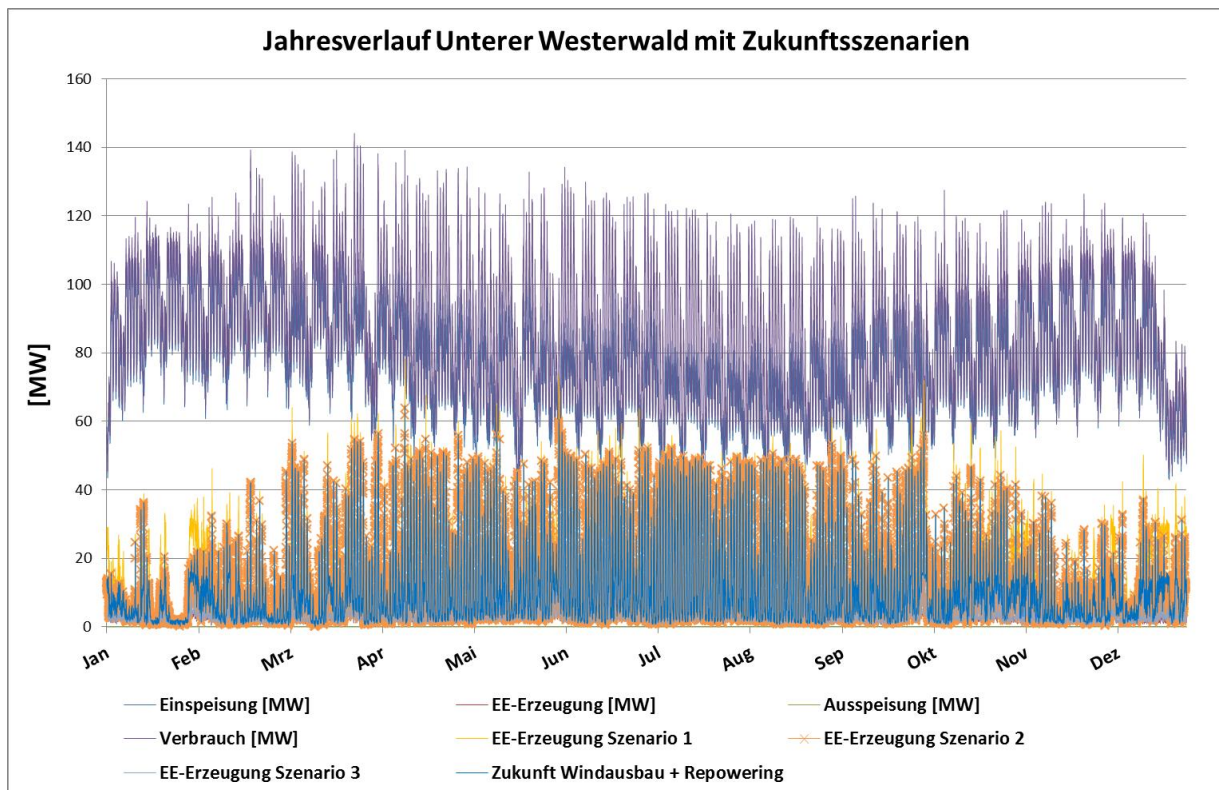


Abbildung 3-5: Jahresverlauf Unterer WW mit Zukunftsszenarien 2020 (eigene Darstellung)

Deutlicher zeigt sich dies in Abbildung 3-6. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Verbrauch (Basis 2013) liegt bei Betrachtung eines anteiligen Windausbau und Repowering der Anlagen bei 13 %.

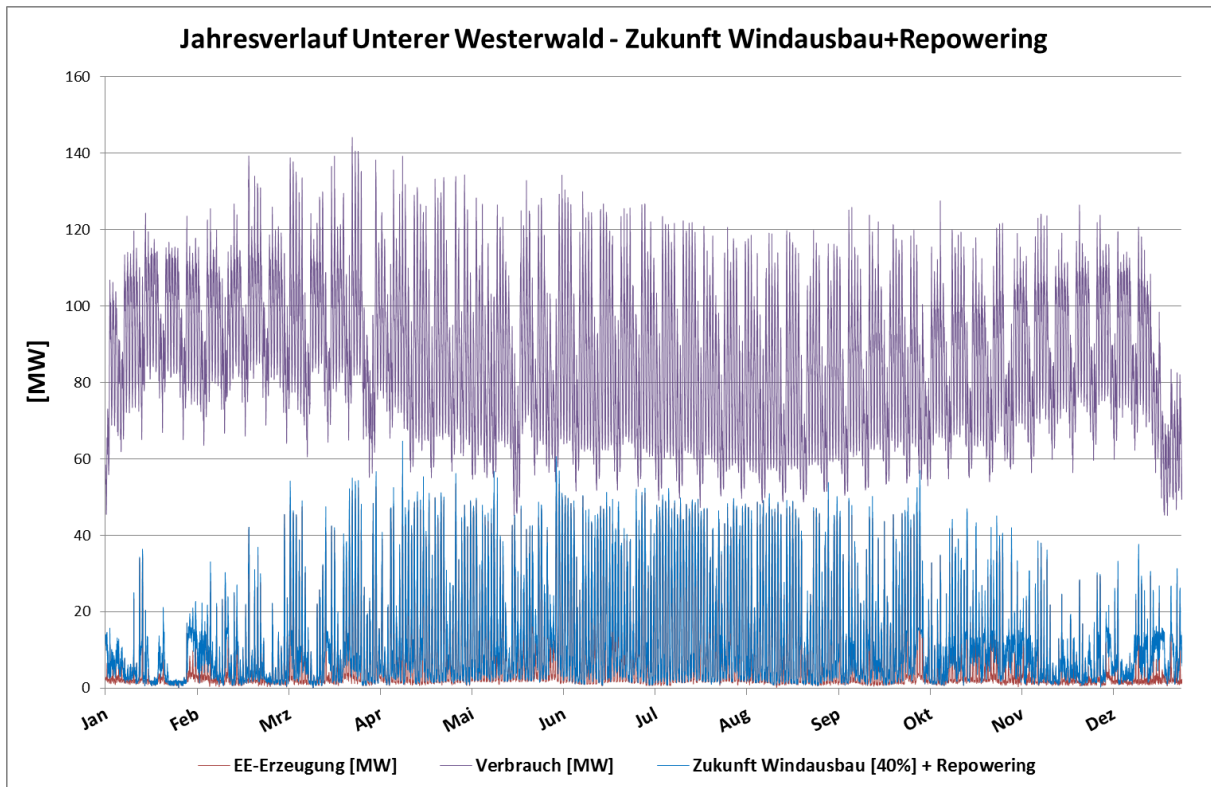


Abbildung 3-6: Jahresverlauf Unterer WW mit Zukunft Windausbau + Repowering (Szenario 2020) (eigene Darstellung)

3.4 Zukunftsszenarien 2020 - Rhein-Mosel

Abbildung 3-7 bildet den Jahresverlauf mit Zukunftsszenarien der Netzregion Rhein-Mosel ab. Auch hier liegt der Verbrauch in der Regel über der Erzeugung. Im Vergleich zur Netzregion Obere Westerwald erklärt sich dies, bedingt durch Industrie, Gewerbe und Einwohner, über eine Verdopplung des Verbrauchs. Hinzu kommt, dass auch vergleichsweise wenig Erneuerbare Energien in das Netz einspeisen bzw. Windenergieanlagen in Planung sind. Abbildung 3-8 verdeutlicht nochmal, dass der Verbrauch weit über der zukünftig realistischen erneuerbaren Energieerzeugung liegt. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Verbrauch (Basis 2013) liegt trotz anteiligen Windausbau und Repowering der Anlagen bei nur 8,4 %.

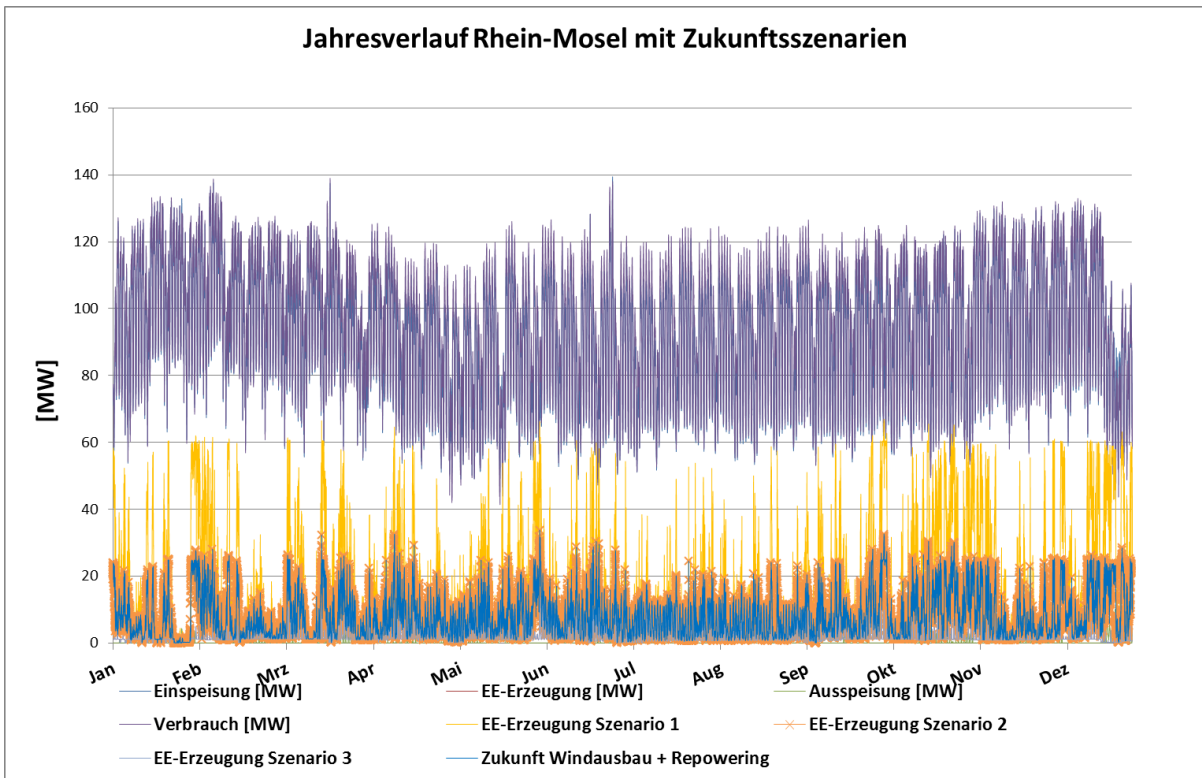


Abbildung 3-7: Jahresverlauf Rhein-Mosel mit Zukunftsszenarien 2020 (eigene Darstellung)

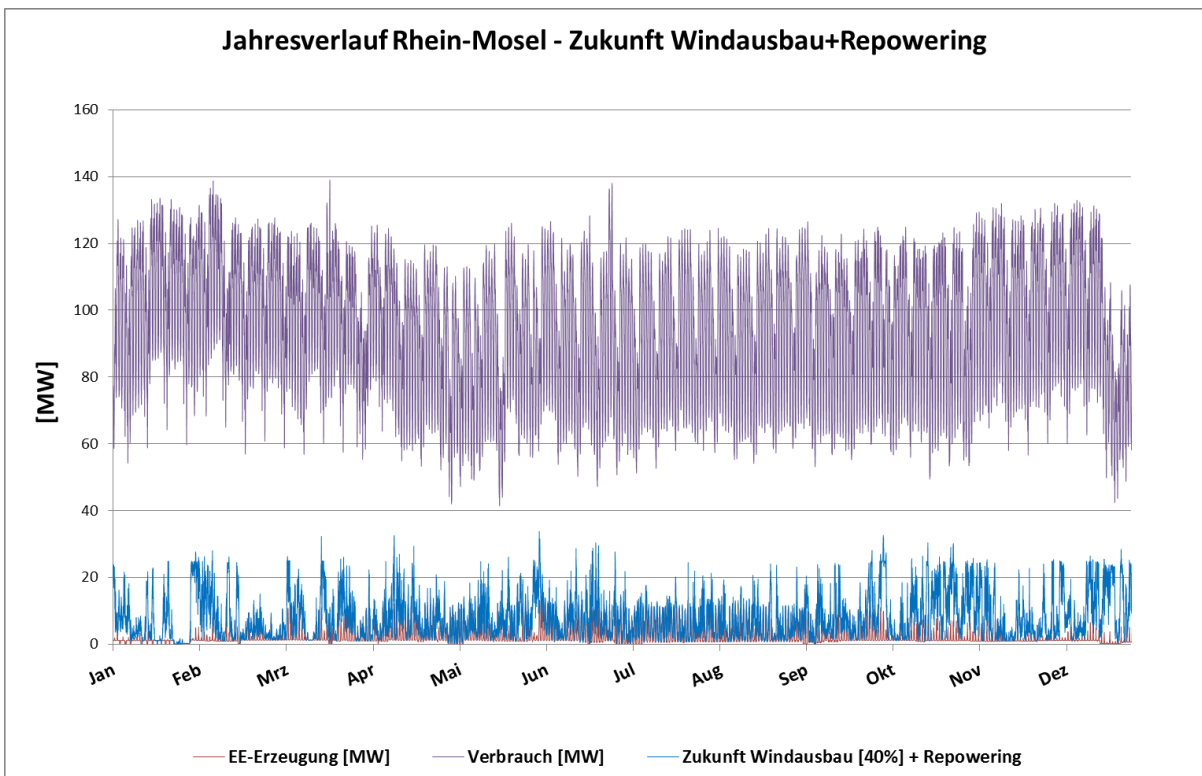


Abbildung 3-8: Jahresverlauf Rhein-Mosel mit Zukunft Windausbau + Repowering (Szenario 2020) (eigene Darstellung)

3.5 Zukunftsszenario KWK -Erzeugung

Um die KWK-Erzeugung in der Zukunft darzustellen, wurde ein Szenario bis 2030 aufgestellt. Hierbei wurde die Steigung auf Basis der bisher zugebauten Anlagenleistungen berechnet und vereinfacht als linear angenommen. Weiterhin wird in diesem Szenario unabhängig von der Anlagengröße einheitlich von 5.000 Betriebsstunden pro Jahr sowie einem elektrischen Wirkungsgrad von 29 % ausgegangen. Diese Annahmen beruhen auf den BHKW-Kenndaten der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE, 2011). Abbildung 3-9 zeigt die Entwicklung der KWK Anlagen im gesamten Netzgebiet bis 2030.

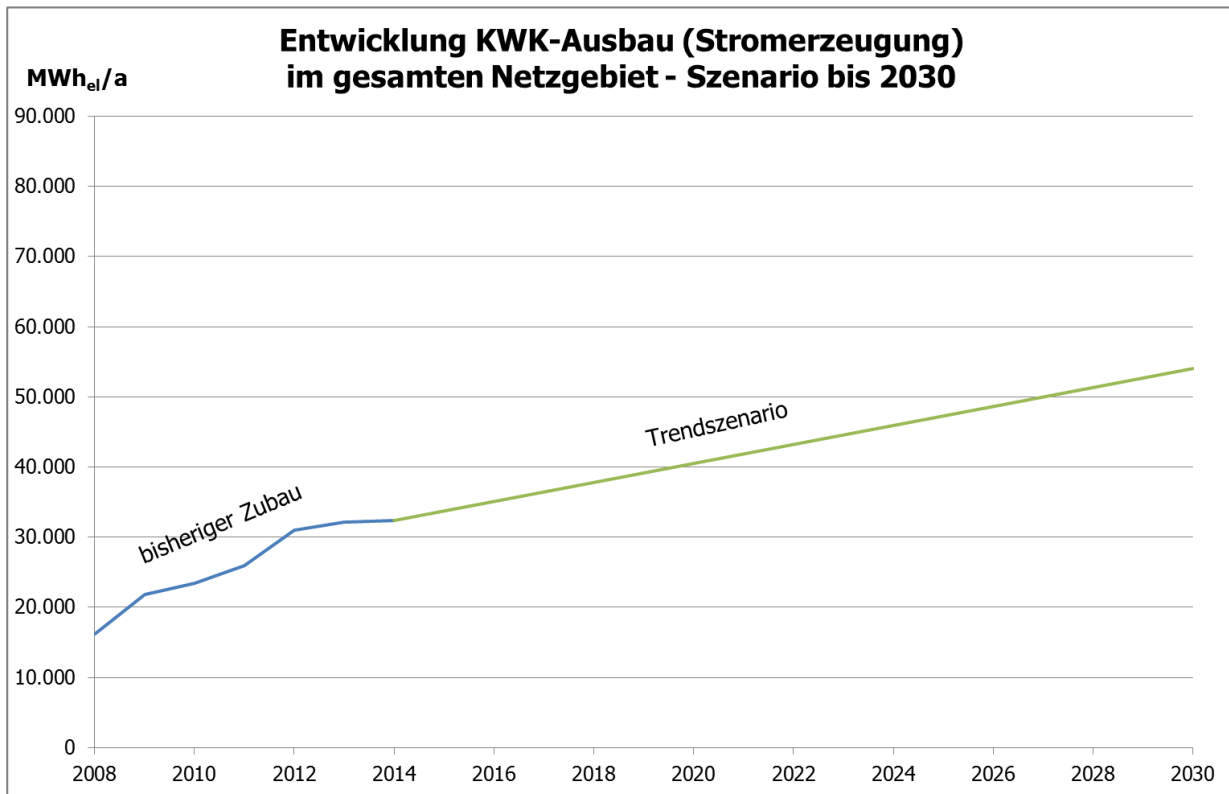


Abbildung 3-9 Entwicklung KWK-Ausbau gesamtes Netzgebiet- Szenario bis 2030 (eigene Darstellung)

Der Stromverbrauch im gesamten Netzgebiet belief sich im Jahr 2013 auf etwa 2.000.000 MWh. Bei Betrachtung des Szenarios für das gesamte Netzgebiet zeigt sich, dass unter oben getroffenen Annahmen KWK-Stromerzeugung auch in Zukunft nur einen geringen Anteil am Gesamtverbrauch hat.

4 Auswertung der Untersuchung

4.1 Netzsicht

Bei der Bestandsanalyse zeigte sich, dass sich die Netztypologie der drei Netzregionen recht unterschiedlich darstellt. So sind große Windparks für den oberen Westerwald charakteristisch, kleinere Erzeugungsstrukturen existieren hier kaum. In der Netzregion Rhein-Mosel, bedingt durch den Ballungsraum Koblenz, sind die meisten Verbraucher des Untersuchungsgebiets ansässig. Auch die Untersuchung der zukünftigen Netzsituation der einzelnen Regionen brachte keine neuen Erkenntnisse. Nach dem Szenario, das einen zukünftigen Windausbau von 40 % des MAX-Zubaus sowie ein Repowering der Anlagen berücksichtigt, werden auch in Zukunft die Stromerzeugung und der Stromverbrauch innerhalb einer Netzregion nicht ausreichend zusammentreffen um eine lokale Stromversorgung zu sichern. Im oberen Westerwald kann der Strom (bedingt durch die sehr gut geeigneten Standorte für Windenergie) durch fehlende Verbraucher nicht in der Region gehalten werden und der Überschussstrom wird in das übergelagerte Netz ausgespeist. In der Netzregion Rhein-Mosel kann durch fehlende erneuerbare Energieerzeugung der Stromverbrauch nicht gedeckt werden. Die Betrachtung des Verbrauchs und der Erzeugung heute und in der Zukunft im Netz der enm für den städtischen und den ländlichen Bereich zeigte, dass aus Netzsicht keine Notwendigkeit für die Flexibilisierung besteht. Eine Verschiebung der Stromerzeugung innerhalb der drei Netzregionen wäre denkbar, ist jedoch aufgrund fehlender Netzverbindungen in den durch die enm betriebenen Spannungsebenen nicht möglich. Ein weiterer Netzausbau innerhalb des enm-Netzes stellt sich derzeit wirtschaftlich- und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll dar. Allenfalls könnte nach Aussage der enm die Netzsituation optimiert werden. So sind beispielsweise Verteilnetze im Gegensatz zu Übertragungsnetzen kaum mit einer Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet. Verläufe von Verbrauch und Einspeisung sind weitestgehend unbekannt. Die Ausstattung geeigneter Messdatenerfassung hat sich die enm und evm bereits zur Aufgabe gemacht. Im Rahmen eines Modellprojektes hat sie mehrere Ortsnetzstationen mit dem Energieüberwachungsgerät, SICAM MMU (Measurement & Monitoring Unit), zur Erfassung von elektrischen Messgrößen in Energieversorgungsnetzen, ausgestattet. Die erfassten Daten werden für weitere Verarbeitungs- und Visualisierungsaufgaben an das zentrale Netzleitsystem SICAM 230 weitergeleitet. Alle Daten laufen hier in Echtzeit zusammen. Diese intelligente Lösung wird als Smart Grid Diagnostic Kit bezeichnet und wurde auf Basis von Siemens SICAM-Geräten entwickelt (Siemens AG, 2015). Die Messergebnisse ermöglichen es die tatsächliche Situation im Netz darzustellen, sodass Netzausbauten möglicherweise reduziert werden könnten.

4.2 Marktsicht / Vertrieb evm

Die Umsetzung des europäischen Klimaschutzziels durch Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet weiter fort. Im Jahr 2014 betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien an der deutschen Stromproduktion bereits 26,2%. Ein weiterer Ausbau ist zunehmend mit Überschussstromphasen verbunden. Durch den weiteren Ausbau ist mit einer Verschiebung in negative Richtung der residualen Last auszugehen (vgl. Abbildung 4-1).

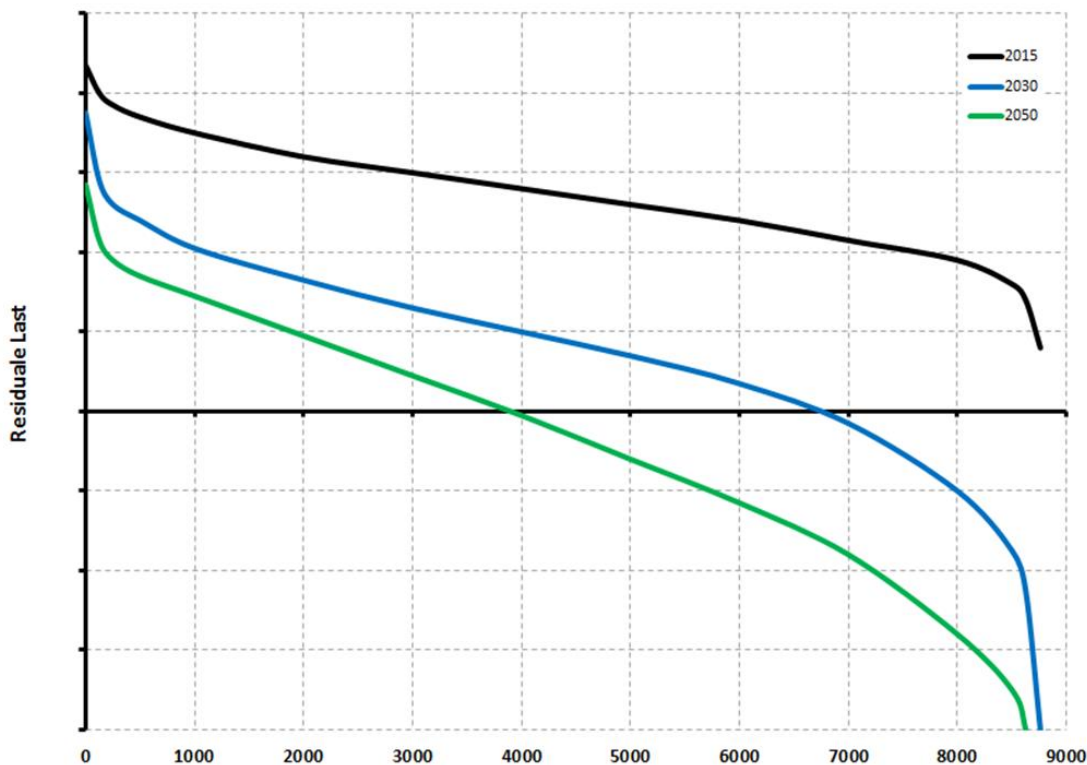


Abbildung 4-1: Entwicklung der Residualen Last in der Zukunft

Der steigende Anteil Erneuerbarer Energien führt am Spot- und Terminmarkt zu immer niedrigeren Strom-Einkaufspreisen. Der Grund hierfür liegt in der 2010 geänderten Regelung des EEG-Stromverkaufs. Seitdem wird EEG-Strom an der Börse als zusätzlicher Strom verkauft und drückt folglich die Preise in der Stromerzeugung. Die Spotmärkte werden sich bedingt durch diese Entwicklung deutlich verändern. Im Weißbuch des (BmWi, 2015) wird gefordert, dass sich die Marktakteure weiter darauf verlassen können, dass die Preisbildung an der Börse frei bleibt und keine regulatorischen Preisgrenzen eingeführt werden. Daher ist davon auszugehen, dass es zu deutlich stärkeren Preisschwankungen, vor allem an den kurzfristigen Produkten der Strombörse, kommt. Die Preisschwankungen werden dabei stochastischer erfolgen und wenig planbar sein. Gleichzeitig werden die Preise weiterhin sinken, weshalb sich der Spotmarkt kostengünstiger als der Terminmarkt darstellt, jedoch mit einem höheren Risiko bei der Strombeschaffung einhergeht (vgl. hierzu Abbildung 4-2). Folglich sind die Spotmärkte preisbildend und dadurch attraktiv.

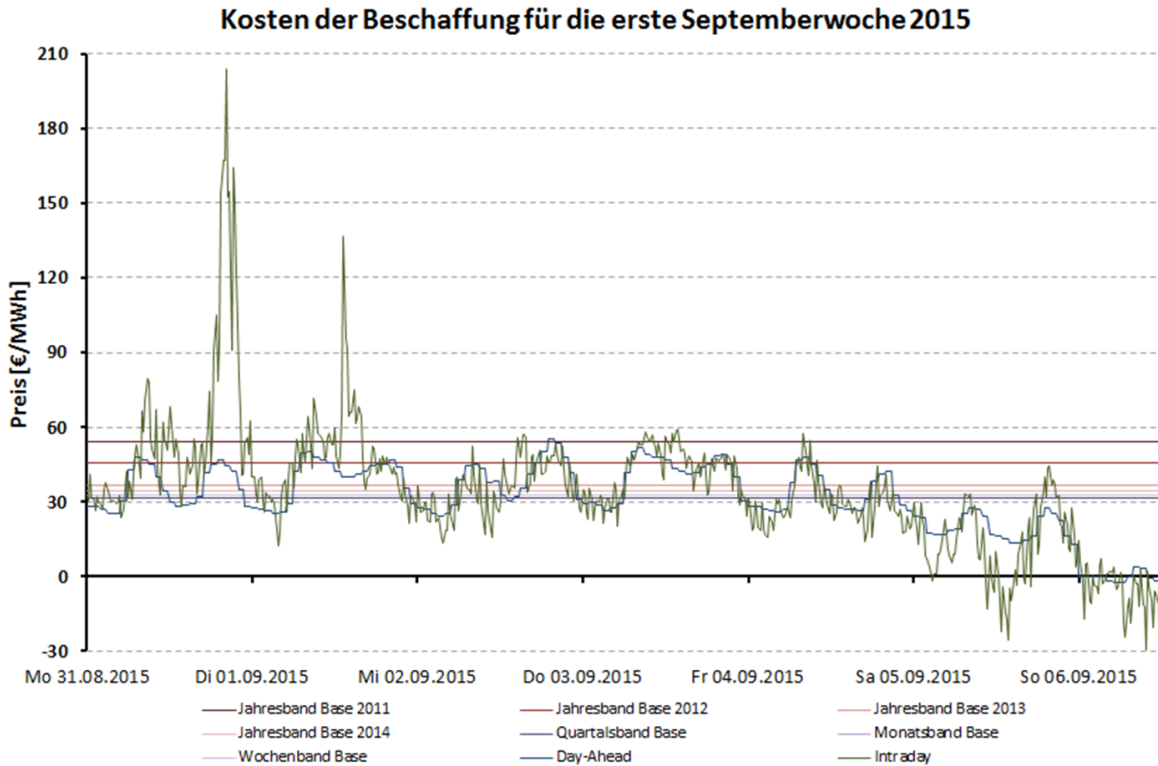


Abbildung 4-2: Kosten der Strombeschaffung, September 2015 Quelle: (Prof. Dr. Simon, 2015) auf Basis der Daten der EPEXSPOT 2015

Bedingt durch den allgemeinen Strompreis bzw. die Kosten für PV-Module werden Speicher für die Nutzung des Überschussstroms immer interessanter. Abbildung 4-3 zeigt die Entwicklung der Strompreise und der EEG Förderung für PV-Anlagen seit 2000 und Speicherkosten.

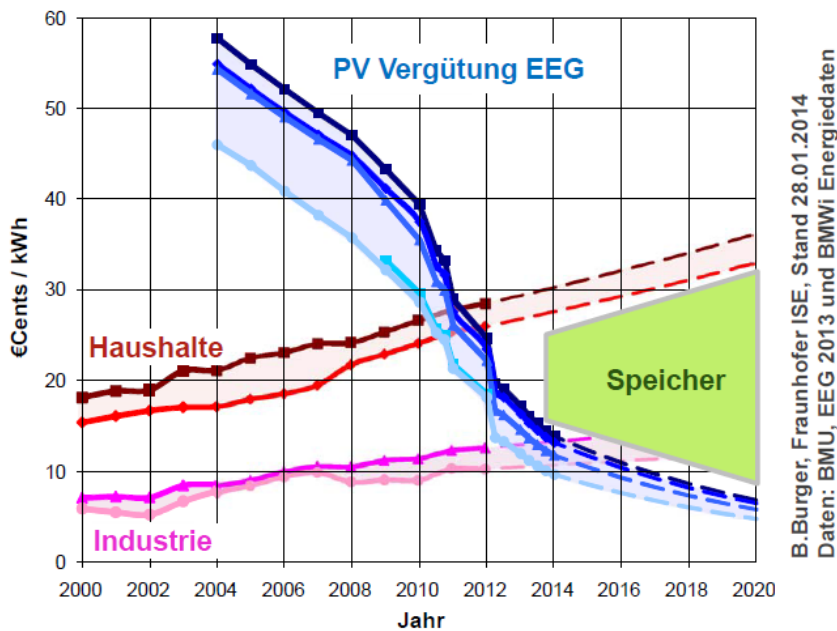


Abbildung 4-3: Entwicklung der Strompreise und Vergütung und Speicherkosten

Insbesondere findet die Kombination aus Photovoltaik und Batterie im Einfamilienhausbereich großen Anklang. Zum 01.08.2014 ist die neue EEG Novelle in Kraft getreten, womit sich auch einige Änderungen für die Einspeisevergütung ergeben haben. Diese verringert sich weiterhin, wenn auch nicht mehr so schnell (monatlich um 0,5 %). Außerdem wird für nur noch Neuanlagen bis 100 kW_p eine Einspeisevergütung gewährt, bei einer Nennleistung über 100 kW_p wird eine Förderung in Form einer sogenannten „Marktprämie“ gewährt, jedoch ist die Vermarktung des eingespeisten Stroms über einen Direktvermarkter verpflichtend. Für selbst verbrauchten Solarstrom gibt es keine Vergütung, zusätzlich muss eine Abgabe in Höhe von 35 % (im Jahr 2016) bzw. 40 % (im Jahr 2017) der gültigen EEG-Umlage gezahlt werden.

Auch die Nutzung von Power-to-Heat ist wesentlich kostengünstiger und auch im Sinne des ökologischen Gedankens immer mehr gefragt. Neben dem Nutzerverhalten spielen lokale Wetterereignisse eine immer größere Rolle. Durch ungesteuerte Anlagen wird es für den Bilanzkreisverantwortlichen immer schwieriger die Bilanzkreistreue einzuhalten.

Abbildung 4-4 (29.09.15) und Abbildung 4-5 (16.09.15) zeigen die Nutzung von PV in Kombination mit einem Batteriespeicher zweier Beispieltage im September 2015. Der 29.09.15 zeigt, dass sich der Speicher während der Sonnenstunden fast zu 100 % aufladen konnte. Zusätzlich wurde ein Überschuss ins Netz eingespeist. Bedingt durch eine geringe Solarproduktion leerte sich am 16.09.15 der Speicher über den Tag und es wurde kaum in das Netz eingespeist. Dennoch ermöglichte der Speicher eine Reduzierung des Netzbezugs.

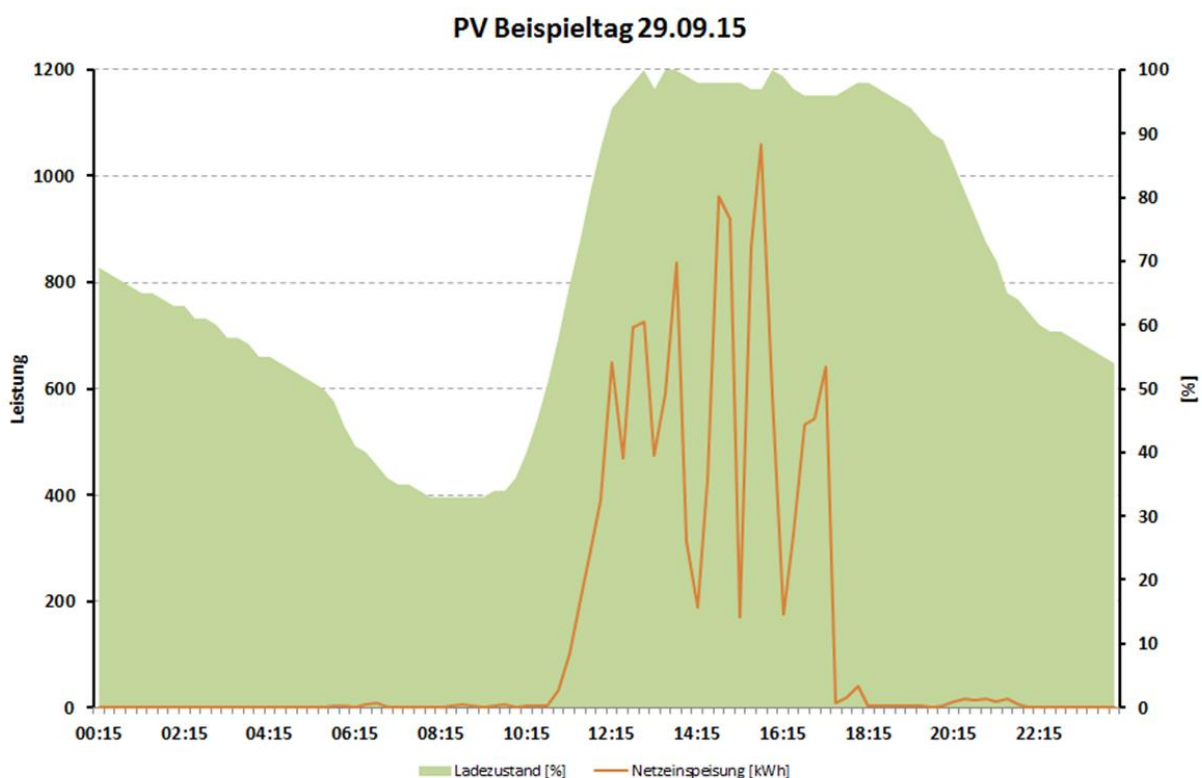


Abbildung 4-4: PV und Speicher Kombination - Beispieltag 29.09.2015 (eigene Darstellung)

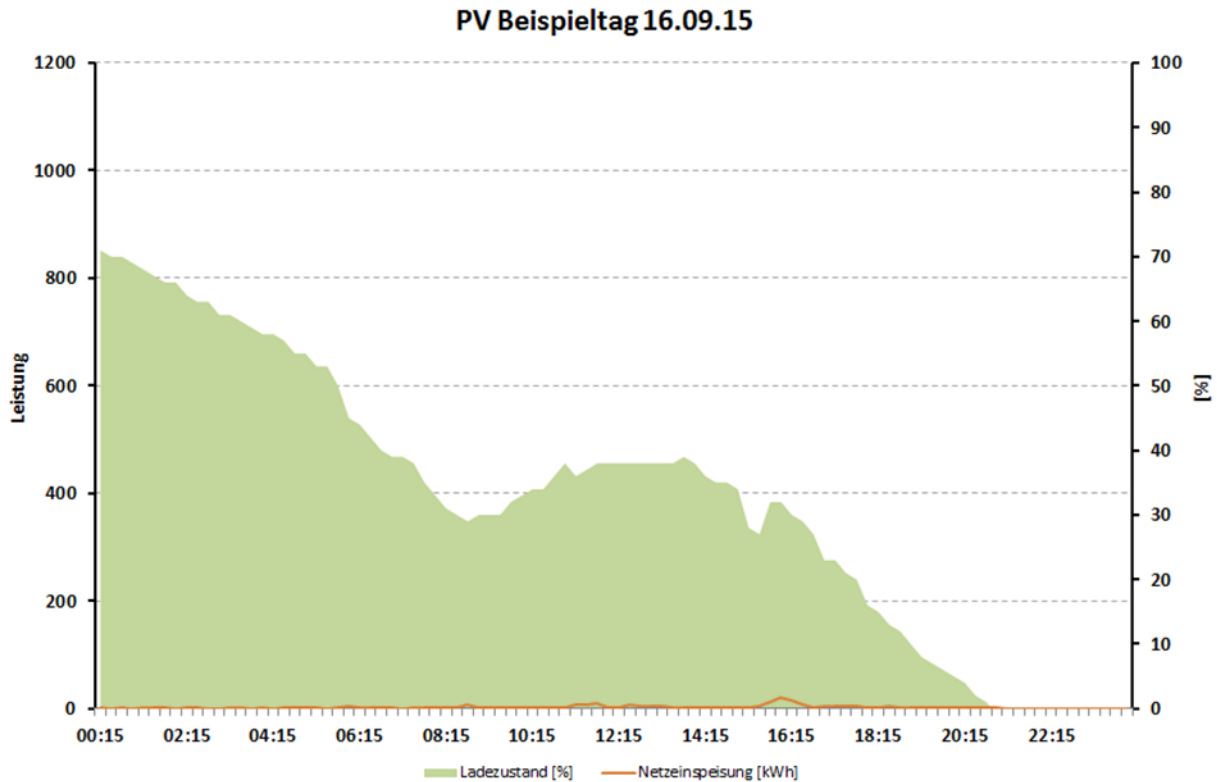


Abbildung 4-5: PV und Speicher Kombination - Beispieltag 16.09.2015 (eigene Darstellung)

Diese Abbildungen zeigen, dass die Wetterprognose nicht eindeutig auf die Nachfrage übertragen werden kann und Speicher die Prognosegüte des Strombedarfs verschlechtern. Das Standardlastprofil (SLP) ist nicht mehr zwangsläufig repräsentativ, sodass ohne registrierende Leistungsmessung der Lastgang des Energieverbrauchers nur schwer prognostiziert und bilanziert werden kann. Eine Individualisierung der Strombedarfsprognose wird notwendig. Durch den Einsatz von Speichern entsteht mehr Dynamik, womit volatilere Preise an den Spotmärkten einhergehen. Hieraus resultiert wiederum ein höheres Risiko bei der Strombeschaffung. Mit den Börsenpreisen werden zusätzlich auch die die Kosten für Ausgleichsenergie steigen.

Ziel für ein Energieversorgungsunternehmen wird es also sein, ein eigenes Erzeugungs- und Verbrauchsportfolio aufzubauen, das im Bedarfsfall bzw. ab einem bestimmten Grenzpreis durch flexible Ansteuerung aktiviert werden kann. Somit reduziert sich das Risiko im Bereich der Beschaffung und der Bilanzkreistreue, gleichzeitig wird hierdurch die Teilnahme an den Regelenergiemärkten ermöglicht. Zur Umsetzung wird hierbei folgende Vorgehensweise vorgeschlagen. Zunächst sollte ein Virtuelles Kraftwerk sukzessive aufgebaut werden. Hierzu ist die Identifikation und vertragliche Bindung flexibler Anlagen notwendig. Im ersten Schritt sollte mit Unterstützung eines white label Partners mit einem 24/7 Team ein Zugang zum Regelenergiemarkt verschafft werden. Gleichzeitig wird ein eigenes Systems aufgebaut. Das Geschäftsmodell wird anschließend nach und nach übernommen. Für eine schnelle Marktteilnahme und risikoreduzierte Einführung des neuen Geschäftsmodells ist die Bestimmung von Grenzpreisen für die Aktivierung von flexiblen Anlagen erforderlich.

Idealerweise wird in einem Bilanzkreis keinerlei Ausgleichsenergie benötigt und Verbrauch und Erzeugung entsprechen dem Plan des Bilanzkreises, bzw. ihre Abweichung gleichen sich gegenseitig aus. Aus wirtschaftlichen Gründen wird dieser Fall immer vom Bilanzkreisverantwortliche angestrebt. Im Normalfall können Erzeugung und Verbrauch jedoch aufgrund unvorhergesehener Abweichungen nicht genau prognostiziert werden, so können beispielsweise ungeplante Kraftwerksausfälle sogar zu starken Abweichungen führen. Die Abweichungen werden über das Übertragungsnetz ausgeglichen und die jeweiligen Energiemengen als Ausgleichsenergie bezeichnet. Bei einer Unterdeckung des Verbrauchs wird positive Ausgleichsenergie benötigt, also zusätzliche Stromlieferungen und bei einem Überschuss von Energie negative Ausgleichsenergie. Für die Beschaffung von Ausgleichsenergie gilt:

IntraDay-Preis < Grenzpreis_{pos.}
 → Beschaffung der Ausgleichsenergie an den Spotmärkten

IntraDay-Preis > Grenzpreis_{pos.}
 → Aktivierung der Flexibilität zur Reduktion des Ausgleichsenergiebedarfs

Dies könnte analog auch für die negative Richtung abgeleitet werden. Anzumerken ist hierbei, dass Grenzpreise von anderen Preisen bzw. von technischen Kennziffern abhängig sind, darunter Erdgaspreis, Strompreis, Stromnebenkosten (z.B. EEG-Umlage, Netznutzungsentgelt, Stromsteuer) sowie Wirkungsgraden, Stromkennziffern, COP usw. Aufgrund dessen ist eine automatisierte Berechnung des Grenzpreises, die individuelle Gegebenheiten berücksichtigt, sinnvoll. Die Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 zeigen Beispiele für Grenzpreise von flexiblen Anlagen bei Abruf von Ausgleichsenergie gegliedert nach industriellem, gewerblichen oder privatem Einsatz, da sich hierbei eben genannte Preise bzw. technische Kennziffern unterscheiden.

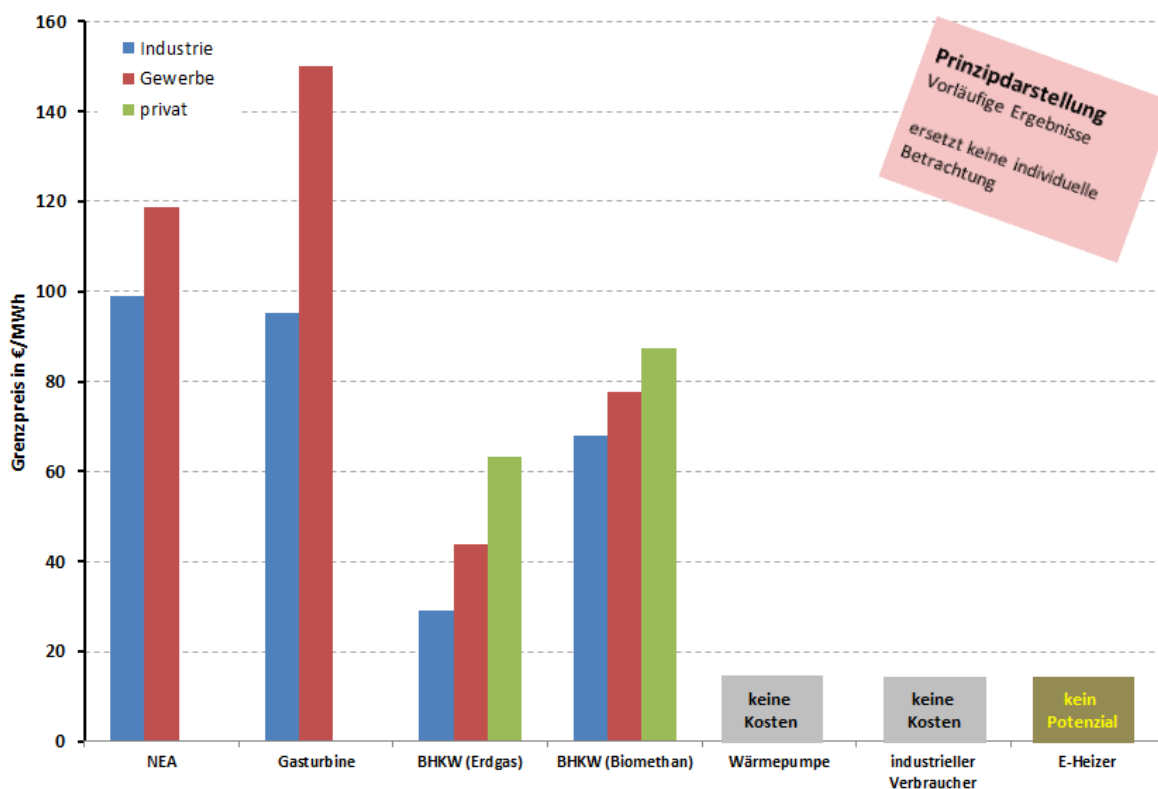


Abbildung 4-6: Grenzpreise eines Abrufs von Ausgleichsenergie - positive Richtung
 Quelle: (Prof. Dr. Simon, 2015)

Im Falle eines positiven Abrufs weist in dieser Prinzipdarstellung der BHKW Einsatz (erdgasbetrieben) die geringsten Grenzkosten auf. Da Wärmepumpen und industrielle Verbraucher keinen Strom zur Verfügung stellen können, können hier keine Grenzkosten ausgewiesen werden. Der E-Heizer weist kein Potenzial auf.

Im Falle eines negativen Abrufs weist in der Prinzipdarstellung der E-Heizer in der privaten Nutzung sowie die Wärmepumpe die geringsten Grenzkosten auf. Eine Netzersatzanlage (NEA) hat hierbei kein Potenzial, da sie i.d.R. ausgeschaltet ist. Industrielle Verbraucher haben hierbei keine Kosten.

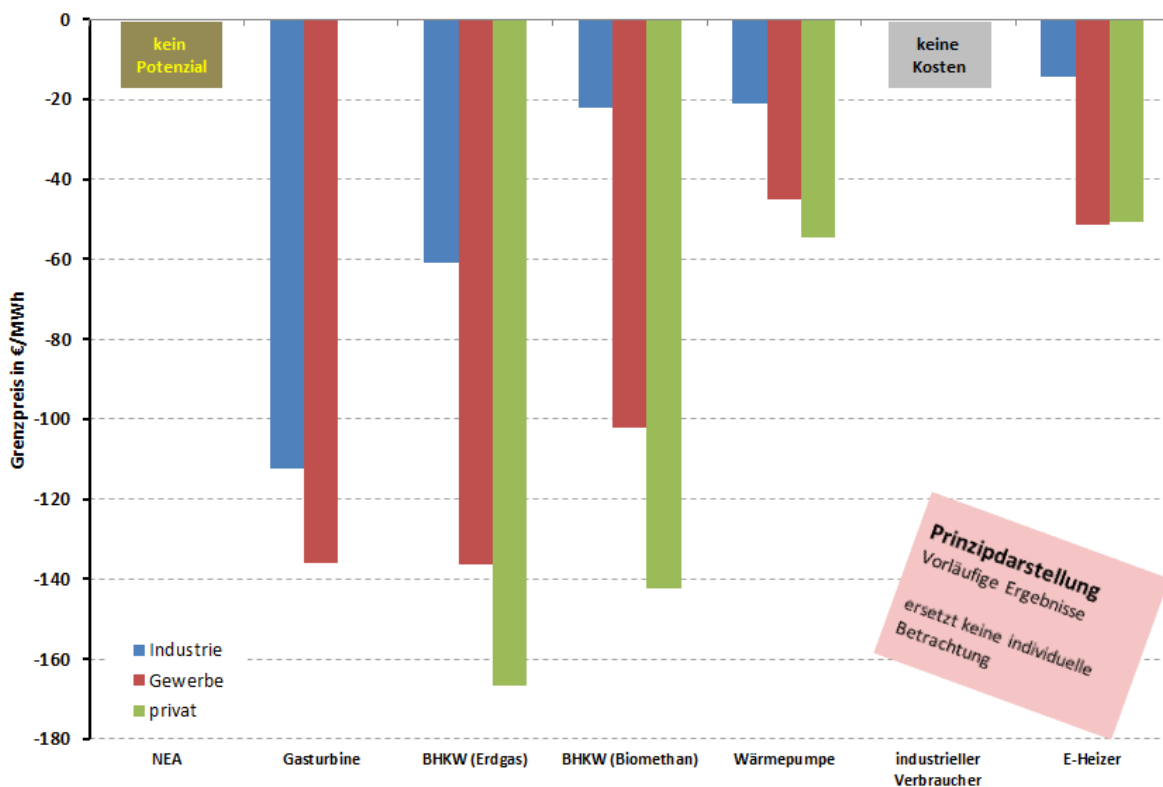


Abbildung 4-7: Grenzpreise eines Abrufes von Ausgleichsenergie - negative Richtung
Quelle: (Prof. Dr. Simon, 2015)

Abbildung 4-8 zeigt die Abrufe von Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Arbeitspreises im Jahr 2014. Es ist zu erkennen, dass trotz genauerer Planung des Bilanzkreises ein höheres Risiko besteht höhere Arbeitspreise für Ausgleichsenergie zu bezahlen. Selbst wenn das Gesamtsaldo der Bilanzkreise gering ist, nehmen die Preise Extremwerte an. Bei einem fast ausgeglichenen Gesamtsaldo des Bilanzkreises waren beispielsweise Kosten von rund 600 Euro je MWh möglich.

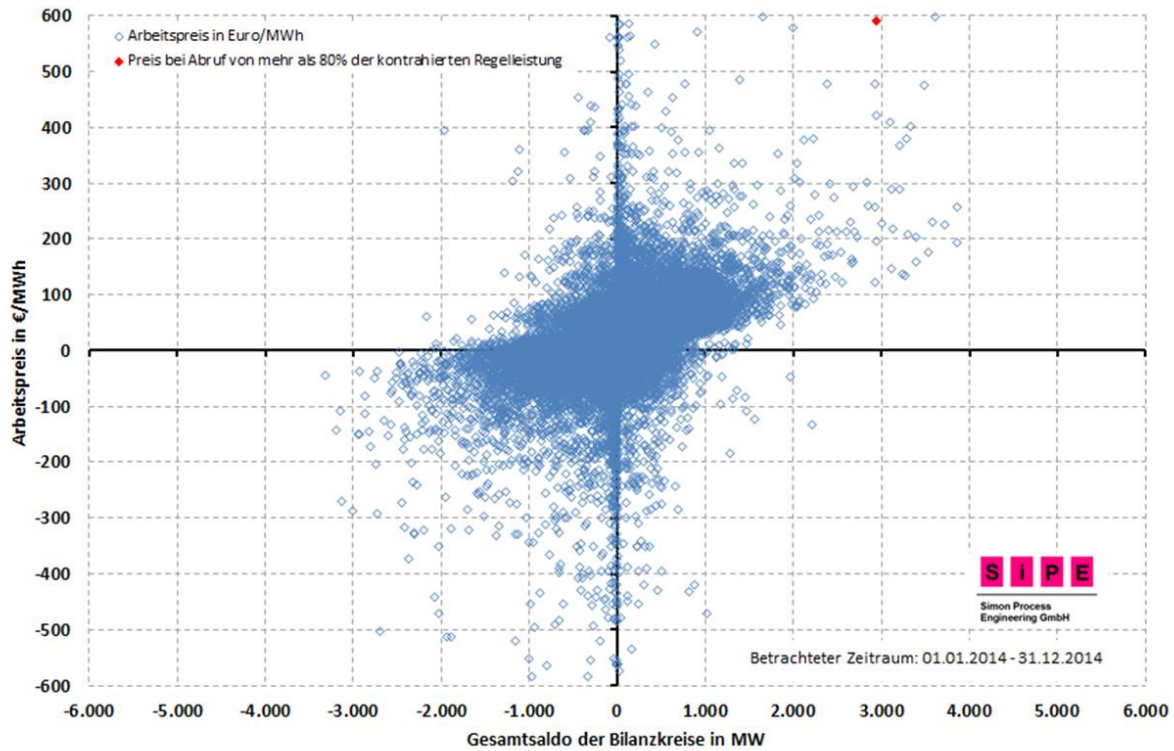


Abbildung 4-8: Gesamtsaldo der Bilanzkreise und Kosten der Ausgleichsenergie 2014
Quelle: (SIPE, 2014)

Abbildung 4-9 zeigt die Abrufe der Ausgleichsenergie nach den Kosten im Jahr 2014. Es wurden 632 Stunden Ausgleichsenergie mit Kosten von über 100 Euro/MWh abgerufen.

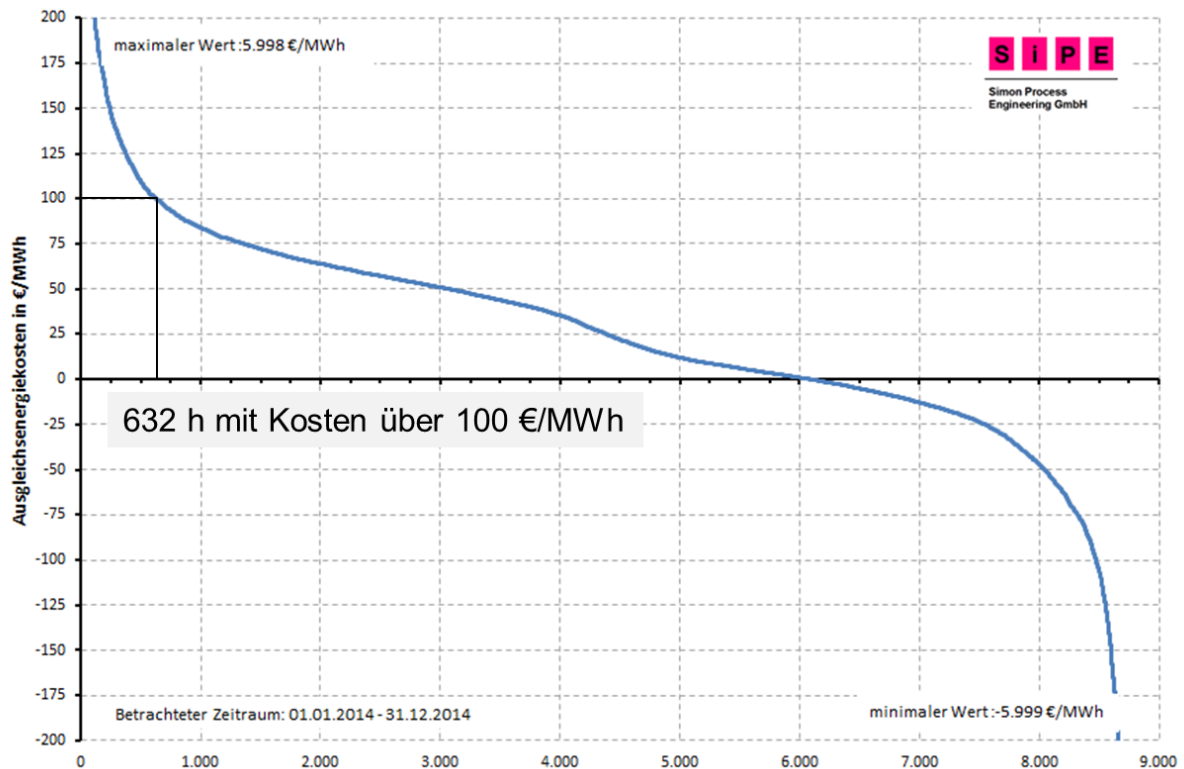


Abbildung 4-9: Abrufe und Kosten der Ausgleichsenergie 2014 **Quelle: (SIPE, 2014)**

4.3 Weitere Arbeitsschritte

4.3.1 Arbeits-, Zeit- und Kostenplan für Umsetzung

Zur Umsetzung und Finanzierung solcher Maßnahmen sollten Fördermöglichkeiten überprüft werden. Eine Förderung von Bestrebungen zur Verringerung der CO₂e-Emissionen in allen Branchen der Wirtschaft (Prioritätsachse 3) sowie die Stärkung von Forschung, technologischer Entwicklung und Innovation (Prioritätsachse 1) ist beispielsweise über Mittel aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung in Rheinland-Pfalz (EFRE) möglich. Federführend zuständig für die EFRE-Förderung ist die EFRE-Verwaltungsbehörde, welche ihren Sitz im Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung in Mainz hat. Im Projektverlauf zeigte sich, dass kurzfristig kein Handlungsbedarf gesehen wird, und weitere Arbeitsschritte entfallen.

4.3.2 Identifikation an Hardware (insb. Kommunikationstechnik), Software und Messtechnik für Projekt / Entwicklungsbedarf ableiten

Um die Integration der fluktuierenden Energie in das lokale Stromnetz, die Nutzung von Flexibilitäten bei Erzeugern und Verbrauchern und um das Netz transparenter für die Energieströme zu gestalten, wird eine geeignete Kommunikations- und Energiemanagement-Infrastruktur benötigt. Mit Hilfe des „Virtuelle Kraftwerk made in Rheinland-Pfalz“ können steuerbare Erzeuger und Verbraucher zusammengeschlossen werden. Die ebenfalls benötigte Steuerungssoftware EC24 muss an die gegebenen Rahmenbedingungen angepasst werden sowie um ein mathematisches Modell zur Prognose des Verhaltens erweitert werden. Zur Vorausbestimmung des Verhaltens wird ein individueller Fahrplangenerator entwickelt, der sowohl Wärmebedarfsprognosen auf Basis von Wetterdaten, Gebäudestruktur und Nutzerverhalten als auch Marktdaten (Regelenergiemärkte und Spotmärkte) in seine Berechnung einbezieht. Das Softwaresystem muss auf einen separaten Server im Rechenzentrum installiert werden. Für unterschiedliche Pools gibt es System-Komponenten, die sowohl übergreifend von mehreren Anwendungen genutzt werden, als auch exklusiv genutzte Programme. Insbesondere wird die Poolverwaltungs- und Steuerungssoftware für jeden Pool separat aufgebaut und betrieben. Der Kommunikationsserverprozess hingegen wird von allen Pools genutzt. Damit sind die Voraussetzung zur Messung und Dokumentation sämtlicher Betriebsdaten sowie die Aufnahme von flexiblen Anlagen geschaffen. Jede Anlage, die flexibel gesteuert werden soll, muss über eine leistungsfähige Kommunikationstechnik verfügen. Hierbei müssen die Anforderungen an die Anlagenfahrweise und die Bedürfnisse des Netzes beachtet werden. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit der Kommunikation und der IT-Sicherheit sowohl in Richtung der Anlagenbetreiber als auch in Richtung des Verteilnetzbetreibers. Ein weiterer technischer Aspekt ist die Unterschiedlichkeit der Ansteuerung von Anlagen. Hier ist eine große Vielfalt von möglichen Schnittstellen zwischen Kommunikationstechnik und der Anlagentechnik gefragt. Angefangen von Anlagen die mittels physikalischen Signalen (0/10 V, 4-20 mA) angesteuert werden wollen, bis hin zu Anlagensteuerungen mit Protokollschnittstellen verschiedenster Art (Profi-Bus, Mod-Bus, ...) sind viele Varianten möglich. Diese müssen individuell an das System vor Ort angepasst werden. Marktoptimierte Anlagen sind z.B. Batterien, Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen, Elektroheizer, Pumpen, Verdichter, Gebläse und industrielle/gewerbliche Stoffspeicher.

4.3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurden ebenfalls die wirtschaftlichen Effekte abgeschätzt. Das zusätzliche wirtschaftliche Potenzial für die lastganggerechte Stromversorgung wurde unter Bestandsaufnahme aktueller und zukünftiger Energiemärkte diskutiert. Ein ökonomischer Nutzen könnte sich weiterhin durch die Verminderung der Netzentgelte, bedingt durch die nachhaltige Entwicklung der Netzstrukturen ergeben. Eine detaillierte Darstellung der erreichbaren Preise und Märkte ist dem Kapitel 4.2 zu entnehmen.

4.3.4 Akteurs- und Öffentlichkeitsarbeit

Damit so ein Projekt künftig auch erfolgreich umgesetzt werden kann, müssen die relevanten Interessensgruppen bereits frühzeitig über die Umsetzung informiert und motiviert werden. Aufgrund dessen wurden bereits während der Anfertigung vorliegender Machbarkeitsstudie relevante Akteure verschiedener Interessensgruppen ermittelt sowie zur Unterstützung bei der Bedarfsanalyse bis zur Szenarienentwicklung einbezogen. Von Beginn an wurden Gespräche mit den betroffenen Energieversorgern geführt. Wie eingangs erwähnt änderten sich die Gesellschafter der evm-Gruppe innerhalb dieser Zeit. Im Rahmen von persönlichen Arbeitsgesprächen wurden zusammen mit allen Projektpartnern Potenziale bewertet und zusätzliche Projektansätze gesammelt. Der Fachkollegenkreis bestand während der Gespräche u.a. aus dem technischen Geschäftsführer, Abteilungsleitern der Netzplanung, Netzführung, Energiemanagement, Netzwirtschaft sowie Fachbereichsleitern im Bereich des Innovationsmanagements, Kommunalbetreuung, Energiepolitik der Energieversorger. Darüber hinaus wurde während der Machbarkeitsstudie ein kontinuierlicher Kontakt per E-Mail oder Telefon mit entsprechenden Ansprechpartnern gehalten. Die Motivation seitens der Akteure ist die regionale Stärkung, durch die Versorgung der Kunden mit regional erzeugtem (erneuerbaren) Strom. Die lastganggerechte Stromversorgung ermöglicht die Reduktion von Treibhausgas-Emissionen durch bessere Nutzung der erneuerbar erzeugten Strommengen vor Ort. Weiterhin wird die rheinland-pfälzische Wissenslandschaft durch die Weiterentwicklung und Forschung in den Bereichen virtuelles Kraftwerk und Smart Grids gestärkt. Mit der Integrierung eines solchen Systems in der Praxis, könnte sich die evm als Vorreiter in Rheinland-Pfalz positionieren. Die Möglichkeiten und Chancen durch zunehmende Flexibilisierung bei der Erzeugung und im Verbrauch – „Strommarktdesign 2.0“ – wurden in einem Impulsvortrag am 17.11.2016 für den Arbeitskreis Innovationsmanagement evm Koblenz aufgezeigt, anschließend wurde das Thema mit allen wichtigen Akteuren diskutiert.

Die Entwicklung von Flexibilitäten zur Sicherung zukünftiger Preisgestaltung der evm-Produkte ist ein strategisches Thema, dessen Umsetzung weitere Akteure im Hause des Energieversorgers diskutieren und entscheiden müssen. Kurzfristig wird kein Handlungsbedarf gesehen. Mit den hier gezeigten Ansätzen ist es ein Thema für Fachgremien und nicht für die breite Öffentlichkeit. Es wird daher empfohlen, innerhalb von Fachgremien, Fachtagungen und Netzwerkarbeit (Netzwerk Smart Grids und virtuelle Kraftwerke Rheinland-Pfalz) die Themen fortzuschreiben. Zurzeit können nur einzelne Aspekte wie zum Beispiel die Wechselwirkung zwischen Eigenstromerzeugung aus PV-Anlagen und der Netzbelastung an Akteure adressiert werden. Für die breite Diskussion in der Öffentlichkeit eignen sich die hier beschriebenen Lösungsansätze noch nicht.

4.3.5 Diskussion volkswirtschaftlicher Wirkungen des Projekts und Übertragbarkeit

Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird die Frage diskutiert, welches Strommarktdesign auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann (BmWi, 2015). Auf einige Aspekte der zu erwartenden Veränderungen am Strommarkt wurde bereits in Kapitel 4.2 eingegangen.

Für das Netz der enm wird kurzfristig keine Notwendigkeit einer lastganggerechten Stromversorgung gesehen. Bei der Betrachtung der einzelnen Netzregionen zeigten sich große Unterschiede im Stromverbrauch und der Stromerzeugung. Durch die fehlende Netzverbindung wäre jedoch auch eine Verschiebung innerhalb der drei Netzregionen nicht möglich. Die Netzstrukturen unterscheiden sich in jedem Verteilnetz, sodass sie individuell betrachtet werden müssen. Dennoch bleibt diese Diskussion ein Thema, das zunächst in Fachgremien weiter ausgearbeitet werden sollte.

5 Fazit / Zusammenfassung

Im Rahmen vorliegender Machbarkeitsstudie wurde die Machbarkeit für die Umsetzung der lastganggerechten Integration der erzeugten Strommengen im Netzgebiet der enm untersucht. Hierbei wurde zunächst die Netzsituation im IST-Zustand erarbeitet und in Kapitel 0 dokumentiert. Um eine differenzierte Betrachtung zu ermöglichen wurde das Netzgebiet anhand der Umspannanlagen (UA) in die Regionen Oberer Westerwald (Nord), Unterer Westerwald (Mitte) und Rhein-Mosel (Koblenz) eingeteilt. Basis für die Bestandsanalyse bildeten Daten, die durch die enm zur Verfügung gestellt wurden. Leistungsgemessene Anlagen gingen direkt in die Auswertung ein. Nicht gemessene Anlagen wurden über eine Hochrechnung auf Basis von Standardlastprofilen in die Berechnung einbezogen. Die Auswertung der EE-Anlagen und KWK-Anlagen erfolgte je Netzregion und im gesamten Netzgebiet. Um mögliche Engpässe auch in der Zukunft zu entdecken wurde in Kapitel 3 die Netzsituation auf Basis von drei EE-Ausbau-Szenarien simuliert. Da eine Kombination aus zwei Szenarien, nämlich ein zukünftiger Windausbau von 40 % des maximalen Zubaus und eine Berücksichtigung von einem Repowering der Anlagen bis 2020, am realitätsnahsten erscheint, wurde dies nochmals separat betrachtet.

Es zeigte sich, dass aus Netzsicht heute und auch in der Zukunft keine Probleme zu erwarten sind. Folglich gibt es keine Notwendigkeit für ein Projekt zur Umsetzung einer lastganggerechten Steuerung von Stromerzeugern und der Stromverbrauch, das beispielsweise im Sinne reduzierter Netzausbaukosten zurechtfertigen gewesen wäre. Im Sinne einer kleinzelligen Betrachtung in einzelnen Ortsnetzen oder Teil-Verteilnetzen ist ein lastganggerechter Betrieb mit EE-Strom noch denkbar, betriebswirtschaftlich für einen regionalen Energieerzeuger in der betrachteten Region nicht attraktiv. Die analysierten Daten lassen erwarten, dass in anderen Netzgebieten mit regionalen Verbindungen der Teilnetze einer Verbrauchsregion und einer Erzeugungsregion eher ein lastganggerechter Betrieb umsetzbar ist.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien wird weiterhin steigen. Dies führt am Spot- und Terminmarkt zu immer niedrigeren Strom-Einkaufspreisen während Ausgleichsenergie immer teurer wird. Damit wird der Spotmarkt weiterhin an Bedeutung bei der Strombeschaffung gewinnen, woraus jedoch aufgrund steigender Volatilität ein erhöhtes Risiko resultiert. Im Weißbuch (BmWi, 2015) wird bereits darauf hingewiesen, dass im Falle einer steigenden Zahl von Erzeugungsanlagen in Haushalten und Gewerbebetrieben, der Verbrauch in den Differenzbilanzkreisen immer anspruchsvoller zu prognostizieren sein wird. „...Dabei müssen Verteilnetzbetreiber ihr Netz zunehmen aktiv managen. Zudem erfordert die zunehmende Systemrelevanz der Erzeuger und Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen eine intensive Kooperation zwischen Vermarkter, Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern.“ Da die Kosten für den Einsatz der Kapazitätsreserve nach dem Verursacherprinzip abgerechnet werden, gilt es die Bilanzkreistreue zu halten. „Kommt die Kapazitätsreserve zum Einsatz, zahlen die Stromlieferanten, die ihre Lieferpflichten nicht erfüllen konnten, entsprechend ihrem Verursacherbeitrag einen angemessenen Anteil der Gesamtkosten der Reserve. Im Falle eines Abrufs, beträgt der Mindestpreis für die unterdeckten Lieferanten 20.000 Euro/MWh (BmWi, 2015).“

Der Strommarkt 2.0 führt folglich zu einem höheren Bedarf an ansteuerbarer, planbarer Flexibilität. Durch mehr Dynamik im Netz (beispielsweise durch Batterien, PTH etc.) können darüber hinaus weniger Standardlastprofile angewendet werden. Damit einhergehend wird eine stabile Prognose, zur Sicherstellung der Bilanzkreistreue, immer schwerer. Ein weiterer Projektansatz für eine lastganggerechte Versorgung ist daher die Reduktion des Ausgleichsenergiebedarfs bzw. der Ausgleichsenergiekosten.

Ziele der zukünftigen Energieversorgung werden sein:

- Prognosen stabil halten
- Fluktuation der Börsenpreise entgegenwirken
- Netzentgelte regulieren --> Einsparung (Instrumentarien fehlen derzeit)
- Versorgung aus der Nähe (Vermiedene Netzausbaukosten)?
- Ausgleichsenergie reduzieren
- Bilanzkreistreue halten

Für Energieversorgungsunternehmen wird es erstrebenswert sein, eigene Erzeugungs- und Verbrauchsportfolios aufzubauen. Dies könnte mit Hilfe einer schrittweisen Einführung eines Virtuellen Kraftwerks umgesetzt werden. Um dies möglichst risikoarm durchzuführen, könnten eigene Anlagen in einem evm-Pool integriert werden, der mit Unterstützung eines erfahrenen Händlers vermarktet wird. Der Pool wird schließlich sukzessive durch Integration von Fremdanlagen (Erzeuger und Verbraucher) und Kundenbindung erweitert, bis eine Übernahme des Geschäftsmodells durch die evm als sinnvoll erscheint. Hierdurch kann der Bedarf an Ausgleichsenergie gering gehalten werden, was ein Nachweis für eine lastganggerechte Versorgung ist.

Die evm hat bislang keine eigenen Maßnahmen zur Senkung der Ausgleichsenergiekosten. Auf dem Weg zum Aufbau einer Intelligenz zur marktorientierten Fahrweise von Anlagen unter Nutzung vorhandener bzw. Schaffung neuer Energiespeichermöglichkeiten wäre es mit dem geschilderten Projektansatz denkbar, dass die evm einen Antrag für ein Pilotprojekt stellt. In einem Folgeprojekt könnte zunächst gemeinsam mit dem Bilanzkreismanager erarbeitet und bewertet werden, wie sich die Ausgleichsenergie klein halten lässt. Denkbar wäre es Szenarien für eine zukünftige Veränderung des Regelenergiebedarfs oder Ausgleichsenergie bis z.B. 2020 oder 2050 aufzuzeigen.

6 Literaturverzeichnis

ASUE. 2011. *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.* Frankfurt : s.n., 2011.

BmWi. 2015. Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). [Online] Juli 2015.

bwe, VDMA. 2015. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - 1. Halbjahr 2015. *Datenerhebung und Bearbeitung: Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag von bwe und vdma.* [Online] 2015. [Zitat vom: 30. 07 2015.] <https://www.windenergie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-des-windenergieausbaus-land-deutschland-2014.pdf>.

Prof. Dr. Simon, Ralf. 2015. Grenzpreise eines Abrufs von Ausgleichsenergie. *Transferstelle Bingen.* November 2015.

— **2015.** Impulsvortrag "Strommarktdesign 2.0 - Möglichkeiten und Chancen durch zunehmende Flexibilisierung bei der Erzeugung und im Verbrauch" am 17.11.2016 für den Arbeitskreis Innovationsmanagement evm Koblenz. *Kosten der Beschaffung an der Strombörse für die erste Septemberwoche 2015 auf Basis der Daten der EPEXSPOT 2015.* 2015.

Siemens AG. 2015. Energy Management Division. [Online] 2015. [Zitat vom: 15. September 2015.] http://www.siemens.com/download?DLA19_162.

SIPE. 2014. Simon Process Engineering GmbH. *Arbeitspreise und Gesamtsaldo der Bilanzkreise in MW 01.01.2014 - 31.12.2014.* 2014.

— **2014.** Simon Process Engineering GmbH. *Ausgleichsenergiekosten 01.01.2014 - 31.12.2014.* 2014.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂ e	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (Carbon Dioxide equivalent, nach ISO 14067-1 Pre-Draft)
Index th	Wärme
Index el	Elektrische Energie
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWKEL	Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung
RLP	Rheinland-Pfalz
UA	Umspannanlage