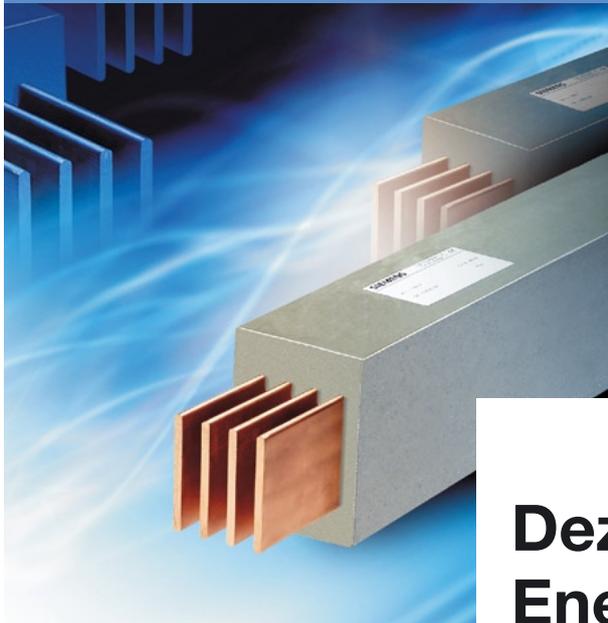


VDE-Studie



Dezentrale Energieversorgung 2020

Titel

VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020 - Gesamttext

Autoren

ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung 2020

Dipl.-Ing. Willi Horenkamp	Universität Dortmund
Dipl.-Ing. Wilfried Hube	EWE AG, Oldenburg
Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger	Universität Erlangen-Nürnberg
Dr. Ing. Martin Kleimaier	vormals RWE Essen
Prof. Dr. Ing. Walter Kühn	Fachhochschule Frankfurt am Main
Dipl.-Ing. David Nestle	ISET Kassel
Dipl.-Ing. (FH) Roland Pickhan	MVV Energie AG, Mannheim
Dipl.-Ing. Martin Pokojski (Leiter)	Vattenfall Europe Berlin AG & CO. KG, Berlin
Dipl.-Ing. Thomas Raphael	Energetische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt
Prof. Dr.-Ing. Jörg Scheffler	Hochschule Merseburg (FH)
Dipl.-Ing. Christian Schulz	Technische Universität Braunschweig
Dr.-Ing. Christine Schwaegerl	Siemens AG, Erlangen
Dipl.-Ing. Detlef Wielsch	E.ON Engineering, Gelsenkirchen
Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann	Technische Universität München

Herausgeber

Energetische Gesellschaft im VDE (ETG)
Stresemannallee 15
60596 Frankfurt
Telefon 069 6308-346
Telefax 069 6308-9836
etg@vde.com
www.vde.com/etg

Zusätzlich zu dieser Veröffentlichung wurde die Publikation "VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020" herausgegeben.

© 2007

Vorwort

Die Energiewirtschaft befindet sich weltweit in einer Umbruchphase. Diese ist gekennzeichnet durch die absehbare Verknappung fossiler Energieträger, verstärkt durch den dramatisch steigenden Energiebedarf der aufstrebenden Länder, insbesondere China und Indien. Die damit verbundene zunehmende Nachfrage auf den Energiemärkten hat bereits zu deutlichen Preissteigerungen geführt. Die Abhängigkeit Europas von Energieimporten wurde gerade in letzter Zeit wieder offensichtlich. Immer häufiger werden vor allem leitungsgebundene Energieträger als Druckmittel zur Durchsetzung wirtschaftlicher oder politischer Interessen eingesetzt. Darüber hinaus zwingt die rasante Klimaveränderung zu umgehendem Handeln.

Für Industrienationen wie Deutschland steht daher die Sicherstellung einer zuverlässigen, nachhaltigen, umweltverträglichen und zugleich preisgünstigen Energieversorgung an erster Stelle. Hierzu gehören ein sinnvoller Energiemix und eine Verbesserung der Energieeffizienz bei Erzeugung, Übertragung und Verbrauch. Insbesondere die erneuerbaren heimischen Energien wie Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Geothermie usw. müssen langfristig einen höheren Stellenwert einnehmen. Neben der Deckung des Strombedarfs sind auch der Wärmebedarf sowie die Energieversorgung im Verkehrssektor in ein ganzheitliches und tragfähiges Energiekonzept einzubeziehen.

Die Nutzung fossiler Energieträger, auf die wir als ein wichtiger Pfeiler unserer Energieversorgung auf absehbare Zeit nicht verzichten können, erfordert einen ressourcen- und umweltschonenden Umgang. Hierzu zählen die Entwicklung hocheffizienter Kraftwerkstechnologien und Verfahren zur CO₂-Sequestrierung. Besonders sinnvoll ist jedoch die gleichzeitige Auskopplung und Nutzung von Strom und Wärme aus dem Energieumwandlungsprozess durch Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen). Dies bietet sich vor allem bei dezentralen Versorgungskonzepten an, da eine Wärmeverteilung über größere Distanzen nicht wirtschaftlich ist. Derzeit vorwiegend noch mit Erdgas betrieben, können KWK-Anlagen langfristig auf Biogas oder andere Biotreibstoffe umgerüstet werden. Dezentrale Versorgungskonzepte können auch dazu beitragen, die Netzverluste zu reduzieren, indem ein möglichst großer Teil des lokal erzeugten Stroms dort genutzt wird. Eine ausschließlich dezentrale Versorgung ist allerdings weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll, da das un stetige und nicht flächendeckend verfügbare Dargebot der erneuerbaren Energieträger entsprechende Speicherkapazitäten und leistungsfähige Netze erfordert, um eine bedarfsorientierte Versorgung zu ermöglichen.

Auch auf der Verbraucherseite kann durch effizientere Prozesse und ressourcenschonende Bauweisen ein wertvoller Beitrag zur Energieeinsparung geleistet werden. Durch ein geeignetes Lastmanagement lässt sich der Verbrauch besser an das aktuell vorhandene Energiedargebot anpassen. Mit Hilfe von Wärmepumpen kann die in der Erde gespeicherte Wärmeenergie nutzbar gemacht werden, und solarthermische Anlagen werden im Wärmemarkt größere Anteile erreichen und damit

fossile Energieträger ersetzen. Langfristig wird auch im Verkehrssektor regenerativ erzeugter Wasserstoff in Kombination mit Brennstoffzellen die fossilen Energieträger ersetzen.

Die Qualität der Energieversorgung gewinnt zunehmend an Bedeutung. In letzter Zeit aufgetretene Großstörungen haben uns dies wieder verdeutlicht. Hier können dezentrale Versorgungskonzepte dazu beitragen, dass besonders wichtige Prozesse auch in solchen Fällen sicher weiterversorgt werden können.

In zukünftigen Szenarien können dezentrale Versorgungskonzepte also einen wertvollen Beitrag leisten und die überregionale, mehr oder weniger zentrale Energieversorgung sinnvoll ergänzen. Im Rahmen der Studie werden technische und wirtschaftliche Aspekte der dezentralen Versorgungssysteme dargestellt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Inhaltsverzeichnis	5
1 Einleitung	9
2 Was wird unter dezentraler Versorgung verstanden?	11
2.1 Rahmenbedingungen	11
2.2 Definition „Dezentrale Energieversorgung“	11
2.3 Systemansatz zur „Dezentralen Energieversorgung“	12
3 Stand der Entwicklung, Perspektiven	13
3.1 Bedarfsentwicklung.....	13
3.1.1 Strombedarf	13
3.1.2 Wärme- und Kältebedarf	14
3.2 Betrieb dezentraler Systeme	17
3.2.1 Lastganglinien	17
3.2.2 Einsatz dezentraler Systeme	18
3.2.3 Abnahme der in KWK erzeugten Wärme.....	19
3.3 Erzeugungssysteme	20
3.3.1 Einsatzverhalten der Erzeugungssystemen.....	20
3.3.2 Qualitätskriterien dezentraler KWK-Systeme	20
3.3.3 Klassifizierung der Erzeugungssysteme	22
3.4 Energiespeicherung.....	32
3.4.1 Wärmespeicher	32
3.4.2 Elektrische und elektrochemische Stromspeichersysteme	33
3.4.3 Schwungmassenspeicher (Drehmassen-Speicher)	34
3.4.4 Chemische und wasserstoffbasierte Speichersysteme.....	35
3.4.5 Großspeicher im Verbundnetz (Physikalische Speichersysteme)....	35
3.4.6 Wasserstoff als Energieträger.....	36
3.5 Spannungsfeld – Konkurrenz von Solarthermie und KWK	36
4 Beschreibung dezentraler Systeme	39
4.1 Einfamilienhaus	39
4.2 Mehrfamilienhaus	39
4.3 Gewerbe/Industrie.....	39
4.4 Siedlung	39
4.4.1 Verteilungssysteme	40
4.4.2 Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen von Siedlungsgebieten	41
4.5 Stadt.....	43
4.6 Bilanzkreis	43
4.7 Mikro-Netze (Microgrids).....	44
4.8 Virtuelles Kraftwerk	45
5 Unterstützung durch IT- und TK-Technologien	47
5.1 Besonderheiten dezentraler Einheiten.....	47
5.2 Optimierungssysteme	48
5.3 Kommunikationssysteme	49
6 Auswirkungen auf das Netz	53
6.1 Netzplanung	53

6.2	Anschluss dezentraler Anlagen	54
6.2.1	Änderung der Netzauslastung	55
6.2.2	Netzverluste.....	55
6.2.3	Standortauswahl aus Netzsicht	56
6.3	Anlagen und Netzschutz	56
6.4	Einfluss von DEA auf die Netzführung.....	58
6.5	Bilanzregelkreise	58
6.6	Systemdienstleistungen	59
6.6.1	Systemdienstleistungen durch DEA	59
6.6.2	Spannungs-Blindleistungsregelung.....	60
6.6.3	Leistungs-Frequenzregelung	61
6.6.4	Wirtschaftliche Anreize für DEA-Systemdienstleistungen	61
6.7	Netzinvestitionen	62
7	Betrieb eines Gesamtsystems mit Großkraftwerken und dezentraler Erzeugung	65
7.1	Beschreibung des Gesamtsystems.....	65
7.2	Erzeugungsmöglichkeiten und Bedarfsdeckung, Regelstrategien	65
7.2.1	Regelung im Verbundsystem.....	65
7.2.2	Veränderungen durch Zunahme fluktuierender Erzeugung	66
7.2.3	Dezentrale Systeme mit plan- und steuerbarer Stromerzeugung....	66
7.2.4	Clusterung und Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks	68
7.2.5	Regelung durch Verbrauchsanpassung	68
7.2.6	Tarif- und Vergütungsstrukturen.....	69
7.2.7	Einfluss der Stromerzeugung (rotierende Maschinen, Umrichter) ...	69
7.3	Einfluss dezentraler Systeme auf den Betrieb von Großkraftwerken	69
7.3.1	Wirkungsgrad	70
7.3.2	Betriebsführung.....	70
7.4	Speicherbedarf und Speichermanagement.....	71
7.5	Bedeutung der Netze in einem Gesamtsystem	72
7.6	Konsequenzen eines liberalisierten Strommarktes.....	72
7.7	Optimierung des Gesamtsystems	73
7.7.1	Optimierungskriterien	73
7.7.2	Optimierungsebene (Systemgrenzen)	74
8	Möglichkeiten der Umsetzung	77
8.1	Engagement von Privatpersonen	77
8.2	Umsetzung durch Unternehmen	78
8.3	Umsetzung durch Betreibergesellschaften (Contracting).....	78
8.4	Versorgung durch Energieversorger.....	79
9	Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme.....	81
9.1	Interessenlage der Akteure.....	81
9.2	Rahmenbedingungen	82
9.2.1	Stromsteuer	83
9.2.2	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.....	83
9.2.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz	83
9.2.4	CO ₂ -Zertifikate	83
9.2.5	Regulator	84
9.3	Betriebswirtschaftliche Größen	84
9.3.1	Investition	84
9.3.2	Betriebskosten	86

9.3.3	Erlöse.....	89
9.4	Regelenergie	90
9.5	Derzeitige und zukünftige Tarifmodelle	91
9.6	Wechselwirkungen mit dem Energiemarkt	93
9.6.1	Wettbewerbssituation im Strommarkt	93
9.6.2	Wettbewerbssituation im Wärmemarkt	94
10	Szenarien	97
10.1	Beschreibung der Gebiete.....	97
10.2	Versorgungskonzept.....	98
10.3	Ergebnisse.....	101
10.3.1	Primärenergieverbrauch	102
10.3.2	CO ₂ -Emission	104
10.3.3	Investition	105
10.3.4	Kosten	107
10.4	Erwartete Entwicklung	111
10.5	Verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger	113
10.6	Zusammenfassung Szenarien	113
11	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	115
11.1	Zusammenfassung	115
11.1.1	Dezentrale Systeme und Einflussfaktoren	115
11.1.2	Aufbau dezentraler Systeme	116
11.1.3	Netze, Kommunikationssysteme und IT	116
11.1.4	Betrieb eines Gesamtsystems/Player.....	118
11.1.5	Szenarien.....	119
11.2	Schlussfolgerungen	120
	Abkürzungsverzeichnis.....	121
	Abbildungsverzeichnis	123

1 Einleitung

In den Jahren 2003 und 2004 entstand unter Verantwortung der VDE eine Studie zur Energieversorgung 2020 in Deutschland [1.1]. Die Arbeit hatte zum Ziel, die energetischen, ökologischen und ökonomischen Konsequenzen zu bewerten, die bei einer Umsetzung der bestehenden Energiepolitik zu erwarten sind. Unterstellt wurde hierbei, dass die bestehenden, die Energiewirtschaft betreffenden Gesetze weiterhin Bestand haben und dass auch zukünftig von einem leichten Zuwachs des Strombedarfs in Höhe von 0,5 %/a auszugehen ist.

Drei Szenarien dienen zur Bewertung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen. Der Schwerpunkt des „regierungsnahen“ Szenarios lag bei einer Entwicklung entsprechend den politischen Vorgaben, die Alternativszenarien zielten auf eine „kostenoptimale“ Entwicklung sowie einer Entwicklung mit minimalen CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse der Szenarien bestätigten, dass unabhängig vom gewählten Szenario ein Erreichen der CO₂-Ziele entsprechend Kyoto möglich ist. Die Ergebnisse der alternativen Szenarien zeigten aber auch, dass sie in Bezug auf Investition und Energiekosten deutliche Vorteile erwarten lassen. Weiterhin wurde deutlich, dass zukünftig von einem größeren Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen auszugehen ist. Dies betrifft die Möglichkeiten der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung genauso wie die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Form von Windenergie, Photovoltaik (PV) und Biomasse.

Die Diskussionen mit den politischen Entscheidungsträgern bestätigten das große Interesse an den Ergebnissen der Arbeit. Diese Ergebnisse zeigen unter anderem, dass zukünftig von einem nennenswerten dezentralen Versorgungspotenzial auszugehen ist. Dies kann zu einer Veränderung der Versorgungsstrukturen führen. Deshalb wurde beschlossen, im Rahmen einer erweiterten Untersuchung dieses Marktpotential zu analysieren.

Die vorliegende Studie versucht, diese Entwicklung zu beschreiben und zu bewerten. Dabei finden gleiche Ansätze Verwendung, sowohl hinsichtlich des Zuwachses beim Strombedarfs als auch des unterstellten Netzausbaus. Die Erarbeitung dieser Studie erfolgte im Rahmen einer interdisziplinären Arbeitsgruppe von Vertretern der Industrie, Verwaltung, Verbänden, Forschung und Energiewirtschaft. Mit dieser Zusammensetzung ist eine fachlich fundierte Bearbeitung gewährleistet. Sie ist die Voraussetzung, dass dieses für die Gesellschaft wichtige Thema möglichst ausgewogen und unabhängig von Unternehmensinteressen Würdigung findet.

Quellenangabe

[1.1] VDE-Studie Elektrische Energieversorgung 2020, März 2005

Literaturhinweise

L1.1 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Third Assessment Report, 2001, www.ipcc.ch

L1.2 Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU): Energiewende zur Nachhaltigkeit, <http://www.wbgu.de>, 2003

2 Was wird unter dezentraler Versorgung verstanden?

2.1 Rahmenbedingungen

In den nächsten Jahren ist mit einem weiter wachsenden Stromerzeugungsanteil aus verteilten Energiequellen zu rechnen. Wesentliche Gründe hierfür sind die Deregulierung und Liberalisierung der Energiemärkte, die Verfügbarkeit neuer, preisgünstigerer und effizienterer Technologien für die dezentrale Erzeugung sowie das Streben nach Umwelt- und Ressourcenschonung, unterstützt durch entsprechende Anreize und politische Rahmenbedingungen. Insbesondere sehen die Ziele der EU bis 2010 eine Steigerung des Anteils der „Erneuerbaren“ von 14 % auf 22 % vor, verglichen mit dem Jahr 1997 [1.1], sowie eine Verdopplung des Stromerzeugungsanteils aus Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK) Anlagen von 9 % (1994) auf 18 % [1.2].

Mit Ausnahme großer Windparks mit installierten Leistungen im mehrstelligen MW-Bereich, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen werden, speist der Großteil der verteilten Erzeugung in das Verteilungsnetz ein. Die energieeffiziente, netzverträgliche und kostenoptimale Integration der regelbaren Erzeugung aus KWK-Anlagen und der fluktuierenden Erzeugung aus regenerativen Quellen in bestehende Versorgungsnetze ist daher ein wesentliches Ziel innovativer Entwicklungen in der Energieversorgung.

2.2 Definition „Dezentrale Energieversorgung“

Die Vorstellungen zur dezentralen Versorgung variieren erheblich. Sie reichen von gebäudebezogenen Versorgungsformen bis zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich. Hieraus resultieren Irritationen über die Abgrenzung zur zentralen Versorgung, aber auch falsche Vorstellungen darüber, welchen Beitrag die dezentrale Versorgung in der Zukunft leisten kann.

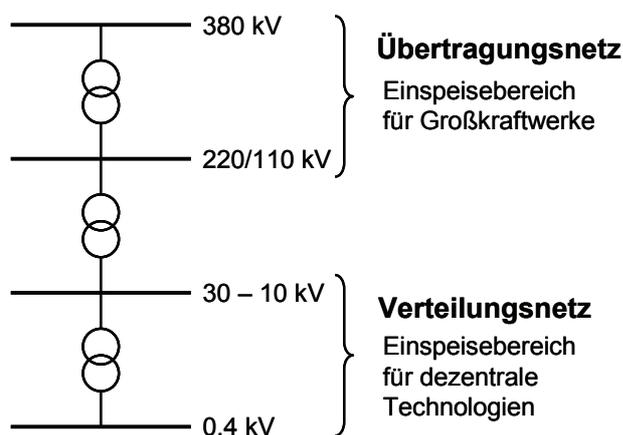


Bild 2.1 Bereich dezentraler Systeme

Die Ausführungen dieser Studie beschränken sich auf Anlagen und Systeme, die an das Verteilungsnetz angebunden werden. (Bild 2.1). Große Windparks sind damit ebenso wenig Bestandteil der vorliegenden Untersuchungen wie große dezentrale Einzelanlagen.

Die dezentrale Versorgung wird in dieser Studie als lokale, verbrauchsnahe Versorgungsform verstanden, die die bestehende zentrale Versorgung ergänzt und ggf. ersetzt. Der Fokus dieser Studie liegt daher auf der Nutzung von KWK-Anlagen, wobei

auch andere Technologien mitberücksichtigt werden. KWK-Anlagen zielen hierbei darauf ab, durch eine möglichst umfassende lokale Nutzung von Strom und Wärme die Effizienz der Primärenergienutzung zu steigern, den Primärenergieverbrauch zu verringern sowie den Ausstoß an CO₂-Emissionen zu senken.

Die Investition in dezentrale Systeme und das Betreiben der Anlagen ist nicht an die bestehenden Strukturen gebunden. Im Prinzip steht es allen Parteien offen, hier aktiv zu werden. Die im Vergleich zu Großkraftwerken relativ geringen Investitionen unterstützen dies. Als Investoren und Betreiber kommen Energieversorger und ihre Kunden in Frage. Es können aber auch Dritte (Contractoren) sein, die im Energiebereich unternehmerisch aktiv werden wollen.

2.3 Systemansatz zur „Dezentralen Energieversorgung“

Die Komplexität der dezentralen Versorgung mit ihren vielfältigen Einflüssen erfordert einen Systemansatz, der alle wichtigen Komponenten berücksichtigt. Dies betrifft Erzeugungssysteme, Speichersysteme, das Netz, aber auch den Verbraucher selbst, der durch sein Verhalten zur Optimierung des Systems beiträgt.

In vielen Erzeugungsanlagen wird neben Strom auch Wärme erzeugt. Im Sinne einer ressourcenschonenden, wirtschaftlichen Nutzung der Primärenergien ist deshalb neben dem Stromversorgungssystem auch das Wärmeversorgungssystem zu betrachten.

Im Rahmen dieser Studie wird vorrangig die verbrauchsnahe gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen untersucht. Als Energieträger kommen Gas und Öl, aber auch Biomasse zum Einsatz. Der Betrieb der Anlage kann strom- oder wärmegeführt erfolgen. Zu den reinen Stromerzeugungsanlagen zählen Systeme auf Basis erneuerbarer Energien u.a. Photovoltaik und kleinere Windenergieanlagen. Ergänzend werden aber auch Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung in die Betrachtungen einbezogen. Hierzu gehören solarthermische Systeme ebenso wie Wärmepumpen.

Der Einsatz von Speichersystemen bietet die Möglichkeit, Erzeugung und Nachfrage zu entkoppeln. Spitzenlasten lassen sich so kappen und der Einsatz der Erzeugungsanlagen bedarfsunabhängiger optimieren.

Als mitentscheidend für den Erfolg dezentraler Systeme ist das Verbraucherverhalten zu betrachten. Der Verbraucher kann mit seinem Verhalten nicht nur die Anlagenkonzeption beeinflussen. Über energiesparende Maßnahmen und einen zeitvariablen Einsatz seiner Elektrogeräte – angepasst an die jeweilige Erzeugungssituation –, kann er erheblich zur Vereinfachung der technischen Ausgestaltung der Systeme und damit zu deren Wirtschaftlichkeit beitragen. Diese Effekte werden in der Studie qualitativ angesprochen, aber nicht quantitativ bewertet.

Quellenangaben

1.1] Green Paper „Towards a European strategy for security of energy supply“ European Communities 2001

[1.2] Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften C343/195, DE 5.12.2001

3 Stand der Entwicklung, Perspektiven

3.1 Bedarfsentwicklung

Dezentrale Versorgungssysteme haben zum Ziel, mit verbrauchernah errichteten Systemen die Effizienz und Sicherheit der Energieversorgung zu verbessern. Dies erfordert eine am Bedarf orientierte Auslegung der Systeme. Im Vergleich zur zentralen Versorgung ist damit die Kenntnis des vor Ort bestehenden Energiebedarfs Voraussetzung für eine optimale Versorgungskonzeption.

Der Verbraucher beeinflusst mit seinem Handeln den Bedarf. Das individuelle Verhalten ist hierbei genauso entscheidend wie der Einsatz der elektrischen Geräte. Mit den folgenden Ausführungen soll versucht werden, den Einfluss der einzelnen Größen auf die Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs zu bewerten.

3.1.1 Strombedarf

3.1.1.1 Tendenzielle Entwicklung

Die Höhe des Energieverbrauchs eines Gerätes ist heute eine wichtige Einflussgröße für die Kaufentscheidung. Kennzeichnend hierfür ist die Ausweisung des Bedarfs mit Energieverbrauchlabels, was insbesondere bei der sog. weißen Ware inzwischen Standard ist. Verbrauchsgeräte weisen in allen Sektoren immer höhere Wirkungsgrade auf: Im Beleuchtungsbereich haben Energiesparlampen bei vielen Anwendungen klassische, aber ineffektive Glühlampen verdrängt. Weiteres Einsparpotential wird in Zukunft von der LED-Technik (Light Emitting Diode) erwartet.

Umgekehrt ist davon auszugehen, dass zukünftig neue Geräte den Verbrauch insgesamt steigern werden. Neben der fortschreitenden Nutzung moderner Informations- und Kommunikationsgeräte in Gewerbe und Haushalt ist auch in unseren Regionen ein Trend zum Einsatz von Klimageräten zu beobachten, deren nachteilige Auswirkungen auf die Stromversorgung insbesondere aus den USA bekannt sind. Systeme zur Zwangslüftung mit Wärmerückgewinnung, die in modernen Gebäuden zum Standard werden können, werden durch ihren elektrischen Antrieb ebenfalls zu einem Anstieg des Verbrauchs beitragen.

3.1.1.2 Detailanalyse

Insgesamt ist davon auszugehen, dass der Stromverbrauch in den nächsten Jahren weiter ansteigen wird. Bis 2020 ist im Mittel von einem durchschnittlichen Verbrauchsanstieg um 0,5 % pro Jahr auszugehen [3.1]. Folgende sektorale Entwicklungen sind hierfür maßgebend:

- Im Bereich der privaten Haushalte ist mittelfristig (bis 2010) von einem Verbrauchszuwachs von 1,4 %/a auszugehen. Nach 2010 kommt es als Folge von Marktsättigungen mit Haushalts- und Elektrogeräten zu einer Abflachung. Verbrauchssteigernd wirkt die Zunahme an Singlehaushalten. Positiv wird sich der in der Zukunft erwartete verstärkte Einsatz von Wärmepumpen im Ein- und Mehrfamilienhaussektor auswirken.
- Bei Gewerbe, Handel & Dienstleistungen resultiert ein Zuwachs aus dem Wandel von einer Industrie- zu einer Dienstleistungsgesellschaft. Mit im Mittel 1,8 %/a ist er kleiner als im Kommunikationsbereich, aber doch deutlich größer als im Haushaltssektor.

- Negativ verläuft demgegenüber die Entwicklung im Industrie- und Beleuchtungsbereich. Der Wandel zur Dienstleistungsgesellschaft und der Einsatz neuer effizienterer Beleuchtungssysteme wird hier nachhaltig Spuren hinterlassen. Im Mittel ist bei beiden Bereichen von einer Abnahme um 0,8 %/a auszugehen.
- Als zukünftiger Nischenmarkt mit Zuwachsraten von 2,0 %/a ist der Klimatisierung zu werten. Die Errichtung von „Glaspalästen“ und der zunehmender Einsatz elektronischer Geräte führen zu einem wachsenden Bedarf an Kälte.
- Der Strombedarf des Informations- und Telekommunikationssektors nimmt mit 3 %/a zu. Er ist auf den schnellen Ausbau des Internet sowie den dazugehörigen Datennetzen in Deutschland zurückzuführen. Hinzu kommt der Ausbau der „Internet- und Bildtelefonie“. Sie wird in Zukunft den B2B-Verkehr reduzieren.
- Im Verkehrssektor ist mit 0,8 % von einem leichten Zuwachs auszugehen. Das sich ändernde Verhalten der Verbraucher spiegelt sich hier wider. Die Bürger reagieren auf überfüllte Straßen mit einer Nutzung des ÖPNV.

3.1.2 Wärme- und Kältebedarf

3.1.2.1 Heizwärmebedarf

Im Gebäudebestand ist seit vielen Jahren eine kontinuierliche Abnahme des Heizwärmebedarfs, insbesondere bei Neubauten, zu beobachten. Zurückzuführen ist dies auf verschiedene Verordnungen zur Ausführung von Gebäuden, die eine sukzessive Verbesserung der energetischen Qualität zur Folge haben (Bild 3.1).

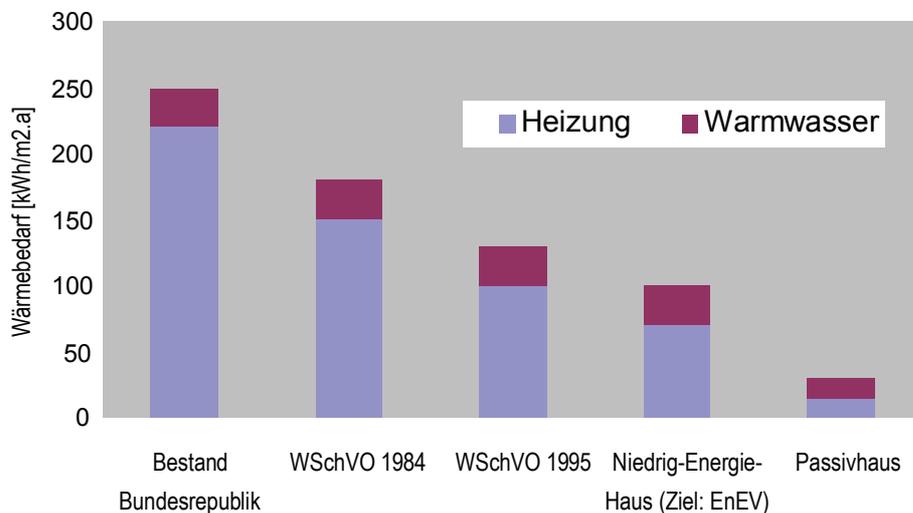


Bild 3.1 Auswirkungen der Wärmeschutzverordnungen¹

Analysen der Deutschen Energie Agentur (dena) bestätigen dies (Bild 3.2). Die technische und politische Entwicklung spricht dafür, dass dieser Prozess fortschreitet, nicht nur im Neubaubereich. Niedrigenergiehäuser, 3-Literhäuser und Passivhäuser haben längst bewiesen, dass sie technisch im größeren Stil und bei zumutbaren Mehrkosten umsetzbar sind. Dies gilt auch für die Nachrüstung älterer Gebäude. Unter der Voraussetzung geeigneter politischer Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass zukünftig ein größerer Teil des Gebäudebestands dem „Energiespar-

¹ Quelle: AGFW

haus“ zuzurechnen ist. Dies hat bereits heute dazu geführt, dass in vielen Neubaugebieten keine Erdgasnetze mehr verlegt werden: Der geringe Verbrauch würde zu inakzeptabel langen Amortisationszeiten dieser Netze führen.

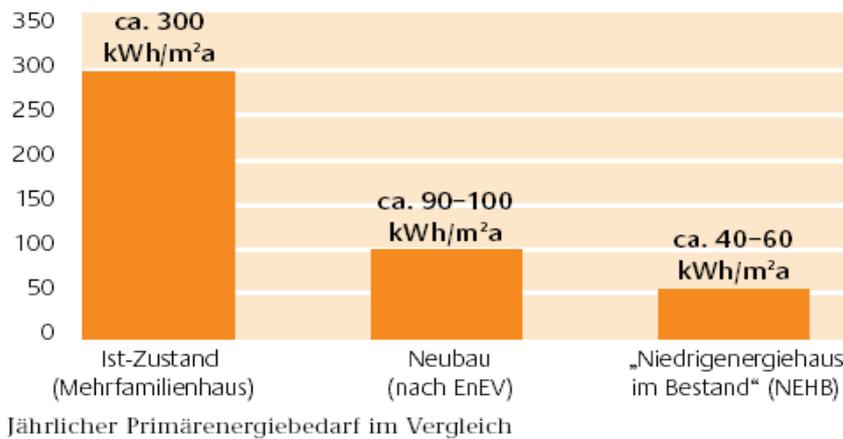


Bild 3.2 Energieverbrauch von Gebäuden²

Großzügigere Wohnungsaufteilung und der Trend zu Single-Haushalten führt andererseits zu einer zunehmenden Wohnfläche pro Einwohner. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der damit verbundene Heizenergiemehrbedarf durch eine rückläufige Bevölkerungsentwicklung größtenteils kompensiert wird.

Diese Einflüsse finden sich in diversen Studien zum Energiebedarf wieder. Für den hier unterstellten Betrachtungszeitraum bis 2020 wird die im Prognos Energiereport IV aus dem Jahre 2005 ermittelte Entwicklung zugrunde gelegt (Bild 3.3).

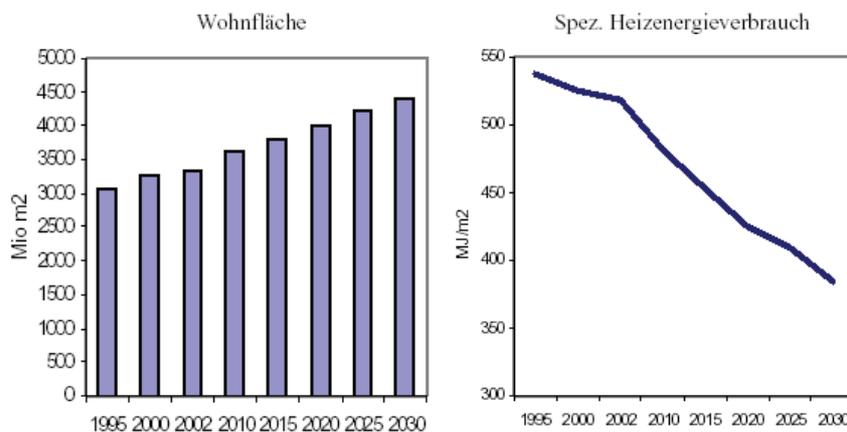


Bild 3.3 Entwicklung des Heizenergieverbrauchs³

3.1.2.2 Brauchwasserbedarf

Der Brauchwasserbedarf ist in der Vergangenheit durch das gesteigerte Hygienebedürfnis drastisch angestiegen. Inzwischen ist eine Sättigung festzustellen. Dieser Bedarf zeigt kaum jahreszeitliche Schwankungen. Er liegt bei ca. 45 Litern Warmwasserverbrauch je Person und Tag bei einer Aufwärmungsspanne von 35 °C.

Beeinflusst durch den Einsatz erneuerbarer Energien und eine höhere Effizienz (verbesserte Isolation) bestehender Systeme wird sich der Energieeinsatz zur Brauchwasserbereitung verringern. Zusätzlich ist von einem wachsenden Beitrag solar-

² Quelle: Dena

³ Quelle: Prognos Energiereport IV

thermischer Warmwassersysteme auszugehen. Bei durchschnittlichen jährlichen Deckungsraten von 60 % des Energiebedarfs zur Brauchwasserbereitung verbleibt für die konventionellen Systeme nur noch ein Restanteil von weniger als 40 %. Unterstützt wird diese Entwicklung durch die erwartete Abnahme der Bevölkerung. Insgesamt ist von einer in Bild 3.4 beschriebenen Entwicklung auszugehen. Sie zeigt, dass der Verbrauch bis 2030 um rd. 15 % abnehmen wird.

Der weitgehende Wegfall des Energiebedarfs zur Brauchwasserversorgung als Folge des Einsatzes solarthermischer Systeme führt zu einem Verlust an Grundlastversorgung. Verstärkt wird dies durch den angesprochenen abnehmenden Heizwärmebedarf. Für KWK-Systeme bedeutet dies eine reduzierte Auslastung und in Folge eine Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit.

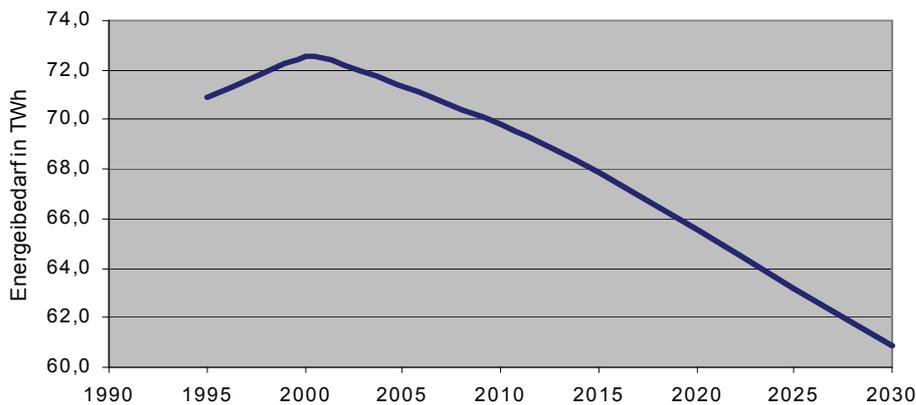


Bild 3.4 Entwicklung des Energieverbrauchs zur Brauchwasserbereitung⁴

3.1.2.3 Klimatisierung

Für den Bereich der Gebäudeklimatisierung ist festzustellen, dass der Wunsch nach Komfort einen steigenden Stellenwert einnimmt. So werden zunehmend im privaten Bereich Klimaanlage nachgefragt. Ob die Entwicklung allerdings ebenfalls so stürmisch verlaufen wird wie im Fahrzeugsektor, wo eine Klimaanlage heute meist serienmäßig vorhanden ist, bleibt abzuwarten. Eine angepasste Bauweise könnte diesem Trend zumindest teilweise entgegenwirken.

Unabhängig von der allgemeinen Entwicklung ist von einem zunehmenden Bedarf an Klimatisierung im Bürosektor auszugehen. Der Trend zum Bau von Glasgebäuden in Verbindung mit zunehmenden internen Wärmelasten (elektronische Geräte wie PCs) spricht für diese Entwicklung.

⁴ Quelle: Prognos Energiereport IV

3.2 Betrieb dezentraler Systeme

3.2.1 Lastganglinien

Die Auslegung dezentraler Systeme setzt die Kenntnis des zeitabhängigen Bedarfs voraus. Hierzu finden Lastganglinien Verwendung. Sie beschreiben den Energiebedarf einzelner Gebäude oder Regionen in Abhängigkeit von der Tages- und Jahreszeit.

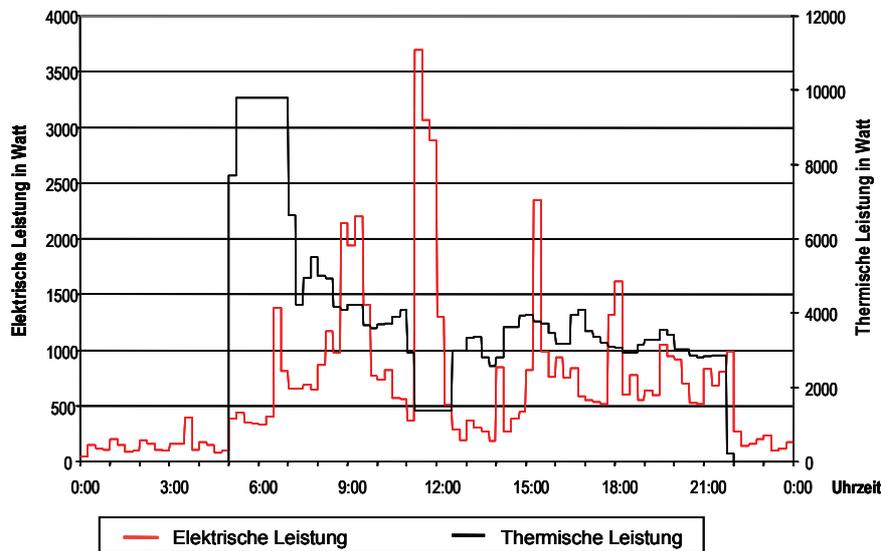


Bild 3.5 Lastganglinien für Arbeitstag im Winter (15-Minutenwerte)⁵

Wie Bild 3.5 zeigt, bestimmt die Morgenspitze der Heizung den täglichen Wärmebedarf an einem Wintertag sie setzt mit zeitlichem Vorlauf vor dem Strombedarf ein (Hochfahren der Heizung rechtzeitig vor dem Aufstehen). Der Strombedarf hingegen ist abhängig von den im Haushalt ablaufenden Arbeitsvorgängen und erreicht seinen höchsten Wert zur Mittagszeit (Kochspitze).

Eine Überlagerung der Einzellastgänge mehrerer Kunden (z.B. in einer Straße oder in einem Wohnblock) bewirkt, dass sich der Summenlastgang des Stroms als Folge eines Gleichzeitigkeitseffektes stark vergleichmäßigt, bei unveränderter Ausprägung der Morgenspitze des Wärmebedarfs (hoher Gleichzeitigkeitsfaktor durch ähnliches Aufstehverhalten bzw. Heizungsprogrammierung). Es ist damit von einem deutlich geringeren spezifischen max. elektrischen Bedarf je Haushalt auszugehen, bei einer gleichzeitig proportional mit der Anzahl der Haushalte zunehmenden Grundlast (Bild 3.6).

⁵ Quelle: Vaillant

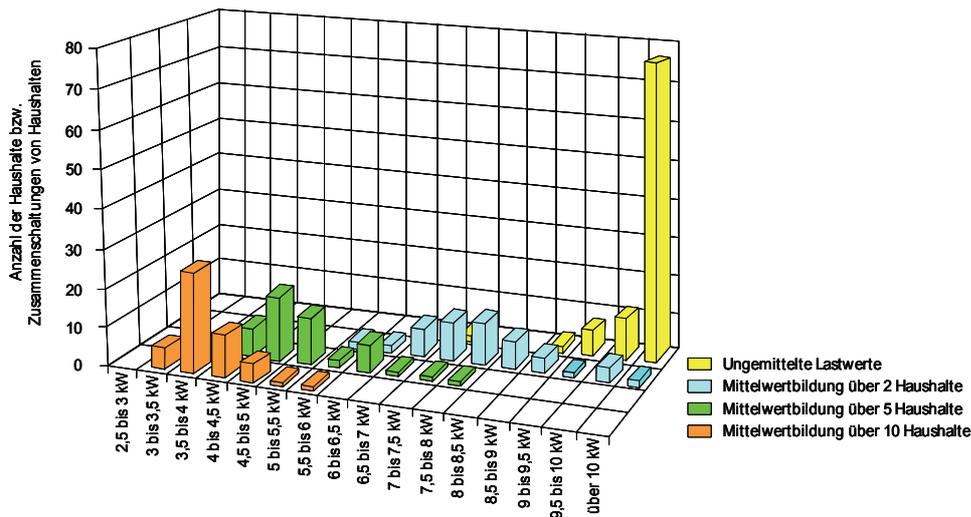


Bild 3.6 Lastminderung durch Bündelung der Nachfrage⁶

Die Anforderungen an die Dynamik lassen sich mittels zeitlich hoch auflösender Lastganglinien (im Minuten- oder Sekundenraster) beschreiben (hier nicht dargestellt): Während bei der Wärmeerzeugung die Vorgänge relativ träge ablaufen, ist bei einer Stromversorgung von Einzelhäusern ohne Netzanschluss von quasi spontanen Reaktionen auszugehen. Die Stromerzeugung muss dem Bedarf unmittelbar folgen, um Spannungs- bzw. Frequenzeinbrüche zu vermeiden.

3.2.2 Einsatz dezentraler Systeme

Die Optimierung von Erzeugung und Bedarf ist bei der Planung dezentraler Versorgungssysteme von Bedeutung. Es ist abzuwägen zwischen ökonomischen und ökologischen Zielen sowie Ansprüchen an die Versorgungssicherheit. Da in Deutschland fast immer von einem Anschluss an ein vorgelagertes Netz auszugehen ist, ist die Versorgungssicherheit hierzulande als weniger prekär zu sehen.

Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt im Regelfall über im Haus installierte öl- oder gasversorgte Wärmeerzeuger. Denkbar sind aber auch Anlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe, z. B. Holzpellets. Der Strombedarf wird normalerweise über Stromlieferungen aus dem öffentlichen Netz gedeckt.

Bei dezentralen Energieversorgungssystemen kann die Deckung des Strombedarfs zu einem gewissen Anteil über im Haus installierte KWK-Anlagen erfolgen. Die gleichzeitig erzeugte Wärme findet im Gebäude zur Wärmeversorgung Verwendung. Ein Wärmeüberschuss ist ggf. mittels Rückkühlwerke an die Umgebung abzuführen, wodurch die Effizienz gemindert wird. Im Extremfall sind die Anlagen wärmebedingt abzuschalten.

⁶ Quelle: Hochschule Paderborn, 1987

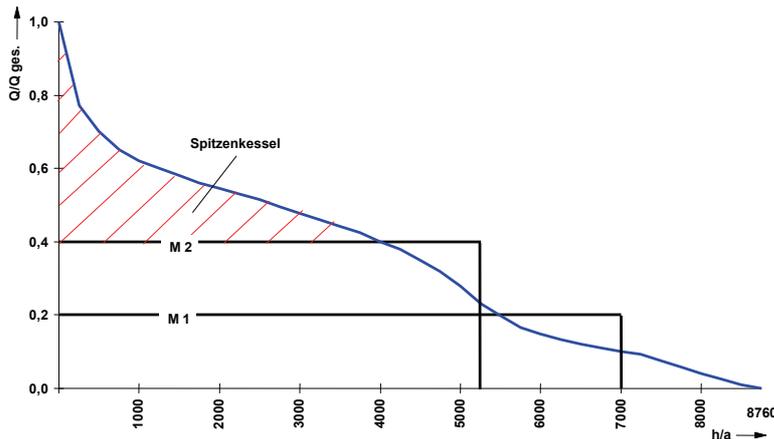


Bild 3.7 Kombination aus KWK-Anlage und Spitzenlastkessel

Aus wirtschaftlichen Gründen kommen KWK-Anlagen vorrangig in der Grundlast zum Einsatz. Zur Abdeckung der Wärmebedarfspitze sind ergänzend Spitzenlastkessel vorzusehen (Bild 3.7).

3.2.3 Abnahme der in KWK erzeugten Wärme

Die in KWK erzeugte Wärme ist aus energetischen Gründen einer sinnvollen Nutzung zuzuführen. In der Regel stellt dies im Winter kein Problem dar, da der Energiebedarf zum Heizen deutlich größer ist als die in KWK produzierte Wärme.

Im Sommerbetrieb ist bei stromgeführter Fahrweise das Wärmeaufkommen größer als der gleichzeitig bestehende Wärmebedarf zur Brauchwassererwärmung. Zurückzuführen ist dieser Wärmeüberschuss auf zu geringe Stromkennziffern (Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung), wie sie heute für die meisten KWK-Anlagen charakteristisch sind ($k_{\text{Wel}}/k_{\text{Wth}} \approx 0,5$). Es wird doppelt soviel Wärme erzeugt wie Strom.

Optionen zur Steigerung der Wärmenachfrage, insbesondere im Sommer, liegen in dem Verkauf von Kälteleistung z. B. über den Einsatz von Absorptionskälteanlagen (s. Kap. 3.1.2.3). Hohe Kapitalkosten im Vergleich zu Kompressionskälteanlagen bei i.d.R. geringen Volllaststundenzahlen sprechen aber dafür, dass sich die Anwendung dieser Technologie auf spezielle Anwendungsfälle - wie Internetknotenpunkte, gläsernen Bürogebäude etc. vorerst beschränkt. Inwieweit sich mit Entwicklungsprogrammen die Herstellungskosten dieser Systeme zukünftig senken lassen, muss vorerst offen bleiben.

Zukunftsgerechter ist demgegenüber die Entwicklung von KWK-Systemen, bei denen die Wärmeerzeugung in der Größenordnung vergleichbar ist mit der gleichzeitigen Stromerzeugung. D.h. zukunftsgerichtete Erzeugungssysteme sind für hohe Stromkennziffern ($k_{\text{Wel}}/k_{\text{Wth}} \approx 1$) auszulegen.

Unabhängig hiervon ist im Sommer wie im Winter für einen wirtschaftlichen Betrieb eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung erforderlich. Dies erfordert die Installation von Speichern (s. hierzu 3.4).

3.3 Erzeugungssysteme

3.3.1 Einsatzverhalten der Erzeugungssystemen

Unterschiedliche Randbedingungen für regenerative Energiesysteme und KWK-Anlagen auf Basis von fossilen Energieträgern beeinflussen den Einsatz der Erzeugungssysteme. Es ist deshalb zwischen steuerbaren und nicht-steuerbaren Erzeugern zu unterscheiden.

3.3.1.1 Steuerbare Erzeuger

Zu der Klasse der steuerbaren Erzeuger zählen Kraftwärmekopplungsanlagen wie Mini-KWK-Anlagen, Mikro-KWK-Anlagen, aber auch größere KWK-Anlagen. Dazu zählen u.a. Brennstoffzellen, Stirling- und Gasmotoren (s. hierzu Kap. 3.6). In der Regel werden diese Systeme mit fossilen Energien (Erdgas oder Öl) versorgt. Es gibt mittlerweile aber auch Ansätze zur Verwendung von Biomasse (z.B. Holzpellet-Stirling).

Steuerbar bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Betrieb der Anlage nicht an ein zeitlich veränderliches Energieaufkommen wie Sonne oder Wind gebunden ist. Der Einsatz der Anlagen kann zeitlich und quantitativ gezielt erfolgen.

3.3.1.2 Nicht steuerbare Erzeuger

Nicht steuerbare Erzeuger nutzen ein physikalisch und meteorologisch gegebenes, nicht stofflich gebundenes und zeitlich veränderliches energetisches Potenzial. Eine Steuerung der Erzeugung ist nur durch gezielte Reduzierung der Ausnutzung dieses angebotenen energetischen Potenzials möglich.

Zur Klasse der nicht-steuerbaren Erzeuger gehören praktisch ausschließlich Photovoltaik-Anlagen. Ihre Betriebsweisen werden durch das fluktuierende Solarenergieangebot sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen, die die Einspeisung von Solarstrom in das öffentliche Netz regeln, vorgegeben.

3.3.2 Qualitätskriterien dezentraler KWK-Systeme

Eine verbrauchernahe und wirtschaftliche Deckung des Bedarfs setzt die Einhaltung bestimmter Qualitätskriterien voraus. Hierzu zählen:

- **Kosten:** Die Stromgestehungskosten sind entscheidend für die Akzeptanz durch den Verbraucher. Sie werden beeinflusst durch die Höhe der Kosten für Investition, Finanzierung, Wartung, Personal und Energie. Die Kosten für das Gesamtsystem können deutlich höher liegen als die des reinen Erzeugungsaggregats, da zusätzlich periphere Kosten und Aufwendungen für die Installation zu berücksichtigen sind. U.a. gehören hierzu Brennstoff- und Heizungsanbindung etc. aber auch Schallschutzmaßnahmen.
- **Wirkungsgrade:** Sie beschreiben die Effizienz der Umsetzung der eingesetzten Primärenergie in Strom und Wärme. Der elektrische Wirkungsgrad bezieht sich hierbei nur auf den Strom, während der Gesamtnutzungsgrad die Summe aus Strom und nutzbarer Wärme berücksichtigt. Beim elektrischen Wirkungsgrad ist zu unterscheiden zwischen Brutto und Netto-Werten. Nur der Nettowert berücksichtigt auch den Energieverbrauch interner Verbraucher einer Erzeugungseinrichtung und ist damit repräsentativ für die Qualität der Anlage.

- Regelbarkeit/Dynamik von KWK-Anlagen: Der bedarfsorientierte Einsatz der Anlage erfordert, dass sich die Erzeugungssysteme schnell hoch und runter fahren lassen. Hierbei können bei schnellen Regelvorgängen auch Laständerungsgeschwindigkeiten von mehreren %/s erforderlich sein. Ist dies durch das Erzeugungssystem allein nicht zu gewährleisten, sind ergänzend Speicher einzusetzen. Umgekehrt muss sichergestellt sein, dass sich die Anlagen im Falle einer Havarie schnell abschalten lassen (Start-Stopp-Verhalten).
- Potenzial: Für die Verbreitung dezentraler Erzeugungssysteme ist das Einsatzpotenzial der Energieträger von Bedeutung. Wegen der flächendeckenden Verbreitung ist Erdgas derzeit der am meisten verwendete Brennstoff. Zukünftig kann auch ein verstärkter Einsatz nachwachsender Energien (Biomasse und Biogas) möglich sein. Dies könnte die Bedeutung der dezentralen Versorgung nachhaltig steigern. Die Frage des möglichen Beitrags sowie der lokalen Verfügbarkeit dieser Energieträger wird derzeit allerdings noch sehr kontrovers diskutiert.
- Emissionen: Die Emissionen sind abhängig vom eingesetzten Energieträger und der eingesetzten Technologie. Bei den Energieträgern gilt Erdgas wegen seiner weitgehenden Schwefelarmut als der bevorzugte Einsatzstoff. Innovative Technologien wie Brennstoffzellen weisen in der Regel eindeutige Vorteile gegenüber konventionellen Technologien auf. Emissionen wie NO_x, und SO₂ sind weitgehend vernachlässigbar (Bild 3.8).

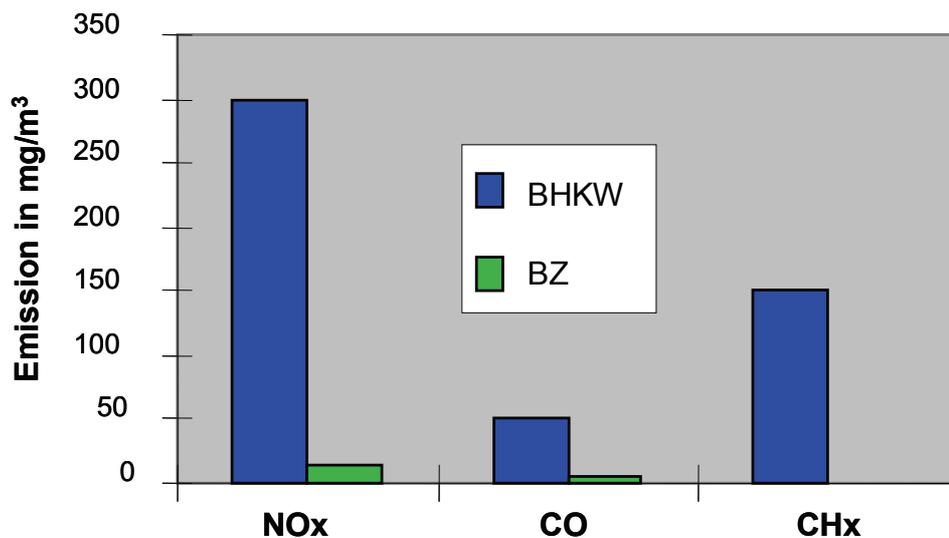


Bild 3.8 Emissionsvergleich 200 kW Erzeugungssysteme⁷

- Anlagenleistung: Typische Anlagen liegen im Leistungsbereich von 1 – 1000 kW. Es werden aber auch Systeme mit einer Leistung oberhalb von 2 MW angeboten. Kennzeichnend für alle Systeme ist, dass sie in der Regel modular aufgebaut sind und sich zu größeren Anlagen zusammenschließen lassen. Gegenüber Kraftwerken resultiert hieraus ein entscheidender Vorteil: Die Leistungsgröße dezentraler Anlagen lässt sich am Bedarf ausrichten. Überkapazitäten lassen sich so vermeiden. Erweiterungen sind bei Bedarf relativ einfach möglich.

Für alle Technologien gilt in gleichem Maße: Je höher der Wirkungsgrad bzw. der Gesamtnutzungsgrad, desto kleiner die spezifischen Emissionen. CO₂-Emissionen

⁷ Quelle: HEW, Hamburg

lassen sich jedoch auch mit Brennstoffzellen nicht vermeiden, solange kohlenstoffhaltige Primärenergieträger, wie z. B. Erdgas, zum Einsatz kommen.

Zukünftig gewinnt der Einsatz erneuerbarer Energien an Bedeutung. Er ermöglicht die Substitution der fossilen Energieträger und trägt damit zur Ressourcenschonung und Umweltverbesserung bei.

3.3.3 Klassifizierung der Erzeugungssysteme

Wichtige Kennwerte dezentraler Erzeugungssysteme sind in Bild 3.9 dargestellt. Die Angaben unterscheiden hierbei zwischen großen und kleinen Anlagen und sind als Bandbreiten zu betrachten. Eine detaillierte Herleitung der aufgeführten Werte findet sich in Anlage 3.

3.3.3.1 Wärmeerzeugungssysteme

Bei den reinen Wärmeerzeugern hat sich die Brennwertechnik durchgesetzt, insbesondere im Neubausektor mit modernen Niedertemperatur-Heizungssystemen. Es lassen sich bezogen auf den unteren Heizwert Energienutzungsgrade von über 100 % erzielen. Diese Technologie wird damit zum ökologischen und ökonomischen Vergleichsmaßstab.

Bei der Wahl des Heizsystems spielt der Platzbedarf und der Komfort – insbesondere im EFH-Sektor – eine immer größere Rolle. Dies erklärt die hohe Nachfrage nach Erdgasheizungen, die keinen separaten Heizungsraum bzw. Tankraum benötigen und sich sogar im Dachboden installieren lassen.

Entsprechend einfache Installationen werden in der Regel bei KWK-Anlagen aus Platz- und Gewichtsgründen kaum möglich sein. Erschwerend kommt hinzu, dass wegen des nicht synchronen Wärme- und Strombedarfs ein größerer Wärmespeicher erforderlich wird.

Biomasse für dezentrale Wärmeerzeuger

Heizungssysteme auf Basis nachwachsender Rohstoffe (z.B. Biomasse in Form von Holzpellets) treffen im Wärmemarkt auf eine steigende Nachfrage. Allein in den letzten Jahren ist die Nachfrage nach Brennholz um den Faktor 30 angestiegen. Da bei einer zeitnahen Wiederbepflanzung (Aufforstung) die bei der Verbrennung freigesetzte CO₂-Menge der durch das Pflanzenwachstum mittels Photosynthese der Atmosphäre entzogenen Menge entspricht, ist Biomasse mittelfristig als CO₂-neutral anzusehen.

Die Entwicklung auf dem Markt zeigt jedoch, dass auch das Biomasseaufkommen nicht unbegrenzt ist. Obwohl das heimische Potential noch längst nicht ausgeschöpft ist, werden auf Grund der Boomsituation am Markt bereits Holzpellets aus Kanada importiert.

3. Stand der Entwicklung, Perspektiven

Typ (Beispiele) Angaben für verschiedene Leistungsbereiche Stand heute und Entwicklungsziele	Primärenergieträger	El. Nutzung kWh	Therm. Nutzung kWh	El. Netto-Wirkungsgrad/ Therm. Wirkungsgrad %	Volllaststunden h/a	Sonst. Betriebskosten €/MWhel bzw. €/MWhth	Lebensdauer (Gesamt- system) Jahre	Investition (spezifisch) €/kWel bzw. €/kWh	Erzeugungskosten m. Wärmegutschrift €/MWhel 1)	Erzeugungskosten €/MWhth 1)	Erzeugungskosten ft. EEG €/MWhel 2)	CO ₂ -Emission (o. Wärmegutschrift) t/MWhel bzw. t/MWh	CO ₂ -Emission (m. Wärmegutschrift) t/MWhel	Regelbarkeit	Dynamik
PV	Sonne	1		13	800	5,00	20	5000,00	550,00		518,2			--	entf
		6.50		13	1.200(3)	3,00		4000,00	294,00		405,9				
Wind	Wind	300		42	1.500	5,00	20	1250,00	77,00		83,6			-	*
		2.50		45	1.800	3,00		1000,00	51,00		83,6				
Wasser	Wasser	5		80	4.000	15,00	40	4000,00	81,00		94,8			-	+
		5.00		85	6.000	15,00		3000,00	48,00		65,2				
Gasmotor	Erdgas, Biogas, Deponiegas	5	11	28	4.500	20,00	15	2500,00	109,00			0,69	0,20	++	++
		2.00	2.250	40	6.000	15,00		1000,00	62,00			0,49	0,23		
Stirlingmotor	Erdgas, Biogas, LPG	1	2	30 60 - 55	4.500	20,00	15	3000,00	118,00			0,65	0,19	+	+
		50	92	30	6.000	15,00		1500,00	74,00			0,65	0,23		
Brennstoffzelle	Erdgas, Biogas, H ₂	1	2	25	4.500	15,00	15	10000,00	286,00			0,78	0,27	+	0
		220	220	40	7.000	10,00		5000,00	123,00			0,49	0,26		
Geothermie	Erdwärme + Strom	3.00	21.000	10	8.000	15,00	30	3000,00	95,00			-1,60		+	++

Wärmepumpen

Strombetriebene Wärmepumpen erfreuen sich einer wachsenden Beliebtheit. Die Geräte der neuen Generation sind technisch ausgereift und bei entsprechender Auslegung des Systems sind sie auch im Sommer zur Klimatisierung einsetzbar.

Die Wärmegewinnung erfolgt heute vorrangig über Erdsonden oder Wasser/Wasser-Wärmetauscher. Sie ermöglichen einen ganzjährigen Betrieb der Systeme; zusätzliche Wärmeerzeuger sind nicht erforderlich.

Leistungszahlen von 4 bis 5 sind kennzeichnend für moderne Systeme. D.h. nur etwa 20 % der benötigten Heiz-Energie ist noch aus dem Stromnetz zu beziehen; der Rest wird dem Erdboden oder Grundwasser entnommen. Dies spiegelt sich in der Marktentwicklung wider. In der Schweiz wird auf dem Sektor EFH-Neubau bereits ein großer Teil der Heizungssysteme (40 %) in dieser Technik ausgeführt.

Die energetischen Vorteile von Wärmepumpen mit Gasmotoren sind dagegen in modernen Gebäuden nicht mehr gegeben. Bei dem geringen Energiebedarf dieser Baukörper ist die Nutzung des Wärmeaufkommens begrenzt, da der Gasmotor allein fast schon soviel Abwärme produziert, wie zu Heizzwecken benötigt wird.

Solarthermie

Solarthermische Anlagen zur Brauchwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung lassen sich auch in unseren Breiten sinnvoll einsetzen. Sie sind heutzutage bereits weit verbreitet und als eine am Markt etablierte Technologie zu betrachten. Man unterscheidet zwischen preisgünstigen Flachkollektoren und den effizienteren aber teureren Vakuum-Röhren-Kollektoren. Beide Technologien gelten als weitgehend ausgereift.

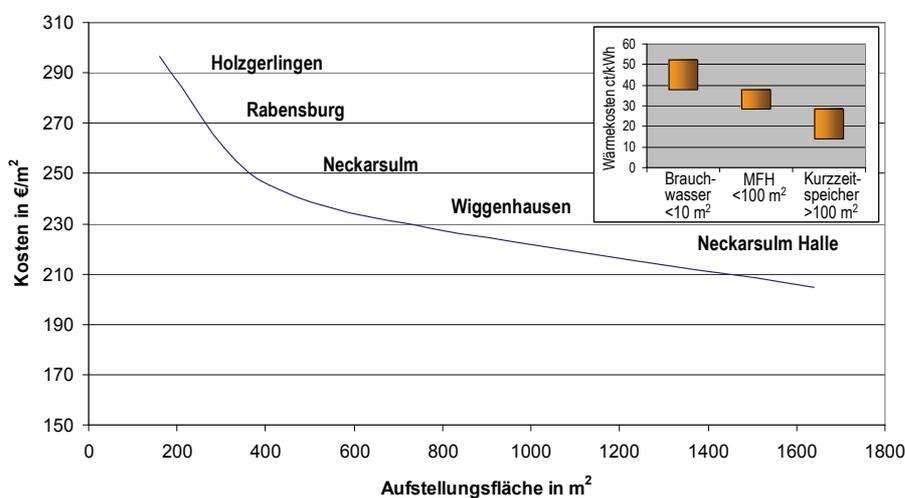


Bild 3.10 Effizienz realisierter solarthermischer Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße⁸

Die Höhe der je Wohneinheit zur Nutzung des solaren Strahlungsangebotes verfügbaren Dachfläche variiert sehr stark für verschiedenen Typen der Siedlungsstruktur. Sie beträgt bei Geschosswohnungsbauten z.T. weniger als 10m²/ Wohneinheit (WE), bei dörflicher Wohnbebauung bis über 100m²/ WE.

Bei richtiger Dimensionierung des Systems, bestehend aus Solarkollektoren, einem Wärmespeicher, Wärmetauschern, Pumpen und einer Regelungseinheit, kann der Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung in den Sommermonaten fast voll-

⁸ Quelle: TU Braunschweig, Prof. Fisch

ständig gedeckt werden. Im Jahresmittel ist von einem Deckungsgrad von 60 % des Energiebedarfs zur Brauchwassererwärmung auszugehen, wobei bei größeren Systemen, bei denen die Einzelanlagen ggf. über ein Nahwärmenetz verbunden sind, auf Grund des Gleichzeitigkeitseffektes eine bessere Nutzung erwartet werden kann (Bild 3.10).

Größer ausgelegte solarthermische Systeme bieten ergänzend das Potential, die Heizung zu unterstützen. In sehr guten Passivhäusern (Raumwärmebedarf kleiner 15 kWh/m²a) lassen sich so zusätzliche Einsparungen von 20...30 % des Heizenergiebedarfs erreichen.

Solarthermische Anlagen benötigen immer ein Back-up-System für kalte und wolkeige Tage. Eine Kombination mit einer Wärmepumpe könnte hierfür abhängig von den Vorortbedingungen sinnvoll sein. Die Kombination mit einer KWK-Anlage ist dagegen wegen des geringen Restenergiebedarfs wirtschaftlich nicht interessant.

Nah-/Fernwärme

Im Zusammenhang mit der dezentralen Erzeugung sind die Möglichkeiten der Einbindung dieser Systeme in Nah- bzw. Fernwärmenetze zu berücksichtigen. Energetisch wäre dies in vielen Fällen sinnvoll, da sich auf diese Weise die Erzeugung besser an den vergleichmäßigsten Bedarf einer größeren Kundengruppe anpassen lässt als bei einer Einzelanlage. Auf diese Weise kann auch die Größe der ansonsten lokal erforderlichen Wärmespeicher reduziert werden.

Traditionelle Fernwärmenetze wurden in der Vergangenheit häufig errichtet, um Abwärme industrieller Prozesse (Schwerindustrie) einer sinnvollen Nutzung zuzuführen bzw. die Effizienz von Stromerzeugungsanlagen zu verbessern. Wärme ließ sich so kostengünstig in Gebieten mit einer hohen Anschlussdichte bereitstellen. Da die Industrie aus Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte z.T. abgewandert ist, fehlen heute diese Wärmequellen. Alternativen sind Heiz(kraft)werke auf Gas- oder Kohlebasis, wobei bedarfsnahe Heizkraftwerke auf mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung stoßen.

Dezentrale KWK-Anlagen könnten zukünftig diese Erzeugungslücke füllen, indem sie frühere Großanlagen ersetzen und in bestehende Wärmenetze integriert werden. Voraussetzung hierfür ist ein geeignetes Temperaturniveau. Zu beachten ist hierbei, dass die Wärmenachfrage starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt. Diese sind deutlich stärker ausgeprägt als die Schwankungen des Strombedarfs, wodurch die Benutzungsstundenzahlen bei KWK-Anlagen beeinträchtigt werden können.

Auch für Nahwärmenetze gilt, dass sich aufgrund der hohen Basisinvestition bei der Errichtung dieser Netze ein Anschlusszwang möglichst aller Anlieger empfiehlt. Auf diese Weise wird eine belastbare Kostenkalkulation möglich.

3.3.3.2 Stromerzeugungssysteme

Dezentrale Erzeugungssysteme lassen sich unterteilen in Verbrennungsverfahren, Brennstoffzellen, Windenergieanlagen, PV-Systeme, kleine Wasserkraftwerke, geothermische Systeme und Biogasanlagen. Die meisten Verfahren verfolgen hierbei das Ziel, Strom und Wärme gekoppelt zu erzeugen. Ausgenommen hiervon sind PV-Systeme, Windenergieanlagen und kleine Wasserkraftwerke, bei denen technologiebedingt nur Strom erzeugt werden soll.

Zu unterscheiden sind die Systeme weiterhin in Bezug auf die Planbarkeit ihres Einsatzes. Anlagen, die vorrangig erneuerbare Energien nutzen, sind in dieser Bezie-

hung weitgehend eingeschränkt. Bei PV-Systemen und Windenergieanlagen ist nur eine Abregelung möglich, die Planbarkeit kann aber durch die Nutzung einer Prognose wesentlich verbessert werden [3.2]. Eine Ausnahme bilden Biomasse- und Biogasanlagen, bei denen sich der Energieträger speichern lässt. Sie sind vergleichbar mit fossile Energieträger nutzenden Systemen.

Verbrennungsverfahren

Verbrennungsverfahren sind technische Systeme, bei denen mechanische Arbeit durch Verbrennung von Energieträgern gewonnen wird. Sie sind zu unterscheiden nach interner und externer Verbrennung. Zu den internen Verbrennungssystemen zählen kleine und große Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Otto- oder Dieselmotoren, aber auch Systeme mit kleinen Gasturbinen, so genannte Mikroturbinen.

Systeme mit externer Verbrennung - hierzu gehören Stirlingmotoren und Dampfturbinen – sind gekennzeichnet durch eine Trennung von Verbrennungsprozess und Energiewandlung. Sie lassen sich mit allen brennbaren Materialien betreiben.

Verbrennungsmotoren

Dezentrale Stromerzeuger auf Basis konventioneller Verbrennungsmotoren (interne Verbrennung) weisen heute einen sehr hohen technischen Entwicklungsstand auf. KWK-Anlagen mit konventionellen Verbrennungsmotoren, verwenden als Brennstoff vorwiegend Erdgas oder leichtes Heizöl (Diesel), wobei zunehmend aber auch Biogas oder Bio-Diesel zum Einsatz kommt. Der Leistungsbereich dieser Systeme reicht von Kleinanlagen im einstelligen kW-Bereich bis zu großen Blockheizkraftwerken (BHKW) mit mehreren MW Leistung.

Der Netto-Wirkungsgrad ist bei kleinen Systemen mit 25...35 % (40 % bei großen KWK-Anlagen) im Vergleich zu modernen großen Gaskraftwerken (GuD) beschränkt. Der Gesamt-Energienutzungsgrad ist aber mit 80 ... 90 % sehr hoch. KWK-Anlagen können damit energetisch sinnvoll eingesetzt werden, wenn auch die Wärme einer Nutzung zugeführt wird.

Microturbinen

Im mittleren Leistungsbereich (30 bis 100 kW_e) werden heute neben motorischen BHKWs auch Micro-Gasturbinen mit Erfolg eingesetzt. Die Vorteile dieser Anlagen liegen bei geringen Emissionswerten und der kompakten Bauweise (hohe Leistungsdichte). Anders als motorische BHKWs, bei denen der Generator in der Regel starr an die Netzfrequenz gekoppelt ist, laufen die Turbinen bei sehr hohen Drehzahlen (70000 bis 100000 U/min). Der hochohrtig laufende Generator muss daher über einen Umrichter mit Gleichstromzwischenkreis an das Netz angeschlossen werden. Beim Gesamt-Energienutzungsgrad werden Werte bis etwa 85 % erreicht; der elektrische Wirkungsgrad liegt im Bereich von 25...30 %.

Biomasse

Zur dezentralen Erzeugung von Strom aus Biomasse sind verschiedene Verfahren möglich, die der Beschaffenheit und Verfügbarkeit der Biomasse Rechnung tragen. Zu unterscheiden sind Verfahren, bei denen eine direkte Verbrennung der Biomasse erfolgt, von denen, die sich eines zwischengeschalteten Energieträgers bedienen. Bei den erstgenannten Verfahren kommen klassische Dampf- oder ORC-Prozesse zum Einsatz, mit denen die Wärme des Feuerungsprozesses zu elektrischem Strom gewandelt wird. Da diese Prozesse in den relevanten Leistungsklassen bis zu weni-

gen MW einen sehr geringen elektrischen Wirkungsgrad aufweisen (10-15%), werden sie wärmegeführt betrieben, so dass der Strom eher Nebenprodukt ist. Mit erheblich höherem elektrischem Wirkungsgrad können Wärmekraftprozesse betrieben werden, bei denen eine innere Energiezufuhr mittels eines geeigneten Energieträgers (Kraftstoff) erfolgt. Dabei spielen flüssige biogene Kraftstoffe wie Ethanol, Pflanzenöle, Pyrolyseöle sowie Biodiesel im Sektor der Stromerzeugung nur eine untergeordnete Rolle.

Die bedeutendsten Verfahren zur dezentralen Stromerzeugung aus Biomasse stützen sich auf gasförmige Energieträger. Dabei ist zwischen der Nutzung feuchter Biomasse mittels der anaeroben Faulung (Biogas) und der Nutzung trockener, lignifizierter Biomasse mittels der thermischen Vergasung (Holzgas) zu unterscheiden. Letzteres Verfahren bietet zwar ein hohes Potenzial, ist aber zur Zeit auf Grund einer Vielzahl ungelöster Probleme noch nicht als etabliert zu bezeichnen. Besonders schwierig gestalten sich dabei der stabile Betrieb des Vergasers bei schwankender Qualität der zugeführten Substrate und die Aufbereitung des mit Verunreinigungen (Asche, Teer) behafteten Gases. Daher weisen bisher errichtete Anlagen eine unzureichende Zuverlässigkeit und eine entsprechend geringe Volllaststundenzahl auf.

Sehr gut etabliert ist das Biogasverfahren. Hier wird unter Luftabschluss feuchte Biomasse mittels anaerober Bakterien zu einem Energieträger gewandelt, der aus etwa 60 % Methan und 40 % Kohlendioxid besteht. Dieses Biogas eignet sich hervorragend zur Nutzung in effizienten Wärmekraftmaschinen. Es werden elektrische Wirkungsgrade von ca. 40 % schon bei Anlagengrößen unter 1 MW erreicht. Nachteilig ist jedoch, dass lignifizierte Biomasse nicht verwendet werden kann, da sie von den Bakterien nicht verdaut wird, und dass auf Grund des hohen Wassergehaltes die verwendete Biomasse nur über geringe Entfernungen wirtschaftlich transportiert werden kann. Dies führt dazu, dass an vielen Standorten, die aufgrund der Verfügbarkeit der Biomasse interessant sind, auf eine Wärmenutzung mangels Senken verzichtet wird. Eine Lösung dieses Problems könnte daher die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität, Einspeisung in das Erdgasnetz und nachfolgende Verstromung mit möglichst vollständiger Nutzung der Abwärme an geeigneten Orten sein.

Biogasanlagen können auch eine wichtige Rolle in zukünftigen Netzen spielen, da sie in gewissen Grenzen Energie bedarfsgerecht bereitstellen und weitere Systemdienstleistungen erbringen können, die mit zunehmendem Einsatz dargebotsabhängiger Einspeiser immer wichtiger werden [3.3].

Brennstoffzellen

Zu den innovativen Systemen mit großem Effizienzpotential zählen Brennstoffzellen (BZ). Die hier ablaufende direkte Umwandlung von chemischer in elektrische Energie bietet im Vergleich mit Verbrennungsprozessen Potentiale für höhere Wirkungsgrade. Charakteristisch sind die geringen Emissionswerte sowie die Geräuscharmheit.

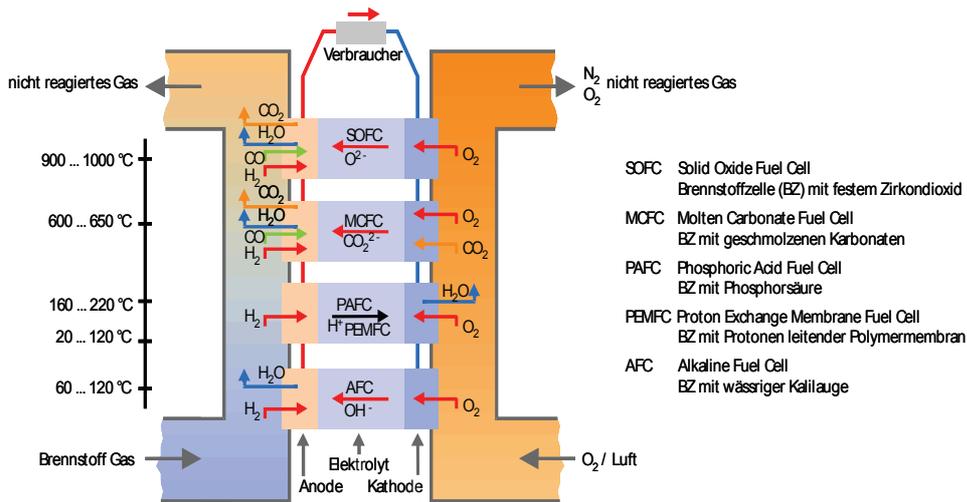


Bild 3.11 Brennstoffzellen⁹

Brennstoffzellen lassen sich entsprechend dem Temperaturniveau in der Zelle in zwei Klassen einteilen (Bild 3.11): Bei Niedertemperatur-BZ (ca 80 °C) werden heute vor allem der PEM-Technologie (Proton Exchange Membrane) gute Chancen eingeräumt, wobei als Entwicklungsziel mit neuen Membranwerkstoffen etwas höhere Temperaturen angestrebt werden. Bei den Hochtemperatur-BZ unterscheidet man zwischen MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell, ca 650 °C) und SOFC (Solid Oxide Fuel Cell, ca. 900°C).

Der Leistungsbereich der Brennstoffzellen für KWK-Systeme beginnt bei 1 kW und reicht heute in die Größenordnung bis zu 220 kW. Durch Zusammenschaltung mehrerer Einheiten sind auch größere Leistungswerte erreichbar. Im Bereich von rd. 200 kW_{el} gilt die MCFC-Technologie als führend.

Hochtemperatur-BZ bieten das Potential zur Auskopplung von Prozesswärme. Da in Zukunft im Wohnsektor mit sinkendem Wärmebedarf gerechnet wird (s. 3.1.2.1), sind vor allem Brennstoffzellen mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad und hoher Stromkennziffer von Interesse. Bei einem Gesamt-Energienutzungsgrad von etwa 80 %, ist bei bestimmten Systemen von elektrischen Wirkungsgraden von über 50 % auszugehen.

Brennstoffzellen benötigen für den Betrieb Wasserstoff. Er ist heute kaum als Handelsprodukt verfügbar und wird deshalb lokal aus wasserstoffhaltigen Energieträgern wie Erdgas gewonnen. Die Gasaufbereitung erfolgt mit so genannten Reformierungsprozessen, die bei Niedertemperaturbrennstoffzellen als vorgeschalteter Gasprozess (externe Reformierung) ausgeführt werden, bei Hochtemperaturbrennstoffzellen als integrierter Prozess als Teil der Brennstoffzelle (interne Reformierung). Da bei der internen Reformierung die sonst erforderliche externe Energiezufuhr entfällt, resultieren hieraus gegenüber der Niedertemperaturtechnik energetische Vorteile. Sie können den elektrischen Wirkungsgrad um bis zu 10 % verbessern.

Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen zeichnen sich durch einen sehr guten Teillastwirkungsgrad aus. Heutige stationäre Brennstoffzellen-Anlagen werden jedoch üblicherweise mit Erdgas betrieben. Durch den Energiebedarf des Reformers sowie der Hilfssysteme zur Gasaufbereitung (Pumpen, Lüfter,...) wird der Teillastwirkungsgrad deutlich verschlechtert, so dass die Systeme meist bei Vollast laufen sollten.

⁹ Quelle: www.Innovationspark-Brennstoffzelle.de, Vattenfall Europe Berlin

Windenergieanlagen

Windenergieanlagen (WEA), soweit sie der dezentralen Versorgung zuzurechnen sind, bewegen sich in einem Leistungsbereich bis zu rd. 5 MW. Aufgrund der großen Stückzahlen weisen sie heute einen hohen Entwicklungsstand auf.

Bei der Bauform spielen heute praktisch nur noch Systeme mit horizontaler Welle und dreiblättrigem Rotor eine Rolle, da dieses Prinzip auch für hohe Leistungen geeignet ist. Die realisierten WEA erreichen heute bei einem Rotordurchmesser von bis zu 125 m und Nabenhöhen bis 120 m Leistungen von über 5 MW, wobei die großen Systeme vorrangig für den Offshore-Bereich entwickelt werden. Weitere Leistungserhöhungen werden für möglich gehalten. Bei der Bauart ist zwischen Anlagen mit mechanischem Getriebe und getriebelosen Anlagen zu unterscheiden. Das Getriebe wird verwendet, um die relativ geringe Rotordrehzahl (7-20 U/min) auf die für Generatoren (Asynchrongeneratoren) im 50-Hz-Netz übliche Drehzahl von 1500 oder 3000 U/min zu übersetzen. Bei diesen Anlagen kommen modifizierte Asynchrongeneratoren zum Einsatz. Diese sog. doppelt gespeisten Maschinen ermöglichen einen gewissen Spielraum bei der Rotor-Drehzahl, benötigen aber weiterhin ein Getriebe. Hochpolige Synchron-Generatoren, die über Stromrichter mit Gleichstrom-Zwischenkreis an das Netz geschaltet werden, können dagegen auf ein Getriebe verzichten, da ein Umrichter diese Aufgabe übernimmt. Die Rotordrehzahl kann hierbei über einen größeren Bereich (je nach Typ etwa Faktor 1,5 - 3) variieren. Dies ermöglicht den Anlauf der Anlagen bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten und insgesamt eine bessere Energieausbeute. Aufgrund des entfallenen Getriebes zeichnen sich diese Anlagen auch durch geringeren Wartungsaufwand aus. Dieser Vorteil wird jedoch erkauft mit einem höheren technischen Aufwand und höheren Preis. Im Preis/Leistungs-Verhältnis gibt es derzeit keine klare Präferenz.

Je nach Standort werden bei Anlagen auf dem Festland (on-shore) 1500 bis 2500 Volllaststunden erreicht. Im Durchschnitt liegen die Ausnutzungsdauerwerte in Deutschland bei 1.800 h/a. Die hohen Werte lassen sich allerdings nur bei optimalen Standorten und großen Anlagen (Nabenhöhe 120 m) erzielen.

Die für die Windenergienutzung ausgewiesenen ertragreichen Standorte sind in Deutschland inzwischen weitgehend belegt, so dass sich in dem Bereich der hier betrachteten dezentralen Erzeugung eine gewisse Sättigung abzeichnet. Ein Zuwachs an installierter Leistung wird allerdings noch durch eine Leistungssteigerung über das sog. Repowering erwartet, indem ältere, kleinere WEA durch neue, größere ersetzt werden.

Im Rahmen dieser Studie werden vorrangig nur WEA betrachtet, die direkt in das Netz des öffentlichen Verteilungsnetzes einspeisen. Aufgrund des massiven Ausbaus von WEA und der damit verbundenen Problematik der Netzeinbindung, werden heute in Deutschland WEA zu Windparks mit einem separaten Netz zusammengefasst. Die Einspeisung erfolgt vorrangig in das Hoch- und Hochspannungsnetz.

Allen Systemen gemeinsam ist eine langfristig nur begrenzt planbare Erzeugung. Die weite Verbreitung der Windenergieanlagen bedingt zudem, dass sie heute in einigen Regionen den Netzbetrieb erheblich beeinflussen. Die Netzbetreiber fordern deshalb inzwischen bei neuen Systemen den Einbau so genannter Netzsicherheitssysteme. Sie führen bei drohender Netzüberlastung zu einer Einschränkung der windbasierten Erzeugung, im Extremfall sogar zu einer Abschaltung. Diese neuen Forderungen stellen außerdem die Bereitstellung von Blindleistung und eine Unterstützung des Netzbetriebs im Kurzschlussfall sicher. Die Planbarkeit der Windeinspeisung wird

zugleich durch die Nutzung einer Prognose sowie ein Windpark Cluster Management wesentlich verbessert [3.2].

Photovoltaik (PV)-Anlagen

PV-Systeme sind wie Windenergieanlagen abhängig vom witterungsbedingten Energieangebot. Mit der Sonneneinstrahlung nimmt die eingespeiste Leistung zu oder ab. Die Anbindung an das Netz erfolgt über Wechselrichter, wobei bei kleinen Anlagen (bis zu 4,7 kW) aus Kostengründen einphasige Systeme bevorzugt werden. Beeinflusst durch die hohen Vergütungen nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) haben sich inzwischen größere PV-Anlagen bis in den MW-Bereich durchgesetzt. Wesentliche Vorteile der PV-Anlagen sind geringer Verschleiß, vollständige Vermeidung von Geräusch- und Abgasmissionen im Betrieb sowie die gute Skalierbarkeit bezüglich der installierten Leistung.

PV-Systeme besitzen heute einen hohen technischen Reifegrad und werden in großen Stückzahlen gebaut. Momentan basieren die eingesetzten Solarzellen vorwiegend auf der Siliziumtechnik. Die Wirkungsgrade der heute eingesetzten Module liegen bei 10...18 %. Vorrangiges Entwicklungsziel ist die Kostenreduzierung der Herstellungsprozesse und damit verbunden die Reduzierung des heute teilweise noch sehr hohen Energiebedarfs bei der Herstellung. Dabei werden neben Silizium auch weitere Materialien auf ihre großtechnische Eignung untersucht. Außerdem besteht ein erhebliches Potenzial zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erbringung von Energiedienstleistungen und multifunktionale Nutzung von PV-Anlagen [3.4][3.5].

In Deutschland lassen sich je nach Standort heute 800 bis 900 Volllaststunden erzielen, in einzelnen Fällen 1.000 h/a, bei nachführbaren Systemen ca. 1.200 h/a. Für eine Leistung von 1 kW_p wird bei dachinstallierten Anlagen eine Modulfläche von 8...10 m² benötigt. Neben kleinen Anlagen auf Wohnhäusern werden Großanlagen auf Hallendächern heute mit Leistungen von mehreren MW installiert. Frei aufgestellte PV-Kraftwerke werden in Deutschland derzeit bereits für Leistungen von 10 MW und mehr geplant.

Kleine Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke, soweit sie der dezentralen Versorgung zuzurechnen sind, liegen im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis zu mehreren MW. Die meisten der bestehenden Anlagen sind seit vielen Jahren am Netz und tragen mit einem planbaren Einsatz verlässlich zur Stromversorgung bei. Der Ausbau ist zukünftig begrenzt. Insgesamt wird das Potential in Deutschland mit 500 MW angegeben. Hierin enthalten ist der Ausbau der großen Wasserkraftwerke, so dass für den Bereich der dezentralen Erzeugung nur ein geringes Wachstum zu erwarten ist.

Geothermische Anlagen

Geothermischen Systemen wird in Deutschland das größte energetische Potential zugesprochen. Das theoretisch erschließbare elektrische Leistungspotential wird nach Aussagen des BMU auf 40.000 MW geschätzt. Dies steht in Widerspruch zu dem derzeit realisierten Aufkommen, das sich auf eine Gesamtleistung von mehreren 100 kW beläuft. Die installierte Leistung soll aber bis 2010 auf 28 MW zunehmen.

Die Nutzung geothermischer Vorkommen mit hohem Temperaturniveau erfordert für eine effiziente Verstromung erhebliche Bohrtiefen. Sie können bis zu 5.000 Meter (Hot Dry Rock) betragen und stellen erheblichen Anforderungen an das Bohrmateri-

al. Die energetische Nutzung des gewonnenen Dampfes (>200 °C) soll in der Regel über geeignete Dampfturbinen erfolgen.

Alternativ besteht in vielen Regionen die Möglichkeit, Vorkommen mit geringerem Temperaturniveau zu nutzen (130 – 170 °C). Dies setzt jedoch für die Stromerzeugung innovative Umwandlungssysteme wie den ORC (Organic Rankine Cycle) oder Kalinaprozess voraus. Aufgrund des hohen Aufwandes ist davon auszugehen, dass diese Form der Erdwärmennutzung nur in zentralen Großanlagen zum Einsatz kommen wird.

Die Nutzung der Geothermie für die reine Wärmeversorgung ist prinzipiell machbar. Ein heute schon verbreitetes Anwendungsbeispiel ist die Nutzung geothermischer Wärme über Wärmepumpen in Verbindung mit Erdlanzen. Eine weitergehende Nutzung der Geothermie über Tiefenbohrungen setzt eine größere und über das Jahr konstante Wärmenachfrage voraus, wie sie nur in größeren Wärmenetzen gegeben ist. Ansonsten lassen sich die hohen Bohrkosten wirtschaftlich nicht darstellen.

Für die dezentrale Wärmeversorgung ist kurzfristig nicht davon auszugehen, dass diese Technologie einen nachhaltigen Beitrag leisten kann. Stattdessen ist eher von einer oberflächennahen Wärmegewinnung über Wärmepumpen auszugehen. Langfristig in Verbindung mit der Entwicklung innovativer Bohrtechniken könnte sich dies jedoch ändern.

3.4 Energiespeicherung

Technische und wirtschaftliche Randbedingungen schränken die bedarfsgerechte Bereitstellung elektrischer Energie ein. Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage werden deshalb neben Erzeugungs- und Lastmanagement auch Speichersysteme benötigt.

Die Bedeutung der Energiespeicherung wird in zukünftigen Energieversorgungskonzepten wachsen. Im Rahmen einer Task Force untersucht die ETG deshalb derzeit die Potenziale der unterschiedlichen Systeme.

Parallel mit der Zunahme der dezentralen Energieversorgung ist von einem wachsenden Speicherbedarf auszugehen. Dies gilt insbesondere für Systeme auf Basis regenerativer Energien wie Sonne und Wind, die nur dann Wärme oder Strom bereitstellen, wenn diese Energie gerade zur Verfügung steht. Dies gilt aber auch für KWK-Anlagen, bei denen im wärmegeführten Betrieb die gleichzeitig gekoppelt erzeugte elektrische Energie nicht dem jeweiligen Strombedarf entspricht. Umgekehrt gilt dies auch bei stromgeführtem Betrieb für die Wärme (s. Kapitel 7).

Entscheidend für die Auswahl der geeigneten Speichertechnologie ist der Zeitbereich, der hiermit abgedeckt werden soll. Dies reicht von Kurzzeitspeichern zur Abdeckung kurzfristiger Lastspitzen bis hin zu saisonalen Speichern, die einen Ausgleich zwischen Sommer und Winter ermöglichen können.

Beim Speicherwirkungsgrad ist zwischen Lade- bzw. Entlade- und Stand-by-Verlusten (während der Dauer der Energiespeicherung) zu unterscheiden. Je nach Anwendungsfall sind sie unterschiedlich zu gewichten.

3.4.1 Wärmespeicher

Die einfachste und kostengünstigste Form, Energie dezentral zu speichern, ist die Speicherung von heißem Wasser in entsprechend isolierten Behältern. Normalerweise

se sind diese Speicher als Tagesspeicher ausgelegt, da es in der Regel weder energetisch noch wirtschaftlich sinnvoll ist, Wärme über wesentlich längere Zeiträume als 24 Stunden zu speichern.

Bei solarthermischen Anlagen gilt diese Form der Energiespeicherung wegen ihres Kostenvorteils als Stand der Technik. Auch bei KWK-Anlagen und Wärmepumpen-Systemen bedient man sich heute in der Regel dieser Technik, um deren Betriebsweise zu optimieren und insbesondere um den Brauchwasserbedarf abzudecken. Bei der Brauchwassererwärmung ist darauf zu achten, dass die Temperatur im Speicher in regelmäßigen Abständen auf Werte über 70 °C gefahren wird, um der Gefahr der Verkeimung durch Legionellen vorzubeugen. In Niedertemperatur-Heizsystemen wird hierfür üblicherweise eine elektrische Heizpatrone in den Speicher integriert.

In modernen Bürogebäuden oder Versammlungsstätten werden heute thermische Massen im Fundamentbereich oder im Untergrund zur Wärme- bzw. Kältespeicherung genutzt. Kombiniert mit innovativen Lüftungssystemen lässt sich so der Energiebedarf für Heizung bzw. Klimatisierung drastisch reduzieren.

Fortschrittlichere Systeme basieren auf dem Prinzip der Latentwärmespeicherung (Phase Change Materials: z.B. Salzhydrate oder Paraffine) bzw. der thermochemischen Speicherung (z.B. Zeolit-Speicher). Mit diesen Systemen lässt sich bis zu 5mal mehr Energie pro Volumen speichern als mit Wasser.

Alternativ bieten sich auch elektrische Speicherheizungen (als Einzelgeräte oder als Blockspeicher) an, bei denen die Wärme bei hohen Temperaturen in mineralischen Massen gespeichert wird. Diese Systeme sind derzeit politisch unerwünscht, könnten aber bei einem Überangebot an regenerativ erzeugtem Strom wieder an Attraktivität gewinnen.

3.4.2 Elektrische und elektrochemische Stromspeichersysteme

Der zur Energieübertragung und -verteilung heute verwendete Wechsel- bzw. Drehstrom lässt sich in der Regel nicht speichern. Zur Speicherung ist er in andere, speicherbare Energieformen umzuwandeln.

Die hierfür in Frage kommenden Speicher lassen sich unterteilen in elektrische und elektrochemische Speichersysteme, chemische, thermische und physikalische Speichersysteme (z.B. Schwungmassenspeicher). Charakterisiert werden sie durch ihr unterschiedliches Speichervermögen und Verhalten.

Speichersysteme zur Stromlieferung kommen heute bei sicherheitsrelevanten Geräten wie z. B. Rechenzentren oder sehr empfindlichen und teuren Produktionsprozessen (z.B. Chip-Industrie) zum Einsatz. Sie gleichen kurzzeitig auftretende Schwankungen oder Störungen im Stromnetz aus und ermöglichen die zuverlässige Versorgung von Geräten oder ganzen Firmen, auch bei Netzstörungen.

3.4.2.1 Elektrische Speichersysteme

Elektrische Energie lässt sich nur in Form von Gleichstrom in geringen Mengen direkt speichern. Speichermedien sind Kondensatoren oder Spulen (Bild 3.12).

	Kondensatoren (Supercaps)	Supraleitende Spulen (SMES)	Schwungrad (Status Quo)	Akkumulator (Batterie)
Leistungszeit [sec]	1	1-20	10-30	>1.000
Energiedichte [kWs/kg Speicher]	5-20	<5	15-200	100-800
Leistung [kW]	10	7.000	15.000	500
Lebensdauer [Zyklenzahl]	>1.000.000	Ca. 1.000.000	Ca. 1.000.000	1.000
Effizienz [%]	>95	Ca. 90	85 - 90	70 - 85
Stand-by-Verluste	0,1 – 0,2 %/h	Kühlleistung	3 – 20 %/h	< 0,01 %/h
Kosten [T(kWh)]	10 - 20	30 - 200	1	0,08

Bild 3.12 Speicherung von elektrischer Energie¹⁰

Energie in Spulen über längere Zeiträume speichern zu wollen, setzt den Einsatz von Supraleitern voraus. Trotz der Vorteile in Bezug auf hohe Dynamik, beliebige Zyklenzahl, Tiefentladung, hoher Lebensdauer und einer sehr hohen Leistung kommen entsprechende supraleitende Magnet-Energie-Speicher (SMES) derzeit in der dezentralen Energieversorgung nicht zum Einsatz. Gründe liegen in dem erforderlichen Kühlaufwand und den damit verbundenen Verlusten und hohen Kosten sowie der relativ geringen Energiedichte, selbst bei hohen Magnetfeldern.

Kondensatoren (Doppelschicht-Kondensatoren, Super-Caps) eignen sich ebenfalls nur für eine Energiespeicherung im Sekundenbereich. Mit ihnen lassen sich kurzfristige Lastspitzen abdecken. Bei KWK-Anlagen im stromgeführten Betrieb bietet dies die Möglichkeit, die Anforderungen an die Dynamik zu reduzieren und die Anlagen schonender zu betreiben. Die Ankopplung an das Drehstromnetz erfolgt bei allen Systemen über Stromrichter. Der Lade-/Entladewirkungsgrad ist relativ hoch, eine Energiespeicherung über längere Zeit ist aber aufgrund der hohen Stand-by-Verluste nicht möglich.

3.4.2.2 Elektrochemische Speicher

Indirekt lässt sich elektrische Energie elektrochemisch in Batterien (Akkumulatoren) speichern. Zum Laden und Entladen werden Stromrichter benötigt, die auf den jeweiligen Batterietyp zugeschnitten sein müssen.

In der Vergangenheit wurden viele unterschiedliche elektrochemische Systeme untersucht (z.B. PB, NiCd, NiMH oder Lithium-Ionen-Batterie aber auch Hochtemperatur-Systeme wie NaS). In der Praxis konnten sich diese bislang im Bereich der Energieversorgung meistens aus Kostengründen nicht durchsetzen, so dass auch heute noch Blei-Säure-Batterien favorisiert werden. Bei den realisierten Anlagen handelt es sich zumeist um Speicher im Zusammenhang mit einer Inselversorgung, wobei die Speicher im Tagesrhythmus geladen und entladen werden. In einem derartigen Zyklus lassen sich Speicherwirkungsgrade von 70 bis 75 % (netto, d.h. incl. Umrichter und aller Hilfsaggregate) erreichen.

3.4.3 Schwungmassenspeicher (Drehmassen-Speicher)

Schwungmassenspeicher zeichnen sich durch geringe Betriebskosten und die Fähigkeit aus, Leistung binnen weniger Millisekunden aufnehmen oder abgeben zu können. Die Speicherung erfolgt in Form von Rotationsenergie, wobei über hohe

¹⁰ Quelle: Bine, basisEnergie 19, Dezember 2005

Drehzahlen kompakte Systemen möglich werden. Zur Vermeidung von Luftreibungs- und Lagerverlusten werden moderne Schwungmassensysteme im Vakuum angeordnet und die Lager als Magnetlager konzipiert (supraleitende Magnetlager sind in Entwicklung). Aufgrund der hohen Fliehkräfte kommen hochfeste Kohlenstofffaser-Verbundwerkstoffe zum Einsatz.

Schwungmassenspeicher eignen sich besonders für den Einsatz im Sekundenbereich (bis hin zu wenigen Minuten) und können damit zur Überbrückung von kurzfristigem Leistungsmangel eingesetzt werden. Die Wirkungsgrade der Anlagen liegen im Bereich von 90 %. Das Antriebskonzept ist auf den jeweiligen Einsatzfall abzustimmen, da es die Verlustbilanz maßgeblich bestimmt.

3.4.4 Chemische und wasserstoffbasierte Speichersysteme

Elektrische Energie kann über geeignete Reaktionen auch in chemische Energie (Bindungsenergie) umgewandelt werden. Die dabei entstehenden Verbindungen sind i.d.R. chemisch stabil und können über sehr lange Zeiträume quasi verlustlos gespeichert werden. Bekannt ist insbesondere die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse. Das erzeugte Gas lässt sich entweder in Druckbehältern (700 bar ist heute Standard) oder in kleineren Metallhydrid-Systemen drucklos speichern.

Prinzipiell ist großtechnisch eine Verflüssigung von Wasserstoff (- 253 °C) möglich, allerdings einhergehend mit einem gegenüber der Druckspeicherung höheren Energieaufwand zur Verflüssigung. Zudem lassen sich Verluste durch Erwärmung nicht gänzlich vermeiden. Generell sind bei der Wasserstoffspeicherung, selbst bei sehr effizienten Verfahren (Hochdruckelektrolyse und Brennstoffzelle), kaum Speicherwirkungsgrade (Strom-Strom) von mehr als 50 % erreichbar.

Andere chemische Speichersysteme (bekannt als Redox-Batterien, Flusszellen oder regenerative Brennstoffzellen) befinden sich noch in der Entwicklung (Bild 3.13). Sie basieren auf unterschiedlichen Stoffpaaren und lassen Wirkungsgrade von 72 % bis 83 % erwarten.

Stoffpaar	Potential E_0 (V)
Eisen-Chrom	1,07
Eisen-Titan	0,43
Cerium-Zink	2,43
Vanadium-Vanadium	1,25
Zink-Brom	1,83
Schwefel-Brom	1,54

Bild 3.13 Stoffpaare Redoxbatterien¹¹

3.4.5 Großspeicher im Verbundnetz (Physikalische Speichersysteme)

Anstelle einer lokalen Energiespeicherung bietet sich die Ankopplung an ein übergeordnetes Netz. Dies kann ein Stromnetz sein, könnte aber auch ein Nah- bzw. Fernwärmenetz oder sogar ein Gas (Wasserstoff)-Netz darstellen. Da über das Netz ein gewisser Ausgleich zwischen den einzelnen Lastverläufen gewährleistet ist, sind die Anforderungen an die Speichersysteme in Bezug auf Speicherinhalt (insgesamt betrachtet) als auch der erforderlichen Dynamik geringer.

¹¹ Quelle: VGB PowerTech 9/2004

Im Netz der öffentlichen Stromversorgung kommen derzeit vorrangig Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz. Die Eignung von Druckluft-Speichersystemen wird aber ergänzend als Zukunftsoption in aktuellen Projekten untersucht. Bei beiden Technologien sind Speicherwirkungsgrade von ca. 70 % möglich.

3.4.6 Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff gilt als eine der wichtigsten Optionen für die zukünftige Energieversorgung. Für den hier betrachteten Zeitraum bis 2020 wird er als Energieträger jedoch noch keine große Rolle spielen, da konventionelle Primärenergieträger in Form von Erdöl und Erdgas noch in ausreichender Menge zur Verfügung stehen.

Generell ist festzustellen, dass die großtechnische Umwandlung fossiler Primärenergieträger in Wasserstoff energetisch nicht sinnvoll ist. Bei der Herstellung von Wasserstoff aus Kohle oder Kohlenwasserstoffen ist aufgrund der Umwandlungsverluste sogar von noch höheren CO₂-Emissionen auszugehen als bei der direkten Verstromung. Wasserstoff-Verteilungssysteme sollte deshalb im dem untersuchten Betrachtungszeitraum nur in Nischen zur Anwendung kommen, wo lokal auf eine emissionsfreie Stromerzeugung Wert gelegt wird.

Im Transportsektor steht Wasserstoff in Konkurrenz zu sog. synthetischen Flüssigkraftstoffen (Syn-Fuel) oder Erdgas. Generell gilt auch, dass es neue Technologien bei ihrer Markteinführung schwer haben, wenn sie einen Systembruch zur bisher eingesetzten Technik darstellen (s. Transrapid).

3.5 Spannungsfeld – Konkurrenz von Solarthermie und KWK

Solarthermische Anlagen zur Brauchwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung sind heutzutage weit verbreitet. Gepaart mit Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand ist damit zukünftig von einem deutlich sinkenden Zusatzwärmebedarf im privaten Gebäudesektor zu rechnen.

Aus primärenergetischer Sicht wirkt sich dieser Sachverhalt nachteilig auf den Einsatz von KWK-Anlagen aus. Ihre Betriebszeiten werden hierdurch limitiert und die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt. Die Kombination eines KWK-Systems mit einer thermischen Solaranlage ist somit wirtschaftlich höchst schwierig.

Die wesentliche Problematik der KWK-Anlagen liegt in dem Umstand, dass die Überschusswärme der Stromerzeugung die eigentlich sinnvollen Maßnahmen zur Wärmeverbrauchsminderung der Gebäude (z.B. Verbesserung der Dämmung) und den Einsatz von thermischen Solarkollektoren entbehrlich macht. Ein hoher Wärmebedarf würde aber die Laufzeiten der KWK-Anlagen sichern, die Eigenstromerzeugung maximieren (Reduktion der Strombezugskosten) und abhängig von den Einspeisetarifen die Einnahmen aus dem Stromverkauf steigern. Diesen Aspekten stehen steigende Erdgaspreise gegenüber. Außerdem wäre dies mit dem Ziel einer Reduzierung der Importabhängigkeit nicht vereinbar. Welche Systemkonzepte sich mittelfristig etablieren, hängt folglich von den zukünftigen Investitionskosten, den Betriebskosten (Energiebezugskosten und Wartungskosten) und von der gewährten Einspeisevergütung ab.

Eine angepasste Tarifstruktur und KWK-Systeme mit hohen Stromkennziffern könnten dazu beitragen, die beschriebene Konkurrenzsituation zu entschärfen. Politisch sollten jedoch nur diejenigen Systeme gefördert werden, mit denen sich die Ziele Emissionsminderung und Reduzierung der Importabhängigkeit am effektivsten und volkswirtschaftlich am kostengünstigsten erreichen lassen.

Quellenangaben

- [3.1] Strom-Verbrauchsentwicklung 2004 bis 2020, Thesenpapier von Peter Fleischmann, DeTe Immobilien für ETG Task Force Öffentlichkeit, 14.06.2004
- [3.2] K. Rohrig: Präzise Vorhersagetools steigern die Effizienz virtueller Kraftwerke, VWEW Fachtagung Smart Grids, Fulda, 06/2006
- [3.3] B. Krautkremer: Verfahrensübersicht: Biogaserzeugung und Verstromung, Fachtagung FVS Regenerative Kraftstoffe, ReFuelNet, Stuttgart 2003
- [3.4] J. Reekers, M. Vogel, J. Jahn, M. Landau, P. Strauß: Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter – Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen, Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- [3.5] C. Bendel, P. Funtan, J. Kirchhof, H. Hullmann, T. Schütze: Multifunktionale Photovoltaik – Photovoltaik in der Gebäudehülle, Broschüre für Architekten und Anlagenplaner, hwp und ISET, Hamburg und Kassel 2006

Literaturhinweise

- L3.1 VGB PowerTech 9/2004
- L3.2 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803, 2004
- L3.3 Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 02/2005
- L3.4 NET Nowak Energy & Technology, Ecofys: Potential for Building Integrated Photovoltaics; Report IEA-PVPS T7-04:2001
- L3.5 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): "Erneuerbare Energien - Innovation für die Zukunft", Broschüre 05/2004, <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/5962.php>

4 Beschreibung dezentraler Systeme

Dezentrale Systeme lassen sich in einer großen Bandbreite definieren. Dieses Kapitel zielt auf eine Klassifizierung der Versorgungsobjekte und Versorgungsvarianten. Angefangen von der kleinsten Einheit, einem Einfamilienhaus, wird die Systemgrenze schrittweise erweitert.

4.1 Einfamilienhaus

Die elektrische Energieversorgung eines Einfamilienhauses erfolgt in der Regel durch das öffentliche Stromversorgungsnetz. Für die Versorgung mit thermischer Energie kommen entweder die dezentrale Versorgung mit den Energieträgern Erd- bzw. Flüssiggas, Öl oder Festbrennstoffe (Holz, in Einzelfällen auch Kohle) in Frage oder der Anschluss an ein Nahwärme- oder Fernwärmenetz.

Durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)- oder Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen) wird sich diese Struktur insbesondere hinsichtlich der Versorgung mit elektrischer Energie deutlich verändern. Das Einfamilienhaus kann durch Eigenerzeugung seinen elektrischen Bedarf teil- oder zeitweise selbst decken oder tritt in Abhängigkeit von der Höhe der installierten Leistung als Netto-Erzeuger im Netz auf.

Zur umweltverträglichen Versorgung mit thermischer Energie ist neben dem Einsatz von KWK-Anlagen auch die Nutzung von Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen möglich. Bei Installation mehrerer unterschiedlicher Systeme in einem Einfamilienhaus konkurrieren diese miteinander - die Kombination mit einer thermischen Solaranlage reduziert die Betriebszeit der KWK-Anlage.

4.2 Mehrfamilienhaus

Das Versorgungsobjekt Mehrfamilienhaus gleicht in seinen Versorgungsvarianten mit thermischer und mit elektrischer Energie und den Anwendungsmöglichkeiten für dezentrale Erzeuger dem Einfamilienhaus. Unterschiede zum Einfamilienhaus bestehen in der Überlagerung der zeitlich gestaffelten Verbräuche von mehreren Haushalten (s. hierzu Kapitel 3.2.1).

Die Überlagerung der Lastganglinien führt zu einer Erhöhung des Grundlastanteils am Verbrauch und einer relativen Abschwächung der auftretenden Verbrauchsspitzen. Auch ohne zusätzliche Komponenten wie Speicher lässt sich damit ein größerer Anteil der im Gebäude verbrauchten elektrischen und thermischen Energie über KWK-Anlagen abdecken.

4.3 Gewerbe/Industrie

Im Gegensatz zu Ein- und Mehrfamilienhäusern besteht in Gewerbebetrieben und der Industrie häufig eine gute Korrelation von Strom- und Wärmebedarf. Längere Betriebszeiten für KWK-Anlagen werden damit möglich. In der Regel handelt es sich hierbei auch um steuerbare Anlagen, die vorrangig zur Deckung des lokalen Wärmebedarfes bei gleichzeitiger Stromerzeugung betrieben werden.

4.4 Siedlung

Siedlungen stellen eine Sammlung von Verbrauchern dar. Sie können aus Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern bestehen, aber auch gewerblichen Verbrauchern.

4.4.1 Verteilungssysteme

Die energetische Anbindung von Verbrauchern einer Siedlung erfolgt in der Regel über elektrische Verteilungssysteme. Ergänzend können bei geeigneter Wärmedichte auch thermische Verteilungssysteme zum Einsatz kommen.

4.4.1.1 Elektrische Verteilungssysteme

Die zu versorgenden Stromkunden werden in Siedlungsgebieten über Verteilungsnetze angebunden. Im Sinne einer guten Zugänglichkeit werden die Netze weitgehend im öffentlichen Raum - üblicherweise im Bereich der Fußwege - verlegt.

Verteilungsnetze in Siedlungsgebieten folgen in ihrem Aufbau der Struktur der Bebauung. Gebiete mit gleichem Siedlungstyp - d.h. im weitesten Sinne mit gleichartiger Bebauung - bezeichnet man hierbei als Siedlungszelle. Sie können eine Größe von mehreren Hektar umfassen.

Siedlungstypen sind durch die Art und die Häufigkeit des Auftretens verschiedener Gruppen von Anschlussnehmern z.B. als reine Wohnnutzung, reine Gewerbenutzung oder gemischt gekennzeichnet. Für Verteilnetze relevante Merkmale wie die Anzahl von Wohneinheiten in einem Gebäude und der Abstand benachbarter Gebäude werden ebenfalls vom Siedlungstyp bestimmt.

Die elektrischen Verteilungsnetze in Siedlungsgebieten sind als Niederspannungssysteme konzipiert. Von einer Netzstation ausgehend versorgen 3-7 Leitungen den Netzbezirk. Die Kabel sind im Allgemeinen erdverlegt. Je nach Siedlungstyp zweigen verteilt Hausanschlussleitungen zu den jeweiligen Gebäuden ab, oder das Kabel speist nur einen Hausanschluss mit nachgeordneten Anschlussnehmern.

Bei im öffentlichen Raum verlegten Leitungen führen Anschlussleitungen zu den einzelnen Häusern. Sie erstrecken sich bis zu dem zu versorgenden Grundstück und enden mit dem Hausanschluss. Dieser bildet die Grenze des Verantwortungsbereiches des Netzbetreibers. Elektrisch nachgeschaltet sind die Zähler der Anschlussnehmer, die sich entweder im Eigentum des Netzbetreibers befinden oder Dritten gehören.

Je nach Siedlungstyp gibt es Strahlen-, Maschen- oder Anschlussnetze. Der Betrieb der Netze erfolgt - bis auf Ausnahmen in einigen Großstädten - durch offene Trennstellen als Strahlennetze. Eine einfache Betriebsführung ist damit gewährleistet. In Anlage 4 sind beispielhaft die elektrischen Verteilnetze für verschiedene Siedlungstypen dargestellt.

4.4.1.2 Thermische Verteilungssysteme

Thermische Verteilungsnetze in Siedlungsgebieten bestehen i.d.R. aus Warmwassersystemen mit Temperaturen von max. 110°C. Die Speisung der strahlenförmig aufgebauten Zweileiternetze mit Vorlauf- und Rücklaufleitungen erfolgt über Heizzentralen. Die Leitungen werden wie bei der Stromversorgung weitgehend im öffentlichen Raum im Bereich von Fußwegen verlegt. Für den Anschluss der Abnehmer dienen Hausanschlussleitungen, ggf. auch als flexible Zwillingsleitung mit gemeinsamem Mantelrohr ausgeführt.

Anschlussgrenze im Haus ist die Hausübergabestation. Sie kann im Eigentum des Kunden oder des Versorgungsunternehmens liegen und besteht aus der Übergabestation am Ende der Hausanschlussleitung und der Hauszentrale. Man unterscheidet zwischen direktem Anschluss, bei dem das Medium des Netzes in die Hausanlage

geleitet wird und indirektem Anschluss mit Medientrennung zwischen Netz und Hausanlage.

Zur Vermeidung von Leitungsverlusten kommen Wärmenetze nur in Gebieten mit relativ kurzen Verbindungen zwischen den Verbrauchern zur Anwendung bzw. in Gebieten mit hohen Wärmebedarfsdichten. Derzeit liegt der Marktanteil von Wärmenetzen im Bundesdurchschnitt bei 12% der Haushalte, in Städten ist von Anteilen bis über 50% auszugehen.

4.4.2 Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen von Siedlungsgebieten

Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen der elektrischen und thermischen Versorgungssysteme eines Siedlungsgebietes richten sich nach deren Nutzung. Neben der reinen Wohnnutzung sind die Nutzung von Wohnflächen zu Nicht-Wohnzwecken (z.B. für Kanzleien, Büros, Praxen), gewerbliche Nutzungen in Wohngebäuden (z.B. Einzelhandel oder Nebengewerbe) und reine Gewerbenutzung in Gewerbegebieten üblich.

Häufigkeit und Art der Nutzungen sind vom Siedlungstyp des Gebietes abhängig. So ist z.B. bei innerstädtischen Blockbebauungen eine teilweise Nutzung von Wohnflächen als Büro oder Arztpraxis und in dörflichen Strukturen eine kombinierte Nutzung zu Wohn- und Nebengewerbebezwecken üblich. Für andere Siedlungsstrukturen wie z.B. Siedlungsgebiete mit Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäusern ist hingegen eine einheitliche Nutzung, hier als Wohnnutzung, die Regel.

Für Siedlungsgebiete mit überwiegender Wohnnutzung hängen Höhe und zeitlicher Verlauf des Verbrauches der elektrischen und thermischen Energie je Wohneinheit von der Grundfläche und der Ausstattung der Wohnungen sowie der Bauweise und der Anordnung der Gebäude ab. Die Palette reicht von einzeln stehenden älteren Wohngebäuden mit einer großflächigen Wohneinheit bis zu modernen, thermisch gut isolierten Geschosswohnungsbauten mit nur zwei an der Gebäudehülle liegenden Fronten je Wohneinheit.

Die durchschnittlichen Jahresverbräuche an thermischer und elektrischer Energie je Wohneinheit unterscheiden sich für verschiedene Siedlungsgebiete grundlegend. Bei Gewerbeeinheiten unterscheiden sich die Höhe und der zeitliche Verlauf des Energieverbrauches nach der Branche der gewerblichen Nutzung. Eine Abschätzung wird hier nur auf Grundlage der genutzten Fläche getroffen. Einflussfaktoren auf die Höhe und den zeitlichen Verlauf des Energieverbrauches für verschiedene Zeithorizonte sind in Bild 4.1 beschrieben.

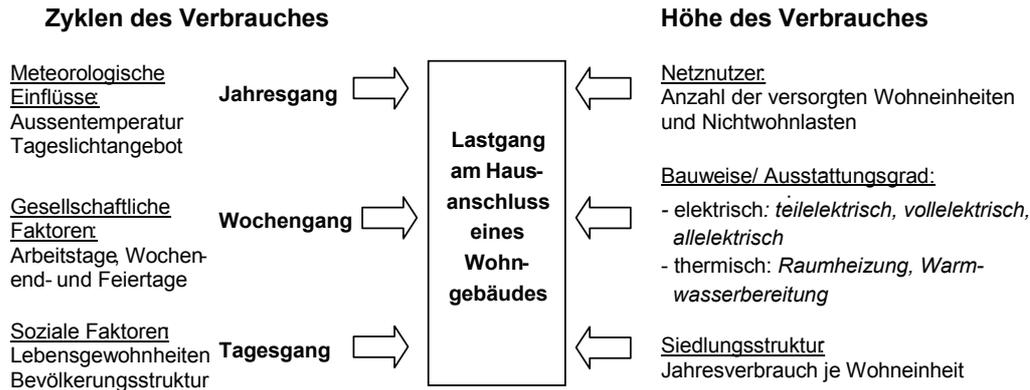


Bild 4.1 Einflussfaktoren auf den elektrischen und den thermischen Energieverbrauch in Wohngebäuden

Die Potenziale zur Erzeugung elektrischer Energie und thermischer Energie in Siedlungsgebieten sind von einer Reihe von Faktoren abhängig: Zur Nutzung des solaren Strahlungsangebotes wird eine dem Gebäude zugeordnete Fläche zur Aufstellung der Module benötigt. Kriterien für die wirtschaftliche Eignung der Fläche sind eine über den Tagesverlauf geringe Verschattung, eine Südost- bis Südwestausrichtung. Bei Wohngebäuden sind dies vorwiegend die Dachflächen.

Innerhalb von Siedlungen summiert sich das zu einem bestimmten Zeitpunkt nutzbare solarenergetische Potenzial. Schwankungen des Potenzials durch den Durchzug von Wolkenfronten überlagern sich - im Gegensatz zu Schwankungen des Energieverbrauchs innerhalb der Siedlung - gleichsinnig. Da Photovoltaikanlagen in Deutschland überwiegend in das öffentliche Stromversorgungsnetz einspeisen und thermische Systeme eine ausreichende Trägheit aufweisen, spielt diese lokale Korrelation aber in der Praxis keine Rolle, kann aber bei schwachen Netzen zu erheblichen Schwankungen der Höhe der Versorgungsspannung des elektrischen Verteilnetzes führen.

Ebenso wie bei solarthermischen Systemen ist auch bei wärmegeführten KWK-Anlagen ein zeitgleicher Wärmeverbrauch nötig. Der Wärmebedarf lässt sich nur durch den Einsatz eines thermischen Speichers vom Wärmeaufkommen zeitlich entkoppeln. Die in Siedlungen üblichen Lösungen zur Speicherung, d.h. ein zentraler Speicher für Warmwasser je Gebäude mit teillektrischer Versorgung und kein Speicher für Heizwasser, sind derzeit noch auf die Systemgrenzen "Einfamilienhaus" bzw. "Mehrfamilienhaus" beschränkt.

Für die Zukunft ist verstärkt von einer Vernetzung thermischer Verbraucher zu sogenannten Nahwärmenetzen auszugehen. Dies eröffnet die Möglichkeit, ein für den Gesamtverbrauch an thermischer Energie (Raumheizung und Brauchwasser) wirtschaftlich und technisch optimiertes System aus Wärmeerzeugern und -speichern einzusetzen. Bei Einsatz einer KWK-Anlage ist über die Höhe des Speichervolumens die Erzeugung von Strom mehr oder weniger frei steuerbar. Sie lässt sich für verschiedene Zielstellungen wie z.B. die Minimierung der Spitzenlast oder der Netzverluste innerhalb definierter Versorgungsgebiete optimieren.

Bei Einsatz von KWK-Systemen mit variablen Strom/Wärme-Koppelfaktoren ist prinzipiell auch die thermisch und elektrisch autonome Versorgung von Siedlungsstrukturen möglich. Dazu sind die installierten nicht steuerbaren Erzeuger mit einzubeziehen.

Siedlungen bestehen etwa aus 50 bis 500 Haushalten. Durch diese im Vergleich zu einzelnen Gebäuden große Nutzergruppe vergleichmäßig sich der Gesamtverbrauch an thermischer und an elektrischer Energie deutlich. Dadurch kann z.B. bei einer gemeinsamen autarken Versorgung einer Siedlung die zu installierende Erzeugerkapazität stark reduziert werden. Praktisch erfolgt heute die Versorgung immer in Verbindung mit dem öffentlichen Netz. Ein Beispiel für den Versuch einer weitgehend autarken Versorgung findet sich in dem Projekt DISPOWER (www.DISPOWER.de) [4.1]

4.5 Stadt

Das Versorgungsgebiet „Stadt“ ist meist räumlich von benachbarten Versorgungsgebieten getrennt. Daher sind in Städten – im Gegensatz zu Siedlungen – alle für die örtliche Energieversorgung nötigen Anlagen und Einrichtungen im Versorgungsgebiet vorhanden. Für die elektrische Energieversorgung betrifft das sowohl eigene Stromversorger als auch Verknüpfungspunkte an Netzknoten der dem Leistungsbedarf entsprechenden Spannungsebene, d.h. eine bestimmte Anzahl an Netzstationen oder Umspannwerke. Für Netze zur Versorgung mit thermischer Energie heißt das, dass - abgesehen von ausgesprochenen Fernwärmenetzen - auch alle Erzeugungs- und Nebenanlagen im Versorgungsgebiet „Stadt“ bestehen. Es ergibt sich im Allgemeinen eine größere Freizügigkeit beim Einsatz dezentraler Erzeuger.

Die Versorgung mit elektrischer Energie erfolgt i.d.R. über eine Anbindung an ein Netz eines regionalen Netzbetreibers, wobei die elektrischen Anlagen im Stadtgebiet von diesen, kommunalen Unternehmen oder Dritten betrieben werden. Das gleiche gilt für Gasnetze in Stadtgebieten.

Wird im Stadtgebiet ein Wärmenetz betrieben, ist die betreffende Kommune häufig an dem Unternehmen beteiligt. Beteiligt sich gleichzeitig ein Unternehmen der Energieversorgung in einem Stadtgebiet in mehreren Versorgungssparten, spricht man von einem Querverbundunternehmen.

Die Palette möglicher dezentraler Erzeuger reicht für Städte deutlich über die in Siedlungen anzutreffenden hinaus. Hierzu zählen insbesondere zentrale Blockheizkraftwerke zur gekoppelten Erzeugung elektrischer Energie und thermischer Energie zur Speisung städtischer Nah- oder Fernwärmenetze. Es lassen sich aber auch Klär- oder Deponiegasanlagen als mögliche dezentrale Erzeuger einer Kommune zuordnen. Auch einzelne Windkraftanlagen können Bestandteil eines städtischen Versorgungsgebietes sein.

4.6 Bilanzkreis

In einem Bilanzkreis (BK) werden eine beliebige Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen zusammengefasst. Der BK-Verantwortliche (BKV) hat auf der Grundlage möglichst exakter Prognosen dafür zu sorgen, dass innerhalb jeder Viertelstunde die Leistungsbilanz seines Bilanzkreises ausgeglichen ist. Abweichungen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten werden dem BKV durch den zuständigen ÜNB bei einer Unterspeisung in Rechnung gestellt oder bei einer Überspeisung vergütet. Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Kosten, die dem ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie entstehen. Hat der BKV eigene DEA unter Vertrag, so kann er diese einsetzen um die Fahrplanabweichungen möglichst gering zu halten. Die Wirtschaftlichkeit von DEA kann somit verbessert werden (siehe auch Kap. 6.5.1).

Ein besonderer Bilanzkreis ist der EEG-BK. Dieser wird von dem jeweiligen ÜNB geführt und dient zur Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie.

4.7 Mikro-Netze (Microgrids)

Abgeschlossene dezentral versorgte Gebiete, die im Normalbetrieb mit dem öffentlichen Netz durch definierte Schnittstellen verbunden sind, lassen sich bei entsprechender technischer Ausstattung netzunabhängig betreiben. Sie sind vergleichbar mit konventionellen Verbundnetzen und werden Microgrids genannt.

Betreiber von Microgrids tragen im gleichen Umfang für die Sicherstellung des Netzbetriebes Verantwortung wie die klassischen Energieversorgungsunternehmen, bzw. die heutigen Netzbetreiber. Im Normalfall decken die dezentralen Erzeugungseinheiten den jeweiligen Bedarf. Die Verbindung zu einem überlagerten Netz sorgt ergänzend dafür, dass auch bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit eines Teils der dezentralen Erzeugung die Versorgung des Microgrids gewährleistet ist (Bild 4.2).

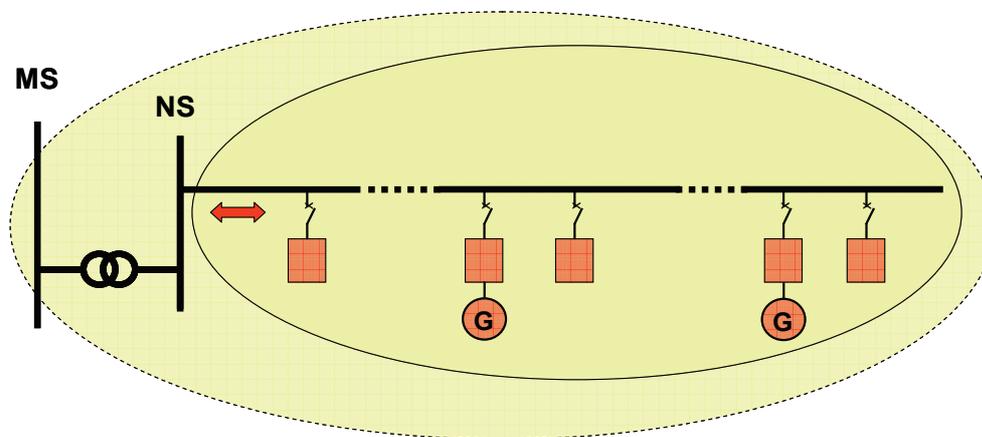


Bild 4.2 Microgrid

Bei Störungen im überlagerten Netz ist vorgesehen, dass sich Microgrids vom Restnetz abkoppeln und zumindest vorübergehend durch vorhandene dezentrale Erzeuger selbst versorgen. Neben einer ausreichenden Erzeugungskapazität erfordert dies eine hochdynamische Regelfähigkeit der dezentralen Erzeugungsanlagen und neue dezentrale Regelkonzepte, unter Einbeziehung der Möglichkeiten moderner Informations- und Kommunikationstechnik.

Umgekehrt können zukünftig Microgrids überschüssige Erzeugungskapazitäten anderen Netzpartnern im Bedarfsfall zur Verfügung stellen (s. hierzu Kapitel 7). Dies setzt neben einer ausreichenden Dimensionierung der Kuppelstelle zum Verteilungsnetz geeignete Kommunikationstechnologien voraus, wie sie im Kapitel 5 beschrieben werden.

Eine starke Ausprägung der über Wechselrichter einspeisenden Systeme wie Brennstoffzellen oder Photovoltaikanlagen kann dazu führen, dass die zum Ansprechen der Schutzsysteme und Anlaufen der Motoren benötigte Kurzschlussleistung nicht ausreicht. In solchen Fällen kann das Nachrüsten von Batteriesystemen mit geeigneten Wechselrichtern, die Installation anderer Schutzsysteme oder Maßnahmen zur Begrenzung der Einschaltströme erforderlich sein (s. Kap. 6).

Bei Wechselrichtereinspeisungen ist zudem die Frage zu beantworten, inwieweit es wirtschaftlich sinnvoll ist, dass sich diese an der klassischen Leistungs-

Frequenzregelung beteiligen können. Ist die speisende Energiequelle hierfür geeignet – ist also wirtschaftlich und technisch ein Regelband einhaltbar – dann hängt die Fähigkeit zur Leistungs-Frequenzregelung vom Wechselrichter und dessen Ansteuerung ab. In Abschnitt 6.6.2 wird auf diese Thematik näher eingegangen (s. hierzu auch Anhang 6 mit einer Kurzstudie über Systemdienstleistungen mit Wechselrichtern).

4.8 Virtuelles Kraftwerk

Dezentrale Stromerzeuger können sich wegen ihrer geringen Leistung derzeit nicht wirtschaftlich am Stromhandel beteiligen. Mit einem zentralen Energiemanagementsystem lassen sich dezentrale Erzeugungsanlagen aber bündeln und um Bedien- und Beobachtungsfunktionen so ergänzen, dass sie ein virtuelles Kraftwerk bilden (Bild 4.3). Sie werden damit vergleichbar mit Kraftwerken und erhalten damit die Möglichkeit, beim Stromhandel mitzuwirken und netzverträglich zur allgemeinen Energieversorgung beizutragen.

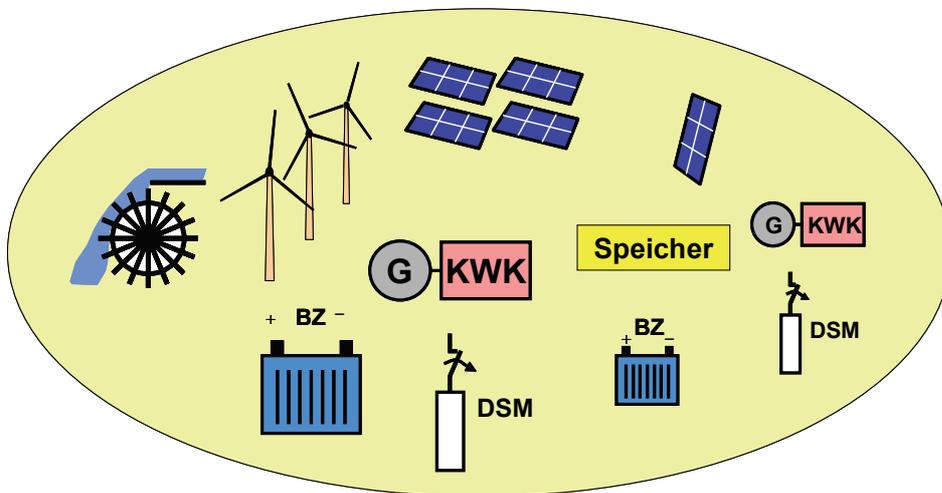


Bild 4.3 Virtuelles Kraftwerk - Betrieb vieler kleiner Einheiten wie ein großes Kraftwerk

Zweckmäßig werden die dezentralen Betriebsmittel von einem Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert. Eine Beschränkung auf lokale Gegebenheiten ist aufgrund der Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologien jedoch nicht erforderlich. Entsprechend den technischen Eigenschaften der DEA könnte ein virtuelles Kraftwerk auch Regelenergie auf dem Markt anbieten.

Zusätzliche Optionen bestehen in verbraucherseitigen Maßnahmen (demand side management - DSM). Über Lastabschaltungen oder -verschiebungen sowie gegebenenfalls auch Nutzung von Speichern lassen sich zusätzliche Optimierungspotentiale generieren.

Quellenangaben:

- [4.1] Dispower - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Projekt gefördert durch die Europäische Kommission (contract Nr. ENKS 2001-00522), Final public Report 2006, http://www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/documents/fpr.pdf

Literaturhinweise

- L4.1 European SmartGrids Technology Platform -Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future; European Commission, EUR 22040/2006, <http://europa.eu.int/comm/research/energy>
- L4.2 Materialienband VWEW - Fachtagung „Smart Grids – der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, 7./8.6.06, Fulda.
- L4.3 A. Engler: Applicability of Droops in Low Voltage Grids, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 3-15

5 Unterstützung durch IT- und TK-Technologien

5.1 Besonderheiten dezentraler Einheiten

Eine wesentliche Herausforderung bei einem flächendeckenden Einsatz von DEA im Verteilnetz ist neben der energietechnischen auch die informationstechnische Einbindung. Bisher existieren nur wenige Kommunikationseinrichtungen zur Steuerung und Überwachung der Verteilnetze. Zu berücksichtigen ist, dass Innovationen bei Informations- und Telekommunikationstechnologien in wesentlich kürzeren Zeitabständen stattfinden als im energietechnischen Bereich. Diese Aspekte sind insbesondere zukünftig vor dem Hintergrund eines wirtschaftlichen Betriebes von DEA zu beachten.

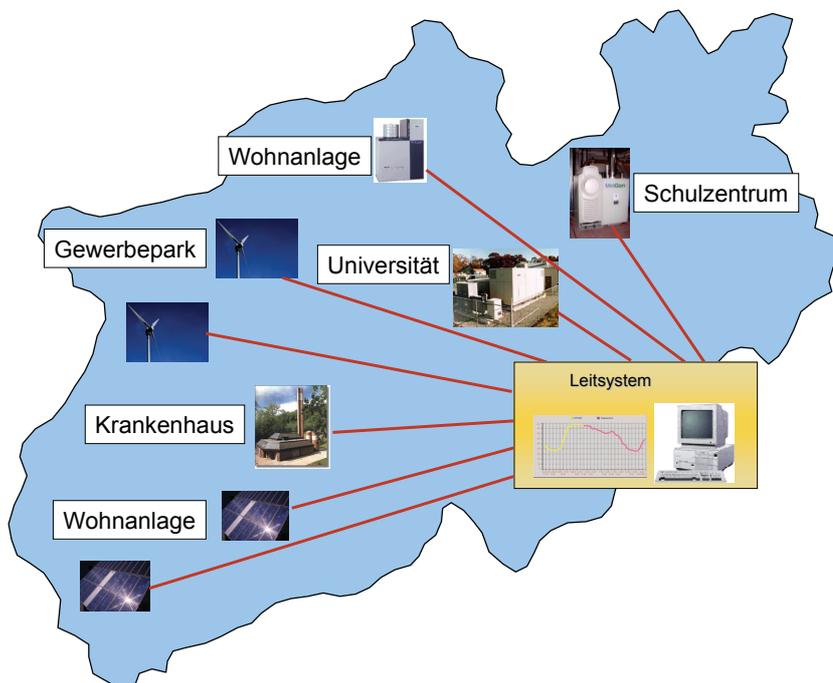


Bild 5.1 Informationstechnische Vernetzung von DEA

Bei der informationstechnischen Vernetzung und Steuerung von DEA (Bild 5.1) haben die folgenden Aspekte einen wesentlichen Einfluss auf die Anforderungen an die zu verwendenden Optimierungs- und Kommunikationssysteme:

- Weiträumige Verteilung vieler verhältnismäßig kleiner Anlagen im Netz
- Unterschiedliche Erzeugungscharakteristika
- Unterschiedliche Gerätehersteller
- Unterschiedliche Aufgabenstellung der Anlagen

Kommunikationsaufgaben bestehen schwerpunktmäßig hinsichtlich

- Anlagenüberwachung
- Fahrplanmanagement
- Spannungs-, Frequenzregelung
- Störungsmanagement.

5.2 Optimierungssysteme

Eine optimierte, d.h. energieeffiziente und kostenminimale, Betriebsführung der DEA erfordert ein Energiemanagement. Dafür bestehen verschiedene Realisierungsmöglichkeiten mit jeweils unterschiedlichem Automatisierungsgrad, von einer einfachen Erzeugungsmessung bzw. Überwachung der Anlagen bis zu höchst komplexen Managementsystemen.

Die dafür erforderliche Intelligenz kann zentral, aber auch dezentral zur Verfügung gestellt werden, jeweils mit unterschiedlichen Auswirkungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit und Kommunikationsanforderungen. Bei einer dezentralen Lösung treffen die dezentralen Anlagen selbst Entscheidungen, während beim zentralen System der Einsatz lokaler Einheiten durch eine Zentrale geplant und entsprechende Sollwerte übermittelt werden. Bei dezentralen Entscheidungssystemen ist zu unterscheiden zwischen Systemen, die eine Optimierung nur hinsichtlich lokaler Größen vornehmen (z.B. Maximum-Wächter) und solchen, die auch zentrale Informationen einbeziehen, wie zum Beispiel eine Preisvorgabe oder Leistungsvorgabe. Die Entscheidungsstrategien spiegeln unterschiedliche Geschäftsmodelle zur Betriebsführung der DEA wider und stellen jeweils andere Anforderungen an die Kommunikationssysteme.

Für eine globale Optimierung müssen in jedem Fall zentrale Informationen bzw. Vorgaben einbezogen werden. Während bei dezentraler Entscheidung die lokalen Kommunikationsgeräte einfacher und kostengünstiger werden, stellt die zentrale Lösung höhere Kommunikationsanforderungen, da sie detaillierte Informationen über die in das Management einbezogenen Anlagen erfordert.

Bei leistungsmäßig größeren Anlagen ist häufig die zentrale Entscheidungsstrategie effizienter. Bei kleineren Anlagen hingegen kann eine dezentrale Entscheidungsstrategie mit Beschränkung der Kommunikation auf die Übermittlung von Preis- und Abrechnungsdaten sinnvoller sein. Das gilt besonders, wenn eine kurzfristige Reaktion auf Erfordernisse des Kunden (z.B. Änderung des Wärmebedarfs bei KWK-Anlagen) notwendig ist. Es ist ebenfalls sinnvoll, in einem Energiemanagementsystem sowohl zentrale als auch dezentrale Entscheidungsstrategien zu ermöglichen, um unterschiedliche Anlagen einzubinden [5.1].

Aufgabe eines Energiemanagementsystems (EMS) ist es, innerhalb eines vorgegebenen Randintegrals mit den parametrisierten Randbedingungen eine Optimierungsaufgabe kostenoptimal zu lösen. Das Energiemanagement ermöglicht dabei auch bei fluktuierender regenerativer Erzeugung eine beschränkte Planbarkeit der Energiebereitstellung. Berücksichtigt werden dabei Erzeuger, Speicher- und Verbrauchereinheiten sowie bestehende Verträge. Die Optimierung (s. Kapitel 4.8.2) umfasst dabei die Schritte:

- Erfassung und Prognose des elektrischen und thermischen Energiebedarfs und der regenerativen Erzeugung
- Berechnung von Einsatzfahrplänen für die steuerbaren Betriebsmittel (Heizwerke, KWK - Anlagen wie Brennstoffzelle oder Gasturbinen - BHKW, beeinflussbare Lasten, Import/Export-Verträge, Speicher) unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen
- Online-Dispatch der steuerbaren Betriebsmittel im Energieverrechnungsraster durch Überwachung der Leistungsübergabe und Regelung der Übergabe auf Planwert mittels dazu geeigneter Betriebsmittel z.B. im 1-Minuten-Raster.

Bei KWK-Anlagen, die sowohl Anforderungen hinsichtlich Strom- als auch Wärmelieferung erfüllen müssen, ist eine Beschränkung auf eine tägliche Fahrplanvorgabe in der Regel nicht ausreichend. Bei einer zentralen Entscheidungsstrategie ist für eine Einbeziehung in ein Energiemanagement eine ständige Überwachung notwendig, die ggf. eine kurzfristige Fahrplananpassung vornehmen kann. Bei kleineren Anlagen sind allerdings aufgrund des unverhältnismäßig großen Kommunikationsaufwands dezentrale Entscheidungsstrategien sinnvoller. Das zentrale EMS stellt in diesem Fall auf Basis des aktuellen Strompreises am Markt sowie ggf. vertraglich vereinbarter Korrekturen ein Preissignal zur Verfügung. Daraus wird dann dezentral ein optimierter Einsatzplan berechnet, der bei Änderung lokaler Erfordernisse oder auch durch den Kunden selbst angepasst werden kann. Obwohl der Kunde beliebig auf den vorgegebenen Preis reagieren kann, lässt sich durch statistische Mittelung und Prognose das Verhalten aller Kunden eines Versorgungsgebietes im Rahmen der üblichen Unsicherheit der Lastprognose im Voraus berechnen [5.2].

Eine solche Einbeziehung einer großen Zahl von leistungsmäßig kleinen Einzelanlagen bei jeweils unabhängigen Kunden erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des Strommarktes (Bild 5.2).

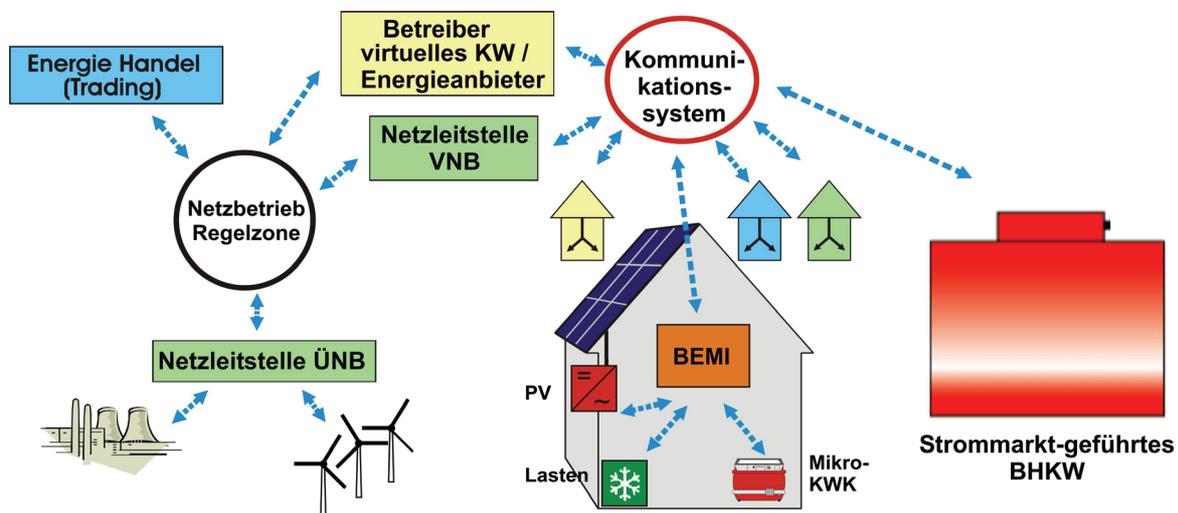


Bild 5.2 Kommunikation bei Energiemanagement mit dezentraler Regelung, realisiert durch ein Bidirektionales Energiemanagementinterface (BEMI)¹²

Die Kommunikationsinhalte für das Energiemanagement sind generell:

- Sollwerte und Schaltbefehle für die Erzeuger und gegebenenfalls die Verbraucher (bei zentraler Entscheidung).
- Preisvorgaben und ggf. Temperaturprognosen (bei dezentraler Entscheidung)
- Leistungsmesswerte und Zählwerte.

5.3 Kommunikationssysteme

Um die Kommunikationsanforderungen zu erfüllen, ist ein durchgängiger Kommunikationsfluss zwischen den berücksichtigten Betriebsmitteln und dem Managementsystem erforderlich. Gegenwärtig erfolgt die Kommunikation in Verteilnetzen jedoch nur in beschränktem Ausmaß. Mit zunehmender Verbreitung der dezentralen Anlagen und zunehmender Einbindung in die Netzbetriebsführung steigt dagegen der zu kommunizierende Datenumfang deutlich an. Es muss daher eine sorgfältige Auswahl

¹² Quelle: ISET, Projekt DINAR

getroffen werden, welche Informationen wo und in welchem Umfang verfügbar sein müssen. Nachfolgend werden einige informationstechnische Aspekte in Abhängigkeit vom DEA-Typ beschrieben [5.3].

Stochastisch einspeisende DEA können in der Regel mit einer uni-direktionalen Kommunikation, welche keine permanente Datenverbindung voraussetzt, in das Gesamtsystem eingebunden werden. Es werden nur die jeweiligen Betriebszustände bzw. Leistungsmesswerte übermittelt. Diese Daten können dann z.B. zur Verbesserung der Prognosen genutzt werden, oder als Datenbasis für den koordinierten Einsatz der DEA dienen.

Wie bereits im Bereich der Windenergie üblich, kann es in Zukunft auch bei DEA notwendig werden, die Möglichkeit einer Abregelung vorzusehen, wenn in übergeordneten Übertragungs- oder Verteilungsnetzen eine Überlastung auftritt. Für solche Anwendungen wird eine bidirektionale Kommunikation benötigt. Ähnliches gilt, wenn DEA mit Wechselrichtern zur Blindleistungsregelung oder gezielten Netzverbesserung durch aktive Filterung beitragen.

Deterministisch einspeisende DEA sind in ihrem Einspeiseverhalten prinzipiell beeinflussbar. Aufgrund gesetzlicher Regelungen unterliegen die Zugriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber auf DEA, die nicht in ihrem Eigentum sind, gewissen Einschränkungen. Die Anforderungen an das Kommunikationsmedium hängen hier von der gewählten Strategie der Beeinflussung ab. Zum einen kann man solche Anlagen steuern, d.h. Führungsgrößen übermitteln, denen die Anlage folgt, wobei der aktuelle Betriebszustand in die Generierung der Führungsgröße nicht mit einfließt. Hierzu zählt z.B. die Vorab-Übermittlung von Fahrplänen der einzuspeisenden Leistung. Vorteil dieser Variante ist, dass die Daten nicht permanent übertragen werden müssen. Nachteil ist, dass auf eventuelle Abweichungen der Anlage vom Fahrplan oder auch auf das Verhalten anderer Anlagen nicht direkt reagiert wird.

Für einen koordinierten Betrieb der DEA ist ein bidirektionaler Datenaustausch in Steuer- und Überwachungsrichtung erforderlich. Die Führungsgrößen werden hierbei auf Basis des aktuellen Betriebszustandes der DEA generiert oder im Falle einer dezentralen Entscheidung vor Ort in Abhängigkeit lokaler Parameter und der aktuellen Preisvorgabe bestimmt. Daraus ergibt sich der Vorteil, jederzeit auf Ereignisse reagieren zu können indem das Verhalten der geregelten Anlagen daran anpasst wird. Nachteil sind die hohen Anforderungen an die Kommunikation, vor allem an die erforderliche Performance wie notwendiger Datendurchsatzgeschwindigkeit, Fehlertoleranz, Verfügbarkeit und Redundanz. Während Schutzinformationen innerhalb weniger Millisekunden übertragen und verarbeitet werden müssen, liegt die Zeitspanne für Steuerung und Überwachung der Anlagen im Sekunden- bis Minutenbereich, gegebenenfalls auch im Stundenbereich.

Großes Augenmerk muss auf die Qualität der Kommunikation gelegt werden. Es bestehen verschiedene Mechanismen, um in paketorientierten Netzen bestimmte Kommunikationen zu bevorzugen und Störungen in ihnen zu vermeiden (Quality of Service). Diese Dienste sind zwar auch für andere Echtzeit-abhängige Kommunikationen wichtig, sind aber für die Nutzung öffentlicher Netz zur Koordinierung von DEA von elementarer Bedeutung. Ein zukünftig zu diesem Zweck genutztes öffentliches Netz muss diese Mechanismen enthalten und der Koordinierung der Energieversorgung den entsprechenden Stellenwert einräumen.

Für die Datenübertragung über größere Entfernungen sind verschiedene Technologien verfügbar. Abhängig von der geforderten Performance, dem Datenvolumen so-

wie der bereits vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur stehen folgende Übertragungsmedien heute zur Verfügung [5.4, 5.5]:

- Leitungsgebundene Medien
 - Analoge und digitale (ISDN) Telefonverbindungen als Standleitung oder Wählverbindung
 - Digital SubscriberLine (DSL, VDSL)
 - Powerline Technologie, Distributionline Communication (DLC)
 - sonstige Netze z.B. Fernseekabelnetze
- Funkverbindung
 - Nutzung von Telekommunikationsproviderdiensten (GSM, UMTS Datenverbindungen, GPRS, messaging, etc.)
 - Funkübertragung ohne Provider (WLAN, Bluetooth, Richtfunkstrecken)

Die Übertragungstechniken unterscheiden sich deutlich hinsichtlich technischer Eigenschaften (Bandbreiten, Zeit für Verbindungsaufbau, unterstützte Protokolle), der Verfügbarkeit (Erreichbarkeit der einzelnen Standorte mit jeweiliger Technik) und der Kosten (Gerätekosten, nutzungsabhängige und Festkosten bei providerbasierten Systeme, Einrichtungskosten, ...)

Internetverbindungen sind möglich mit bestehenden, kostengünstigen aber dennoch zuverlässigen PC-Lösungen [5.6]. In Verbindung mit Sicherheitstechnologien wie https (Secure http) als Übertragungsprotokoll, VPN (Virtual Private Network) oder SSL-encoding mit Client Certificates bietet dieses auch die Möglichkeit, DEA zu überwachen und zu steuern. Große Potenziale besitzt auch die Powerline-Technologie, da alle Teilnehmer bereits über Energieversorgungsleitungen verbunden sind. Feldversuche haben gezeigt, dass die Informationsübertragung über Energieversorgungsleitungen möglich ist. Probleme bereiten noch die vorgeschriebenen Grenzwerte für die Emission elektromagnetischer Strahlungen. Zu beachten ist auch, dass über eine ausgefallene Leitung keine Information mehr übertragen werden können.

Derzeit existiert eine Vielzahl unterschiedlicher proprietärer und genormter Kommunikationsprotokolle. Um eine Interoperabilität der Systeme mit billiger und zuverlässiger Kommunikation zu erreichen, ist noch eine weitere Harmonisierung der Kommunikation durch Definition geeigneter Schnittstellen für Datenerfassung, Netzbetrieb, Energiemanagement und Handel erforderlich. Einheitliche Datenmodelle, Dienste und Datenübertragungsprotokolle erlauben Plug-and-Play-Funktionalität, die Benutzbarkeit und Wartbarkeit auch großer Netze, sowie preiswerte und kompatible Hard- und Software-Komponenten [5.1].

Ein kostenoptimales Kommunikationsnetz zu finden, über das sich alle geforderten Kommunikationsaufgaben sicher und zuverlässig realisieren lassen, ist jedoch eine komplexe Optimierungsaufgabe. Die Kosten für den Betrieb und die Installation der Kommunikationseinrichtungen dürfen dabei nicht die Optimierungspotenziale, die durch ein geeignetes Managementsystem realisiert werden können, übersteigen.

Quellenangaben:

- [5.1] B.M. Buchholz: „Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung“, 11. Kasseler Symposium, 2006
- [5.2] C. Bendel, M. Braun, D. Nestle, J. Schmid, P. Strauß: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen - 21. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 03/2006
- [5.3] F. Uphaus: „Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“, Dissertation Universität Dortmund, 2006
- [5.4] A. Bley, A. Zymolka, F. Kupzog: „Auslegung heterogener Kommunikationsnetze nach Performance und Wirtschaftlichkeit“, 11. Kasseler Symposium, 2006
- [5.5] O. Haas: „Medienvielfalt mit einheitlichen Datenmodellen und Diensten“, 11. Kasseler Symposium, 2006
- [5.6] E. Handschin, R. Becker, F. Uphaus: „Internet control for decentralized energy conversion systems“, 2nd International Symposium on Distributed Generation, October 2002, Stockholm, Sweden

Literaturhinweise

- L5.1 C. Bendel, D. Nestle, R. Ringelstein: Bidirektionales dezentrales Energiemanagement im Niederspannungsnetz auf Basis zentraler und dezentraler Informationen, Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- L5.2 Haas, O.: Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme; Dissertation Universität Kassel 2002
- L5.3 Real-time Energy Management via Powerlines and Internet (REMPLI), <http://www.rempli.org/>, Stand 31.12.2006
- L5.4 Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW: Rahmenbedingungen für eine Breitbandoffensive in Deutschland, Studie im Auftrag der Deutschen Telekom AG, 01/2004
- L5.5 DIN EN 61850-7-420, Norm-Entwurf , 2006-09, Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen - Teil 7-420: Kommunikationssysteme für verteilte Energieversorgung - Logische Knoten (IEC 57/818/CDV:2006); Deutsche Fassung prEN 61850-7-420:2006

6 Auswirkungen auf das Netz

6.1 Netzplanung

Die heutigen Übertragungs- und Verteilungsnetze sind auf der Grundlage eines gerichteten Lastflusses, von den an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerken hin zu den Verbrauchern, geplant und errichtet worden. Mit steigender verbrauchsnahe Einspeisung elektrischer Energie aus DEA in das Verteilnetz ist zunehmend auch mit einer Rückspeisung in das überlagerte Netz zu rechnen. Es ist damit von einem Einfluss der DEA auf das gesamte Netz in allen Spannungsebenen auszugehen (Bild 6.1).

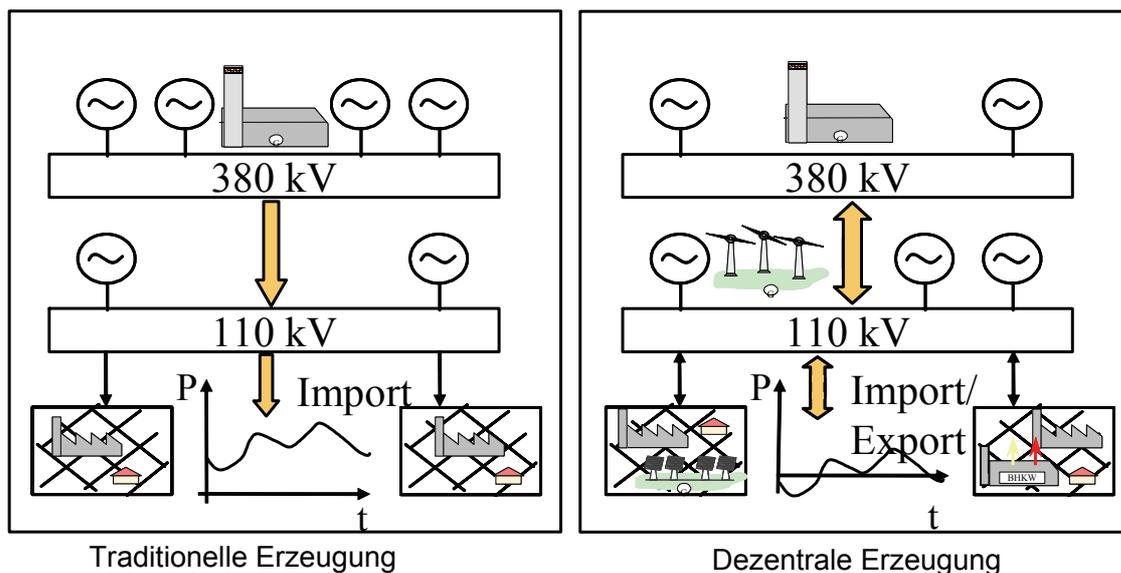


Bild 6.1 Lastfluss mit und ohne DEA

Der flächendeckende Einsatz von DEA wird auch Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze haben. Die bisher gebräuchlichen Grundsätze, die bei den Netzbetreibern in Planung und Betrieb der Netze Anwendung finden, sind an diese zusätzlichen Anforderungen anzupassen.

In Hinblick auf die Integration von DEA in vorhandene Verteilungsnetze liegen bereits ausreichende Erfahrungen vor (Photovoltaik- und Windenergieanlagen). Entsprechende Richtlinien, wie zum Beispiel die VDN-Richtlinien „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz bzw. Niederspannungsnetz“ etc. sind verfügbar. Zu einem möglichen großflächigen Einsatz von DEA gibt es hingegen bisher keine bewährten Planungsgrundlagen und Betriebserfahrungen [6.1].

Die Netzplanung wird i.d.R. für sehr große Zeiträume vorgenommen. Sich ändernde Erzeugungsstrukturen sind deshalb frühzeitig in die strategische Planung einzubinden. In Bild 6.2 sind bedeutende Einflussgrößen auf das elektrische Netz dargestellt.

Insbesondere zu betrachten sind folgende Aspekte:

- Leistungsrückspeisung in überlagerte Netze,
- Veränderte Auslastung der Betriebsmittel, Leitungen und Transformatoren,
- Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung im Netz,

- Spannungsqualität,
- Versorgungszuverlässigkeit,
- Netz- und Anlagenschutz,
- Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen durch DEA.

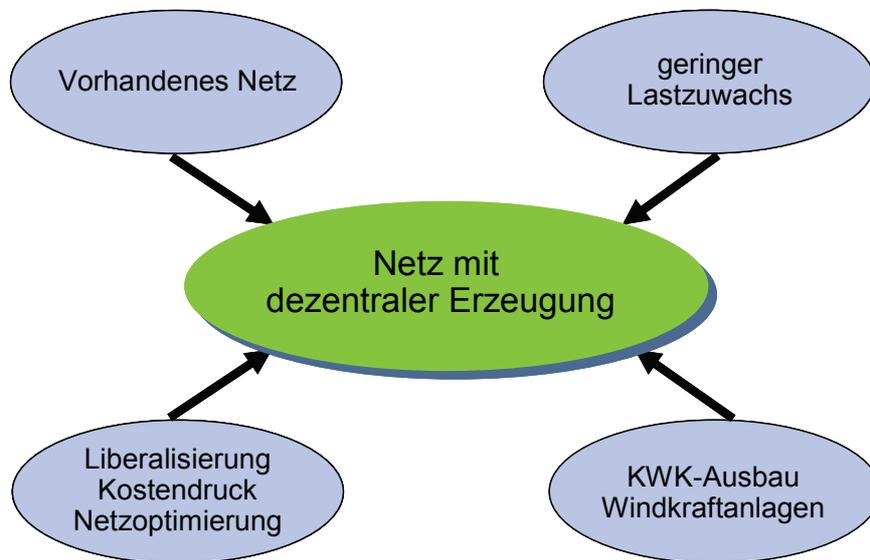


Bild 6.2 Umfeld der elektrischen Energieversorgung

6.2 Anschluss dezentraler Anlagen

Während bei konventionellen Kraftwerken und zum Teil auch bei Windenergieanlagen die Generatoren über Maschinentransformatoren oder auch direkt an das Netz angeschlossen werden, geht der Trend bei dezentralen Anlagen hin zu einer leistungselektronischen Ankopplung an das Verteilnetz. Dies hat Auswirkung auf die Bereitstellung von Kurzschlussleistung.

Heute wird bei der Auslegung der Netze von einem Stoßkurzschlussstrom von etwa dem zwanzigfachen des Nennstroms am Anschlusspunkt von Generatoren ausgegangen. Hingegen wird bei einer leistungselektronischen Ankopplung einer DEA mit einem Kurzschlussstrom in der Höhe des 1,2-fachen Nennstroms gerechnet. Durch den vermehrten Einsatz dezentraler Anlagen mit Umrichtern im Verteilnetz ist daher mit einer insgesamt kleineren Kurzschlussleistung zu rechnen. Umgekehrt erhöhen DEA mit konventionellen Generatoren die Kurzschlussleistung. Die hieraus resultierenden Kurzschlussströme dienen einerseits als Bemessungsgrundlage für die Betriebsmittel wie z.B. Schaltanlagen. Andererseits führen zu kleine Kurzschlussleistungen im Netz dazu, dass die heute verwendeten Überstromschutzorgane nicht mehr sicher auslösen. Hier sind gesonderte Maßnahmen zu treffen, die eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung sicherstellen.

Auch bei der Wahl der Spannungsebene ist für den Anschluss von DEA neben der Anschlussleistung die am Verknüpfungspunkt vorhandene Kurzschlussleistung maßgebend.

6.2.1 Änderung der Netzauslastung

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der großflächige Einsatz von DEA zu einer Veränderung der Netzbelastung in allen Spannungsebenen führt, wobei sich zusätzliche Belastungen aber auch Entlastungen der bestehenden Netzstrukturen ergeben können.

6.2.1.1 Netzentlastung

Eine Netzentlastung ist möglich, wenn DEA zeitgleich den lokalen Bedarf abdecken. Gegebenenfalls ist durch ein geeignetes Energiemanagement bzw. entsprechende Betriebsmodi der Anlagen sicherzustellen, dass die Energiebilanz lokal möglichst ausgeglichen ist.

Die Netze müssen dennoch für den worst-case, d.h. maximale Last bei minimaler Erzeugung oder maximale Erzeugung bei Schwachlast, ausgelegt werden. Falls es möglich ist, die Netzverknüpfungspunkte und die Betriebsart der DEA geeignet zu wählen, lassen sich Netzengpässe bei lokalen Lastzuwächsen und der damit ggf. verbundene Netzausbau vermeiden oder verzögern.

Eine Netzentlastung lässt sich auch dadurch erreichen, dass DEA Spitzenlast abdecken. Die Kompensation von Blindleistung bei DEA mit leistungselektronischer Netzankopplung ist ebenfalls möglich. Damit sind eine erhöhte Leistungsübertragung und eine Verbesserung des Spannungsbandes an den Netzknoten denkbar.

6.2.1.2 Netzbelastung

Netzbelastungen können aus der Stromerzeugung durch PV-, Windenergie-, oder Biomasseanlagen in ländlichen Gebieten resultieren, wenn die Anlagen aufgrund der geringen Lastdichte in eine überlagerte Netzebene zurückspeisen. Entscheidend sind die vor Ort bestehenden Bedingungen: Werden die DEA an längeren Ausläuferleitungen angeschlossen, kann die Spannungshaltung zu Problemen führen. Die Auswirkungen auf die Oberschwingungsbelastung und Flicker sind dagegen bei den heute eingesetzten Wechselrichtern als gering zu bewerten. Bei einphasiger Einspeisung von Wechselrichtern kann es zu Unsymmetrien im Netz kommen. Daher ist bei Anschluss von DEA auf eine gleichmäßige Verteilung der Einspeiser zu achten.

6.2.2 Netzverluste

DEA haben einen positiven Einfluss auf die Netzverluste, da die Übertragungsentfernungen zum Verbraucher in der Regel kurz sind. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass es bei einem massiven Zubau von DEA zu einer Rückspeisung in das Übertragungsnetz und damit zu einem Anstieg der Verluste kommen kann (Bild 6.3). Auch das Verhältnis zwischen spannungsbezogenen und leistungsflussbezogenen Verlusten ist zu berücksichtigen.

Spannungsabhängige Verluste hängen von der Dimensionierung der Betriebsmittel ab und ändern sich erst mittelfristig, wenn durch die erzielbare Netzentlastung Komponenten mit kleineren Bemessungsleistungen verwendet werden. Die leistungsflussbezogenen Verluste reduzieren sich dagegen mit sinkender Netzauslastung. Die Übertragungsverluste sind minimal, wenn Stromerzeugung und -bedarf an jedem Knoten exakt gleich sind. Voraussetzung hierfür ist jedoch wiederum ein Energiemanagement der DEA mit Steuerung der Wirk- und der Blindleistungsabgabe. In Netzen mit stochastisch einspeisenden DEA auf Basis von Sonne oder Wind wird dies in der Regel nur begrenzt oder nicht möglich sein.

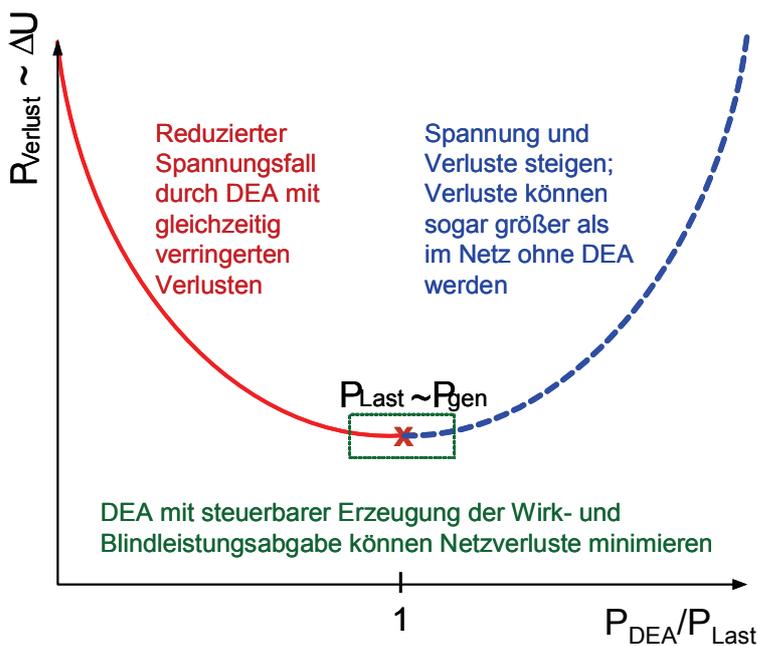


Bild 6.3 Netzverluste

6.2.3 Standortauswahl aus Netzsicht

Prinzipiell lassen sich durch Wahl geeigneter Standorte und optimaler Auslegung der DEA positive Auswirkungen auf den Netzbetrieb erreichen. Die dezentralen Anlagen müssen jedoch die in den technischen Anschlussbedingungen geforderte Systemkonformität des Netzanschlusses mit dem Versorgungsnetz erfüllen, unter anderem hinsichtlich Spannungshaltung, Spannungsqualität, Betriebsmittelauslastung und Kurzschlussfestigkeit. Weiterhin muss am Anschlussort der DEA auch das Netz entsprechend ausgelegt sein, um eine zusätzliche Einspeisung zu ermöglichen. Insbesondere in ländlichen Gebieten kann ein Netzausbau erforderlich werden, wenn die Einspeiseleistung der DEA deutlich höher ist als der Verbrauch am Anschlussort. Durch eine entsprechende Standortauswahl und Leistungsgröße der DEA kann sogar eine erhöhte Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden.

6.3 Anlagen und Netzschutz

Schutztechnik ist ein unabdingbarer Bestandteil jedes elektrischen Energieversorgungsnetzes. Sie soll Schäden für Personen und Betriebsmittel im Fehlerfall ausschließen oder zumindest minimieren. Sie muss dazu eine schnelle, sichere und selektive Klärung oder Freischaltung fehlerhafter Netzzustände gewährleisten. Auch muss die DEA vor Störungen aus dem Netz geschützt werden.

Die bisherigen Energieversorgungsnetze sind bezüglich ihres Energieflusses unidirektional (vertikal) strukturiert. Die heute eingesetzten Schutzeinrichtungen sind daher an diese Struktur angepasst. Fehlerfälle werden so zumeist sicher erfasst und schnell und selektiv abgeschaltet. In den Verteilnetzen der Mittelspannung sind Überstromzeitschutzeinrichtungen und Sicherungen üblich, die unter besonderen Umständen auch durch Distanzschutzgeräte ergänzt sind. Klassische Zeit- und Stromstaffelungsstrategien sind normalerweise ausreichend. So kann dort mit ver-

hältnismäßig geringem Aufwand eine hohe Zuverlässigkeit bezüglich der Fehlerklärung erreicht werden.

Der vermehrte Einsatz von DEA auf der Mittel und Niederspannungsebene führt zu tief greifenden und mannigfaltigen Auswirkungen auf das stationäre und dynamische Netzverhalten und damit auch auf die Schutzsysteme. Beispielsweise muss bei der Schutzanregung mit einer breiten Diversifizierung der Kurzschlussbedingungen gerechnet werden, d.h. stark unterschiedliche Kurzschlussleistungen, -dauern und -stromcharakteristika. Auch die Schutzkoordination wird durch Rückspeisungen ins übergeordnete Netz beeinflusst [6.2].

An die Netzschutzkonzepte sind daher neue Anforderungen hinsichtlich Prinzipien und Parametrierung zu stellen. Dies erfordert eingehende Untersuchungen der Leistungsgrenzen bisheriger Schutzkonzepte, gegebenenfalls sind die Schutzstrategien an die veränderten Einspeisestrukturen anzupassen.

Technologisch sind Schutzstrategien ohne und mit Kommunikationseinrichtungen zu unterscheiden. Schutzkonzepte ohne Kommunikation müssen auf eine Maximierung der Analysefähigkeit von Netzinformationen am Einbauort des Schutzes geprägt sein. Dabei können neue Algorithmen zur Signalauswertung oder zusätzliche Messsignale wie zum Beispiel die Netzspannung genutzt werden. Außerdem sind Verfahren der Schutzkoordination zu finden, die eine bessere Sensitivität gegenüber sich ändernden Einspeiseverhältnissen besitzen.

Bei Lösungen mit Kommunikation steht das Erreichen einer wirtschaftlich vertretbaren aber ausreichend leistungsfähigen und zuverlässigen Kommunikationstechnologie im Vordergrund. Die Kommunikation sollte in erster Linie für die Realisierung signalvergleichender Schutzprinzipien genutzt werden. Diese sind absolut selektiv und gegenüber wechselnden Einspeiseverhältnissen robust. Darüber hinaus ist auch eine Adaption der Parametrierung mit den an die jeweiligen Netzbedingungen angepassten Schutzeinstellwerten möglich. Die Schutzeinstellwerte werden dazu in einer Zentraleinheit off-line berechnet und an die Schutzgeräte via Kommunikationsverbindung übertragen.

Wird ein wesentlicher Teil der Energie mit DEA bereitgestellt ist, müssen diese auch einen Beitrag zur Netzstützung, insbesondere bei Netzfehlern, leisten. Das Verhalten der DEA bei Störungen wird damit auch zu einem wichtigen Kriterium für die Stabilität des Netzes. Zentrales Problem ist die Umsetzung der Anforderungen an die DEA bei einer AWE (Automatische Wiedereinschaltung).

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist eine mögliche Inselnetzbildung von mehreren DEA in einem Netzbezirk. Als Inselnetz wird die stabile lokale Versorgung eines elektrischen Teilnetzes bezeichnet. Zu unterscheiden ist ein kontrolliertes und unkontrolliertes Inselnetz. Ein unkontrolliertes Inselnetz kann zum Beispiel durch eine fehlerbedingte Abschaltung im Netz auftreten. Die Folgen bei einem Weiterbetrieb mehrerer dezentraler Anlagen können hinsichtlich des Anlagen- und Netzschutzes eine kurzfristige Speisung eines Kurzschlusses, thermische Überlastung des Wechselrichters oder anderer Netzbetriebsmittel sowie eine Spannungsverschleppung bei einer einphasigen Einspeisung sein. Als wichtiger Gesichtspunkt ist hier die Arbeitssicherheit zu berücksichtigen. Daher sind für diesen Fall entsprechende Sicherheitseinrichtungen vorzusehen [6.3].

6.4 Einfluss von DEA auf die Netzführung

Die Windenergie nimmt heute im großen Maße Einfluss auf die Netzführung. Die wegen des ungleichmäßigen Windaufkommens fluktuierende Stromerzeugung führt zu erheblichen Leistungsschwankungen, die sich in entsprechenden Spannungsschwankungen niederschlagen. Der Netzbetreiber muss diese Abweichungen ausregeln. Neben den zentralen Kraftwerken und verschiedenen DEA-Technologien sind zukünftig auch steuerbare und schaltbare Lasten und Speicher bei der Netzführung zu berücksichtigen (Bild 6.4). Des Weiteren wird die Netzführung von den bestehenden Verträgen zwischen der Energielieferung, Energieabnahme und der erforderlichen Reserveleistung beeinflusst.

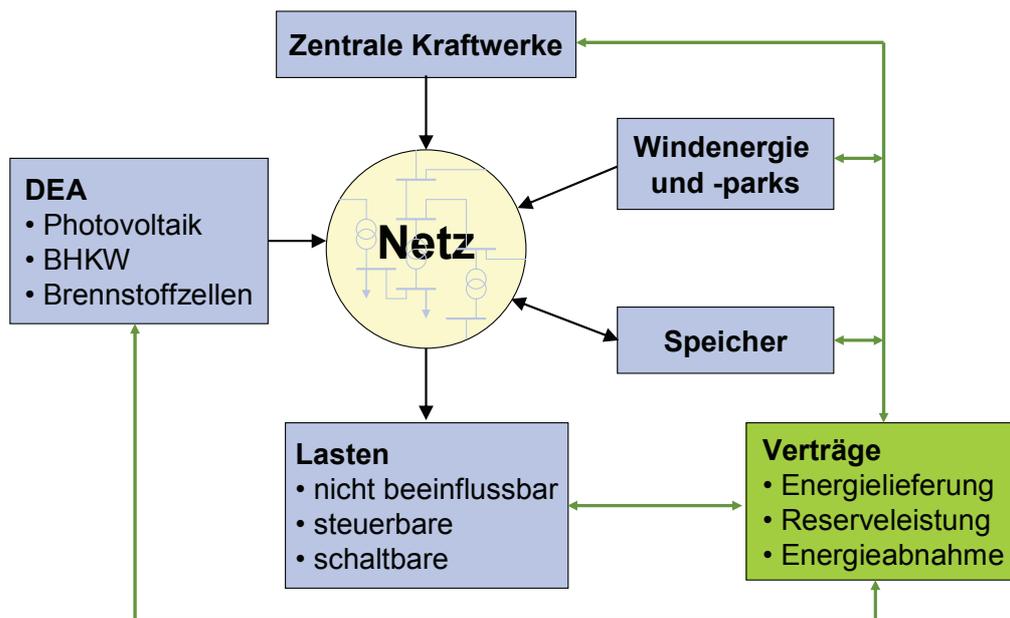


Bild 6.4 Einflussgrößen auf die Netzbetriebsführung

Die Einspeisung von DEA führt generell zu einem Spannungsanstieg am Verknüpfungspunkt. Eine dargebotsabhängige Leistungserzeugung führt zu zusätzlichen Spannungsschwankungen. Durch steuerbare DEA lassen sich jedoch auch verbesserte Spannungsprofile erreichen. Insgesamt ist von einer komplexeren Spannungsregelung auszugehen. Insbesondere im Niederspannungsnetz ist heute in der Regel die Netzbelastung dem Netzbetreiber nicht genau bekannt. Genauere Untersuchungen werden erst durchgeführt bei Beschwerden der Kunden oder dem Anschlussgesuch eines DEA-Betreibers. Werden jedoch viele DEA im Netz angeschlossen, so werden auch die Anforderungen an die Messung und Zählung im Netz steigen.

6.5 Bilanzregelkreise

Die dezentralen Versorger sind in ihrem Bilanzkreis im gleichen Umfang für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich wie die klassischen Energieversorgungsunternehmen, bzw. die heutigen Netzbetreiber (s. auch Kapitel 4.7 und 4.8). Für die Durchführung ihrer Aufgaben können die „dezentralen“ Netzbetreiber die im Versorgungsbereich vorhandenen Einrichtungen nutzen. Mit den heute bereits verfügbaren technischen Möglichkeiten wie klassischen Generator-BHKWs und halbleitergestützten Vierquadrantenstellern sind praktisch alle bekannten Netzaufgaben lösbar. Eine starke Ausprägung halbleitergestützter Systeme wie Brennstoffzellen kann je-

doch dazu führen, dass die u. a. zum Anlaufen von Motoren benötigte Kurzschlussleistung nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. In solchen Fällen kann das Nachrüsten von Speichern (z.B. Batteriesystemen) in kritischen Netzpunkten erforderlich sein.

6.6 Systemdienstleistungen

Die elektrischen Versorgungsbereiche sind durch Regelzonen gekennzeichnet. Sie beschreiben Bereiche, in denen die Netzbetreiber zur Netzregelung verantwortlich sind. Diese umfassen die Regelung von Frequenz und Spannung, Blind- und Kurzschlussleistung, den Austausch von Versorgungsleistung mit anderen Versorgungsbezirken sowie die Ausführung aller anderen mit der Netzsicherheit verbundenen Aufgabenstellungen. Dieses gesamte Leistungspaket wird auch als Systemdienstleistung verstanden.

Mit steigender Durchdringung der Netze mit DEA müssen diese zunehmend zu den Systemdienstleistungen beitragen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Langfristig wird dann auch auf der Verteilungsnetzebene der gleiche Service wie im Übertragungsnetz gefordert.

6.6.1 Systemdienstleistungen durch DEA

Die etablierten Netzbetreiber nutzen zur Durchführung ihrer Aufgaben neben eigenen netzbezogenen Einrichtungen bestehende Kraftwerkskapazitäten. Sie schließen hierzu mit den Kraftwerksbetreibern Verträge, mit denen die benötigten Leistungen für den Netzbetrieb abgefordert werden können. Dies kann einen kurzfristigen Bezug umfassen, so genannte „Day-ahead“-Vereinbarungen, dies können aber auch langfristige Bezüge wie „Futures“ betreffen, mit denen auf erwartete Netzbelastungen reagiert werden kann.

DEA zeichnen sich durch die Nähe zu den von ihnen versorgten Lasten aus. Ihr Einsatz erfolgt betreiberorientiert und ist deshalb auf die Anforderungen des DEA-Betreibers abgestimmt. Darüber hinaus ergibt sich jedoch eine Vielzahl von möglichen Dienstleistungen, an denen sich die steuerbaren DEA beteiligen können:

- **Leistungsglättung:** DEA werden gezielt zur Glättung des Lastprofils eingesetzt. Dadurch können in Umspannstationen Transformatoren mit geringeren Leistungen eingesetzt und der Bezug von teurer Spitzenleistung vermieden werden.
- **Fahrplanlieferungen:** DEA werden in die Kraftwerkseinsatzplanung einbezogen und liefern Energie nach festgelegten Fahrplänen.
- **Minutenreserve:** DEA werden informationstechnisch zu einem Pool zusammengeschaltet und können dadurch gemeinsam Minutenreserve für den Übertragungsnetzbetreiber anbieten. Durch einen geeigneten Zusammenschluss können so auch DEA mit kleiner Leistung am Minutenreservemarkt teilnehmen.
- **Engpass-Management:** DEA werden gezielt zur Vorbeugung bzw. Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt. Schwach ausgebaute Netze werden dadurch aufgewertet und deren Versorgungssicherheit erhöht.
- **Verbesserung der Spannungsqualität:** Eine leistungselektronische Kopplung der DEA mit dem Netz ermöglicht eine gezielte Beeinflussung der Kno-

tenspannung. Spannungsbänder können auch in schwierigen Situationen verbessert und Oberschwingungen gedämpft werden.

- **Blindleistungsbereitstellung/Frequenzhaltung:** Durch Einsatz von moderner Wechselrichter (Vierquadrantensteller) ist es heute möglich, mit dezentralen Anlagen alle Aufgaben zu bewältigen, die in der Vergangenheit zentralen Erzeugungseinrichtungen vorbehalten waren. Hierzu gehören die Bereitstellung von Blindleistung und die Vorhaltung von Regelleistung.
- **Unterbrechungsfreie Stromversorgung:** DEA werden als Netzersatzanlagen eingesetzt, wenn erhöhte Anforderungen an die Verfügbarkeit der Stromversorgung bestehen. Die Wirtschaftlichkeit derartiger DEA wird durch einen Netzparallelbetrieb im normalen Netzbetrieb erhöht.
- **Versorgungswiederaufbau nach Störungen:** Die Auslegung dezentraler System für einen inseltauglichen Betrieb bietet die Möglichkeit, diese Anlagen auch zum Wiederaufbau gestörter Netz zu nutzen.
- **Reservebereitstellung:** Durch moderne Kommunikationssysteme ist es möglich, dezentrale Systeme per Fernbedienung personalfrei ein- und auszuschalten. DEA lassen sich damit zur Bereitstellung von Reserve aktivieren und könnten so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

6.6.2 Spannungs-Blindleistungsregelung

Leitungen nehmen je nach Ausführung (Freileitung oder Kabel) und abhängig von der Spannungsebene und dem Betriebspunkt entweder induktive oder kapazitive Blindleistung auf. Dieser Blindleistungsbedarf kann grundsätzlich von beiden Leitungsenden her gedeckt werden. Um ein gewünschtes Spannungsprofil zu erhalten und Leitungsverluste möglichst gering zu halten, ist aber eine bestimmte Blindleistungsaufteilung zwischen den Leitungsenden notwendig und damit ein bestimmter Blindleistungsbedarf (induktiv oder kapazitiv) am Anschlusspunkt des Wechselrichters vorgegeben. Da ein selbstgeführter Wechselrichter sowohl Blindleistung aufnehmen als auch liefern kann, lässt er sich grundsätzlich für eine kontinuierliche Blindleistungskompensation und Spannungsregelung innerhalb seines Betriebsbereichs verwenden.

Selbstgeführte Wechselrichter bieten durch ihre schnelle Regelbarkeit eine effiziente Möglichkeit zur Blindleistungskompensation und dynamischen Spannungsregelung. Sie verfügen damit über dieselben Eigenschaften wie statische Kompensatoren und ersetzen oder ergänzen schaltbare Drosselspulen und Kondensatoren. Mit einer relativ geringen Erhöhung der Wechselrichterbemessungsleistung (über die Wirkleistungsanforderung hinaus) ist bereits eine beträchtliche Blindleistungsabsorption und -lieferfähigkeit gegeben.

In welchem Maß DEA-Wechselrichter zur Blindleistungskompensation und Spannungsregelung in einem Netz tatsächlich beitragen können, lässt sich erst im konkreten Fall durch eine vollständige Untersuchung aller Blindleistungs- und Spannungseinstellmöglichkeiten unter Berücksichtigung von Leitungsbemessungsströmen und Leitungsverlusten feststellen. Einzuschließen sind dabei natürlich auch die Variationsmöglichkeiten der Übersetzung von Ortsnetz- und Netzkuppeltransformatoren sowie die übrigen Erzeuger und weitere Betriebsmittel wie Kompensationsdrosselspulen, Kondensatoren und statische Kompensatoren. Eine Entscheidung für ein bestimmtes Konzept sollte dabei unter Berücksichtigung von Spannungsqualität (Auswirkung von kontinuierlichem Regeln versus diskretes Schal-

ten), Anlagenzuverlässigkeit und –verfügbarkeit (Elektronik versus Mechanik (Stufenschalter, Schaltgeräte)) sowie Investitions- und Betriebskosten fallen. Auch wenn die DEA wegen Dargebotsabhängigkeit der Leistung oder aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht immer Wirkleistung einspeist, steht der Wechselrichter dennoch durch seine Blindleistungslieferfähigkeit kontinuierlich für eine Blindleistungskompensation und Spannungsregelung zur Verfügung.

6.6.3 Leistungs-Frequenzregelung

Besondere Anforderungen an den Wechselrichter stellt die Sicherstellung der Frequenzstabilität dar. Hierauf wurde schon im VDN-Leitfaden „Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz“ unter Bezug auf die bislang nicht genutzten rotierenden Massen von Windenergieanlagen bei Wechselrichtereinspeisung hingewiesen. In einer Simulationsstudie „Systemdienstleistungen mit Wechselrichtern“ (Anhang 6) wird gezeigt, dass sich durch eine geeignete Ansteuerung und Regelung des Wechselrichters das elektromechanische Betriebsverhalten eines Synchrongenerators erzielen lässt. Der Wechselrichter stützt wie die Synchronmaschine augenblicklich bei einer sich plötzlich verändernden Lastsituation die Frequenz und geht anschließend auf eine stationäre Leistungslieferung über. Wegen seiner Fähigkeit, autonom ein Netz zu bilden, nennt man diesen Wechselrichter Netzbildner. Mit solchen Netzbildnern ist sowohl der Parallelbetrieb mit Synchrongeneratoren als auch der Inselbetrieb mit nur statischen Erzeugern realisierbar. Voraussetzung ist, dass die DEA die geforderte Wirkleistung mit der benötigten Dynamik liefern kann.

DEA mit VSI-Wechselrichtern können Bestandteile eines modernen Energieversorgungssystems im Sinne des FACTS-Konzepts (Flexible AC Transmission Systems) sein. Trotz hoher Anzahl von leistungselektronischen Komponenten und Subsystemen sind heute Zuverlässigkeits- und Verfügbarkeitswerte erreichbar, die nicht hinter denen konventioneller Anlagen zurückstehen. Für ein DEA-System ist dabei wichtig, dass die Wechselrichter autonom arbeiten und der Ausfall einer über Wechselrichter einspeisenden DEA nicht den Ausfall weiterer Erzeugungseinheiten nach sich zieht.

6.6.4 Wirtschaftliche Anreize für DEA-Systemdienstleistungen

Die Vergütung für die Einspeisung aus DEA bezieht sich heute nur auf reine Wirkleistungseinspeisung (EEG, KWKG). Daher ist der Betreiber der Anlage bestrebt, einen möglichst hohen Anteil an Wirkleistung in das Netz einzuspeisen. Obwohl es technisch möglich ist, DEA mit leistungselektronischer Ankopplung für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu nutzen, beteiligen sich diese Anlagen aus den genannten Gründen heute nicht daran. Durch die Schaffung wirtschaftlicher Anreize für die Anlagenbetreiber zur Beteiligung an den Netzdienstleistungen könnte ein höherer Mehrwert der Energie aus DEA erzielt werden, als dies aus der reinen Wirkleistungseinspeisung der Fall ist.

Inwieweit DEA zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen technisch und wirtschaftlich genutzt werden können, wird durch das Energieumwandlungsprinzip, aber auch durch den eingesetzten Primärenergieträger beeinflusst. Verschiedene Anlagen weisen sehr unterschiedliche Betriebskosten auf und verfügen außerdem über unterschiedliche Anlaufzeiten und Leistungsgradienten. Hinzu kommt bei Windenergieanlagen und PV-Anlagen, dass die Leistung nur fluktuierend zur Verfügung steht.

6.7 Netzinvestitionen

Bei lokal ausgeglichenen Leistungsbilanzen lassen sich die Netzbetriebsmittel für kleinere Leistungen dimensionieren. Entscheidend für die Bewertung möglicher Einsparpotentiale ist die zeitliche Abwicklung der Maßnahmen. Bei kurz- und mittelfristigen Maßnahmen ist in der Regel kaum von Auswirkungen der DEA auf die Netzstruktur auszugehen. Investitionen in neue Betriebsmittel erfolgen ferner i.d.R. erst nach Ablauf der Lebensdauer. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Investitionskosten für kleinere Transformatoren sich nicht wesentlich von denen größerer Transformatoren unterscheiden. Kleinere Kabel- und Leitungsquerschnitte haben ebenfalls keinen wesentlichen Einfluss auf die Investitionskosten, da die Verlegungskosten dominieren. In Summe ist deshalb davon auszugehen, dass die Einsparpotentiale begrenzt sind.

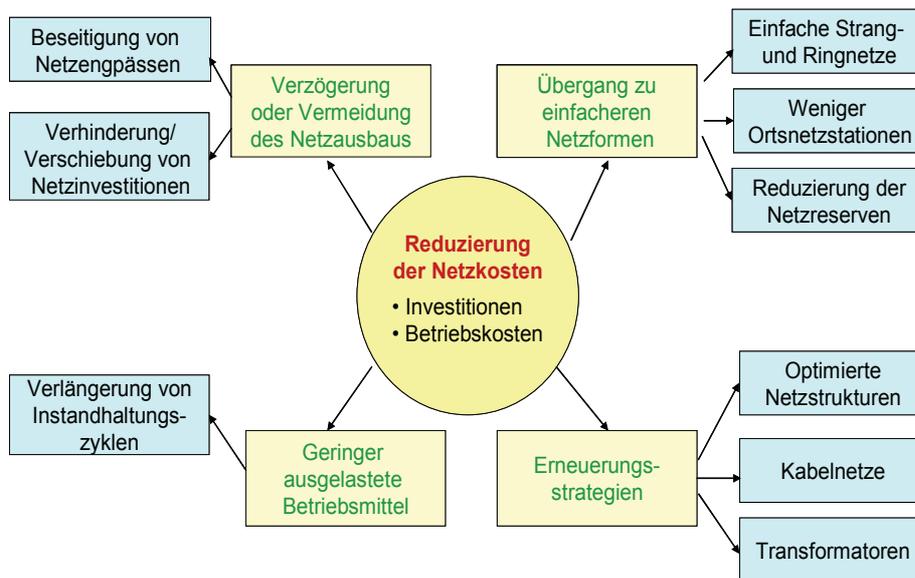


Bild 6.5 Planungs- und Betriebsgrundsätze bei großflächigem Einsatz von DEA

Unabhängig hiervon ist bei allen Planungen zu beachten, ob DEA permanent verfügbar sind. Einschränkungen, z. B. durch fehlende Wärmeabfuhr, sind in der Regel nicht tolerabel. Sie würden die Verfügbarkeit von DEA vermindern und diese Form der Erzeugung als sichere Versorgungsoption in Frage stellen [6.4].

Müssen Netzbetriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) aus Altersgründen ersetzt werden, entstehen neue Wohn- oder Industriegebiete oder steigt die Last in einem Netzabschnitt, so ist durch eine Kostenrechnung die günstigere Lösung zwischen einer Netzertüchtigung und einer Installation von DEA zu ermitteln.

Hinsichtlich des Anlagen- und Netzschutzes sind die heute vorwiegend eingesetzten Sicherungen zum Beispiel durch Distanzschutzeinrichtungen zu erweitern (s. Kapitel 6.4). Dieses erfordert zusätzliche Investitionen für den Netz- und Anlagenschutz. Langfristig könnte sich dagegen im Rahmen einer grundsätzlichen Versorgungsstrategie bei optimaler Auslegung der DEA ein Beitrag zur Netzkostensenkung erreichen lassen (Bild 6.5).

Quellenangaben

- [6.1] E. Handschin, W. Horenkamp: "Neue dezentrale Versorgungsstrukturen", ETZ Elektrotechnik und Automation, 124. Jg., Heft 9, S. 28-31

- [6.2] E. Handschin, W. Horenkamp, E. Hauptmeier, V. Pitz, M. Schwan, M. Brandl: "Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen", ETG-Fachbericht 94 "Internationaler ETG-Kongress 2003 - Energietechnik für die Zukunft", VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 2003
- [6.3] E. Handschin, E. Hauptmeier, W. Horenkamp, S. Malcher: „Inselnetzerkennung bei Eigenerzeugungsanlagen – Messverfahren und Wahrscheinlichkeit stabiler Inselnetze“, etz – Elektrotechnik und Automation, 125. Jg., Heft 12, Dezember 2004
- [6.4] E. Handschin, E. Hauptmeier, W. Horenkamp, V. Pitz, M. Schwan, D. Lehmer, M. Brandl: Impacts Of A Wide-Spread Use Of Distribution Generation By Combined Heat and Power Micro-Units On Electric Power Distribution Grids, Cigre Symposium "Power Systems with Dispersed Generation", Athen, Greece, April 13-16, 2005

Literaturhinweise

- L6.1 W. Nowak, G. Koch, 2004, "New system protection requirements in deregulated markets", Proc. 14th Power System Protection, 34-39
- L6.2 K. Mäki, S. Repo, 2006, "Impacts of Distributed Generation as a Part of Distribution Network Planning", Nordic Distribution and Asset Management Conference, www.nordac.net
- L6.3 G. Bergauer, W. Nowak, 2001, "Anforderungen an Schutzkonzepte und Schutzsysteme im Mittelspannungsnetz", ETG-Fachbericht, vol. 85, 159-169
- L6.4 P. Crossley, I. Chilvers, 2003, "Development of Distribution Network Protection Schemes to Maximise the Connection of Distribution Generation", 17th Int. Conf. on Electricity Distribution
- L6.5 F.M. Gatta, F. Iliceto, 2003, "Behaviour of Dispersed Generation in Distribution Networks During System Disturbances", 17th Int. Conf. on Elec. Distribution
- L6.6 J. Arnold, H. Kühn, 2006, "Anforderungen an die Schutztechnik und Lösungen bei Anschluss von dezentralen Energieerzeugungsanlagen an das Hochspannungsnetz", ew, vol.15-16, 34-36
- L6.7 J. Jäger, T. Keil, 2004, "New Protection Co-ordination Methods in the Presence of Distributed Generation", 8th IEE Int. Conf. on Developments in Power System Protection, 319-322
- L6.8 S.K. Salman, I.M. Rida, 2001, "Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities' Electrical Feeders", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 16/2, 246-251
- L6.9 Jäger, J; Braisch, D. Ramold, M., "Transient Behaviour of High Impedance Protection Applications using for Networks with Distributed Generation " .IEEE PowerTech, St. Petersburg, Russia, 6.2005.
- L6.10 T. Wiesner: "Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrischen Verteilungsnetzen" Dissertation Universität Dortmund, 2001

- L6.11 C. Schwaegerl: „Fahrplanmanagement in Verteilnetzen mit großen Anteilen verteilter Erzeugung“, VDE/ETG-Kongress, 18.-20.Oktober 2004, Berlin
- L6.12 B. Buchholz, H. Frey, N. Lewald, T. Stephanblome, C. Schwaegerl, Z. A. Styczynski: “Advances planning and operation of dispersed generation ensuring power quality, security and efficiency in distribution systems”, CIGRE, Paris, 2004
- L6.13 C. Bendel, D. Nestle, M. Viotto: Safety aspects of decentralised net-coupled electrical generators, 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2004
- L6.14 Radtke, Kühn: Auswirkungen vermehrter regenerativer Erzeugung auf den Verbundbetrieb, ETG-Workshop Neue dezentrale Versorgungsstrukturen FFM 2003

7 Betrieb eines Gesamtsystems mit Großkraftwerken und dezentraler Erzeugung

7.1 Beschreibung des Gesamtsystems

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich derzeit in einem Veränderungsprozess. Dennoch ist zu erwarten, dass zukünftig die Versorgung nicht ausschließlich dezentral erfolgen wird. In der Zukunft ist von einem Nebeneinander von zentralen und dezentralen Versorgungssystemen unter Nutzung der verteilten regenerativen Energieressourcen auszugehen. Ermöglicht wird dies durch ein über alle Spannungsebenen gut ausgebautes Stromnetz, das den sich unter wechselnden Betriebszuständen ergebenden Energiefluss zuverlässig gewährleisten kann.

Zur zentralen Stromerzeugung zählen auch die großen Onshore- und geplanten Offshore-Windparks. Zum Ausgleich ihrer Erzeugungsschwankungen wird zukünftig der Einsatz aller Versorgungssysteme erforderlich. Hierzu zählen neben Kraftwerken und zentralisierten Energiespeichern wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeichern auch dezentrale Systeme, deren Einsatz in einem gewissen Rahmen planbar ist. Zu den Letzteren gehören Biomasse-Kraftwerke sowie KWK-Anlagen, deren Einsatz sich vorwiegend am Wärmebedarf der jeweiligen Standorte orientiert.

Außerdem sind die Möglichkeiten auf der Verbraucherseite zu berücksichtigen. Ein intelligentes Lastmanagement und ein verantwortungsvoller Umgang mit den begrenzten Energieressourcen können hier einen wertvollen Beitrag leisten.

Der Betrieb eines Gesamtsystems muss den verschiedenen Gegebenheiten und Anforderungen der unterschiedlichen Teilsysteme gerecht werden. Eine ausschließlich betriebswirtschaftliche Optimierung zu Gunsten einzelner Interessengruppen würde dem nicht entsprechen. Der Betrieb muss deshalb so erfolgen, dass sich die Anforderungen aus Zuverlässigkeit, Effizienz, Ökologie, Nachhaltigkeit, Sozialverträglichkeit, Volkswirtschaft und einer Reduzierung der Importabhängigkeit in einem europäischen Energieverbund soweit wie möglich erfüllen lassen.

7.2 Erzeugungsmöglichkeiten und Bedarfsdeckung, Regelstrategien

Bei der Energieversorgung steht selbst unter günstigsten Bedingungen einem lokalen Energiebedarf nur in seltenen Fällen ein entsprechendes lokales Energieangebot gegenüber. Insbesondere bei der Stromversorgung ist zu beachten, dass für eine ausreichende Qualität der Versorgung die Erzeugung in jedem Augenblick dem Bedarf entsprechen muss. Neben einer hinreichenden Redundanz in der Erzeugung bedarf es eines ausgefeilten Regelsystems, um diesem Anspruch gerecht zu werden. Von den Erzeugungseinheiten wird hierfür eine entsprechend hohe Dynamik erwartet. Einzelheiten sind in den UCTE-Regularien beschrieben.

7.2.1 Regelung im Verbundsystem

Beim Einschalten eines großen Verbrauchers oder Ausfall eines Kraftwerks kann es im europäischen **Verbundnetz** zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf kommen. Durch Aktivierung von Reserveleistung über die Primär- und Sekundärregelung wird sichergestellt, dass die Netzfrequenz nicht unzulässig einbricht (Bild 7.1) [7.1].

Der Verbraucher, d. h. die Netzlast, wird heute nur in Ausnahmefällen bei großen Frequenzeinbrüchen als Stellgröße in das Regelkonzept einbezogen. Zur Vermeidung eines Netzzusammenbruches wird in extremen Situationen versucht, über einen gezielten **Lastabwurf** nach vordefinierten Kriterien das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wieder herzustellen.

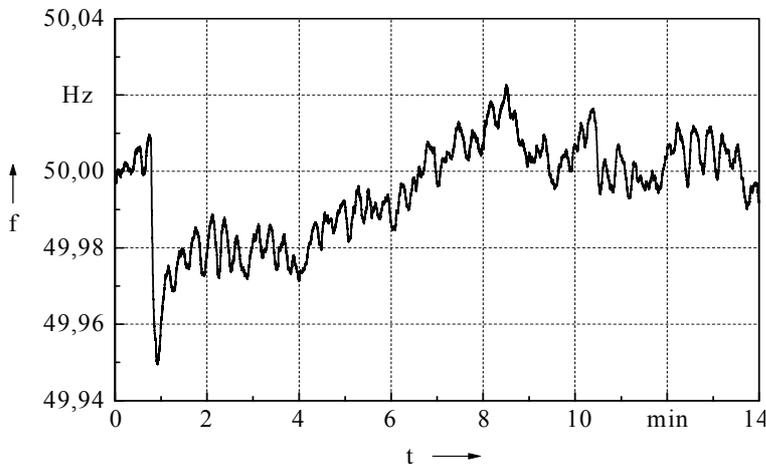


Bild 7.1 Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall (1300 MW) Quelle RWE

7.2.2 Veränderungen durch Zunahme fluktuierender Erzeugung

Der größte Teil des Dargebots regenerativer Energieträger (insbesondere auf Basis von Wind und Sonne) ist durch Unstetigkeit gekennzeichnet und nur begrenzt planbar. Dieser Effekt lässt sich durch Integration in ein großes Verbundnetz verringern. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie kann es jedoch zu Netzengpässen führen. Ergebnisse der Dena-Netzstudie aus dem Jahre 2005 zeigen, dass ohne Ausbau des Stromnetzes der Entwicklung der Windenergie Grenzen gesetzt sind [7.2].

Mit Hilfe von Prognosesystemen oder anderen Verfahren versucht man heute, diesen Problemen besser gerecht zu werden. Bei einem sehr hohen Anteil von Erzeugung durch Wind und Photovoltaik wird es dennoch unerlässlich sein, dass das Leistungsdefizit ausgeglichen wird und verbleibende konventionelle Kraftwerke als sog. „Schattenkraftwerke“, steuerbare dezentrale Kraftwerke und/oder Speichersysteme zur Verfügung stehen.

7.2.3 Dezentrale Systeme mit plan- und steuerbarer Stromerzeugung

Dezentrale Systeme auf der Basis eines weitgehend konstanten Brennstoffangebots z. B. Biogas bieten die Möglichkeit, einen Beitrag zur Netzregelung zu leisten. Kleinere Einheiten sind hierfür zu „Virtuellen Kraftwerken“ zusammenzufassen oder mit geeigneten Anreizsystemen nach dem Prinzip der dezentralen Entscheidung zur Beteiligung an der Netzregelung zu motivieren. Voraussetzung ist jedoch, dass sich die Stromerzeugung in gewissen Grenzen planen bzw. steuern lässt. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen wärme- und stromgeführten Betriebsweisen.

7.2.3.1 KWK im wärmegeführten Betrieb

Bei wärmegeführten Systemen bestimmt der lokale Wärmebedarf die Betriebsweise. Die gekoppelte Stromerzeugung folgt proportional diesem Wärmebedarf. Spitzen im Wärmebedarf werden von einem Zusatzheizgerät übernommen (Bild 7.2).

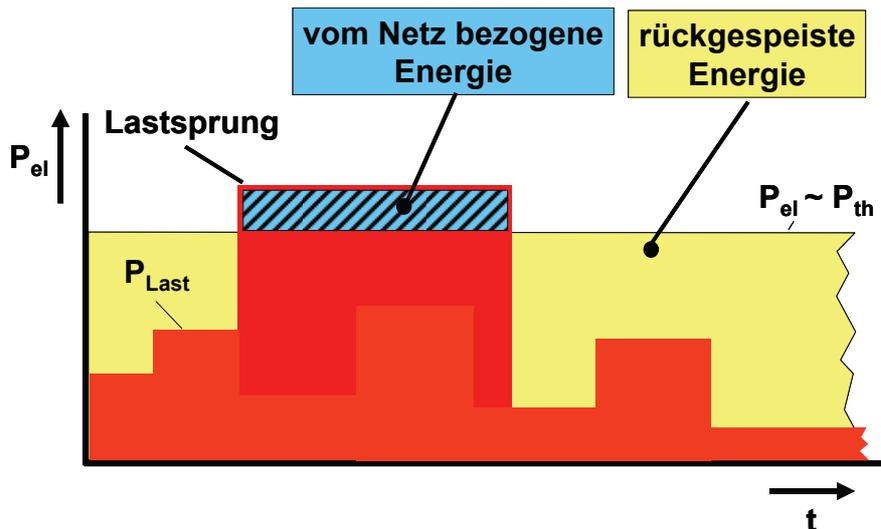


Bild 7.2 Strombezug/-lieferung bei wärmegeführtem Betrieb von KWK-Anlagen

Die anfallende Wärme wird vor Ort komplett genutzt, so dass hieraus energetische Vorteile resultieren. Überschussstrom, soweit nicht direkt beim Kunden verbraucht, wird ins Netz eingespeist. Bei Unterdeckung ist Strom aus dem Netz zu beziehen. Insgesamt ist von einer sehr hohen Energieeffizienz auszugehen. Für die Betriebsweise der Anlagen bedeutet dies, dass sie sich über längere Dauer mit konstanter Leistung und geringen Anforderungen an die Dynamik betreiben lassen.

In Bezug auf das Gesamtsystem sind wärmegeführte Anlagen allenfalls als planbare Leistung zu betrachten. Dies setzt voraus, dass die Wärmeerzeugung nach einem angemeldeten Plan erfolgt. Eine gewisse Flexibilität bei der Fahrplangestaltung lässt sich durch Kopplung mit einem entsprechend dimensionierten Wärmespeicher erreichen. Eine Einbindung in Netz-Regelkonzepte ist aber nur in seltenen Fällen möglich.

7.2.3.2 KWK im stromgeführten Betrieb

Bei stromgeführtem Betrieb ist die Stromerzeugung die Stellgröße für den Betrieb der Anlage. Sie orientiert sich entweder an dem lokalen Strombedarf (Bild 7.3) und hat zum Ziel, einen möglichst hohen Anteil des Eigenbedarfs selbst zu decken, oder die Stromerzeugung wird entsprechend den Bedürfnissen eines übergeordneten Gesamtsystems gesteuert.

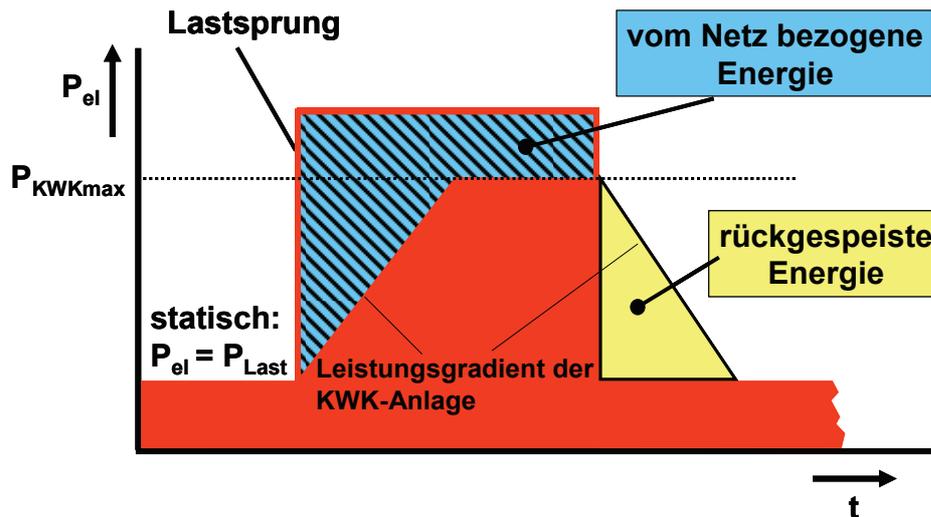


Bild 7.3 Strombezug/-lieferung bei stromgeführtem Betrieb von KWK-Anlagen

Auch bei stromgeführten Systemen ist der vor Ort bestehende Wärmebedarf abzudecken, bzw. eine Abnahme der anfallenden Wärme sicherzustellen. Hierzu werden zusätzliche Wärmeerzeuger und Wärmespeicher benötigt. Bei fehlendem Wärmebedarf und stromgeführtem Betrieb ist ggf. die nicht nutzbare Wärme über Rückkühler an die Umgebung abzugeben. Im Sinne eines effizienten Betriebs bedeutet dies jedoch eine Beeinträchtigung.

Zu berücksichtigen ist, dass bei stromgeführter Fahrweise die geforderte Dynamik und häufige Regelvorgänge den Verschleiß der Anlagen erhöhen; im Teillastbetrieb ist zudem von erhöhten Verlusten auszugehen. Nicht alle KWK-Technologien sind daher aufgrund ihrer eingeschränkten Dynamik für derartige Regelvorgänge geeignet.

Generell ist auch eine Mischung zwischen wärme- und stromgeführtem Betrieb denkbar. Ziel ist hierbei, durch optimierten Betrieb eine Ertragssteigerung zu erreichen.

7.2.4 Clusterung und Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks

Dezentrale Stromerzeuger sind aufgrund ihrer Größe derzeit nicht berechtigt, sich direkt am Regelenergiemarkt zu beteiligen (s. hierzu auch Kapitel 4.7). Die minimale Größe für die Teilnahme am Reserveenergiemarkt liegt z.B. je nach Übertragungsnetzbetreiber bei ca. 15 MW. Eine Vielzahl dezentraler Erzeuger könnte jedoch zu Clustern zusammengefasst und als Virtuelle Kraftwerke betrieben werden (s. Kapitel 4.10), so dass das System marktfähig wird.

Der Einzugsbereich eines virtuellen Kraftwerks ist nicht lokal begrenzt und könnte über ganz Deutschland oder sogar über die Grenzen hinaus verteilt sein. Es ist davon auszugehen, dass z.B. Contracting-Gesellschaften ihre Stromerzeugung zu einem Virtuellen Kraftwerk zusammenfassen. Die so gebündelte Erzeugung kann auf den unterschiedlichen Märkten in Abhängigkeit von den jeweils vorhandenen Möglichkeiten angeboten werden.

7.2.5 Regelung durch Verbrauchsanpassung

Neben einer Regelung über Erzeugungssysteme ist prinzipiell eine Anpassung des Verbrauchs an die verfügbaren Erzeugungskapazitäten per Verbrauchsanpassung (Demand Side Management - DSM) möglich. Dabei geht es nicht nur um

Verbrauchsreduzierungen bei Erzeugungsmangel, sondern auch um zeitliche Verbrauchsverlagerungen z. B. bei stark fluktuierender Erzeugung.

Entsprechend gestaltete Tarife bieten die Voraussetzung, das Kundenverhalten so zu beeinflussen, dass geeignete Großverbraucher oder Verbrauchergruppen in Schwachlastzeiten verlagert oder bei Bedarf sogar abgeschaltet werden. Wirtschaftlich kann DSM insbesondere dann von Interesse sein, wenn hierdurch der Bau neuer Regelkraftwerke eingespart wird. Hierfür bieten sich insbesondere Wärme- bzw. Kälteerzeuger an, die sich aufgrund der relativ trägen Wärme-/Kälteflüsse und der systembedingt vorhandenen Wärme- und Kältespeicherkapazitäten für gewisse Zeitdauern abschalten lassen. U. a. zählen hierzu auch Wärmepumpensysteme.

Zum Lastmanagement zählt letztendlich auch das Aufladen von zentralen Energiespeichern wie Pump- und Druckluftspeicher oder von dezentralen Batteriespeichern. Betrachtet man zukünftige Wasserstoff-Szenarien, so ließen sich auch geeignete Elektrolyseure in dieses Regelregime einbeziehen.

7.2.6 Tarif- und Vergütungsstrukturen

Der Einsatz von DEA soll zukünftig ohne Subventionen wirtschaftlich sein. Anreizsysteme auf Basis der erbrachten Dienstleistungen werden sich nach dem Umfang und der Art der Leistung (z.B. Spitzenleistung oder Regelenergie) richten (s. hierzu Kapitel 9.5).

Für die Bewertung von DSM ist von monetären Ansätzen auszugehen. Dies entspricht allgemeinen Erfahrungen, nach denen Kunden nur bei entsprechendem finanziellen Anreizen bereit sind, ihr Verbrauchsverhalten zu ändern und auf gewohnten Versorgungskomfort zu verzichten (s. auch Kapitel 9.5).

Managementsysteme werden den planmäßigen Einsatz von Erzeugern oder Lasten steuern, wobei als Eingangsgröße für die Regelung der erzielbare Erlös dient. Unerwünschte Synchronisierungseffekte, bei denen bei Überschreiten einer voreingestellten Preisschwelle quasi gleichzeitig größere Erzeugungsleistungen oder Lasten ein- bzw. ausgeschaltet werden, sind hierbei zu vermeiden. Dies würde den positiven Effekt konterkarieren: Der Netzbetrieb würde negativ beeinflusst und unnötige zusätzliche Netzregelvorgänge ausgelöst. Ähnliche Synchronisierungseffekte sind aus der Vergangenheit bekannt: u.a. hat die Verbreitung von Maximum-Wächtern zur Einhaltung der sog. „Viertelstunden-Maxima“ bei Industrie- und Gewerbekunden zu deutlichen Lastschwankungen im Viertelstundentakt geführt.

7.2.7 Einfluss der Stromerzeugung (rotierende Maschinen, Umrichter)

Kennzeichnend für die heutige Versorgung ist die Stromerzeugung in Kraftwerken mit rotierenden Synchrongeneratoren. Diese sorgen dafür, dass ausreichend Kurzschlussstrom für den Netzschutz geliefert wird. Gleichzeitig stabilisieren sie bei Laständerungen die Spannung und können bei Bedarf Blindleistung aufnehmen oder abgeben. Sie machen damit aufwändige Kompensationsanlagen überflüssig. Diese Aufgaben können prinzipiell auch von Stromrichtern dezentraler Stromerzeuger erfüllt werden.

7.3 Einfluss dezentraler Systeme auf den Betrieb von Großkraftwerken

Kraftwerke werden für bestimmte Einsatzfälle geplant. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerk, wobei sich der Einsatz

vorrangig an den Preisen der eingesetzten Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle, Öl, Gas oder Kernbrennstoffe orientiert.

Die Auslegung des heutigen Kraftwerksparks entspricht den bisher gültigen Anforderungen. Die intensive Nutzung fluktuierender, regenerativer Energieträger und der Einsatz kleinerer, dezentraler Erzeuger fand hierbei noch keine Berücksichtigung. Mit dem Ausbau der neuen Technologien ist von einer Beeinflussung von Wirkungsgrad und Betrieb der thermischen Kraftwerke auszugehen. Bei dem geplanten Neubau von Kraftwerken ist deshalb darauf zu achten, dass diesem Umstand durch Errichtung geeigneter teillastfähiger und schnell regelnder Erzeugungssysteme Rechnung getragen wird.

7.3.1 Wirkungsgrad

Thermische Kraftwerke haben ihren höchsten Wirkungsgrad im sog. Bestpunkt, in der Regel nahe der maximalen Leistung. Mit zunehmendem Teillastbetrieb nimmt der Wirkungsgrad rapide ab (Bild 7.4). Bei der Kraftwerkseinsatzplanung ist man daher bestrebt, Kraftwerke möglichst im Bestpunkt zu betreiben.

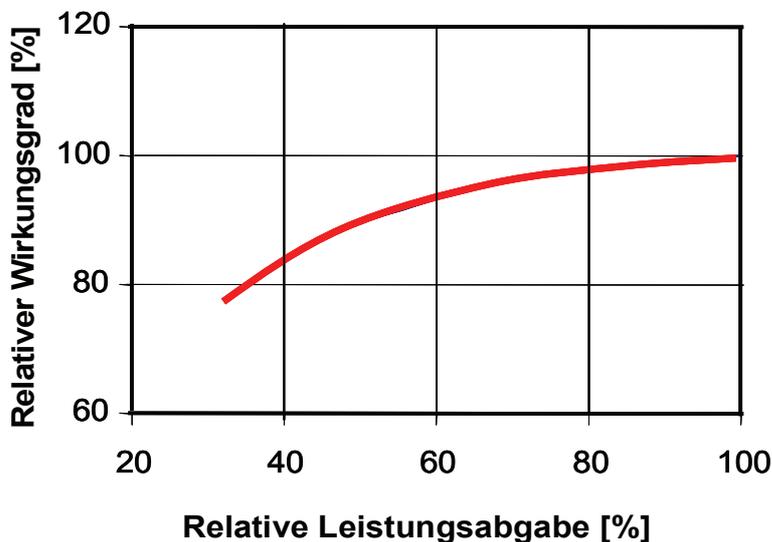


Bild 7.4 Relativer Wirkungsgrad im Verhältnis zum maximalen Wirkungsgrad eines thermischen Kraftwerks im Teillastbereich

Das fluktuierende Dargebot der regenerativen Energieträger und die notwendige Vorhaltung entsprechender Leistungsreserven verändern den Einsatzbereich der Erzeugungsanlagen. Die Kraftwerke kommen verstärkt außerhalb ihres Optimums zum Einsatz. Die Konsequenz ist ein erhöhter spezifischer Primärenergiebedarf sowie erhöhter spezifischer CO₂-Ausstoß.

7.3.2 Betriebsführung

Mit zunehmendem fluktuierendem Energieangebot ergibt sich der Zwang, Kraftwerksblöcke bei geringerer Nachfrage (Schwachlast) häufiger an- und abzufahren. Eine zunehmende dezentrale Erzeugung mit wärmegeführten KWK-Anlagen verstärkt diesen Effekt. Hieraus resultieren Konsequenzen in Form eines zusätzlichen Energieverbrauches, erhöhten Materialverschleißes, geringerer Volllaststundenzahl, und damit höheren Stromgestehungskosten. Sie sind bei der Bewertung der Vorteile der dezentralen Einspeisung zu berücksichtigen.

Negative Auswirkungen in Bezug auf Wirkungsgrad und Betrieb lassen sich im Rahmen der bestehenden Struktur nicht einfach umgehen. Bei der Errichtung neuer

Kraftwerke ist aber den Anforderungen an eine dezentrale Einspeisung angemessen Rechnung zu tragen (s. hierzu Anhang Kapitel 7). Ansonsten ist ein Zielkonflikt zwischen verstärkter Nutzung erneuerbarer Energien, Wirkungsgradsteigerung, Emissionsminderung und Kostensenkung vorprogrammiert.

7.4 Speicherbedarf und Speichermanagement

Wie unter 7.2. beschrieben, benötigt das System der Energieversorgung für nicht steuerbare Erzeugungssysteme heute konventionelle Kraftwerke zum Ausgleich. Diese Funktion können auch Energiespeicher wahrnehmen. Der hierfür erforderliche große Speicherbedarf ist jedoch derzeit in Deutschland praktisch nicht verfügbar: Der Bau zusätzlicher Pumpspeicher-Kraftwerke ist auf Grund fehlender natürlicher Speicherbecken nicht möglich und die Realisierung von Druckluftspeichern in Salzkavernen ist noch nicht ausgereift. Eine aussichtsreiche Option könnte in ferne Zukunft Wasserstoff sein, wenn die noch vorhandenen Restriktionen in Bezug auf Speicherdichte und Energieverbrauch zur Speicherung gelöst werden (s. hierzu Kap 3.7.2). Der Speicherbedarf kann verringert werden durch Netzausbau zur Nutzung großräumiger Ausgleichseffekte im UCTE-Netz.

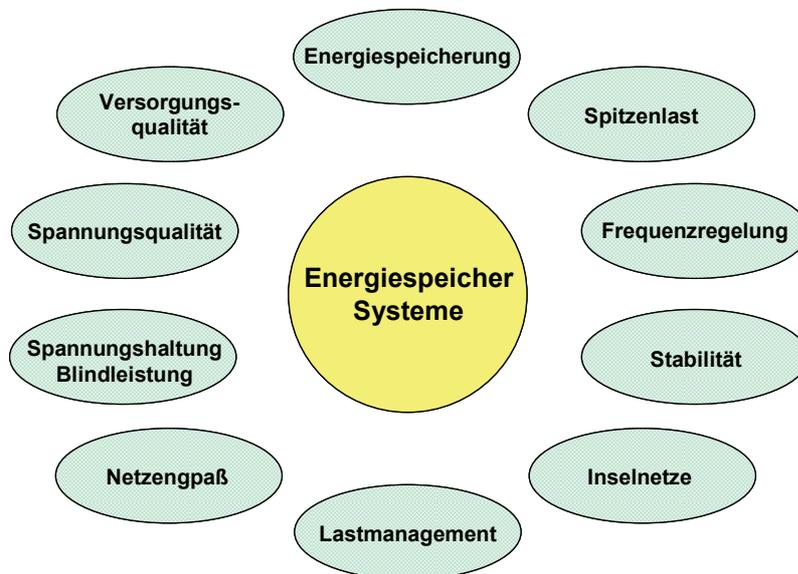


Bild 7.5 Aufgaben von Energiespeichern im elektrischen Netz

Energiespeichersysteme können ähnlich wie Kraftwerke und DEA eine Vielzahl an Dienstleistungen erbringen (Bild 7.5). Dabei bestimmen die Eigenschaften des Speichersystems sowie dessen Standort maßgeblich die jeweiligen Möglichkeiten.

Beim Speichermanagement sind die vorhandenen Speicherkapazitäten optimal zu nutzen. Insbesondere bauartbedingte Speichereigenschaften wie Stand-by-Verluste, Zyklenwirkungsgrad, Lade- und Entladeverhalten (Dynamik), Zyklenfestigkeit (Lebensdauer), sind zu beachten, um der jeweils gestellten Aufgabe (Saison-Speicher, Tages-Speicher, Dynamikverbesserung (Stabilisierung), USV-Anlage, ...) optimal gerecht zu werden.

Im dezentralen Bereich können zur kurzfristigen Speicherung z. B. Schwungmassenspeicher zum Einsatz kommen. Sie können in kleineren Systemen herkömmliche Bleibatterien ersetzen, die wegen hoher Kosten, geringer Lebensdauer und fehlender Umweltfreundlichkeit zukünftig seltener verwendet werden.

7.5 Bedeutung der Netze in einem Gesamtsystem

Die Netze dienen dazu, den in Kraftwerken (von Großkraftwerken bis zu kleinen dezentralen Einheiten) erzeugten Strom bis zum Endverbraucher zu übertragen bzw. zu verteilen. Das bestehende Verbundnetz hilft hierbei, die Stromerzeugung technisch/wirtschaftlich zu optimieren und die Anforderungen an eine ökologische und nachhaltige Energieversorgung zu erfüllen. Mit Hilfe eines leistungsfähigen Netzes über alle Spannungsebenen lassen sich zudem verschiedene Primärenergieträger erschließen. Der dadurch mögliche Energiemix ist die Basis für stabilere Strompreise (Bild 7.6).

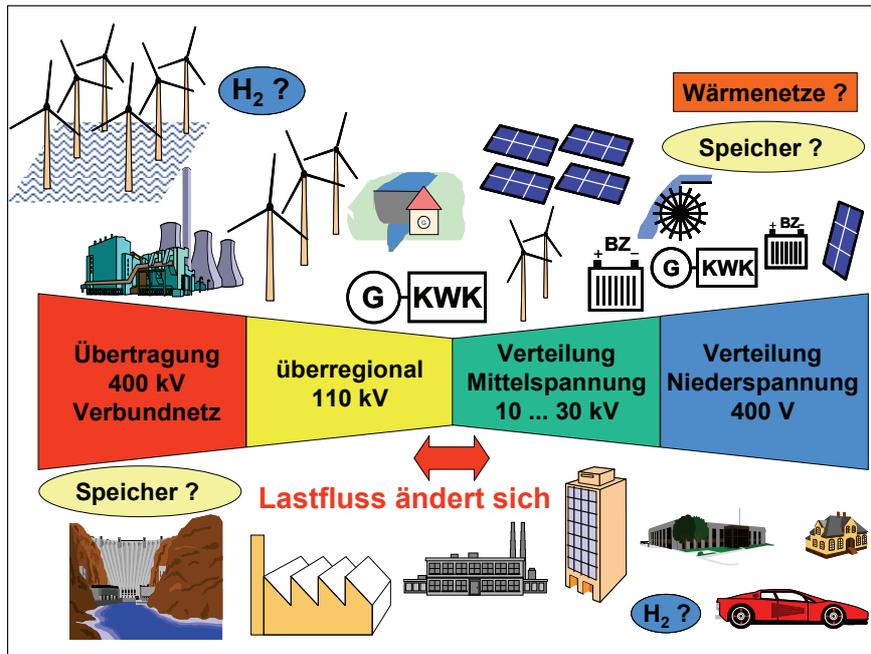


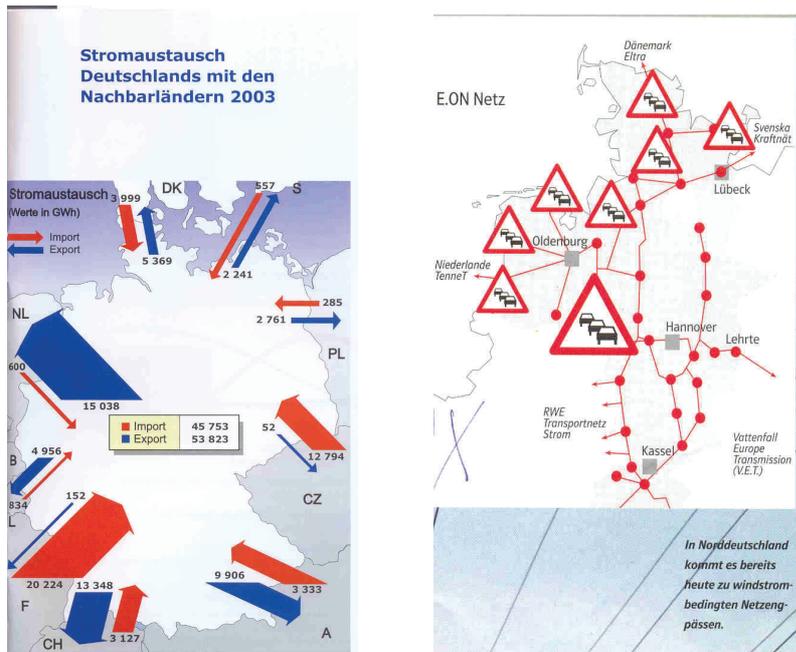
Bild 7.6 Zukünftige Versorgungsstruktur

Für Netze gilt, dass sie ein langlebiges Wirtschaftsgut darstellen. Der Netzausbau sollte sich daher an entsprechenden Planungshorizonten orientieren, um sich frühzeitig auf die sich verändernden Bedingungen einstellen zu können.

Eine verstärkt dezentral ausgerichtete Energieversorgung erfordert eine angepasste Netzstruktur. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass dezentrale Systeme sich zukünftig vermehrt an Systemdienstleistungen beteiligen sollen. Dies bedeutet, dass schon heute Konzepte zu entwickeln sind, wie die dezentrale Versorgung optimal in die Netzstruktur integriert werden kann (s. hierzu Kapitel 5 und 6) [5.2].

7.6 Konsequenzen eines liberalisierten Strommarktes

Die heutigen Übertragungsnetze wurden für eine verbrauchsorientierte Stromerzeugung konzipiert. D.h. die Kraftwerke wurden möglichst in der Nähe der Lastzentren errichtet mit ausgeglichenen Lastflüssen. Die Strommarkt-Liberalisierung hat zu gravierenden Änderungen geführt. Inzwischen treten regelmäßig weiträumige Transporte großer Leistungen auf. Den Lastflüssen von Norden nach Süden, bedingt durch Windenergieeinspeisung, überlagern sich durch den Stromhandel Lastflüsse von Ost nach West oder umgekehrt. Die betrieblichen Reserven im Netz werden dadurch bereits heute vollständig in Anspruch genommen, zu Lasten der Sicherheit des Verbundsystems (Bild 7.7). Neben einer Gefährdung der Stabilität nehmen die Übertragungsentfernung und die Netzverluste zu.

Bild 7.7 Stromaustausch und Leitungsengpässe¹³

Diesen Zwängen müssen sich auch DEA stellen (s. Kap. 6). Eine übergeordnete Netzplanung sowie der Netzausbau muss sich deshalb an den verschiedenen zukünftigen Erzeugungsszenarien, auch unter Berücksichtigung der durch Handel oder extreme Klimabedingungen vorgegebenen Randbedingungen, orientieren [7.2].

7.7 Optimierung des Gesamtsystems

7.7.1 Optimierungskriterien

Zur Optimierung des Gesamtsystems werden Kriterien als Zielgrößen benötigt. Hierfür gibt es mehrere Optionen, die in der Regel zu widersprüchlichen Ergebnissen führen:

- Die **betriebswirtschaftliche Optimierung** erfolgt unter Ausnutzung der gesetzlich vorgegebenen Spielräume (Tarifsysteme, Einspeisevergütung, Steuerbefreiung bzw. -ermäßigung, Abschreibungsmöglichkeiten, Subventionen, Kreditkonditionen, Konzessionsabgaben, Netznutzungsentgelte, Stromhandel, Zertifikatehandel,...).
Neue innovative Netzdienstleistungen können zu zusätzlichen Erträgen führen, die die Wirtschaftlichkeit einer DEA begünstigen. Hierzu zählen die Bereitstellung von Reserveenergie sowie Serviceleistungen, die für die Netzbetreiber von Interesse sind. Unterschiedliche Betreibermodelle und Eigentumsverhältnisse führen dabei zu unterschiedlichen Ergebnissen.
- Zur **Optimierung nach ökologischen Gesichtspunkten** zählen Emissionen, Landschaftsverbrauch u.a.. Schwierig ist hierbei die Gewichtung der unterschiedlichen Parameter.
- Die **Optimierung nach energetischen Gesichtspunkten** erfolgt unter Berücksichtigung des Wärme-/Kältebedarfs bei gleichzeitiger Minimierung des Bedarfs an nicht nachwachsenden Primärenergieträgern. Dabei sind auch die

¹³ Quelle: VDEW

Verluste bei der Energieübertragung und -verteilung sowie bei der Energieumwandlung und -speicherung zu berücksichtigen.

- Zur **Optimierung nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten** zählen eine kostengünstige Energieversorgung, hohe Zuverlässigkeit, Umweltfreundlichkeit, Ressourcenschonung, Energiemix, Reduzierung der Importabhängigkeit usw.)

Diese vielfältigen und sich häufig widersprechenden Möglichkeiten für eine zukünftige Erzeugungsstruktur sprechen dafür, dass es kein Optimum geben kann, das allen Anforderungen gerecht wird. Vielmehr werden Interessenskonflikte offenbar, deren Lösung dringend geboten ist, um auch in Zukunft eine zuverlässige, kostengünstige und ökologisch verträgliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Welchen Einfluss muss, kann oder darf die Politik nehmen? Ist z.B. die Ausweisung eines Neubaugebiets mit ausschließlicher Fernwärmeversorgung denkbar? Müssen Dachflächen zukünftig generell nach Süden ausgerichtet sein, um die Nutzung der Solarenergie zu ermöglichen? Diese und viele weitere Fragen werden in diesem Zusammenhang in Zukunft noch zu klären sein.

7.7.2 Optimierungsebene (Systemgrenzen)

Häufig wird im Rahmen von Systemstudien entweder nur die Stromversorgung oder nur die Wärmeversorgung betrachtet. Im Rahmen dieser Studie wird versucht, einen ganzheitlichen Ansatz zu finden, der dem Bedarf von Wärme und Strom gleichermaßen Rechnung trägt.

Bei der Aufgabe einer Systemoptimierung stellt sich die Frage nach den Systemgrenzen, innerhalb derer eine Optimierung vorgenommen werden soll: ist dies ein Einfamilienhaus, ein Wohnblock oder eine Siedlung, ein Gewerbegebiet oder ein Industriebetrieb, eine bestimmte Kundengruppe, eine ganze Stadt oder soll die Optimierung großflächig für ein Land oder gar europaweit erfolgen?

Es ist einleuchtend, dass sich aus einer autarken Strom- und Wärmeversorgung z.B. eines Einfamilienhauses oder eines Gewerbebetriebes nur in seltenen Fällen allgemein gültige Aussagen ableiten lassen. Je weiter die Systemgrenzen gewählt werden, umso gleichmäßiger wird der Lastverlauf. Die Summe der insgesamt vorzuhaltenden Erzeugungskapazität nimmt in gleichem Maße ab und die Anforderungen an die Dynamik und den Bedarf an Regelenergie werden geringer. Allerdings steigen die Anforderungen an das Netz, das die Übertragungsaufgaben beherrschen muss.

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass eine Energieversorgung in Deutschland nur in seltenen Fällen auf der „grünen Wiese“ errichtet wird. In der Regel sind daher der Gebäudebestand (EFH, MFH, Bürogebäude, Gewerbe- oder Industriebetriebe, Schulen oder Krankenhäuser, Alt- oder Neubau, ...) und die vorhandene Infrastruktur (z.B. zentrale oder dezentrale Versorgung mit Warmwasser) bei neuen Versorgungskonzepten zu berücksichtigen. Dabei spielen die Kundenstruktur und deren unterschiedlicher Bedarf an Strom und Wärme eine wesentliche Rolle. Im Rahmen der unter 10. ausgeführten Szenarien wird dies detaillierter betrachtet.

Quellenangaben

[7.1] TransmissionCode 2003, August 2003

- [7.2] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 02/2005

Literaturhinweise

- L7.1 Bundesnetzagentur BK6-06-012-1-4
- L7.2 V. Quaschnig: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 Nr. 431, VDI Verlag Düsseldorf 2000, <http://www.volker-quaschnig.de/publis/klima2000/index.html>
- L7.3 W. Möhring-Hülser, R. Pilhar: Lastvariabler Echtzeittarif im Feldversuch; Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, Kiel, 10/1997, <http://e2i.tugraz.at/poster97/poster/enw/1/welcome.htm>
- L7.4 I. Stadler: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Habilitation Universität Kassel, 10/2005
- L7.5 M. Klobasa, T. Erge, A.S. Bukvic-Schäfer, M. Hollmann: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven), Tagungsband 11. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2006
- L7.6 J. Schmid, M. Sánchez-Jiminez, J. Chadijvassiliadis: Integration of Renewable Energies and Distributed Generators into Electricity Grids, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka/Japan, 2003
- L7.7 A. Bertani, C. Bossi, B. Delfino, N. Lewald, S. Massucco, E. Metten, T. Meyer, F. Silvestro, I. Wasiak, 2003, "Electrical Energy Distribution Networks: Actual Situation and Perspectives for Distributed Generation", 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Barcelona, Spain
- L7.8 T. Erge, A. Kröger-Vodde, H. Laukamp, H.-G. Puls, M. Thoma, C. Wittwer: Optimierung des Einsatzes von PV Anlagen in dezentral organisierten Stromnetzen durch intelligentes Betriebsmanagement, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 2005
- L7.9 C. Bendel, D. Nestle, S. Malcher: Dezentrale Energieeinspeisung ins Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, 20. Symposium Photovoltaik, Staffelstein 2005

8 Möglichkeiten der Umsetzung

Die Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte ist prinzipiell keinen Einschränkungen unterworfen. Entsprechende Projekte lassen sich durch Privatpersonen, Betriebe, Energie- und Contracting-Gesellschaften, aber auch durch die etablierten Energieversorger realisieren.

Gleiches gilt auch für die Form der Finanzierung. Als Besonderheit ist die Finanzierung über Fondsgesellschaften zu nennen. Diese Finanzierungsform bietet die Chance, durch Bündelung mehrerer Investoren größere Projekte zu realisieren, die sich durch Einzelpersonen oder kleinere Gesellschaft nicht umsetzen ließen. Als beispielhaft ist in diesem Zusammenhang die Finanzierung von Windenergieprojekten in Deutschland zu nennen.

8.1 Engagement von Privatpersonen

Grundsätzlich bestehen für die Umsetzung dezentraler Projekte durch Privatpersonen keine Restriktionen. Dies gilt für Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien genauso wie für komplexere KWK-Systeme.

- In der Praxis wird sich das Engagement von Privatpersonen – ausgenommen größere Einzelprojekte wie Bauernhöfe - auf Anlagen zur Nutzung regenerativer und evtl. neuer einfacher, preisgünstiger KWK-Systeme beschränken. Entscheidend hierfür sind folgende Aspekte:
- Alle Systeme, die auf der Umwandlung von chemischer in elektrische Energie basieren, stellen technisch anspruchsvolle Systeme dar, bei gleichzeitig in der Regel hohem Investitionsbedarf. Der Betrieb erfordert darüber hinaus qualifiziertes Personal.
- Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Systemen resultiert aus der Höhe der nutzbaren elektrischen Erzeugung. Diese ist in der Regel nur dann gewährleistet, wenn eine Korrelation von elektrischem und thermischem Bedarf gegeben ist. Nur dann lässt sich die erzeugte Energie weitgehend im Haus verbrauchen und ein bestehender Strombezug substituieren. Dies ist in der Regel nur bei Mehrfamilienhäusern gegeben, nicht jedoch bei Einfamilienhäusern.
- Praktisch kommt es bei stromgeführtem Betrieb zu einem Wärmeüberschuss. Ein Teil der gleichzeitig erzeugten thermischen Energie muss deshalb über Rückkühler zurückgekühlt werden. Umgekehrt kann bei wärmegeführtem Betrieb nur ein geringer Teil der erzeugten elektrischen Energie selbst verbraucht werden. Ein größerer Teil des erzeugten Stroms ist ins öffentliche Netz einzuspeisen, bei in der Regel nicht ausreichender Vergütung, trotz Förderung nach dem KWK-Gesetz (bei kleinen Systemen bis zu (5,11 ct/kWh). Beide Effekte beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit.
- Demgegenüber werden Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien über das Energieeinspeisegesetz gefördert. Wegen der hieraus resultierenden hohen Vergütungssätze in Verbindung mit einer im Volumen unbegrenzten Erzeugung ist für den Investor ein lukratives Investment gegeben. In der Regel ist damit über die Lebensdauer der Anlage ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt.

- Insbesondere Anlagen zur solaren Nutzung lassen sich einfach gestalten (z.B. PV-Anlagen). Sie benötigen wenig Wartung und kommen damit den Anforderungen fachkundiger Laieninvestoren entgegen.

Aus den beschriebenen Effekten lässt sich schließen, dass das Engagement von Privatpersonen auf den Einsatz von PV-Anlagen und Windanlagen konzentrieren wird. Ausnahmen könnten sehr einfach gestaltete KWK-Systeme sein (z.B. im Abgasstrom der Kesselanlage mitlaufende Anlagen), so dass eine bedarfsorientierte Regelung weitgehend entfallen kann. Denkbar sind zukünftig aber auch Biomassensysteme in Verbindung mit einfachen motorischen Energiewandlern.

8.2 Umsetzung durch Unternehmen

Die Umsetzung dezentraler Versorgungsprojekte durch Unternehmen orientiert sich an den betrieblichen Notwendigkeiten. Abhängig von dem vor Ort bestehenden Strom- und Wärmebedarf erfolgt die Auslegung der Anlage entweder mit einer hohen oder kleinen Stromkennziffer (Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung).

Die Wirtschaftlichkeit der Systeme leitet sich über Einsparungen beim Strombezug her. Einspeisevergütungen durch den Netzbetreiber spielen demgegenüber nur eine untergeordnete Rolle.

Für die Umsetzung entsprechender Vorhaben können die Betriebe selbst aktiv werden. Wegen der erforderlichen langfristigen Abschreibungszeiten für energiewirtschaftliche Anlagengüter - die betrieblichen Abschreibungszeiten liegen in der Regel in der Größenordnung von 4 Jahren - verzichten die Unternehmen jedoch häufig auf ein eigenes Engagement. Entweder beziehen die Unternehmen den Strom aus dem öffentlichen Netz oder sie schließen mit Gesellschaften einen Energieservicevertrag ab, d.h. es liegt eine Art Contracting-Beziehung vor.

8.3 Umsetzung durch Betreibergesellschaften (Contracting)

Bei der Versorgung von Mehrfamilienhäusern, Siedlungen aber auch Gewerbegebieten können die Eigentümer - Wohnungsbaugesellschaften oder Unternehmen - prinzipiell selbst aktiv werden. Aus finanziellen Gründen, aber auch aus rein pragmatischen Gründen (sie kümmern sich bevorzugt um ihre ureigenste Aufgabe des Vermietens oder Ausüben des Gewerbes), werden sie diese Aufgabe gerne einer Energieservicegesellschaft, z. B. einem Contractor) überlassen.

Der Contractor investiert, realisiert und betreibt die Anlagen. Ziel ist eine Betriebsführung, bei dem der Strombedarf der versorgten Bereiche möglichst weitgehend über die Eigenerzeugung gedeckt wird. Der Contractor schließt zu diesem Zweck mit den angeschlossenen Einrichtungen einen Versorgungsvertrag, der die komplette Lieferung von Strom und Wärme vorsieht. Die versorgten Bereiche bezahlen für die gelieferte Energie, ohne selbst im Bereich der Versorgung aktiv zu werden.

Die Verteilung der erzeugten elektrischen Energie erfolgt über ein betriebs- oder kundeneigenes Stromverteilungssystem oder das öffentliche Stromnetz. Ein privater Betreiber ist - soweit erforderlich - für die Ertüchtigung oder Erweiterung seines Netzes verantwortlich. Die entsprechenden Investitionen sind von ihm zu tätigen und über den Energiepreis an die versorgten Einrichtungen weiterzureichen. Im Fall der Nutzung des öffentlichen Netzes ist der Contractor zur Zahlung einer Netznutzungs-

gebühr verpflichtet. Sie beeinträchtigt in der Regel die Wirtschaftlichkeit erheblich und ist nur als zweitbeste Option zu betrachten.

Die Versorgung über einen Contractor bietet die Chance, die Versorgungsaufgabe zu optimieren. Durch Bündelung des Bedarfs kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Stromnachfrage und als Folge des Gleichzeitigkeitseffektes zu einem geringeren spezifischen Bedarf der Einzelkunden. Statt je Haushalt einen Leistungsbedarf von mehr als 10 kW zu berücksichtigen, ist im Mittel von einem Bedarf von nur ca. 1 kW auszugehen.

Durch Kombination mit Gewerbebetrieben lässt sich dieser Effekt noch weiter steigern, da sich die Bedarfstrukturen von Wohnsiedlungen und Gewerbebetrieben zum Teil positiv ergänzen. Die Stromnachfrage der Betriebe am Tage und z.T. während der Nacht kann zur Kompensation der fehlenden Nachfrage bei den Wohnungssiedlungen während dieser Zeiten genutzt werden.

Darüber hinaus bietet die Versorgung durch den Contractor die Chance, Überschussstrom zu vermarkten. Der Contractor kann diesen Strom über das öffentliche Netz anderen Parteien zugänglich machen. Selbstverständlich muss er hierfür ein Netznutzungsentgelt entrichten. Da ihm aber diese Vorgehensweise erlaubt, seine bestehenden Einrichtungen besser auszulasten, könnte sich dies in der Wirtschaftlichkeit positiv auswirken.

8.4 Versorgung durch Energieversorger

Selbstverständlich lassen sich alle hier beschriebenen Versorgungsaufgaben auch durch Dritte, wie Kraftwerksbetreiber oder Vertriebsgesellschaften ausführen. Im Vergleich zu den beschriebenen Modellen werden die Energieversorger aber ein größeres Interesse daran haben, ihre bestehenden Versorgungseinrichtungen, sowohl im Netz- als auch Erzeugungsbereich, effizienter auszulasten. Die Energieversorger werden deshalb im Vergleich zu neu investierenden Contracting-Unternehmen ein geringeres Interesse an dem Aufbau dezentraler Strukturen mit einem hohen Anteil Eigenerzeugung haben.

9 Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme

Von einer neuen Technologie wird erwartet, dass sie wirtschaftliche Vorteile bietet. Hierbei beschränkt sich die Beurteilung häufig auf eine singuläre Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einzelner dezentraler Energiesysteme, ohne den Gesamtzusammenhang zu berücksichtigen.

Der einfache Vergleich dezentraler Systeme mit der bestehenden Struktur greift wegen der vielfältigen Wechselwirkungen zu kurz, er wird den neuen Versorgungsoptionen nicht gerecht. Vielmehr ist ein Gesamtsystem zu bewerten, das eine optimierte Energieversorgung ermöglicht und dabei den Möglichkeiten und Gegebenheiten sowohl der dezentralen Systeme als auch der zentralen Systeme (incl. Windparks on- und offshore) Rechnung trägt. Neben einer betriebswirtschaftlichen Optimierung dürfen hierbei volkswirtschaftliche Konsequenzen nicht außer Acht gelassen werden.

Bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung ist zwischen den verschiedenen Gruppeninteressen zu unterscheiden. Bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung ist zu bewerten, inwieweit das betrachtete System den Ansprüchen an Ökologie, Nachhaltigkeit, Versorgungszuverlässigkeit, Arbeitsplätze und weitgehende Unabhängigkeit von Energieimporten gerecht wird. Weiterhin ist der Effekt von Anreizsystemen (Investitionszulagen, Einspeisevergütungen, Steuervorteilen, Abschreibungsmöglichkeiten, Emissionszertifikaten, ...) zu berücksichtigen. Dabei ist auch zu untersuchen, unter welchen Randbedingungen auf die Förderung der betrachteten Technologien verzichtet werden kann.

Die folgenden Ausführungen beschreiben die wesentlichen Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme. Sie beginnen mit der Interessenlage der Marktakteure, erläutern die vom Staat vorgegebenen Rahmenbedingungen, beschreiben die wichtigsten betriebswirtschaftlichen Größen und gültigen Tarifmodelle und schließen mit den Wechselwirkungen auf dem Energiemarkt.

9.1 Interessenlage der Akteure

Die Interessenlage der am Markt tätigen Akteure ist zu unterscheiden nach

- Anlagenhersteller,
- Anlagenbesitzer und -betreiber,
- Kapitalgeber,
- Contractor,
- Netzbetreiber,
- Energiehändler,
- Bilanzkreisverantwortlicher
- Kunden für Strom und Wärme (Verbraucher)

Für den **Anlagenhersteller** beschränkt sich der Beitrag auf die Lieferung der Anlage. Sein Ziel ist es, möglichst viele Anlagen mit einem hohen Ertrag zu verkaufen.

Der **Anlagenbesitzer** und -betreiber erwartet, dass sich durch den Betrieb der Anlage Gewinne in angemessener Höhe erwirtschaften lassen. Bei Eigennutzung soll

der Betrieb der Anlage zu einer Senkung seiner Energiekosten führen. Die Erzielung zusätzlicher Einnahmen durch Einspeisung elektrischer Energie nach dem KWK- oder Energieeinspeisegesetz (EEG) sind hierbei genauso von Interesse wie die Finanzierung über kostengünstige Kredite. Ein Schwerpunkt seines Interesses liegt bei Eigennutzung aber auch in der Verbesserung seiner Versorgungssicherheit.

Der **Kapitalgeber**, i.d.R. Banken, ist an kapitalkräftigen Kunden interessiert. Für kleinere Anlagenbetreiber mit unsicherer Erlösprognose genauso wie für Betreiber von bsw. Windenergieanlagen, bei denen der langfristige Windenergieertrag mit Unsicherheiten behaftet ist, ist dies nicht immer gegeben. Hieraus resultieren Schwierigkeiten bei der Kreditbeschaffung.

Der **Contractor** agiert als Investor und Betreiber. Indem er Strom und Wärme an seine Kunden verkauft, erzielt er Erlöse zur Finanzierung seiner Aufwendungen.

Der **Netzbetreiber** ist für den Netzanschluss der dezentralen Erzeugungsanlage verantwortlich, ohne derzeit selbst größere Zugriffsmöglichkeiten auf die Anlagen zu haben. Mittel- bis langfristig sollte sich dies ändern. DEA werden einen Mehrwert in Form von Spannungsqualität, Netzentlastung, Systemdienstleistungen etc. für den Netzbetrieb erbringen müssen. Weiterhin besteht die Option, durch eine sinnvolle Dimensionierung und Platzierung der DEA das Netz zu entlasten und Verluste zu reduzieren.

Der **Energiehändler** sieht in DEA derzeit eine Belastung, da der Betrieb der DEA im Vergleich zur zentralen Versorgung zu erhöhten Transaktionskosten führt. Begründet liegt dies in der Vielzahl von Kundenkontrakten und in dem Bedarf an kommunikativen Einrichtungen.

Mittel- bis langfristig wird sich dies im Rahmen von Kundenbündelung und Bildung virtueller Kraftwerke ändern. Denkbar wäre dann, dass DEA nicht nur Strom anbieten, sondern auch qualitativ hochwertige Produkte wie z.B. Regelenergie oder grünen Strom. Als Folge könnten sich neue Geschäftsmodelle entwickeln, z. B. des Aggregators.

Der **Bilanzkreisverantwortliche** ist an der Optimierung seines Strombezuges interessiert. Mittels dezentraler Erzeuger hat er die Möglichkeit, seine Bezugskosten zu senken und den Aufwand für Regelenergie aufgrund von Fahrplanabweichungen zu mindern.

Der **Kunde** ist der Hebel zur Erzielung von Erlösen. Widersprüchliche Interessen kennzeichnen jedoch sein Verhalten. Er erwartet, dass der Betrieb der DEA zu einer Senkung seiner Energiekosten führt. Gleichzeitig fordert er, dass sich an der gewohnten Energiequalität und Versorgungssicherheit nichts zu seinem Nachteil ändert.

9.2 Rahmenbedingungen

Charakteristisch für die derzeitige Marktsituation bei DEA ist die Tatsache, dass insbesondere neue, innovative DEA-Technologien deutlich höhere Stromgestehungskosten aufweisen als konventionelle Systeme. Der Gesetzgeber fördert deshalb diese Technologien über Steuervergünstigungen oder finanzielle Anreizprogramme. Hierzu zählen Regelungen zur Stromsteuer, das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG).

9.2.1 Stromsteuer

Die Stromsteuer orientiert sich an dem Stromsteuergesetz (StromStG) aus dem Jahre 1999. Nach mehrfachen Gesetzesanpassungen gilt heute ein Steuersatz von 20,50 Euro je bezogene Megawattstunde (s. Anlage 9).

Steuerermäßigungen oder -befreiungen sind nur im Rahmen einer förmlichen Erlaubnis durch das Hauptzollamt möglich. Sie werden u. a. gewährt, wenn der Strom aus erneuerbaren Energieträgern stammt und in Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 2 Megawatt erzeugt wird.

9.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung, und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 19. März 2002 zielt auf eine Minderung des Kohlendioxid-Ausstoßes bis zum Jahr 2010 um 23 Millionen Tonnen mit Hilfe der KWK. Das Gesetz verpflichtet deshalb den Netzbetreiber, entsprechende KWK-Anlagen an das Netz anzuschließen und den erzeugten KWK-Strom abzunehmen und zu vergüten. Der Preis setzt sich hierbei zusammen aus einem zwischen dem Anlagen- und dem Netzbetreiber vereinbarten Preis für die Stromlieferung und einem anlagenabhängigen Zuschlag. Alternativ ist der übliche Preis (durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EEX) zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte anzusetzen (Anlage 9) [9.1].

9.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mit dem Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom März 2000 und seiner Novellierung im Jahr 2004 soll die Entwicklung Erneuerbarer Energien gefördert werden. Bis zum Jahr 2010 soll der aus Erneuerbaren Energien gewonnene Strom mindestens 12,5 %, im Jahr 2020 mindestens 20 % der Stromversorgung betragen.

Das Gesetz verpflichtet die Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EEG-Strom) an das Netz anzuschließen und den Strom zu festgelegten Sätzen zu vergüten. Die Vergütung unterscheidet sich nach Art des Energieträgers (Winde, Sonne und Biomasse) und der Größe der Anlagenleistung. (Anlage 9) [9.2].

9.2.4 CO₂-Zertifikate

Der CO₂-Handel wurde in Deutschland im Jahr 2005 eingeführt. Für jede emittierte Tonne CO₂ müssen heute Betreiber von Energieerzeugungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung > 20 MW und bestimmte industrielle Emittenten Zertifikate besitzen, die entweder aus der Zuteilung stammen oder die sie an der Börse erworben haben.

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen mit einer Leistung < 20 MW sind von dieser Verpflichtung entbunden. Dennoch können sie von indirekten Wirkungen profitieren. Die Kosten für die CO₂-Zertifikate werden bei der Strompreisbildung eines Kraftwerks berücksichtigt. Als Folge steigen die Stromkosten konventioneller Großkraftwerke, dezentrale Energieerzeugungsanlagen werden hierdurch zunehmend konkurrenzfähiger.

9.2.5 Regulator

Der Regulator soll die Angemessenheit der Netzegebühren kontrollieren. Hierzu prüft er die anlegbaren Kosten und die daraus resultierende Gebührenhöhe.

Das derzeitige Prüfverfahren berücksichtigt nur den Ist-Zustand, ohne die Effizienz der Netzsysteme zu vergleichen. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig zusammen mit der Netzkostenprüfung auch die Effizienz des Systems im Rahmen eines Benchmarks nachzuweisen ist. Unterschiedlich hohe Gebühren werden die Folge sein: Je geringer die Effizienz des Netzes, desto geringer die anrechenbaren Netzkosten.

Dezentrale Systeme könnten in diesem Zusammenhang eine wichtige Bedeutung erlangen. Indem ihr Einsatz zu einer Netzentlastung beiträgt, beeinflussen sie die Höhe der Netzkosten. Für Netzbetreiber wird damit die dezentrale Versorgung zu einem Bestandteil der Netzoptimierung. Dabei werden allerdings derzeit nur die reduzierten Netzverluste einen positiven Effekt auf die Netznutzungsentgelte haben (s. 9.3.2.1).

9.3 Betriebswirtschaftliche Größen

Die Höhe der Strom- und Wärmegestehungskosten dezentraler Systeme ist abhängig von

- der Investition,
- den Betriebs- und Wartungskosten,
- dem Personalbedarf
- der Ausnutzungsdauer,
- den Energiekosten,
- den Kosten für Zählung und Verrechnung
- den Netzkosten sowie
- den erzielbaren Erlösen.

Ergänzend können zukünftig weitere Einflussgrößen Berücksichtigung finden. Hierzu zählen u. a. Ersparnisse beim Netzausbau und Zusatzerlöse aus dem Verkauf von Regel- und Reserveleistung.

9.3.1 Investition

9.3.1.1 Investitionsbedarf für die Anlage

Die Investitionen in dezentrale Anlagen werden von den Eigentümern getragen. Auch wenn im Vergleich zu Großkraftwerken von spezifisch höheren Investitionen auszugehen ist, sind die für den Einzelnen zu finanzierenden Aufwendungen deutlich geringer. Begründet liegt dies in den deutlich kleineren installierten Leistungen bei gleichzeitig wesentlich kürzeren Realisierungszeiten. Als vorteilhaft erweist sich der bei vielen Anlagen meist nur geringe Genehmigungsaufwand.

Die Investitionshöhe wird beeinflusst von der Technologie und gewählten Leistungsgröße. Grundsätzlich gilt hierbei, dass mit zunehmender Leistung von sinkenden spezifischen Investitionen auszugehen ist. Allgemeine Anhaltswerte liefert die in Bild 3.9 dargestellte Tabelle.

Bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist von Systemkosten auszugehen. Neben den Aufwendungen für das Stromerzeugungsaggregat sind auch die Kosten für Anbindung und Integration zu berücksichtigen. Hierzu zählen:

- Fundamentierung und Gebäude,
- Abgasführung,
- Strom- und Wärmeanbindung,
- Brennstoffversorgung,
- Schallschutz sowie
- Planungs- und Genehmigungskosten.

Generell gilt, dass die hieraus resultierenden Mehrkosten mit mind. 30 % der Investitionen der Stromerzeugungsanlage zu veranschlagen sind.

Ergänzend zu diesen anlagenbezogenen Kosten sind Aufwendungen für Management-, Informations-, und Kommunikationssysteme zu berücksichtigen (s. Kap. 5. IT- und TK-Technologien), die je nach lokalen Gegebenheiten (Durchdringung mit DEA, Struktur des Netzes und der Verbraucher, Spannungsebene, ...) erforderlich werden. Sie bieten die technischen Voraussetzungen, dezentrale Systeme quasi zentral zu regeln und zu überwachen, z.B. entsprechend der Netzbedürfnisse zu beeinflussen. Dies impliziert gleichzeitig, dass mehrere dezentrale Systeme zusammen einen Bilanzkreis bilden können. Sie sind damit vergleichbar mit zentralen Systemen (s. hierzu Kap. 4 und 7. Virtuelle Kraftwerke).

9.3.1.2 Investitionsbedarf im Netz

Die Netzstruktur in Deutschland ist geprägt durch eine Top-Down-Struktur. Das heißt, die elektrische Energie wird aus zentralen Großkraftwerken über die Höchst-, Hoch, Mittel- und Niederspannungsnetzen hin zum Verbraucher transportiert. Typisch hierfür ist eine unidirektionale Energieflussrichtung.

Bei einer moderaten Durchdringung der Netze mit dezentralen Erzeugungssystemen ist zunächst eine Senkung der Netzverluste zu beobachten. Bei hohen Durchdringungsgraden kann es in den Verteilungsnetzen jedoch zu einer Umkehr der Lastflussrichtung kommen. Die Netzverluste können dann wieder ansteigen.

Mit dem Einsatz dezentraler Erzeuger verbindet sich die Erwartung, Investitionen beim geplanten Netzausbau einsparen zu können. Dies setzt allerdings voraus, dass die dezentralen Erzeuger bei entsprechendem Bedarf auch für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Ein schwächer dimensioniertes Netz könnte in diesem Fall die Redundanzfunktion nicht mehr in vollem Umfang übernehmen. Weiterhin ist erforderlich, dass sich die Erzeugungseinheiten entsprechend flexibel einsetzen lassen und adäquate Kommunikationssysteme zur Verfügung stehen (s. Kap. 6).

Im Widerspruch hierzu stehen Anforderungen, wie sie z. B. aus der Nutzung regenerativer Energien resultieren. Gerade bei der Nutzung dieser nachhaltigen Energieträger ist man auf Reservelieferungen aus anderen Quellen angewiesen. Dies setzt eine adäquate Netzausgestaltung voraus.

Den Einsparungen durch geringeren Netzausbau und vermiedenen Netzverlusten stehen Zusatzinvestitionen für neue Schutzsysteme gegenüber. Des Weiteren ist mit Zusatzinvestitionen für die Spannungsregelung sowie für Informations- und Kommunikationstechnik zu rechnen. (s. Kapitel 5 und 6). In Summe sind die Einsparun-

gen gegen die zusätzlichen Aufwendungen aufzurechnen. Volkswirtschaftlich sind auch die externen Kosten wie z.B. Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.

9.3.2 Betriebskosten

Zu den Betriebskosten zählen alle Aufwendungen, die nicht dem Kapitaleinsatz und den Energiekosten zuzurechnen sind. Im Falle dezentraler Erzeugungssysteme gehören hierzu auch Wartungskosten, Aufwendungen für Schmiermittel (insbesondere bei Motorsystemen) sowie Aufwendungen zur Versicherung der Anlage, ggf. auch zur Absicherung von Produktionsausfällen. Als Anhaltswerte können die in Bild 3.9 in Spalte „Sonstige Betriebskosten“ aufgeführten Werte gelten.

9.3.2.1 Personalkosten

Dezentrale Systeme sollten aus Kostengründen möglichst personalfrei laufen (s. Kap. 3). Für die Betreuung empfehlen sich in der Regel Serviceverträge. Sie umfassen die tägliche oder wöchentliche Begehung der Anlage und können im Fall einer Störung auch die Schadensbeseitigung und Wiederinbetriebnahme der Anlage beinhalten. Die im Allgemeinen übliche Fernüberwachung erfolgt ergänzend über eine zentrale Störungswarte, in der auch die Betriebszustände erfasst werden.

9.3.2.2 Einfluss der Ausnutzungsdauer

Die Ausnutzungsdauer, d.h. Vollastbenutzungsstundenzahl, beeinflusst die Höhe des Fixkostenanteils (Kapitalkosten je Kilowattstunde). Sie ist abhängig vom Einsatz der Anlage.

Die Ausnutzungsdauern von DEA, die auf Basis regenerativer Energien arbeiten, werden in hohem Maße vom örtlichen Angebot der verschiedenen Energieformen beeinflusst. Man rechnet bei Windenergieanlagen mit Werten zwischen 1.500 und 2.500 h/a, bei Solaranlagen zwischen 800 und 1.200 h/a.

Bei KWK-Systemen ist zu unterscheiden zwischen strom- und wärmeorientierter Fahrweise (s. Kap. 7.). Hierbei gelten folgende Abhängigkeiten:

- Bei wärmegeführter Fahrweise erreichen KWK-Anlagen, die nur in der Heizperiode zum Einsatz kommen, ca. 4.500 h/a. Bei modularem Aufbau sind für Einzelaggregate, die in der Grundlast zum Einsatz kommen, aber auch Werte oberhalb von 5.000 h/a möglich. Kommen KWK-Anlagen zusätzlich außerhalb der Heizperiode zur Brauchwasserwärmung zum Einsatz, sind Ausnutzungsdauern für die Gesamtanlage von über 5.000 h denkbar. Für Einzelaggregate ergeben sich Werte von über 6.000 h/a.
- Bei stromgeführter Fahrweise ist die Auslastung des Systems von den Stromlastprofilen der einzelnen Verbrauchergruppen abhängig. Bei Einzelhaushalten ergibt sich beispielsweise ein Lastverhältnis von > 10 . Dies entspricht einem max. Bedarf von mehr als 2 000 Wh bei einer Grundlast von nur 200 Watt. Zur Sicherstellung einer hohen Ausnutzungsdauer empfiehlt sich deshalb bei stromgeführter Fahrweise eine Bündelung der Nachfrage bzw. Minimierung der Anlagenleistung. Die Versorgung einzelner Verbraucher erscheint nur bei besonderen Aufgaben, wie Ausfallreserve etc., sinnvoll.

Durch Bündelung unterschiedlicher Verbrauchergruppen, wie Haushalte, Gewerbebetriebe und Büros lässt sich der Einsatz optimieren. Die Überlagerung der unterschiedlichen Lastprofile ergibt ein resultierendes Profil, das die Basis für eine max. Ausnutzungsdauer darstellt.

9.3.2.3 Einfluss der Betriebsweise

Damit dezentrale Energieerzeugungsanlagen konventionelle Versorgungssysteme ersetzen können, müssten sie sich in die Netzregelung einbinden lassen. Dies setzt Kommunikationseinrichtungen voraus sowie eine entsprechende Dynamik der Anlagen für die Steuer- und Regelbarkeit.

Der stromgeführte Betrieb einer KWK-Anlage bietet hierfür die Voraussetzung. Er erhöht aber den Anlagenverschleiß und beeinträchtigt den elektrischen Wirkungsgrad durch verstärkten Teillastbetrieb. Allerdings ermöglicht diese Betriebsweise auch den Einsatz der Anlage zur unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Für den Kunden resultiert hieraus ein Mehrwert.

Bei der wärmegeführten Fahrweise lässt sich die KWK-Anlage bei richtiger Dimensionierung mit hoher Benutzungsdauer in der Grundlast betreiben, bei gleichzeitig geringem Verschleiß. Eine Regelbarkeit der Anlage ist damit praktisch aber nicht gegeben.

Die zur Spitzenlastabdeckung eingesetzten Wärmeerzeuger bekommen durch den Parallelbetrieb mit einer KWK-Anlage im Vergleich zu einer reinen Heizungsanlage ein verändertes Betriebsverhalten. Dies ist bei den Gestehungskosten für die Wärme zu beachten.

9.3.2.4 Primärenergiekosten

Dezentrale Systeme lassen sich in Bezug auf den Energieeinsatz in zwei Gruppen einteilen: Systeme, bei denen erneuerbare Energien zum Einsatz kommen, und Systeme, die fossile Energien nutzen. Zu der zweiten Gruppe zählen aber auch erneuerbare Energien, die vor einer Verwertung einem Aufbereitungsprozess zu unterziehen sind (z. B. Biogasproduktion).

Die erste Gruppe nutzt das natürliche Energieaufkommen wie z.B. Sonne und Wind. Primärenergiekosten fallen nicht an, die Erzeugung ist aber von dem fluktuierenden natürlichen Angebot abhängig. Mit der Weiterentwicklung von Prognoseprogrammen sollte es zukünftig möglich sein, diese Erzeugungsform planerisch zu erfassen. Unabhängig hiervon hat der Gesetzgeber geregelt, dass die so bereitgestellte Energie jederzeit durch den Netzbetreiber abzunehmen ist (s. Abschnitt 9.2.3).

Bei der zweiten Gruppe beeinflussen die Brennstoffkosten maßgeblich die Höhe der Strom- und Wärmegestehungskosten. Hierbei ist die Höhe der Energiekosten vorrangig von der Entwicklung der Erdgaspreise abhängig. Bei steigenden Erdgaspreisen und konstant bleibendem Strompreis ist von einer Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit auszugehen.

Der negative Einfluss steigender Gaspreise wird teilweise durch Erträge auf der Erlösseite kompensiert. Da sich die Wärmeerlöse an der Entwicklung des Erdgaspreises orientieren, führen steigende Erdgaspreise zu entsprechend steigenden Wärmeerlösen.

Preisstabiler verhalten sich Erzeugungssysteme, bei denen nachwachsende (erneuerbare) Rohstoffe zum Einsatz kommen. Sie bieten im Unterschied zu dargebotsabhängigen Systemen (Wind, Sonne und Wasser) den Vorteil einer Versorgungszuverlässigkeit. Nachteilig ist das derzeit noch hohe Preisniveau für aufbereitete Naturprodukte. Langfristig sollte sich dieser Nachteil relativieren, da im Vergleich zu fossilen Energien von geringeren Preissteigerungen auszugehen ist.

9.3.2.5 Kosten für Zählung und Verrechnung

Im Tarifikunden-Bereich (Privatkunden) werden zur Erfassung heute noch einfache Zähler eingesetzt, die die bezogene oder gelieferte Energie aufaddieren und üblicherweise einmal im Jahr abgelesen werden. Zur Preisfindung dienen sog. synthetische Lastprofile einzelner Kundengruppen. Entsprechend dem tages- und jahreszeitlich schwankenden Marktpreis für die Energie, lässt sich dadurch der jeweiligen Kundengruppe ein mittlerer Preis (Tarif) zuordnen. Diese Vorgehensweise ist abrechnungstechnisch einfach, bietet dem jeweiligen Kunden aber keinerlei Anreiz, seinen Bedarf in nachfrageschwächere Zeiten zu verlagern.

Für gewisse Kundengruppen bietet sich die Wahl eines Doppeltarifzählers, womit zwischen Hochtarifzeiten (HT) und Niedertarifzeiten (NT) unterschieden werden kann. Nutzt ein Kunde zusätzlich Sondertarife z.B. für den Betrieb einer Wärmepumpe oder Steuerermäßigungen für das in KWK-Anlagen eingesetzte Erdgas, sind diese Energiemengen separat zu erfassen.

Im gewerblichen Bereich (Sondervertragskunden) kommen bei der Strom- und Gasversorgung zunehmend sog. Lastgangzähler zum Einsatz. Die Abrechnung erfolgt getrennt nach Wirk- und Blindleistung. Für die Erfassung wird z.B. beim Strom für jede Viertelstunde (derzeit die kleinste Abrechnungseinheit) die jeweils bezogene Energie registriert und in der Regel monatlich via Modem an den Lieferanten weitergeleitet. Vorrangig wird dies heute zur Leistungserfassung genutzt, da diese sog. Viertelstundenmaxima bei den Sondervertragskunden die Basis für den Grundpreis bilden.

Auf der Kundenseite ist man heute bereits bestrebt, durch intelligentes Lastmanagement den Strombezug zu vergleichmäßigen. Eine weitergehende Lastverschiebung durch zeitvariable Strompreise (abgesehen von HT und NT) ist aber noch nicht üblich.

Energie, die an Dritte geliefert wird, ist aufgrund gesetzlicher Vorgaben durch den Lieferanten zu erfassen und abzurechnen. Nach dem EEG- bzw. KWK-Gesetz ist der Betreiber der Anlage für die Zählung zuständig, dieser kann die Aufgabe jedoch an Dritte delegieren, z.B. an den zuständigen Netzbetreiber. Die Erfassung des in Netz eingespeisten Stroms erfolgt mittels zusätzlicher Zähler, wobei zukünftig von Lastgangzählern mit geeigneter informationstechnischer Anbindung auszugehen ist.

9.3.2.6 Netzkosten

Dezentrale Systeme werden vorrangig netzparallel betrieben. Bei den Kosten für die Netznutzung ist hierbei nach EEG – und KWK-Anlagen zu unterscheiden:

Nach EEG geförderte Systeme haben ein Recht auf Netzanschluss und können jederzeit die erzeugte Energie ins Netz einspeisen. Die Vergütung des erzeugten Stroms erfolgt über den Netzbetreiber. Netzkosten für den Betreiber fallen nicht an.

KWK-Systeme, die zur Deckung des vor Ort bestehenden Strom- und Wärmebedarfs dienen, unterliegen anderen Rahmenbedingungen. Der Netzanschluss ist zwar gesichert, die Nutzung des Netzes zum Weitertransport elektrischer Energie an Dritte ist aber kostenpflichtig. Es fallen die in den betroffenen Netzgebieten gültigen Durchleitungsgebühren an.

Ergänzend können Kosten aus dem Bezug von Reserveleistung entstehen, da i.d.R. aus Kostengründen darauf verzichtet wird, eigene Reserve vorzuhalten. Auch hier gelten die in dem jeweiligen Versorgungsgebiet gültigen Sätze.

9.3.3 Erlöse

Erlöse resultieren aus dem Verkauf von Strom und Wärme. Sie unterscheiden sich nach Art der Versorgung.

9.3.3.1 Erlöse bei EEG-Anlagen

Bei Wind-, Sonne- und bestimmten Biomasseanlagen erfolgt die Vergütung entsprechend den Regeln des EEG. Es sieht einen zeitunabhängigen festen Vergütungssatz vor und bietet damit keinen Anreiz, durch gezielte Verschiebung der Erzeugung in Zeiträume mit erhöhtem Verbrauch eine gleichmäßige Erzeugung zu ermöglichen (z. B. bei Biomasse möglich). Lediglich zur Vermeidung von Netzüberlastungen ist eine Abregelung von Windenergieanlagen üblich.

9.3.3.2 Erlöse bei KWK-Anlagen

KWK-Anlagen dienen der direkten Versorgung vor Ort. Sie können Strom und Wärme entsprechend dem Bedarf produzieren. Da beide Energieträger als Koppelprodukt produziert werden, ist eine gleichzeitige Verwendung anzustreben. Bei Verzicht auf die Nutzung einer der beiden Energieträger ist von energetischen und wirtschaftlichen Nachteilen auszugehen.

Die Wärmeerlöse hängen wie unter 9.3.5 dargestellt von der Entwicklung der Energiepreise (Erdgaspreis) ab. Als Gutschrift kommen die Energiekosten zum Tragen, die bei einer entsprechenden Wärmeerzeugung über Heizkesselsysteme entstehen würden. Steigende Energiepreise werden damit i.d.R. zu steigenden Wärmeerlösen führen.

Die Stromerlöse sind demgegenüber in hohem Maße von dem Geschäftsmodell abhängig. Folgende Varianten sind denkbar:

- Bei Einsatz des Systems in Einfamilienhäusern oder Genossenschaften dient der Strom vorrangig zur Deckung des Eigenbedarfs. Basis für die Stromerlöse ist der bisher gezahlte Strompreis.
Bei der im Allgemeinen üblichen wärmeorientierten Fahrweise ist von einem erheblichen Überschussstrom auszugehen. Er ist in das öffentliche Netz einzuspeisen. Basis für die Höhe ist der am Markt gültige Preis zuzüglich einer Vergütung für die Entlastung des Netzes. Diese Vergütung orientiert sich an der Entlastung der vorgelagerten Spannungsebenen.
- Ist ein Gebietsversorger verantwortlich für den Betrieb, ist von einer stromorientierten Fahrweise auszugehen. Basis für die Vergütung sind die bisher entstandenen Strom- und Wärmekosten, abzüglich eines Abschlages für das Recht der Versorgung.
Seine Erlöse generiert der Gebietsversorger aus Vorteilen, die ihm aus einem günstigeren Brennstoffeinkauf, einer optimierten Anlagenkonzeption und einem kostengünstigen Service erwachsen.

Ergänzend zu diesen marktwirtschaftlich bedingten Erlösen sind auch bei KWK-Anlagen Einnahmen aus staatlichen Anreizprogrammen (KWKG, EEG u.a.) zu berücksichtigen.

9.3.3.3 Erlöse aus dem Stromhandel

KWK-Strom, der nicht vom Betreiber selbst verbraucht wird, lässt sich zur Netzregelung verwenden. Er ist damit prinzipiell am Strommarkt handelbar. Für KWK-Anlagen könnte sich hieraus ein gewinnbringender Zusatzverdienst entwickeln.

Regelungen des KWK-Gesetzes stehen dem entgegen. Sie sehen eine zeitunabhängige KWK-Zulage für Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kWel vor, was den Anreiz zu einer netzorientierten Fahrweise beeinträchtigt.

Weiterhin erfordert die Teilnahme am Regelenenergiemarkt gegenwärtig noch eine gewisse Mindestgröße. Sie ist nur durch Zusammenschaltung mehrerer Einzelanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zu erreichen. Außerdem fehlt es gegenwärtig gerade für kleine Anlagen an kostengünstigen Systemen, die eine zähler- und abrechnungstechnische Integration in den zeitvariablen Strommarkt ermöglichen.

Als Alternative ist eine spotmarktorientierte Fahrweise denkbar. Dies bedingt aber zusätzliche Kosten für heiztechnische Systeme und Wärmespeicher. Nur so lässt sich eine Entkopplung von Strom- und Wärmebereitstellung ermöglichen.

9.3.3.4 Zukünftige Erlöspotenziale

Mit der Integration dezentraler Systeme in einen Bilanzkreis besteht die Möglichkeit für Zusatzerlöse aus dem Verkauf von Reserve und planbarer Leistung. In Windkraft- oder PV-Anlagen erzeugter Strom kann zwar aufgrund begrenzter Prognostizierbarkeit nur bedingt am Spotmarkt angeboten werden. Es kann aber bei einer Systembetrachtung die Abregelung der fluktuierenden Energieerzeuger wirtschaftlich sein, wenn hierdurch z.B. Netzengpässe vermindert werden. Eine Anpassung der Tarifmodelle in diesem Sinne wäre somit sinnvoll.

Im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen lässt sich Biomasse als Primärrohstoff speichern. Eine Energieproduktion nach Fahrplan ist damit möglich. Bei entsprechender Auslegung der Anlagen ist ein Einsatz der Anlagen entsprechend der Situation auf dem Strommarkt denkbar und auch sinnvoll. Ein Vergütungstarif könnte dann dem in Bild 9.1 beschriebenen Modell entsprechen.

Erlöse heute	Erlöse 2020
EEG-Vergütung	Gesetzliche Vergütung
KWK-Vergütung	
	Spotmarkt
	Regelenergie

Bild 9.1 Erlösstruktur dezentraler Systeme

DEA werden damit zu einem integralen Baustein der öffentlichen Versorgung. Voraussetzung hierfür ist die Installation der Kapitel 5 beschriebenen Management- und Informationssysteme.

9.4 Regelenergie

Wind- und PV-Anlagen lassen derzeit außer einer Abregelung faktisch kein Energiemanagement zu. Für die Vergütung der negativen Regelenergie muss gelten, dass der Erlös über der Einspeisevergütung liegen muss, da sich keine vermiedenen Brennstoffkosten ansetzen lassen. Dies wirft die Frage auf, ob sich ein solches Vorgehen volkswirtschaftlich vertreten lässt.

Die Abregelung der fluktuierenden Energieerzeuger kann bei einer Systembetrachtung wirtschaftlich sein, wenn hierdurch z.B. teure Netzausbauten für die Weiterver-

teilung des erzeugten Stroms vermieden werden. Die während der Dauer der Abregelung für nicht erzeugten Strom entstehenden geldwerten Verluste sind den Kosten für einen vermiedenen Netzausbau gegenüberzustellen. „Angedrosselte“ Windkraft-Anlagen könnten sich ggf. auch am Markt für Regelenergie beteiligen oder Primärregelenergie liefern, sofern sich dies wirtschaftlich darstellen lässt. Somit ist für die Zukunft über neue Vergütungsmodelle nachzudenken, die den Systemgedanken stärker berücksichtigen.

Die Bereitstellung von Regel- oder Ausgleichsenergie aus KWK-Anlagen ist mit der entsprechenden Kommunikationstechnik, denkbar. Die einzelnen ÜNB schreiben hierzu die Regelenergie für verschiedene Zeiträume aus. Dabei können nur solche Akteure ein Angebot auf die Ausschreibungen abgeben, die einen Rahmenvertrag mit einem ÜNB haben. Um gegenüber einem ÜNB als Anbieter von Regelenergie auftreten zu können, sind eine Reihe von Voraussetzungen zu erfüllen. Sie sind im TransmissionCode geregelt [9.3]. U.a muss ein potentieller Anbieter von Regelenergie ein so genanntes Präqualifikationsverfahren bestehen.

Die heutigen Anforderungen des Verfahrens behindern das Zustandekommen eines Vertrages zwischen dem ÜNB und einem einzelnen BHKW-Betreiber, da u.a. ein Regelband von 15 MW und die ständige Erreichbarkeit eines Ansprechpartners gefordert sind. Hierzu müssten mehrere BHKW zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst und deren verfügbare Leistung dem ÜNB gemeinsam angeboten werden [9.4]. Damit kommen derzeit als Betreiber nur lokale EVU oder Drittunternehmen in Frage.

9.5 Derzeitige und zukünftige Tarifmodelle

Der Preis für Energielieferungen (Strom, Gas, Wärme) setzt sich heute aus mindestens zwei Komponenten zusammen: einem energieabhängigen Preis für die gelieferte Energie und die Netznutzung (einschließlich Konzessionsabgaben) sowie einem Grundpreis für die Bereitstellung der notwendigen Erfassungseinrichtung und für die hiermit verbundene Abrechnung. Hinzu kommen die jeweiligen Steuern (Bild 9.2) [9.5].

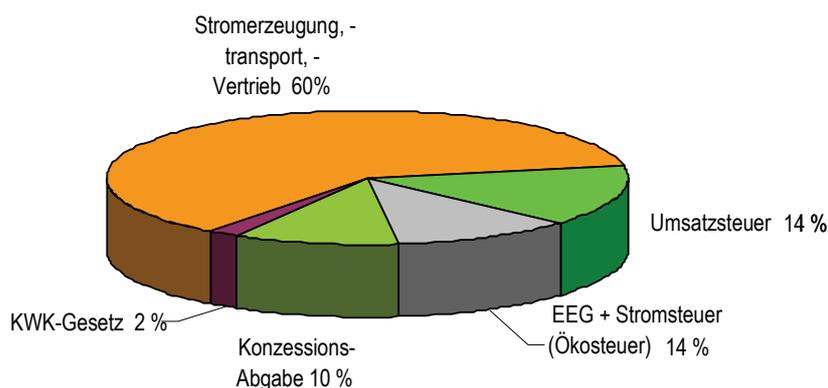


Bild 9.2 Kostenanteile am Strompreis von Endverbrauchern¹⁴

Politische Vorgaben sehen vor, dass durch einen geringen Grundpreis und einen linearen Arbeitspreis ein Beitrag zum Energiesparen geleistet wird. Bei einem typischen Strom-Tarifkunden (EFH) beträgt derzeit der Fixkostenanteil nur noch etwa 10 % seiner jährlichen Stromrechnung. Dadurch herrscht heute eine große Diskre-

¹⁴ Quelle: BMU Februar 2006

panz zwischen dem Kosten- und dem Preisverhältnis dieser Komponenten: Während z.B. ein Stromnetz, abgesehen von den Verlusten, quasi nur energieunabhängige Fixkosten verursacht, muss das Netznutzungsentgelt zum allergrößten Teil über einen energieabhängigen Preis erhoben werden.

Diese politischen Vorgaben bedingen, dass für eigenerzeugten und eigengenutzten Strom keine Netznutzungsentgelte bezahlt werden, obwohl die Kosten für das Netz auch weiterhin anfallen. Weiterhin werden für diesen Strom keine Konzessionsabgaben sowie auch keine Mehrwert- und keine Stromsteuer erhoben; zudem ist der Steuersatz für Gas in der KWK-Nutzung reduziert. Bei massiver KWK-Nutzung wird dies mittelfristig zu einer Veränderung der Tarifstruktur führen müssen, da es fraglich ist, dass die hiermit verbundenen Einnahmeausfälle bei der Netznutzung, den Konzessionsabgaben sowie bei den Steuern auf Dauer akzeptiert werden.

Die Integration dezentraler Erzeuger in die Netzregelung und den Strommarkt erfordert eine Weiterentwicklung bestehender Tarifmodelle, wie schon unter 9.3.3.4 angesprochen. Nur dann wird es für den Betreiber der Anlage wirtschaftlich interessant, den Netzbetrieb zu unterstützen [9.6].

Dezentral erzeugter Strom wird verkauft und i.d.R. zu einem wesentlichen Teil lokal verbraucht. Der Wert dieses Stroms hängt aber vom jeweils aktuellen Strompreis ab, der sich an den vermiedenen Bezugskosten (Tarif) orientiert und damit zeitvariabel ist. Eine Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann. Dies wiederum ist Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems. Um dezentrale Erzeugungsanlagen besser in den Netzbetrieb und in den Strommarkt einbinden zu können, sind kostengünstige Lösungen für eine Erzeugungsprofilmessung und -abrechnung zu entwickeln.

Abschaltbare Lasten sind zukünftig ähnlich wie einschaltbare negative Erzeuger zu behandeln. Bei einem steigenden Anteil von Erzeugern auf Basis von Wind und Photovoltaik, die nur in Ausnahmefällen geregelt werden, nimmt die Bedeutung des Lastmanagements zu, weshalb auch für diesen Bereich entsprechende Tarifmodelle gelten sollten. Sie honorieren eine Lastverschiebung entsprechend dem Bedarf und damit eine Unterstützung des Netzbetriebs. Diese Tarife werden sich aber am Markt an entsprechenden Alternativen orientieren müssen.

Energiemanagement ist im industriellen Bereich schon seit langem üblich. Hierzu zählt auch heute schon die Bereitstellung von Regelenergie. Im Gegensatz dazu ist das Energiemanagement-Potenzial im Bereich der Privathaushalte und Kleingewerbe, mit Ausnahme der Nutzung von Rundsteuersignalen, bisher nicht erschlossen. Gerade hier bietet es sich an, Lasten und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) mit Hilfe von Managementsystemen zur Netzregelung und Erbringung von Systemdienstleistungen zu nutzen. Das ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass ca. 50% der elektrischen Energie in Deutschland im Niederspannungsbereich verbraucht werden.

Die Einbeziehung einer Vielzahl von Einzelanlagen in der Niederspannungsversorgung erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern. Ein wesentlicher Aspekt des wirtschaftlichen Energiemanagements ist hierbei die Berücksichtigung der Stromkosten, die sich auf Grund ständiger Änderungen der eingesetzten Stromerzeugungsanlagen in Abhängigkeit von der Stromnachfrage ergeben [9.7]. Strompreise, die den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, sind hierbei aus alloktionstheoretischer Sichtweise

volkswirtschaftlich effizient. Dies gilt allerdings nur für die reinen Erzeugungskosten. Zu beachten ist hierbei, dass der Strompreis noch andere Komponenten enthält, die sich nicht an der jeweiligen Erzeugungssituation orientieren. Dies gilt grundsätzlich auch für die Niederspannungsversorgung. Obwohl der Kunde in seiner Reaktion auf den vorgegebenen Preis frei ist, lässt sich über eine statistische Mittelung und Prognosen die Gesamtreaktion der Kunden eines Versorgungsgebietes sehr genau im Voraus berechnen [9.8]. Dadurch wird ein für den Kunden flexibles, für den Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches Instrument geschaffen.

Um in Extremsituationen schnell reagieren zu können, ist ggf. zusätzlich eine "Sofort Schalten"-Option vorzusehen, mit der alle Erzeuger im jeweiligen Tarifprogramm eingeschaltet und alle Lasten per Programm abgeworfen werden (oder umgekehrt im Falle eines Leistungsüberschusses im Netz). Dies kann dazu beitragen, bei ungeplanten Kraftwerksausfällen und außergewöhnlichen Fehlern der Windprognose etc. die Stabilität des Netzbetriebs auch bei weiterem Ausbau der dezentralen und erneuerbaren Versorgung zu garantieren. Hierzu müssten allerdings bei Zugrundelegung der UCTE-Regeln die Erzeuger innerhalb von 30 s mit voller Leistung am Netz sein (s. Kapitel 7). Diese Forderung dürfte von den meisten dezentralen Erzeugern nur schwer zu erfüllen sein. Außerdem ist auf diese Extremsituationen möglichst genau dosiert zu reagieren, um nicht mit Überreaktionen das Netz zusätzlich zu destabilisieren.

9.6 Wechselwirkungen mit dem Energiemarkt

Eine Zunahme der dezentralen Stromerzeugung führt in bestimmten Bereichen zu einer Verdrängung der zentralen Erzeugung. Hieraus resultieren Wechselwirkungen zwischen dem Markt der dezentralen und zentralen Energieerzeugung.

Die dezentrale Energieerzeugung ist hierbei als additive Versorgungsform zu betrachten [9.9]. Sie ergänzt die bestehende zentrale Versorgung und hat vor allem ihre Chancen in Nischen und nicht in Bereichen, die der direkten Konkurrenz der zentralen Erzeugung ausgesetzt sind.

9.6.1 Wettbewerbssituation im Strommarkt

Vorteile für die dezentrale Versorgung lassen sich dort generieren, wo vorgelagerte Netze entlastet und somit Netzverluste reduziert und ggf. Netznutzungsentgelte eingespart werden können. Betriebswirtschaftliche Vorteile resultieren hierbei aus der heutigen Struktur der Netznutzungsentgelte sowie den Kosten für Regelenergie zum Ausgleich der Defizite eines Bilanzkreises. Gerade der Aspekt der Energiebezugsoptimierung und die Möglichkeit, mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen kostengünstig Regelenergie lokal erzeugen zu können, macht die dezentrale Energieerzeugung für örtliche Energieversorger wie z.B. Stadtwerke interessant. Dies setzt jedoch eine zentral gesteuerte netzkonforme Einspeisung entsprechend dem jeweiligen Bedarf eines Bilanzkreises voraus. Umgekehrt könnte eine ungesteuerte Einspeisung negative Auswirkungen für das Netz zur Folge haben.

Diese Entwicklungen bedingen, dass sich das elektrische Netz immer mehr zu einem Systemdienstleistungsnetz entwickeln wird. Die primäre Aufgabe ist nicht mehr der Transport von Energie, sondern die Bereitstellung von Ausgleichsenergie, Blindleistung und Frequenzstabilität. Dafür sind neue Tarifstrukturen einzuführen.

9.6.2 Wettbewerbssituation im Wärmemarkt

KWK-Anlagen produzieren neben Strom auch Wärme. In Fernwärmegebieten kann dies dazu führen, dass sich mit dem Abwerben von Kunden die Auslastung und Wirtschaftlichkeit der zentralen Systeme verschlechtert. Hinzu kommt, dass Fernwärme viele Abnehmer benötigen, um gerade im Sommer über einen Grundlastbedarf die speisenden Heizkraftwerke effizienter fahren zu können.

Dies beeinträchtigt nicht nur betriebswirtschaftliche Ziele, sondern auch volkswirtschaftliche. Die dezentrale KWK-Technologie sollte daher aus gesamtökonomischer und -ökologischer Sicht am besten dort gefördert werden, wo eine Konkurrenz zur Fernwärme nicht gegeben ist. Dies sind vorrangig Gebiete, in denen eine Erschließung mit Fernwärme oder ein Neubau eines kompletten Fernwärmenetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt.

Die KWK steht auch in Konkurrenz zu regenerativen Wärmeerzeugungstechnologien wie Solarthermie und Wärmepumpen. Generell gilt hierbei die Aussage, dass solarthermische Anlagen die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen negativ beeinflussen. Aus ökonomischer Sicht ergänzen sie sich andererseits dann, wenn zu bestimmten Zeiten - vor allem im Sommer - mit Solarthermie Energie gewonnen wird, in denen der Betrieb einer KWK-Anlage aufgrund der kurzen Laufzeiten nicht mehr sinnvoll ist. Zur Vermeidung negativer betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Entwicklung sind deshalb neue Energieversorgungskonzepte zu entwickeln, in denen z. B. ganze Siedlungen aus solarthermischen KWK-Anlagen und über einen saisonalen Wärmespeicher versorgt werden.

Schließlich bedingt der immer bessere Wärmestandard von Gebäuden, dass der Einsatz verfügbarer KWK-Anlagen z. B. in Niedrigstenergiehäusern wegen des nicht nutzbaren Abwärmeaufkommens wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll ist. Zur Erschließung dieser Potentiale sind neue Anlagen mit kleinerer Leistung und größerer Stromkennzahl zu entwickeln. Alternativ bietet sich der Einsatz von Wärmepumpen an. Diese weisen jedoch einen hohen elektrischen Leistungsbedarf auf, der bei einer hohen Durchdringung in einem Netzbezirk Probleme bereiten könnte. Deswegen empfiehlt es sich, auch diese Systeme ab bestimmten Durchdringungsgraden in ein Lastmanagement einzubeziehen.

Literaturhinweise

- [9.1] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Gesetzestext. Berlin 2004
- [9.2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) – EEG. Gesetzestext. Berlin 2004
- [9.3] TransmissionCode 2003, Anhang D
- [9.4] Schulz, C., Wacker, J., Kurrat, M.: Virtuelle Regelkraftwerke mit Mini-Blockheizkraftwerken - eine wirtschaftliche Utopie?, EW Jg. 104 (2005), Heft 17-18, 2005
- [9.5] Was Strom aus Erneuerbaren Energien wirklich kostet, BMU, Februar 2006
- [9.6] Bärwadt, G.: Veränderung der Förderung Erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der EEG-Überprüfung 2007, VDE Kongress, 23.-26.10.2006, Aachen

- [9.7] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70
- [9.8] EUS GmbH: "Meilenstein für dezentrale Energieerzeugung: Virtuelles Kraftwerk überzeugt schon in der Probephase mit sehr hohen Prognosegütern", Pressemitteilung, 01/2005
<http://www.eus.de/upload/InbetriebnahmeVKUnna0105.pdf>
- [9.9] Schulz, C., Sinagowitz, M., Kurrat, M.: Integrations- und Marktstrategien von Mini-Blockheizkraftwerken für den Energieversorger in Deutschland, IX. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, Februar 15-17, 2006

10 Szenarien

Die vorstehenden Kapitel haben gezeigt, dass die technologischen Entwicklungen und die sich verändernden Energiemärkte eine zunehmende Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Versorgungssysteme erwarten lassen. In vielen Fällen sollte es möglich sein, heute zentral geregelte Versorgungsaufgaben zukünftig dezentral zu bewältigen. Unterstützt wird dies durch die Weiterentwicklung von Kommunikations- und IT-Systemen sowie durch Vorgaben des Ordnungsrechts, die die Einführung dieser Systeme rechtlich und finanziell fördern.

Voraussetzung für eine positive Entwicklung ist die energetische, ökologische und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Systeme gegenüber einer zentralen Versorgung. Im Rahmen der folgenden Ausführungen werden diese Aspekte an Hand fiktiver gemischtwirtschaftlicher Siedlungsgebiete bewertet.

10.1 Beschreibung der Gebiete

Die Betrachtungsgebiete besitzen eine Fläche von jeweils 1 km². Abhängig von ihrer Lage weisen sie eine unterschiedlich hohe Nutzungsintensität auf. Im Innenstadtbereich mit seiner hoch verdichteten Bebauung und bis zu 4 Stockwerken wird von einer Nutzfläche von 1,28 km², im Vorstadtbereich mit einer Bebauung von bis zu zwei Stockwerken von einer Nutzfläche von nur 0,32 km² ausgegangen.

Für beide betrachtete Gebiete gelten gleiche Nutzungsformen. Hierbei gelten folgende Annahmen:

- 60 % Wohnungen
- 10 % Gewerbe
- 10 % Büros
- 20 % Handel.

Abhängig von der Besiedlungsdichte ergeben sich unterschiedliche Bedarfs- und Verbrauchswerte für Wärme und Strom. Folgende Werte werden für das Jahr 2006 angenommen (Bild 10.1):

Anteile	Wärme			Strom		
	Anzahl Nutzungseinheit.	Wärmebedarf ges.	Wärmever- brauch ges.	Spez. Leistungs- bedarf	Strombedarf ges.	Stromverbrauch ges.
	Stck.	MW	GWh/a	kW/Einh.	MW	GWh
Variante I. Dünn besiedeltes Gebiet						
Handel	640	3,2	6	1,5	1,0	3,84
Büros	320	1,9	3	1,0	0,3	0,64
Gewerbe	160	1,6	2	1,0	0,2	0,64
Wohnen	2.743	13,4	26	0,5	1,4	6,86
Variante II. Hoch verdichtetes Gebiet						
Handel	2.560	13	22	1,5	3,8	15,36
Büros	1.280	8	12	1,0	1,3	2,56
Gewerbe	640	6	10	1,0	0,6	2,56
Wohnen	10.971	54	105	0,5	5,5	27,43

Bild 10.1 Typische Bedarfswerte für Strom und Wärme im Bestand

Für 2020 wird unterstellt, dass sich der Wärmebedarf als Folge energiesparender Maßnahmen und Effizienzsteigerungen um bis zu 50 % vermindert. Hieraus resultiert

bei gleichen Volllaststundenzahlen und annähernd konstant bleibendem Wasserbedarf ein um rd. 44 % geringerer Wärmeabsatz.

Der Stromabsatz wird in erster Näherung für den Betrachtungszeitraum bis 2020 als konstant angekommen. Ergänzend werden die Auswirkungen betrachtet, wenn der Bedarf um + 10 % zunimmt bzw. um – 10 % abnimmt.

10.2 Versorgungskonzept

Im Rahmen der Szenarien werden für die Versorgung der Gebiete 5 Varianten verglichen:

- a) Strombezug aus dem Netz und Wärmeerzeugung mit Erdgaskesselanlagen
- b) Wärmegeführte BHKW in Verbindung mit Erdgasspitzenkesseln
- c) Stromgeführte BHKW in Verbindung mit Erdgasspitzenkesseln
- d) Erdgaskessel und Strombezug in Verbindung mit Solarthermie
- e) Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen und Strombezug aus dem Netz

Für die Varianten gelten folgende Vereinbarungen:

Variante a) entspricht einer konventionellen Versorgung, d.h. Strombezug aus dem öffentlichen Netz in Verbindung mit erdgasgestützter Wärmeerzeugung.

Variante b) geht von einem wärmegeführten BHKW aus. Die Auslegung berücksichtigt einen BHKW-Deckungsanteil an der Wärmeleistung von 30 %, der Anteil an der erzeugten Arbeit wird auf 80 % begrenzt. Überschussstrom wird in das öffentliche Netz eingespeist; die Vergütung erfolgt zu Konditionen, wie sie an der Börse gehandelt werden (Bild 10.5).

Variante c) unterstellt einen stromgeführten Betrieb des BHKWs. Der Betrieb der Anlagen sieht eine weitgehende Deckung des lokalen Strombedarfs durch Eigenenerzeugung vor. Zur Speicherung der Überschusswärme dienen Warmwasser-speicher.

Variante d) geht davon aus, dass sich rd. 60 % des Brauchwasser-Wärmebedarfs über solarthermische Anlagen decken lassen. Die hierfür benötigt solarthermische Heizleistung (Investition) wird mit rd. 10 % der installierten Heizleistung veranschlagt. Der Strombedarf wird zu 100 % über Bezüge gedeckt. Eine zusätzliche Bereitstellung von Heizwärme per Solarthermie wird vernachlässigt.

Variante e) unterstellt eine Wärmeversorgung mit elektrisch angetriebenen Wärmepumpen. Es wird, wie heute weitgehend üblich, ein monovalenter Betrieb mit bis zu 2-stündiger Unterbrechung der Stromversorgung unterstellt. Eine Optimierung des Betriebes durch Wärmespeicher wurde vernachlässigt.

Die Modellrechnungen gehen bei den BHKW-Varianten von gleichmäßig verteilten dezentralen Erzeugungssystemen aus, die im Verbund arbeiten. Die BHKW stellen sich gegenseitig Reserve, was bei der unterstellten Anzahl von mindestens 8 Systemen (je System mit mind. 2 Erzeugungseinheiten) auch unter Reservegesichtspunkten als zulässig zu betrachten ist.¹⁵ Der Bezug von Reserveleistung aus dem öffentlichen Netz kann damit entfallen.

¹⁵ Der Westteil Berlins wurde während der Zeit der Teilung komplett mit nur 12 Kraftwerken versorgt.

Allen Varianten werden sowohl unter der Annahme einer Wärmeversorgung über Nahwärmenetze untersucht, bei der die Energiebereitstellung mit wenigen größeren Erzeugungsanlagen erfolgt, als auch unter der Annahme einer Versorgung ohne Wärmenetz und mit einer Vielzahl von kleineren Erzeugungseinrichtungen.

Für die Investitionen (Bild 10.2) wird von den in der Literatur angegebenen spezifischen Werten (s. Bild 3.10 und Anlagen 3) sowie Angaben des Kennziffernkatalogs ausgegangen [10.1]. Die Investitionen für die Wärmenetze berücksichtigen hierbei Aufwendungen, wie sie bei befestigtem Straßenland zu erwarten sind, d.h. auch die Wiederherstellung des Straßenbelags. Für die Erzeugungsanlagen gelten Preise, wie sie bei größeren Einheiten in Verbindung mit Nahwärmenetzen zu erwarten sind. Bei den Varianten mit Vorortversorgung ohne Wärmenetz wird von kleineren Einheiten mit spezifisch höheren Werten ausgegangen. Die Werte werden für 2020 mit unterschiedlichen Prozentsätzen hochgerechnet (s. 9.3 Ergebnisse).

Jahr 2006	Spez. Investition		Abschreibungszeit Jahre	Betriebskosten	
	€/kW _{th}	€/kW _{el}		€/MW _{th}	€/MW _{el}
BHKW					
Kleine Anlage (5-50 kW)		2.000	15		2,5
Große Anlage (>500 kW)		1.000	15		10
Solarthermie					
- klein	760		20	20	
- groß	460		20	20	
Wärmepumpe					
- klein	1000		15	15	
- groß	700		15	15	
Heizkessel					
- klein	300		15	5	
- groß	200		15	2	
Speichersystem					
- klein	100		20	vernachl.	
- groß	50		20	vernachl.	
Heizwassernetzkosten					
- Dünn besiedelt	490		30	3	
- Hoch verdichtet	204		30		
Kosten Verteilungsnetz					
- pauschal		100	33		1

Bild 10.2 Spezifische Investitionen

Für die Ermittlung der Investitionen für die Nahwärmenetze gilt der in Bild 10.3 dargestellte Netzaufbau. Die Abkürzungen HZ stehen für die Heizzentralen mit zugehörigen BHKW oder sonstigen Wärmeerzeugungseinrichtungen. Es ist zu unterscheiden zwischen Haupttransportleitungen, wie sie sich im Nahbereich der Erzeugungsanlagen befinden und Verteilungssystemen, wie sie im übrigen Bereich zur Verteilung der Wärme zum Einsatz kommen. Für den Anschluss der Gebäude wird von Übergabestationen ausgegangen, wie sie in der Fernwärmeversorgung zu finden sind.

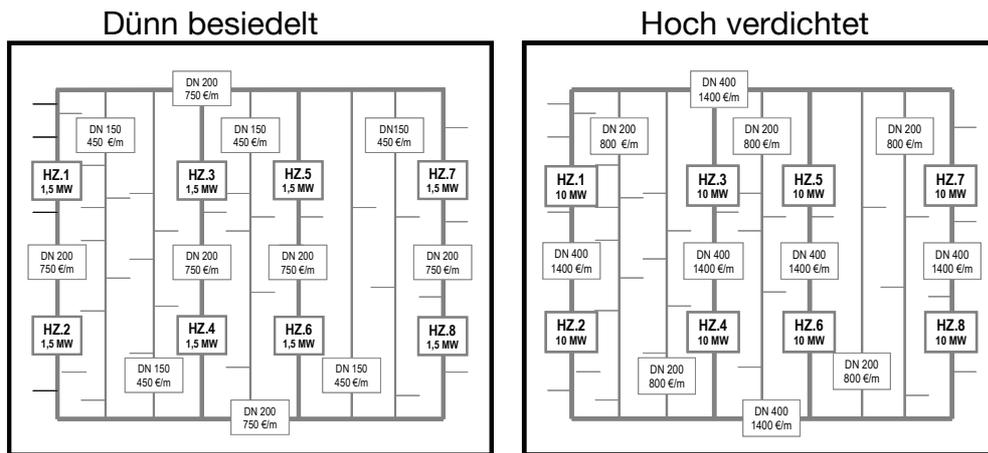


Bild 10.3 Nahwärmeerschließung der Versorgungsgebiete

Als Energieträger kommt Erdgas zum Einsatz. Der alternativ mögliche Einsatz von erneuerbaren Energien (Biomasse, flüssige aus Biomasse gewonnene Sekundärenergieträger etc.) ist damit nicht ausgeschlossen. Er findet Berücksichtigung, wenn die Energieträger im Preisniveau vergleichbar sind. Dieser Ansatz ist berechtigt, da sich die Szenarien auf das Jahr 2020 beziehen, und sich die erneuerbare Energieträger bis dahin teilweise in einem konkurrenzfähigen Preisniveau bewegen sollten. Die allgemeine Verteuerung der konventionellen Energieträger wird hierzu beitragen genauso wie die Belastung durch zusätzliche steuerliche Abgaben und der CO₂-Handel.

Für die durchschnittlichen jährlichen Wirkungsgrade der Erzeugungssysteme gelten die in Bild 10.4 beschriebenen Werte. Bei den größeren BHKW-Aggregaten wird hierbei von höheren Werten ausgegangen. Sie finden Verwendung bei den Varianten mit Nahwärmenetzen.

Erzeugungseinheit	Elektrischer Wirkungsgrad	Thermischer Wirkungsgrad	Gesamtnutzungsgrad
BHKW groß	40 %	50 %	90 %
BHKW klein	30 %	60 %	90 %
Heizkessel			92 %
Wärmepumpe			Leistungszahl 4,5

Bild 10.4 Wirkungsgrade Erzeugungssysteme

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vernachlässigen wirtschaftliche Vorteile, wie sie aus dem Erhalt von Subventionen, Steuern oder Zuschüssen resultieren. Dies gilt auch für die Strom- und Erdgasbezugspreise: Für den Strom wird von Nettowerten (d.h. Strompreise ohne Steuern und Abgaben) ausgegangen, bez. beim Erdgas bleiben die Vorteile aus der Mineralölsteuerbefreiung ohne Einfluss.

Für die Stromversorgung der Wärmepumpen (WP) gilt ein Sondertarif, wie ihn die Energieversorger derzeit anbieten. Er berücksichtigt die Versorgung über abschaltbare Stromlieferverträge, die einen entsprechenden Preisnachlass rechtfertigen.

	Kleinabnehmer- preis	Großkunden- preis	
Erdgaspreis	45	40	€/MWh _{th}
Strombezugspreis	110	100	€/MWh _{el}
WP-Strombezugspreis	95	95	€/MWh _{el}
Einspeisevergütung	60	50	€/MWh _{el}
Zählergebühr	100	---	€/a

Bild 10.5 angenommene Energiepreise inkl. Netznutzungsentgelten ohne Steuern und Abgaben

Die Rechnungen unterstellen eine Versorgung durch Contractoren oder Betreibergesellschaften. Dies impliziert für den Bezug von Gas und Strom Großkundenpreise. Insgesamt ist für 2006 von den in Bild 10.4 beschriebenen Energiepreisen auszugehen.

Auf die Bewertung von Netznutzungsentgelten wird in den Rechnungen verzichtet. Stattdessen finden in der Rechnung Aufwendungen Berücksichtigung, die für Versorger oder Contractoren entstehen, wenn sie das Gebiet selbst über Leitungssysteme erschließen würden. Hierzu zählen neben den Kapitalkosten Aufwendungen für die Unterhaltung des Netzes sowie Kosten durch Stellung von Stromzählern.

Bei der Ermittlung der Kapitalkosten wird von handelsüblichen Abschreibungszeiten ausgegangen (Bild 10.2). Für die Berechnung der Annuität gilt ein Zinssatz von 6 %.

Für die Betriebskosten kommen allgemein übliche Werte zur Anwendung. Hierzu zählen neben Wartung und Personal auch die Aufwendungen zur Versicherung der Anlagen. Auf eine spezielle Berücksichtigung der Betriebskosten für Speicher wird verzichtet. Sie sind Bestandteil der sonstigen Kosten.

Die Leitungsverluste des Nahwärmeverteilungssystems werden pauschal mit 5 % berücksichtigt.

Für die Gewinnmarge gilt ein durchschnittlicher Wert von 10 %. Für den Strombezug entfällt dieser Kostenanteil, da diese Marge bereits im Strompreis enthalten ist.

Ausgangspunkt für die Betrachtungen ist das Bezugsjahr 2006. Durch Hochrechnung werden die Auswirkungen für das Jahr 2020 ermittelt.

10.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Szenarien-Rechnungen sind in den Bildern 10.5 bis 10.21 dargestellt. Sie beschreiben Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Gesamtkosten, wie sie bei den unterschiedlichen Versorgungsvarianten zu erwarten sind.

Zusammen ergeben sich insgesamt 20 Varianten, d.h. je 10 Versorgungsformen für das dünn besiedelte und hoch verdichtete Gebiet. Sie sind nochmals unterteilt in Varianten mit und ohne Nahwärmenetz.

Die verwendeten Bezeichnungen „DB“ und „HV“ stehen für „Dünn besiedelt“ und „Hoch verdichtet“. Für die übrigen Abkürzungen gelten folgende Vereinbarungen:

A - E Versorgung *mit Nahwärmenetz* und großen Erzeugungseinheiten

- A: Konventionelle Versorgung mit Strombezug und Erdgaskessel
- B: Wärmegeführtes BHKW
- C: Stromgeführtes BHKW
- D: Warmwasser über Solarthermie in Verbindung mit Heizkessel und Strombezug

E: Vollwärmeverversorgung über Wärmepumpen

VA - VE .. Versorgung *ohne Nahwärmenetz* mit kleinen Erzeugungseinheiten

Übrige Bezeichnungen (A – E) wie oben.

10.3.1 Primärenergieverbrauch

Bild 10.6 beschreibt den Primärenergieverbrauch pro Jahr zur Strom- und Wärmeerzeugung. Für den Strombezug aus dem Netz gehen die Rechnungen von einem durchschnittlichen Erzeugungswirkungsgrad von 38 % sowie 5 % Netzverlusten aus.

Die Ergebnisse bestätigen, dass dezentrale Systeme unabhängig von der Besiedlungsstruktur gegenüber der zentralen Versorgung energetische Vorteile erwarten lassen. Diese Vorteile resultieren zum einen aus der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung, zum anderen aus der Nutzung von Umweltenergien, entweder über die solarthermische Wärmeversorgung oder den Einsatz von Wärmepumpen.

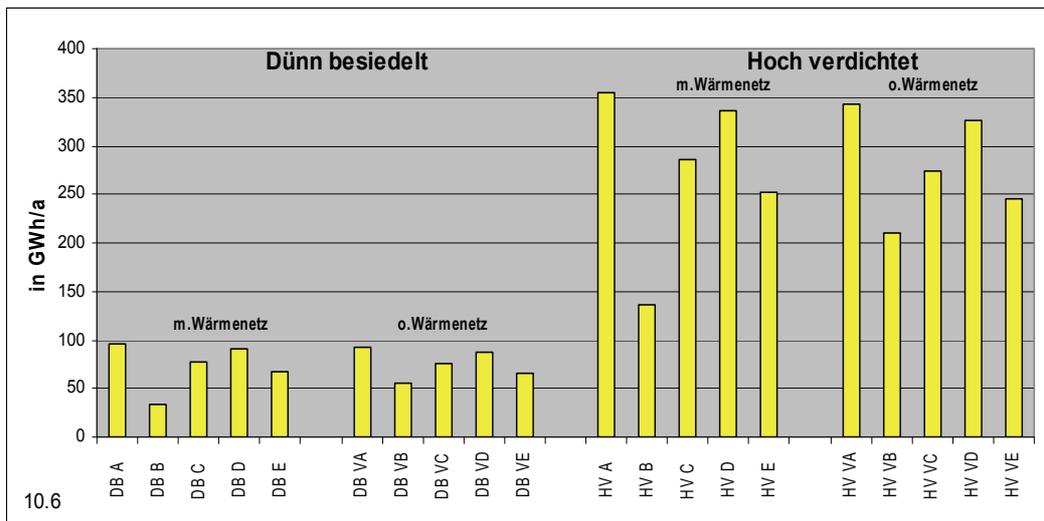


Bild 10.6 Primärenergieverbrauch

Der energetische Vorteil wird besonders deutlich bei dem wärmegeführten BHKW. Da der dezentral in KWK erzeugte Strom, soweit er nicht vor Ort direkt verbraucht wird, ins öffentliche Netz eingespeist wird, verdrängt er zentral ohne KWK erzeugte elektrische Energie. Hieraus resultieren energetische Einsparpotentiale. Er findet in einer entsprechenden Energiegutschrift Berücksichtigung.

10.3.1.1 Energieverbrauch in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Die Abhängigkeit des Energieverbrauchs vom Wärmebedarf erläutert Bild 10.7. Hierbei ist unterstellt, dass sich der Wirkungsgrad der zentralen Versorgung bis 2020 um ca. 5 %-Punkte verbessert. Dies basiert auf einem Kraftwerkersatz von 20.000 MW bei einem mittleren Neubauwirkungsgrad von 46 %.

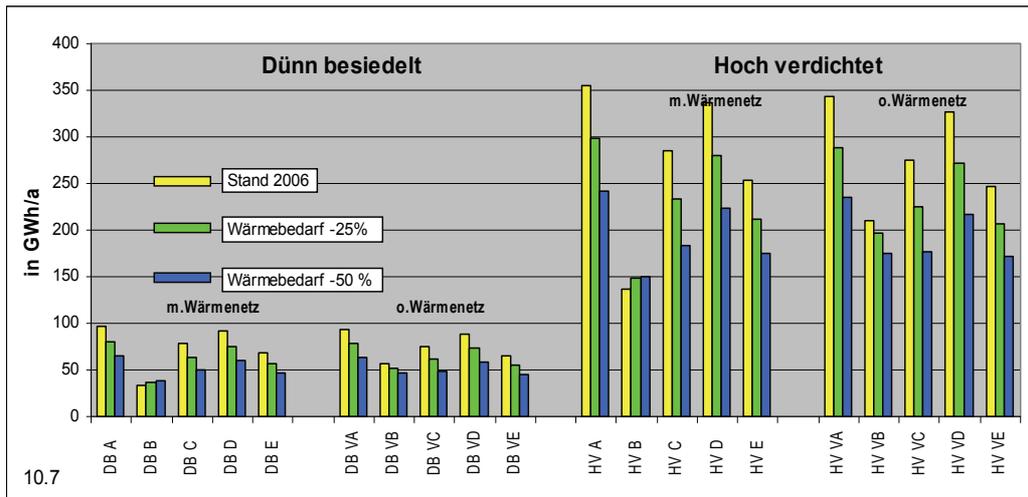


Bild 10.7 Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Der abnehmende Wärmebedarf führt bei allen Systemen, mit Ausnahme des wärmegeführten BHKW, zu einem verringerten Primärenergieverbrauch. An der energetischen Rangstellung der Systeme ändert sich aber prinzipiell wenig. Bei den wärmegeführten BHKW verringert sich wärmebedingt die Stromerzeugung der Anlage; im gleichen Maße sinkt auch die Energieeinsparung durch KWK. Trotz sinkender Auslastung nimmt damit der Primärenergieverbrauch zu, da weniger Strom ins Netz eingespeist und damit weniger zentral erzeugte elektrische Energie substituiert wird.

Bei den KWK-Systemen ohne Nahwärmnetz ist dieser Effekt nicht zu beobachten. Dies lässt sich erklären mit den bei kleineren Anlagen in der Regel niedrigeren elektrischen Wirkungsgraden (s. Bild 10.4). Die Stromeinspeisung ist entsprechend kleiner als bei großen Systemen.

Aus den Ergebnissen wird weiterhin deutlich, dass dezentrale Erzeugungssysteme ohne Wärmenetz gegenüber der leitungsgebundenen Versorgung energetische Vorteile bieten (Ausnahme: wärmegeführter Betrieb). Die Leitungsverluste in Höhe von 5 % der Wärmeabgabe entfallen bei gleichzeitig nur minimal schlechterer Energieausnutzung.

10.3.1.2 Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Strombedarf

In Bezug auf den Strombedarf verhalten sich die Systeme, wie in Bild 10.8 zu erkennen, vergleichbar. Der Energieverbrauch nimmt mit dem Strombedarf zu oder ab.

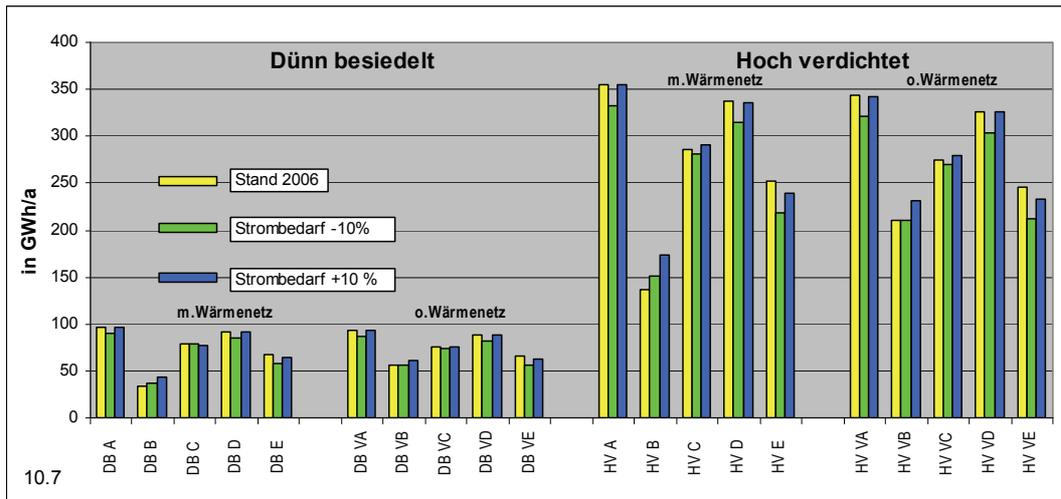


Bild 10.8 Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Strombedarf

Eine Ausnahme bildet das wärmegeführte BHKW. Auch bei sinkendem Strombedarf nimmt der Primärenergieverbrauch zu. Begründen lässt sich dies mit der erhöhten Einspeisung von Strom, der zukünftig immer effizienter zentral erzeugten Strom verdrängen wird. Der Vorteil des KWK-Effekts geht damit zu gewissen Teilen verloren.

10.3.2 CO₂-Emission

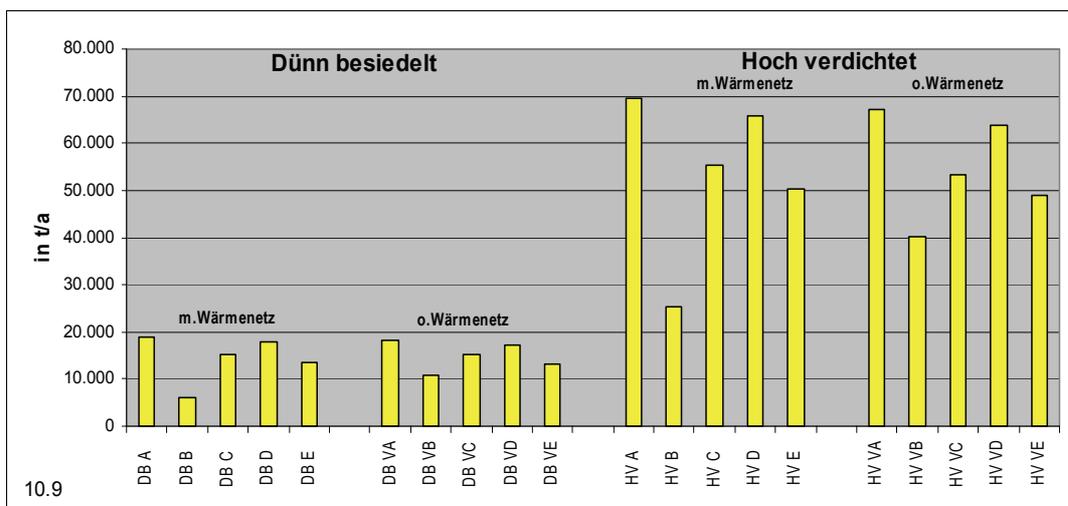


Bild 10.9 CO₂-Emission

Das Emissionsverhalten beschreibt Bild 10.9. Basis für die Bewertung der Emission ist der durchschnittliche CO₂-Ausstoß der Kraftwerke im Jahr 2006. Neben dem hohen Energienutzungsgrad bei KWK wirkt sich bei der dezentralen Erzeugung vorteilhaft aus, dass hier Erdgas zum Einsatz kommt, während die zentrale Stromerzeugung zum großen Teil auf der Nutzung von Braun- und Steinkohle beruht. Diese führt damit zu entsprechend höheren spezifischen CO₂-Emissionen. Hierdurch belastet der Strombezug bei den Varianten A, D und E die Emissionsbilanz. Bei den KWK-gestützten Systemen profitiert insbesondere das wärmegeführte BHKW profitiert von der emissionsseitigen Entlastung, da die dezentrale Erzeugung in Verbindung mit der Netzeinspeisung von Überschussstrom zu einer Emissionsgutschrift führt. Bei dem stromgeführten BHKW ist der Effekt geringer, da sich die Erzeugung nur an dem vor Ort bestehenden Strombedarf orientiert. Eine Überschussproduktion wird vermieden.

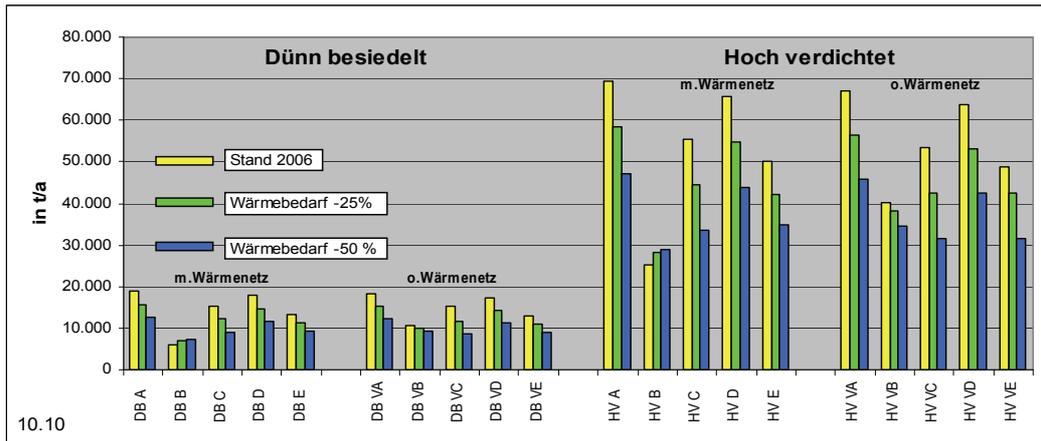


Bild 10.10 CO₂-Emission in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Bei den Varianten D und E resultiert die emissionsseitige Entlastung aus der Nutzung von Umweltenergien. Hierzu zählen Sonnenergie bei den solarthermischen Systemen bzw. Grundwasser- oder Erdwärme bei den Wärmepumpen.

10.3.2.1 CO₂-Emission in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Wie in Bild 10.10 dargestellt, führt ein sinkender Wärmebedarf zu einer deutlichen Abnahme der Emissionen. Eine Ausnahme bildet das wärmegeführte BHKW in Verbindung mit Nahwärmenetzen. Wie beim Energieverbrauch angesprochen, vermindert ein sinkender Bedarf die dezentrale Netzeinspeisung. Es wird damit weniger zentral erzeugte Energie substituiert mit der Folge einer steigenden Emission.

10.3.2.2 CO₂-Emission in Abhängigkeit vom Strombedarf

In Bezug auf den Strombedarf verhalten sich die Systeme, wie in Bild 10.11 zu erkennen, vergleichbar. Entsprechend dem Strombedarf nehmen vergleichbar mit dem Primärenergieverbrauch die CO₂-Emission zu oder ab. Eine Ausnahme bildet auch hier wie beim Primärenergieverbrauch das wärmegeführte BHKW.

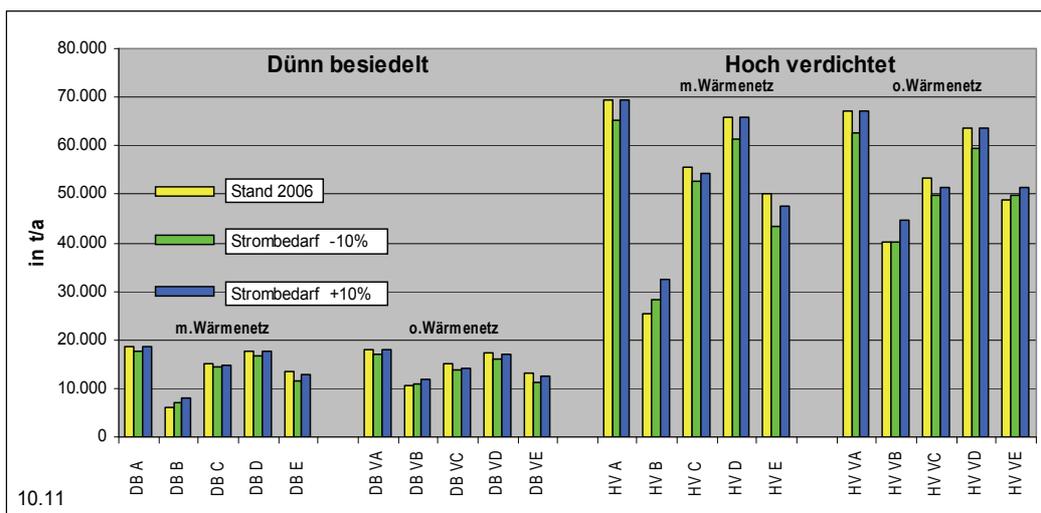


Bild 10.11 CO₂-Emission in Abhängigkeit vom Strombedarf

10.3.3 Investition

Die Investitionen sind in Bild 10.12 beschrieben. Wie aus der Darstellung zu sehen ist, sind für die Varianten A systembedingt (konventionelle Versorgung mit Heizkes-

seln und Strombezug) unabhängig von einer Versorgung mit und ohne Nahwärmenetz im Vergleich zu den anderen Versorgungsformen die geringsten Investitionen zu tätigen. Es entfallen die Aufwendungen für die eigene Stromerzeugung.

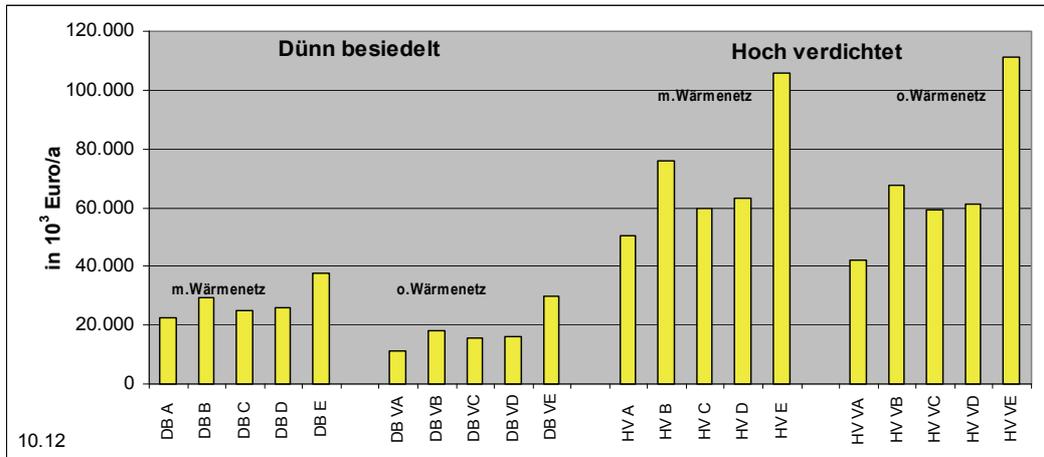


Bild 10.12 Investition

10.3.3.1 Investition in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Wie Bild 10.13 zeigt, beeinflusst der Wärmebedarf in hohem Maße die Höhe der Investitionen. Bei allen Varianten reduzieren sich die zu tätigen Aufwendungen annähernd proportional zum Bedarf, unabhängig von einer Versorgung mit und ohne Nahwärmenetz. Eine Ausnahme bildet das stromgeführte BHKW. Da hier der Strombedarf maßgeblich die Aufwendungen für das KWK-System bestimmt, tritt bei dieser Versorgungsform der Wärmeeinfluss etwas in den Hintergrund.

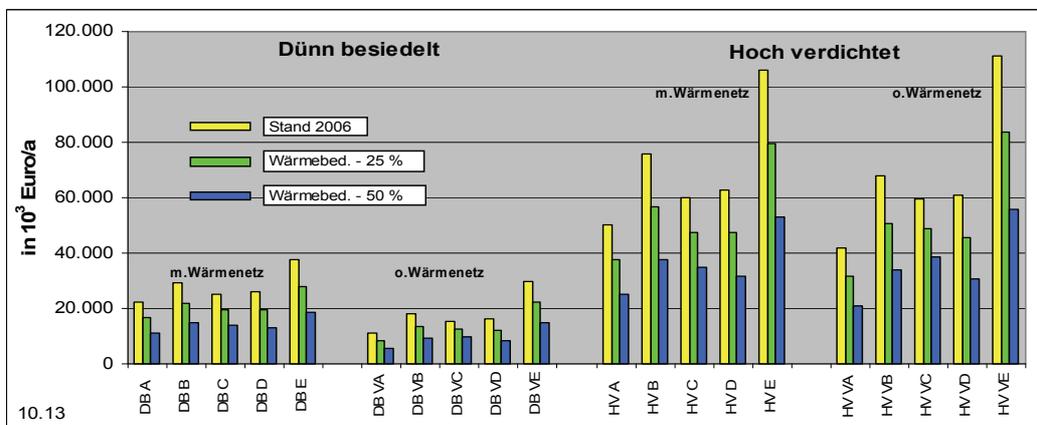


Bild 10.13 Investition in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Die Graphik verdeutlicht, dass der Verzicht auf ein Nahwärmenetz zu Einsparungen an Investitionen führt. Trotz spezifisch höherer Aufwendungen für die kleineren Strom- und Wärmeerzeugungssysteme ist für Versorgungssysteme ohne Nahwärmenetz von deutlich geringeren Investitionen auszugehen. Auffällig sind die hohen Investitionen für alle Wärmepumpensysteme. Hier spiegeln sich neben den Aufwendungen für die Erzeugungssysteme selbst die hohen Kosten für die Erd- oder Wasser/Wasser-Wärmetauscher wider.

10.3.3.2 Investition in Abhängigkeit vom Strombedarf

Wie aus Bild 10.14 hervorgeht, beeinflusst ein sinkender oder steigender Strombedarf nur die Investitionen des stromgeführten BHKWs (Varianten C). Die installierte

elektrische Leistung nimmt entsprechend dem Bedarf zu oder ab. Bei allen anderen Systemen hat diese Entwicklung keinen Einfluss, da sich hier die Auslegung nur an der Entwicklung des Wärmebedarfs orientiert.

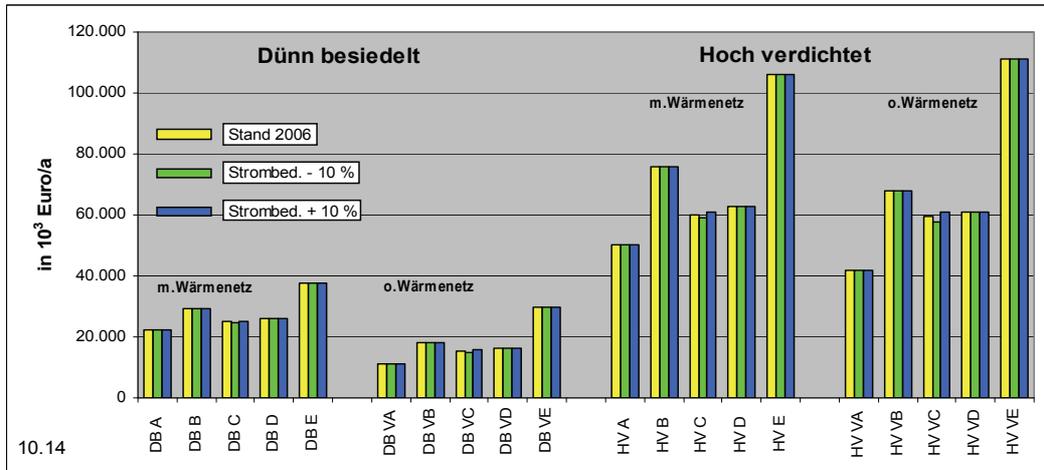


Bild 10.14 Investition in Abhängigkeit vom Strombedarf

10.3.4 Kosten

Die folgenden Ausführungen beschreiben die Abhängigkeit der Kosten von unterschiedlichen Einflussfaktoren wie Investitionshöhe, Bedarfsentwicklung, Energie- und Strombezugpreise. Die Höhe der Gesamtkosten ist hierbei Ausdruck für die jeweils wirtschaftlichste Versorgungsform.

Aus Bild 10.15 geht hervor, dass bei allen 4 Versorgungsfällen (DBx=Dünn besiedelt m. Wärmenetz, DBVx= dünn besiedelt ohne Wärmenetz, HVx=Hoch verdichtet m. Wärmenetz und HVVx= hoch verdichtet o. Wärmenetz) die konventionelle Versorgungsform noch wirtschaftliche Vorteile erwarten lässt. Hier spiegeln sich die hohen Aufwendungen für die dezentrale Versorgung wider sowie der unterstellte nicht durch staatliche bzw. kommunale Abgaben belastete Preis für den Strombezug.

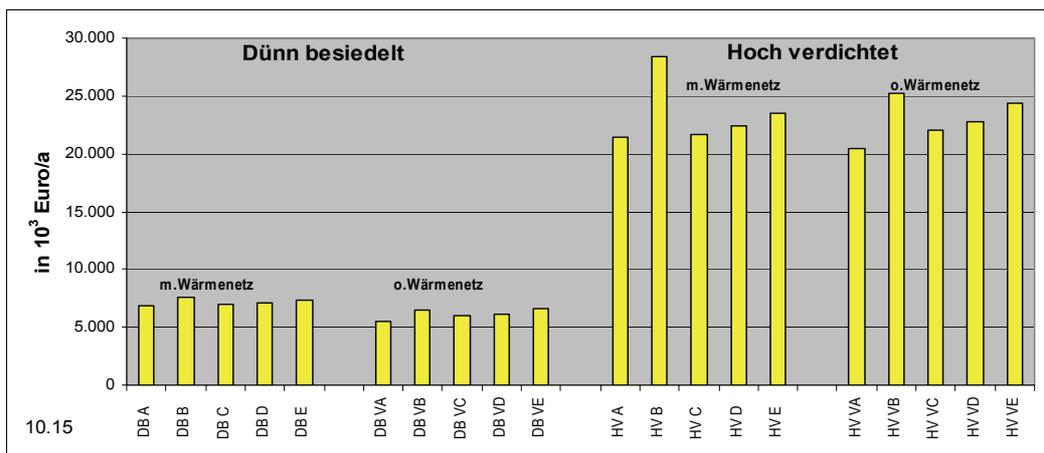


Bild 10.15 Kosten

Bild 10.16 beschreibt dies nochmals auf Basis spezifischer Werte. Der Strompreis wurde hierbei mit 110 Euro/MWh als fix angenommen. Die Ergebnisse spiegeln entsprechend die Restkosten für die Wärmeversorgung wider. D.h. für eine Wärmeversorgung ohne Nahwärmenetz ist von mind. 75 Euro/MWh auszugehen, einschließlich Nahwärmenetz von knapp 100 Euro/MWh. Auch hier wird deutlich, dass subventionsbereinigt die konventionelle Versorgung Vorteile genießt. Die Graphik zeigt

weiterhin, dass in dicht besiedelten Gebieten die Investition für das Nahwärmenetz nicht generell zu erhöhten Wärmekosten führt. Eine hohe Auslastung des Systems in Verbindung mit spezifisch günstigeren Erzeugungssystemen können die höheren Aufwendungen kompensieren. In dünn besiedelten Gebieten ist dies nur bei besonders günstigen Bedingungen zur Leitungsverlegung gewährleistet.

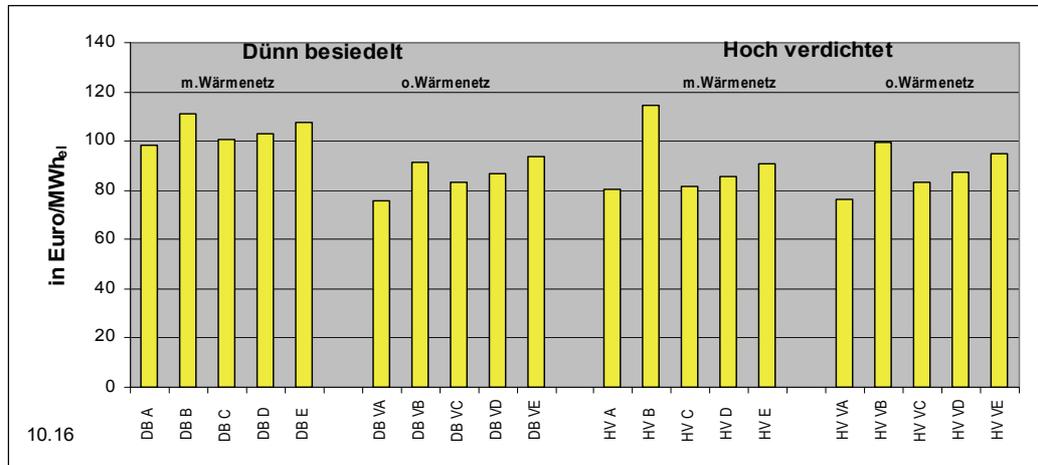


Bild 10.16 Wärmerestkosten

10.3.4.1 Kosten in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Wie Bild 10.17 zeigt, beeinflusst der Wärmebedarf bei allen dezentralen Versorgungsformen maßgeblich die Gesamtkosten. Bei abnehmendem Wärmebedarf werden die wärmebedingten Anlagenteile entsprechend kleiner dimensioniert, so dass hieraus entsprechende Einsparungen resultieren. Deutlich wird an den Varianten B, dass als Folge einer wärmebedingten kleineren Dimensionierung wärmegeführte BHKW in ihrer Wettbewerbsfähigkeit deutlich zunehmen. Da der KWK-Teil eines Blockheizkraftwerkes die Gesamtkosten nachhaltig beeinflusst, führt eine entsprechende Verkleinerung des gekoppelten Anlagenteils zu entsprechend geringeren Kosten. Bei weiter sinkendem Wärmebedarf ist von einer Kostenannäherung der wärme- und stromgeführten BHKW-Varianten auszugehen.

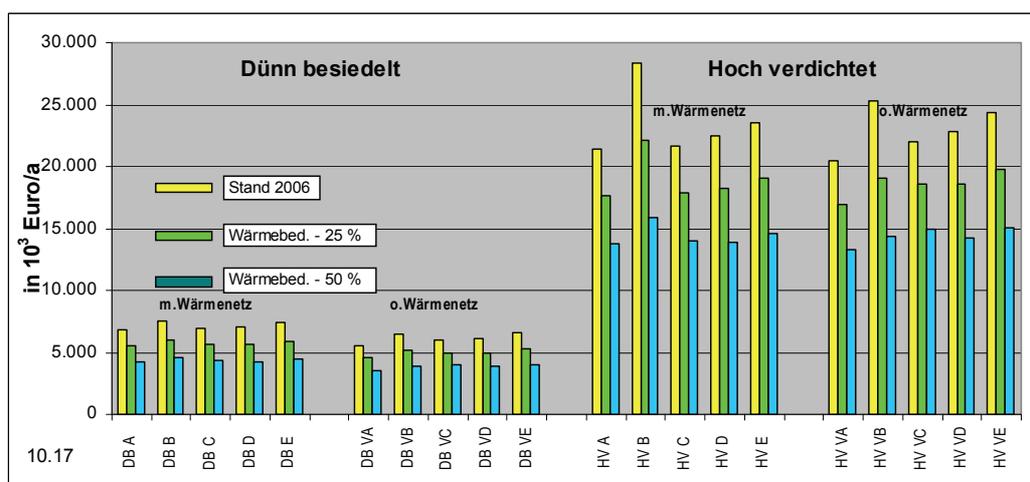


Bild 10.17 Kosten in Abhängigkeit vom Wärmebedarf

Die Abbildung belegt, dass unter den gewählten Prämissen das stromgeführte BHKW in vielen Fällen schon heute kostenmäßig mit der konventionellen Versorgung konkurrieren kann. Es zeigt sich auch, dass eine am Strombedarf orientierte Auslegung des BHKW eine im Vergleich zum wärmegeführten BHKW strombezogene Ü-

berdimensionierung vermeidet. Weiterhin spiegeln sich in den Gesamtkosten die Vorteile eines eigenen Stromverteilungsnetzes wider. Hieraus resultieren im Vergleich zur Netznutzung und damit Zahlung von Netznutzungsentgelten deutlich geringe Aufwendungen, die sich letztlich wirtschaftlich bezahlt machen.

Wie aus den Darstellungen hervorgeht, lässt der Einsatz solarthermischer Systeme keine eindeutigen wirtschaftlichen Vorteile erwarten (s. Variante D). Zwar entfällt der Energiebedarf zur Brauchwasserbereitung, es fallen aber zusätzliche Kapitalkosten für den solarthermischen Anlagenteil an, die sich über die Energiekosteneinsparungen nur begrenzt wirtschaftlich darstellen lassen. Sollte sich dagegen, wie am Markt zu beobachten, die Solarthermie teilweise auch zur Deckung des Heizwärmebedarfs nutzen lassen, könnte dies zu einer veränderten Aussage führen.

Die Graphik zeigt weiterhin, dass Wärmepumpensysteme bei den gewählten Strompreisen anderen Systemen wirtschaftlich nicht überlegen sind. Die hohen Investitionen beeinträchtigen das Gesamtergebnis trotz eines im Vergleich zum Normalbezug um ca. 15 % geringeren Strompreis.

10.3.4.2 Kosten in Abhängigkeit vom Strombedarf

Wie Bild 10.18 zeigt, bewirkt ein zunehmender oder abnehmender Strombedarf keine Änderungen an der kostenbezogenen Rangordnung. Die Kosten der einzelnen Varianten nehmen entsprechend zu oder ab.

Nur geringen Einfluss hat die Entwicklung des Strombedarfs bei dem wärmegeführten BHKW. Da der Wärmebedarf den Strombedarf deutlich übersteigt, die Auslegung dieses BHKW sich aber nur am Wärmebedarf orientiert, ist der Einfluss des Strombedarfs von untergeordneter Bedeutung. Ein sinkender Strombedarf, d.h. geringerer Eigenbedarf, führt zu einer erhöhten Einspeisung ins Netz bzw. mindert ein zunehmender Bedarf die Einspeisung. Nur bei einer gleichzeitigen nennenswerten Abnahme des Wärmebedarfs (> 50 %) wären nennenswerte Einflüsse auf die Kosten zu erwarten.

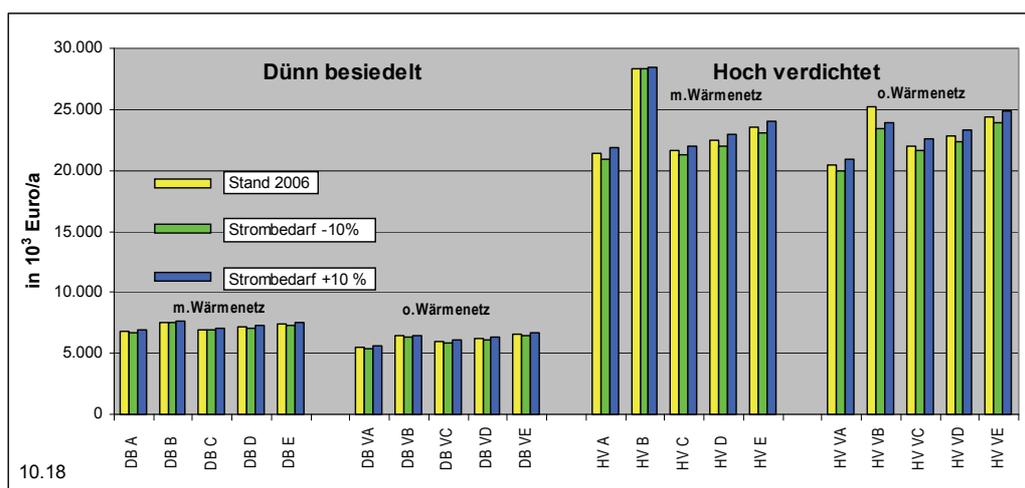


Bild 10.18 Kosten in Abhängigkeit vom Strombedarf

10.3.4.3 Kosten in Abhängigkeit von der Investition

Bild 10.19 beschreibt die Kosten in Abhängigkeit von der Investition. Eine Verringerung oder Steigerung des Investitionsbedarfs hat hiernach keinen nachhaltigen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Weder verbessert sich die Wettbewerbsposition der dezentralen Stromerzeugung gegenüber der Variante A, noch ist bei einer Wärme-

versorgung über Solarthermie oder Wärmepumpen gegenüber der konventionellen Versorgung von einer nachhaltigen Senkung der Kostendifferenz auszugehen.

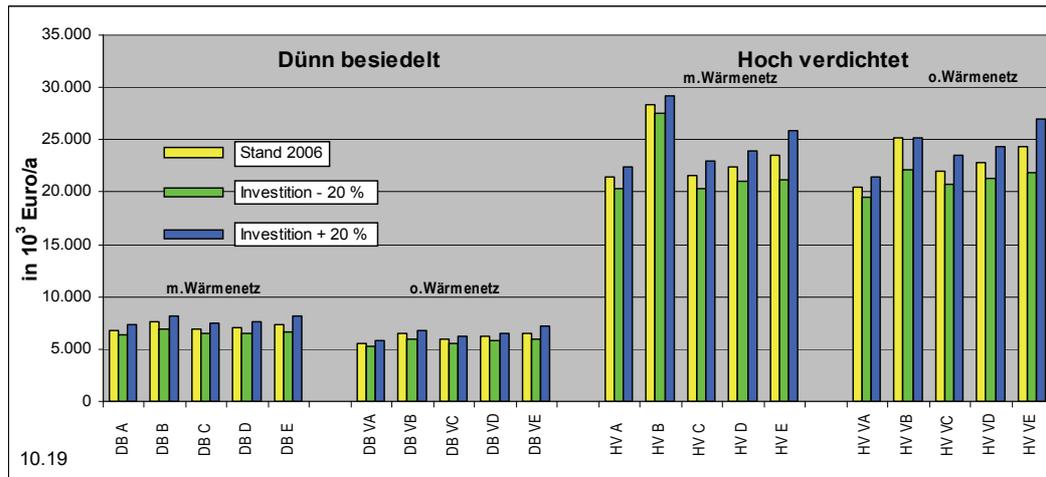


Bild 10.19 Kosten in Abhängigkeit von der Investition

Die Darstellung belegt aber auch, dass Versorgungssysteme mit hohem Investitionsbedarf, wie sie Wärmepumpensysteme darstellen, von Investitionssenkungen stärker profitieren bzw. von Steigerungen stärker belastet werden. Dies bedeutet, dass unabhängig von den vorstehenden Aussagen die Entwicklungsarbeiten auch zukünftig auf eine Minderung der Investitionen zielen sollten.

10.3.4.4 Kosten in Abhängigkeit von der Höhe des Gaspreises

Bild 10.20 vergleicht die Kosten bei sinkenden und steigenden Gaspreisen. Hiernach verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Versorgung mit BHKW bei steigenden Preisen, im besonderen Maße bei wärmegeführten Systemen. Dies gilt trotz des Umstandes, dass sich auch die Erlöse aus dem Verkauf von Wärme proportional zu den Energiepreissteigerungen erhöhen. Umgekehrt sollte eine Preissenkung, bzw. in der Zukunft ein günstiges Angebot an erneuerbaren Energieträgern die Wettbewerbsfähigkeit deutlich stärken.

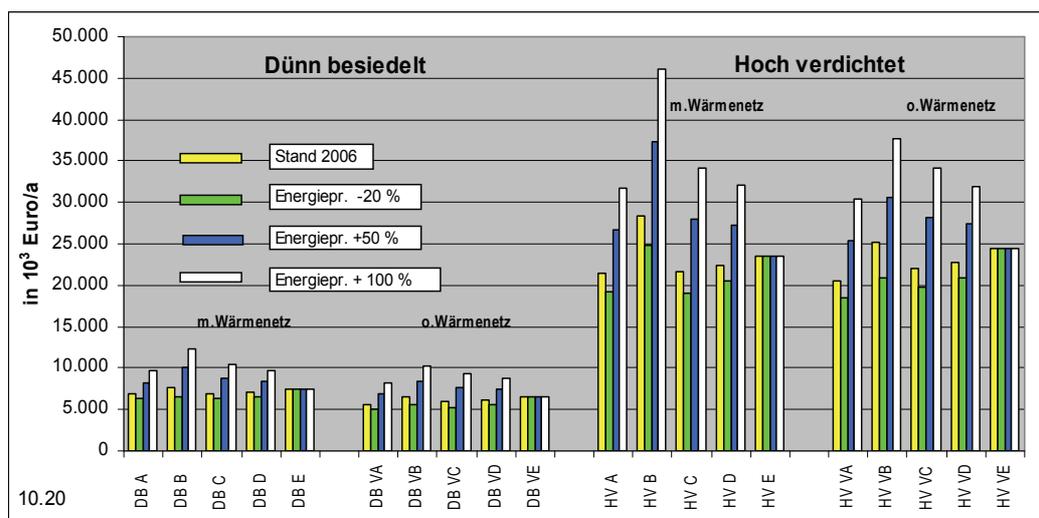


Bild 10.20 Kosten in Abhängigkeit von den Gaspreisen

Vorteile aus Gaspreissteigerungen kommen solarthermisch gestützten Systemen (Varianten D) sowie in verstärktem Maße der mit Wärmepumpen erfolgenden Wärmebereitstellung (Varianten E) zu Gute. Bei der solarthermischen Warmwasserberei-

tung wirkt der per Sonne gewonnene Energiebeitrag kostendämpfend; bei der Wärmeversorgung mit Hilfe von Wärmepumpen kommt der Einfluss von Gaspreissteigerungen wegen der elektrisch gestützten Versorgung nicht zum Tragen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass der Strompreis nicht parallel mit dem Gaspreis steigt.

10.3.4.5 Kosten in Abhängigkeit von den Strombezugspreisen

Abschließend beschreibt Bild 10.21 die Kostenentwicklung bei steigenden Strombezugspreisen. Hiernach wird deutlich, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Stromerzeugung mit BHKW deutlich verbessert. Dies gilt insbesondere für das stromgeführte BHKW.

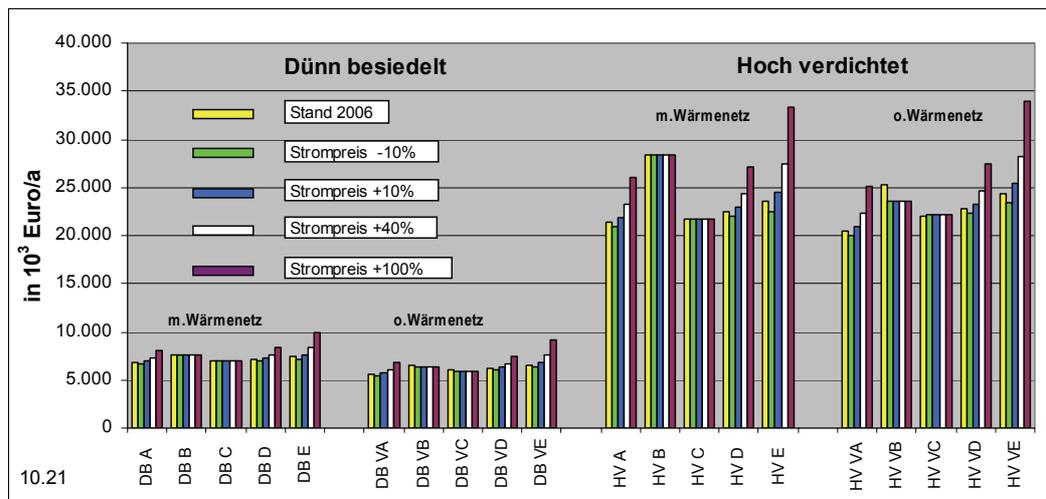


Bild 10.21 Kosten in Abhängigkeit von der Strombezugspreisentwicklung

Bei beiden BHKW-Varianten kommt es als Folge von Bezugsstrompreiserhöhungen zu keinen Auswirkungen, da sich an den Kosten der Stromerzeugung nichts ändert. Die einzigen Einflussgrößen sind Kapital-, Gas- und Betriebskosten. In der Praxis sollte sich bei wärmegeführten BHKW-Systemen die Wirtschaftlichkeit weiter verbessern, da bei steigenden Strombezugspreisen auch eine steigende Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom zu erwarten ist. Der Einfachheit halber wurde aber auf die Berücksichtigung dieses Effekts in der Rechnung verzichtet.

Gravierenden Einfluss auf das Ergebnis haben steigende Strombezugspreise bei den Varianten mit Wärmepumpen. Da die gesamte Wärmebereitstellung über elektrische Energie erfolgt, bewirkt ein steigender Strompreis auch bei hoch effizienten WP-Systemen mit Leistungszahlen von 4 - 5 deutliche Kostensteigerungen.

10.4 Erwartete Entwicklung

Die in der Politik diskutierten Anforderungen an eine zukünftige Energieversorgung sprechen für forcierte Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Unter Berücksichtigung der in Kap. 3 erfolgten Ausführungen zur Marktentwicklung und Kostenentwicklung bei den Erzeugungssystemen sind bis zum Jahr 2020 folgende Entwicklungen als wahrscheinlich zu betrachten:

	Entwicklung A	Entwicklung B
Wärmebedarf	-50 %	-50 %
Strombedarf	+10 %	+10 %
Investitionsbedarf	-10 %	-10 %
Gaspreis	+30 %	+50 %
Strompreis	+15 %	+30 %

Die erwartete hohe Abnahme des Wärmebedarfs begründet sich mit dem hohen Sanierungsbedarf im Gebäudebestand. Politische Zielstellungen, den Energieverbrauch zur Raumheizung deutlich zu senken, unterstützen dies.

Die Entwicklung A und B unterscheiden sich nur in Bezug auf die Entwicklung der Energie- und Strompreise. Die Entwicklung der Strompreise berücksichtigt hierbei nur einen Anstieg des Arbeitspreises, die Höhe des Netznutzungsentgeltes wird für den betrachteten Prognosezeitraum als konstant unterstellt.

Die Ergebnisse (Bild 10.22 und Bild 10.23) zeigen, dass sich unter diesen Prämissen bei gleich bleibenden ökologischen und energetischen Vorteilen die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Energieversorgung deutlich verbessert. Eine Ausnahme bilden wärmegeführte KWK-Anlagen. Auch bei einer proportional zu den Strompreisen ansteigenden Einspeisevergütung ist bei dieser Versorgungsform trotz ökologischer und energetischer Vorteile von keiner nachhaltigen Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit auszugehen.

Der Einsatz stromversorgter Wärmepumpen wird nach diesen Ergebnissen zunehmend attraktiv. Steigende Energiepreise sind hierfür entscheidend bei gleichzeitig erwarteten moderaten Strompreissteigerungen. Insbesondere in dünn besiedelten Vorort-Regionen sollte sich diese Versorgungsform in der Zukunft nachhaltig entwickeln. Voraussetzung hierfür ist aber, dass sich an dem praktizierten Stromlieferungsmodell mit Vorzugskonditionen in Verbindung mit abschaltbaren Stromlieferungsverträgen nichts ändert.

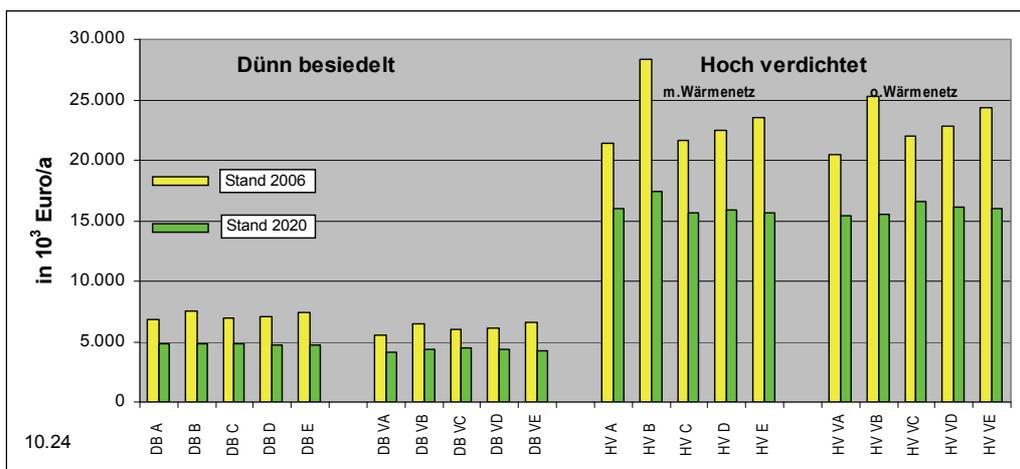


Bild 10.22 Kostenentwicklung A

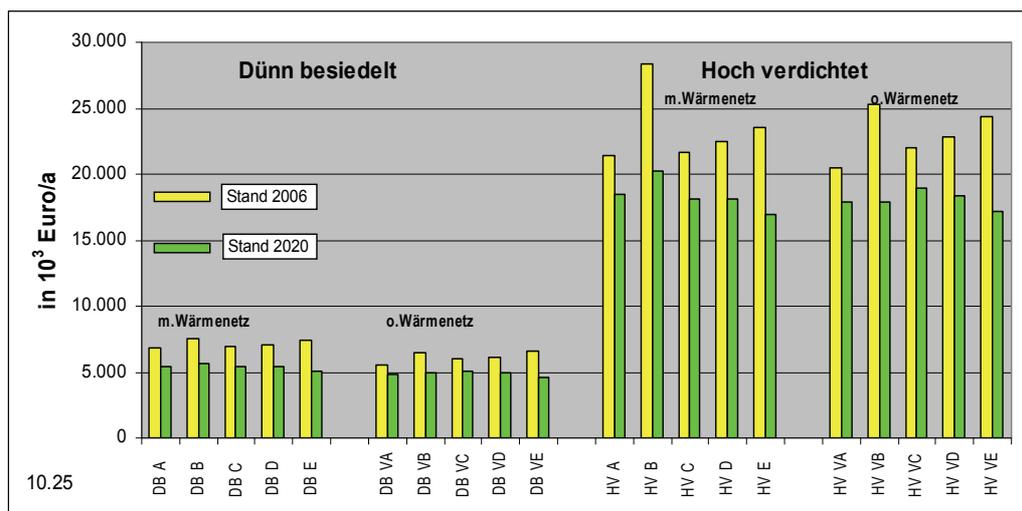


Bild 10.23 Kostenentwicklung B

10.5 Verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger

Die Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energieträger durch PV-Anlagen oder dezentrale Windenergieanlagen wurden im Rahmen der Szenarien nur qualitativ betrachtet; auf eine quantitative Bewertung wurde verzichtet. Generell ist hierzu festzustellen, dass eine verstärkte dezentrale elektrische Erzeugung auf Basis ungesteuerter Systeme die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen BHKW-Systeme beeinträchtigen kann.

Zusätzlich könnte die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom aus ungesteuerten Anlagen die Wirtschaftlichkeit des Areal-Netzes belasten. Da das Netz, aber auch alle anderen Versorgungseinrichtungen, für einen bestimmten Bedarf ausgelegt werden, führt die Stromeinspeisung von zusätzlichen Versorgungssystemen mit geringer Volllaststundenzahl, wie sie für PV- und Windenergieanlagen typisch ist, zu einer Minderung der Auslastung.

Wenn künftig dezentrale Anlagen verstärkt zur Netzregelung beitragen, kann es aber auch zu positiven Effekten kommen. Die Systeme ergänzen sich. Im Sinne der Volkswirtschaft und Vermeidung von Fehlinvestitionen ist deshalb auf eine abgestimmte Ausbaukonzeption Wert zu legen [5.1].

10.6 Zusammenfassung Szenarien

Zusammenfassend lassen sich die Ergebnisse folgendermaßen beschreiben:

- Die dezentrale Energieversorgung bietet ein deutliches Potential zur Energieeinsparung. Dies gilt für KWK-Systeme in gleichem Maße wie für Systeme, bei denen ergänzend erneuerbare Energien zum Einsatz kommen.
- Da vorrangig Erdgas zum Einsatz kommt, zukünftig unterstützt durch Sekundärenergieträger auf Basis erneuerbarer Energien, besitzt die dezentrale Versorgung in Bezug auf CO₂-Emissionen Vorteile gegenüber einer zentralen Versorgung.
- Dezentrale Systeme sind in dünn besiedelten Gebieten ohne Nahwärmenetze kostengünstiger. Bei dicht besiedelten Innenstadtgebieten ist annähernd von Kostengleichheit auszugehen.

- Der Überschuss an Wärme in den Sommermonaten bietet sich an für die Verwertung in über Ergänzungssystemen wie Absorptionskälteanlagen. Alternativ ist die Entwicklung von Systemen mit hohen Stromkennziffern voranzutreiben, so dass sich eine Annäherung von Wärmebedarf und Erzeugung erreichen lässt.
- Ein abnehmender Wärmebedarf vermindert den Investitionsbedarf. Die Wirtschaftlichkeit und damit die Entwicklung dezentraler Strukturen wird begünstigt.
- Ein steigender oder abnehmender Strombedarf führt nur zu geringen Veränderungen bei den Investitionen. Er ist für die zukünftige Entwicklung der Versorgungsstrukturen nicht entscheidend.
- Steigende Gaspreise im Verhältnis zum Strompreis benachteiligen die dezentrale Versorgung. Diese negative Entwicklung könnte sich aber zukünftig durch ein kostengünstiges Alternativangebot auf Basis erneuerbare Energieträger ändern, so dass nur mittelfristig ein negativer Einfluss für die dezentrale Versorgung bestehen sollte.
- Steigende oder sinkende Investitionen ändern an der Wettbewerbsstellung von konventioneller und dezentraler Versorgung insgesamt nur wenig. Da auch die konventionelle Versorgung investieren muss, sind die Auswirkungen einer geänderten Investitionshöhe nur marginal.
- Nachhaltigen Einfluss auf die Wettbewerbsposition dezentraler Versorgungsformen haben dagegen steigende Strombezugspreise, sofern die Gaspreise nicht oder weniger stark steigen. Bereits auf heutigem Niveau ist für das stromgeführte BHKW annähernd von Kostengleichheit auszugehen. Unter Berücksichtigung der Auswirkungen staatlicher Abgaben und des Einflusses von zusätzlichen Belastungen wie CO₂-Abgaben könnte die dezentrale Versorgung zukünftig wirtschaftlich interessant werden.
- Die gewählten Parameter in den Erwartungsszenarien in Kapitel 10.4 sprechen für eine Verbesserung der Energieeffizienz bei gleichzeitig steigenden Energiepreisen. Da aber parallel hierzu auch von einem Anstieg der Strompreise auszugehen ist, sollte sich die Wettbewerbsposition der dezentralen Versorgung verbessern. Dies wird die Entwicklung alternativer Strukturen zukünftig begünstigen.

Quellenangabe

[10.1] Kennziffernkatalog 2004, Energy Consulting, GFEM Gesellschaft für Energiemanagement, Neuenhagen

11 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen einer interdisziplinären Arbeitsgruppe mit Vertretern aus allen Bereichen - Energieversorgungsunternehmen, Industrie, Institute, Verbände und Hochschulen - wurde eine Studie zu den Möglichkeiten der dezentralen Energieversorgung bis 2020 erarbeitet. Ziel der Arbeit war eine Analyse und Bewertung der wichtigsten Einflussgrößen sowie der Möglichkeiten für eine erfolgreiche Implementierung. Zusammenfassend lassen sich die Ergebnisse folgendermaßen beschreiben:

11.1 Zusammenfassung

11.1.1 Dezentrale Systeme und Einflussfaktoren

- Unter **dezentralen Erzeugungssystemen** werden Anlagen verstanden, die verbrauchernah installiert werden. Die elektrische Anbindung erfolgt an das Verteilungsnetz, max. an die 30-kV-Spannungsebene.
- Dezentrale Erzeugungssysteme sind zu unterscheiden nach steuerbaren, bedingt steuerbaren **und nicht steuerbaren Anlagen**.
- **Qualitätskriterien der Erzeugungssysteme** sind Kosten, Wirkungsgrad, Regelbarkeit/Dynamik, Potenziale an Energieträgern und Emissionen. Die durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrade der KWK-Systemen liegen im Bereich von 25 ... 40 %, die Gesamtnutzungsgrade bei 80 bis 90 %.
- **Solarthermische Systeme** dienen vorrangig zur Brauchwasserbereitung und kommen mit einem Deckungsanteil von 60 % vorrangig in der Wärmegrundlast zum Einsatz. Sie stehen damit im Wettbewerb zu KWK-Systemen.
- Für die kurzfristige **Stromspeicherung** kommen Batterien zum Einsatz, zukünftig verstärkt Supercaps, supraleitende Spulen, Schwungmassenspeicher o.ä. Für die Speicherung größerer Energiemengen könnten in ferner Zukunft wasserstoffbasierte Systeme Verwendung finden.
- Die **Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs** beeinflusst die Entwicklung des dezentralen Marktes. Aus heutiger Sicht ist beim Strombedarf bis 2020 von geringen Zuwächsen auszugehen. Beim Wärmebedarf sind abhängig von den politischen Vorgaben Reduktionspotentiale bis über 50 % realistisch.
- Die **bedarfsorientierte dezentrale Strom- und Wärmebereitstellung** erfolgt vorrangig mittels KWK-Anlagen, wobei die Bündelung der Verbrauchernachfrage und verbrauchsbeeinflussende Maßnahmen Vorteile für die Wirtschaftlichkeit bieten. Im Sinne einer optimalen Deckung des dezentralen Strombedarfs und Vermeidung von Stromüberschüssen ist eine stromgeführte Fahrweise sinnvoll.
- Zur Optimierung der Versorgung und Vermeidung von Wärmeüberschüssen sind KWK-Systeme mit **Stromkennziffern von 1 oder größer** zu entwickeln. Zusätzlich werden Speichersysteme zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage benötigt. Ergänzend lassen sich Absorptionskälteanlagen zur Nutzung von Wärmeüberschüssen für Klimatisierungszwecke einsetzen.

- Als **Energieträger** für KWK-Anlagen wird kurz- bis mittelfristig Erdgas bevorzugt Verwendung finden. Längerfristig können preislich konkurrenzfähige Sekundärenergieträger auf Basis von Biomasse zum Einsatz kommen.

11.1.2 Aufbau dezentraler Systeme

- Der **Einsatzbereich dezentraler Systeme** reicht vom Einfamilienhaus bis zur kompletten Siedlung. Mit der Größe des Systems wächst der Stromdeckungsgrad. Die Einbeziehung von Gewerbe- und Industriebetrieben verbessert die Korrelation von Strom- und Wärmebedarf und damit die Auslastung von DEA.
- Die Zusammenschaltung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern erfolgt über **Verteilungsnetze**, entweder selbst errichtet oder durch Nutzung der bestehenden Struktur des Netzbetreibers. Für die thermische Verteilung kommen vorrangig Wassernetze zum Einsatz. Neben den klassischen Fernwärmenetzen sind dies insbesondere Nahwärmenetze, um die Vorteile von DEA im Verbund besser ausnutzen zu können.
- **Privat betriebene Objektnetze, auch Microgrides genannt**, sind als eine Weiterentwicklung der dezentralen Versorgung zu betrachten. Sie entsprechen in ihrer Funktion klassischen Verbundnetzen. Als abgeschlossene Gebiete verfügen sie über klar definierte Schnittstellen zu dem öffentlichen Netz und bieten die Option zur Entwicklung von Bilanzkreisen. Sie können bei Netzstörungen, die außerhalb liegen, die Versorgung der Kunden weiterhin aufrechterhalten.
- Der **Betreiber eines Privatnetzes** ist verpflichtet, an der Koppelstelle zum öffentlichen Versorgungsbereich mit dem benachbarten ÜNB abgestimmte Fahrpläne (Last, Spannung etc.) einzuhalten. Eine Verletzung dieser Absprachen würde zu finanziellen Zusatzbelastungen führen.
- Mit der Erweiterung des betrachteten **Versorgungsgebiets** auf ganze Siedlungsgebiete wie Städte, vergleichmäßig sich die Bedarfstruktur. Mit Hilfe geeigneter Energiemanagement- und Kommunikationssysteme ist die Voraussetzung gegeben, quasiautarke Versorgungsstrukturen zu realisieren.

11.1.3 Netze, Kommunikationssysteme und IT

- Der flächendeckende Einsatz von DEA beeinflusst den Betrieb und die langfristig angelegte **Planung der elektrischen Energieversorgungsnetze**. Eine steigende verbrauchsnahe Einspeisung kann zu einer Veränderung des Lastflusses mit Rückspeisungen in überlagerte Netze führen.
- **Spannungshaltung, Spannungsqualität, Betriebsmittelauslastung und Kurzschlussfestigkeit** werden durch den Einsatz der DEA beeinflusst. Insgesamt ist wegen der verbrauchernahen Erzeugung von geringeren Netzverlusten auszugehen. Neben Belastungen durch z. B. lange Ausläuferleitungen ergeben sich Entlastungen durch eine zeitgleiche Deckung des Bedarfs, Vermeidung von Netzengpässen, Abbau von Spitzenlasten sowie Blindleistungskompensation. Ungesteuerte Einspeisungen aus regenerativen Quellen können zu neuen Belastungsspitzen führen.

- Die Funktion bestehender **Schutzkonzepte** wird durch den verstärkten Ausbau der DEA beeinflusst. Die heute vorwiegend eingesetzten Sicherungen sind ggf. durch neue Schutzeinrichtungen, u.a. Distanzschutz, zu ersetzen.
- Bei verstärktem Einsatz können DEA einen **Beitrag zur Netzstützung** leisten, insbesondere als Ausgleich für die zunehmende Einspeisung fluktuierender Erzeuger wie Windenergieanlagen. Das Verhalten der DEA bei Störungen wird damit zu einem wichtigen Kriterium für die Stabilität des Netzes.
- **Wirtschaftliche Vorteile für dezentrale Systeme** resultieren aus eingesparten Energie- und Strombezugskosten. Weitere Optionen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bieten sich mit der Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Voraussetzung hierfür ist eine bessere Transparenz der jeweils gültigen Stromkosten.
- Neben der Regelung der Erzeugungssysteme bietet sich eine **Anpassung des Verbrauchs über eine zeitliche Verbrauchsverlagerung**. Dies könnte insbesondere dann von wirtschaftlichem Interesse sein, wenn sich hierdurch der Bau neuer Regelkraftwerke einsparen lässt. Anreizsysteme auf Basis von Einspeisevergütungen für Spitzenleistung oder Regelenergie könnten ergänzend dazu beitragen, dass der Einsatz von DEA ohne Einspeisegesetz wirtschaftlich wird.
- Im Rahmen von Clustern lassen sich dezentrale Systeme als „**Virtuelle Kraftwerke**“ betreiben. Hiermit ist die Voraussetzung gegeben, um sich am Strommarkt zu beteiligen. Der Einzugsbereich dieser virtuellen Kraftwerke muss nicht lokal begrenzt bleiben. Die gebündelte Erzeugung kann prinzipiell auf den unterschiedlichsten Märkten bedarfsabhängig angeboten werden. Denkbar sind deutschlandweite Systeme, in einem liberalisierten Markt ist sogar ein grenzüberschreitender Betrieb möglich.
- Zuständig für den sicheren Netzbetrieb ist der **Bilanzkreisverantwortliche**. Zu seinem Aufgabenbereich zählen auch Systemdienstleistungen wie die Regelung von Frequenz und Spannung, Blind- und Kurzschlussleistung etc. Die heute bei vielen DEA verfügbaren Wechselrichter bieten hierfür die grundlegenden technischen Voraussetzungen. Wirtschaftliche Anreize für die Lieferung von Systemdienstleistungen durch DEA werden diese Entwicklung beschleunigen.
- Mittels **Energiemanagementsystemen** ist die Möglichkeit gegeben, den Lastfluss an den Netzknotenpunkten zu optimieren. Weiterhin lässt sich hiermit das Zusammenwirken von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern sowie Bezugs- und Lieferverträgen optimieren. Bei Bedarf sind Prognosesysteme einzubinden, die den Einsatz nicht steuerbaren Erzeuger planbar machen. Die Intelligenz kann hierbei zentral oder dezentral zur Verfügung stehen, wobei bei kleineren Anlagen dezentrale Systeme wirtschaftliche Vorteile bieten.
- Für die **Datenübertragung** eignen sich die gängigen Übertragungsmedien und -technologien. Zur Verbesserung der Interoperabilität und Senkung der Kosten ist zukünftig eine weitere Harmonisierung der Schnittstellen für Datenerfassung, Netzbetrieb, Energiemanagement und Handel erforderlich.

11.1.4 Betrieb eines Gesamtsystems/Player

- Bei der **Konzeption einer ganzheitlichen Energieversorgung** ist zukünftig von einem Nebeneinander von zentraler und dezentraler Energieversorgung unter Nutzung der verteilten regenerativen Energieressourcen auszugehen. Regelfähige dezentrale Systeme werden sich an den Aufgaben der Netzregelung beteiligen.
- Bei den nicht steuerbaren dezentralen Systemen kann es zu erheblichen **Erzeugungsschwankungen** kommen, z.B. bei PV-Systemen durch aufkommende Bewölkung, aber auch KWK-Anlagen ohne Kommunikationsanbindung, die rein wärmegeführt arbeiten.
- Die **Betriebsweise thermischer Kraftwerke** wird durch den Ausbau der neuen Technologien beeinflusst. Eine Beeinträchtigung des Wirkungsgrades, erhöhter spezifischer CO₂-Ausstoß sowie steigende Erzeugungskosten könnten die Folgen sein. Zur Vermeidung von Fehlentwicklungen sind diese Effekte bei der Bewertung der dezentralen Technologien, aber auch bei der Planung neuer Kraftwerke zu berücksichtigen.
- Bei zukünftigen Versorgungssystemen mit konventionellen thermischen Kraftwerken, dezentralen Erzeugungseinheiten und Energiespeichern sollte Ziel sein, die **erzeugte elektrische Energie möglichst direkt vor Ort zur Lastdeckung** zu nutzen. Das Verbundnetz bietet ergänzend die Basis, die Stromerzeugung technisch/wirtschaftlich zu optimieren und in einem liberalisierten Markt einen Stromhandel zu ermöglichen.
- Für die Optimierung des Gesamtsystems werden **einheitliche Bewertungskriterien** benötigt. Hierzu zählen das betriebswirtschaftliche Ergebnis, ökologische, energetische sowie volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten. Sie sind abhängig von den jeweiligen Betreibermodellen.
- Für die **Umsetzung und Finanzierung** dezentraler Versorgungskonzepte können die unterschiedlichsten Marktteilnehmer aktiv werden. Hierzu zählen Privatpersonen, Betriebe, Energie- und Contracting-Gesellschaften, Fondsgesellschaften, aber auch etablierte Energieversorger.
- Neben der Interessenlage der verschiedenen Akteure auf dem Strommarkt wie Anlagenhersteller, Anlagenbesitzer etc. sind für die Entwicklung dezentraler Systeme **staatliche Rahmenbedingungen** von erheblichem Einfluss. Hierzu zählen das Stromsteuergesetz (StromStG), das KWK-Gesetz, das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), indirekt der CO₂-Handel sowie zukünftig Netzanreizsysteme des Regulators. Erlöse aus dem Regellenergie- und Spotmarkt könnten damit zukünftig eine wirtschaftliche Bedeutung bekommen.
- Mit **neuen Tarifmodellen** sollten die besonderen Möglichkeiten der dezentralen Systeme angemessen Berücksichtigung finden. U.a. zählen hierzu zeitvariable Tarife mit einem direkten Bezug zum aktuellen Strompreis am Verkaufsort. Dies wird die Bedeutung des Lastmanagements steigern.
- Der **Marktanteil der zentralen Stromerzeugung** verringert sich mit dem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung. Dies bedingt ein Spannungsfeld. Dies gilt auch für den Wärmemarkt, wenn dezentrale Systeme mit ihrer Wärmeerzeugung zentrale Fernwärmesysteme verdrängen.

- Zwischen zentralen und dezentralen Systemen als auch innerhalb der Systeme selbst ist ein **Spannungsfeld** vorhanden. Zukünftige Versorgungskonzepte sollten deshalb die Stärken der einzelnen Systeme fördern und gleichzeitig vermeiden, dass es durch die Konkurrenzsituation zu ungewollten Entwicklungen kommt.

11.1.5 Szenarien

Die **Szenarienanalysen** (Kapitel 10) im Rahmen der Studie lassen folgende Entwicklungen erwarten:

- Dezentrale Systeme unter Nutzung der KWK oder erneuerbaren Energien tragen zur **Energieeinsparung und CO₂-Reduzierung** bei.
- Eine Vergleichmäßigung des Wärmebedarfs im Jahresverlauf begünstigt die Installation von KWK-Anlagen, da diese heute i.d.R. nur bei hoher Jahresauslastung wirtschaftlich betrieben werden können. Ein **abnehmender Raumwärmebedarf** begünstigt daher Entwicklung dezentraler Strukturen. Der Investitionsbedarf sinkt und steigert die Wirtschaftlichkeit.
- Ein **steigender oder abnehmender Strombedarf** führt nur zu geringen Veränderungen. Er ist für die zukünftige Entwicklung der Versorgungsstrukturen nicht entscheidend.
- **Einseitig steigende Primärenergiepreise** benachteiligen die dezentrale Versorgung. Diese negative Entwicklung könnte aber zukünftig durch ein kostengünstiges Alternativangebot auf Basis erneuerbare Energieträger gestoppt werden. Ein negativer Einfluss sollte damit nur mittelfristig gegeben sein.
- **Steigende oder sinkende Investitionen** ändern an der Wettbewerbsstellung von konventioneller und dezentraler Versorgung nur wenig. Da auch die konventionelle Versorgung investieren muss, wirken sich Änderungen der Investitionshöhe nur marginal aus.
- Einen nachhaltigen positiven Einfluss auf die Wettbewerbsposition dezentraler Versorgungsformen haben **steigende Strombezugpreise**. Zukünftig ist bei stromgeführten BHKW von Kostengleichheit auszugehen.
- **Wärmepumpensysteme** werden trotz steigender Strompreise von steigenden Gaspreisen verstärkt profitieren vorausgesetzt, dass die derzeit noch hohen Investitionskosten sinken.
- Für das **Jahr 2020** wird von folgender Entwicklung ausgegangen:
 - Der Raumwärmebedarf nimmt um bis zu 50 % ab.
 - Der Strombedarf wächst mit 0,5 %/a.
 - Die Investitionen für dezentrale KWK-Systeme sinken absolut um 10 %.
 - Die Gaspreise steigen um bis zu 50 %.
 - Die Strompreise erhöhen sich um bis zu 30 %.

Unter diesen Prämissen **wird sich die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen KWK-Versorgung nachhaltig verbessern**.

11.2 Schlussfolgerungen

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die Optionen einer verstärkten dezentralen Energieversorgung untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die dezentrale Versorgung nicht nur einen Beitrag zur Optimierung der vor Ort bestehenden Versorgung leisten kann. Eine Ausschöpfung der zukünftig verfügbaren Technologien wird dazu beitragen, dass sich dezentrale und zentrale Technologien ergänzen, im Erzeugungsbereich genauso wie im Netzbereich. Ein vollständiger Ersatz der bestehenden zentralen Versorgung ist unrealistisch – gerade auch unter dem Aspekt einer weiter zunehmenden Einspeisung von großen Windparks in das Übertragungsnetz.

Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte ist die Verfügbarkeit adäquater Kommunikationssysteme. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig sowohl kostengünstige Kommunikationsnetze als auch geeignete Interfaces sowohl zu den DEA als auch zu den übergeordneten Management- und Netzsystemen zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass die Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Systeme unter Marktbedingungen trotz steigender Primärenergiepreise zunimmt. Maßgebend hierfür sind der abnehmende Wärmebedarf, die parallel zu den Gaspreisen erwarteten Strompreissteigerungen sowie sinkende spezifische Investitionskosten für dezentrale Einrichtungen. Diese positive Erwartung gilt für alle Anlagen mit Ausnahme wärmegeführter KWK-Systeme, bei denen sich unter liberalisierten Marktbedingungen der Stromüberschuss nicht angemessen vermarkten lässt.

Die Szenarien zeigen, dass in dicht besiedelten Gebieten die Errichtung von Nahwärmenetzen keinen Nachteil für die Wirtschaftlichkeit darstellt. Bei dünn besiedelten Gebieten bietet demgegenüber die Objektversorgung ohne Wärmeverbund Vorteile.

Mittel- bis langfristig wird sich die Wettbewerbsfähigkeit dezentraler System weiter verbessern. Maßgebend hierfür sind neue Tarifstrukturen sowie Vorteile aus Regelungen wie dem CO₂-Handel. Inwieweit staatliche Subventionen die Markteinführung verbessern würden, ist im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt worden.

Abkürzungsverzeichnis

AWE	automatische Wiedereinschaltung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CO ₂	Kohlendioxid
ct/kWh	Energiekosten in Cent pro Kilowattstunde
DEA	Dezentrale Stromerzeugungsanlage
DSM	Lastregelung (englisch: Demand Side Management)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange: elektronischer Marktplatz für den Energiehandel mit Sitz in Leipzig
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energiemanagementsystem
FACTS	flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem (englisch: Flexible AC Transmission Systems)
h/a	Stunden pro Jahr
HS	Hochspannung, Höchstspannung: typisch 110.000 bis 400.000 V
https	sicheres Übertragungsprotokoll im Internet (englisch: Hypertext Transfer Protocol Secure)
IT/TK	Informationstechnik / Telekommunikationstechnik
kW	Kilowatt: Maßeinheit für Leistung, entspricht 1.000 W (Watt) wird häufig mit Zusätzen verwendet: kW _{el} : elektrische Leistung (Strom) kW _{th} : thermische Leistung (Wärme) kW _p : Spitzenleistung (englisch: peak)
KW	Kraftwerk
kW/s	Leistungsänderung in Kilowatt pro Sekunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LED	Leuchtdiode (englisch: Light Emitting Diode)
m ²	Fläche in Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung: typisch 10.000 bis 30.000 V
MW	Megawatt: Maßeinheit für Leistung, entspricht 1.000.000 W (Watt)
NaS	Natrium-Schwefel: kommt in Batterien zum Einsatz
NiCd	Nickel-Cadmium: kommt in Batterien zum Einsatz
NiMH	Nickel-Metallhydrid: kommt in Batterien zum Einsatz
NO _x	Stickstoffoxide
NS	Niederspannung: typisch 400 V Drehstrom oder 230 V Wechselstrom
ORC	Organic Rankine Cycle: Verfahren zum Betrieb von Dampfturbinen mit anderen Arbeitsmitteln als Wasserdampf

PV	Photovoltaik
SMES	supraleitende Magnet-Energiespeicher (englisch: Superconducting magnetic energy storage)
SO ₂	Schwefeldioxid
SSL	Netzwerkprotokoll zur sicheren Übertragung u. a. von Internetseiten (englisch: Secure Sockets Layer)
StromStG	Stromsteuergesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
V	Volt: Maßeinheit für elektrische Spannung
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VPN	Virtuelles Privates Netz: Computernetz, das zum Transport privater Daten ein öffentliches Netz, zum Beispiel das Internet, nutzt (englisch: Virtual Private Networks)
VSI	(-Wechselrichter:) Spannungszwischenkreisumrichter (englisch: Voltage Source Inverter)
WE	Wohneinheit
WEA	Windenergieanlagen

Abbildungsverzeichnis

Bild 2.1 Bereich dezentraler Systeme	11
Bild 3.1 Auswirkungen der Wärmeschutzverordnungen.....	14
Bild 3.2 Energieverbrauch von Gebäuden.....	15
Bild 3.3 Entwicklung des Heizenergieverbrauchs.....	15
Bild 3.4 Entwicklung des Energieverbrauchs zur Brauchwasserbereitung.....	16
Bild 3.5 Lastganglinien für Arbeitstag im Winter (15-Minutenwerte).....	17
Bild 3.6 Lastminderung durch Bündelung der Nachfrage	18
Bild 3.7 Kombination aus KWK-Anlage und Spitzenlastkessel	19
Bild 3.8 Emissionsvergleich 200 kW Erzeugungssysteme	21
Bild 3.9 Exemplarische Zusammenstellung von Kennwerten dezentraler Erzeugungssysteme.....	24
Bild 3.10 Effizienz realisierter solarthermischer Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	25
Bild 3.11 Brennstoffzellen.....	29
Bild 3.12 Speicherung von elektrischer Energie	34
Bild 3.13 Stoffpaare Redoxbatterien	35
Bild 4.1 Einflussfaktoren auf den elektrischen und den thermischen Energieverbrauch in Wohngebäuden.....	42
Bild 4.2 Microgrid	44
Bild 4.3 Virtuelles Kraftwerk - Betrieb vieler kleiner Einheiten wie ein großes Kraftwerk	45
Bild 5.1 Informationstechnische Vernetzung von DEA	47
Bild 5.2 Kommunikation bei Energiemanagement mit dezentraler Regelung, realisiert durch ein Bidirektionales Energiemanagementinterface (BEMI).....	49
Bild 6.1 Lastfluss mit und ohne DEA	53
Bild 6.2 Umfeld der elektrischen Energieversorgung	54
Bild 6.3 Netzverluste	56
Bild 6.4 Einflussgrößen auf die Netzbetriebsführung	58
Bild 6.5 Planungs- und Betriebsgrundsätze bei großflächigem Einsatz von DEA.....	62
Bild 7.1 Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall (1300 MW) Quelle RWE.....	66
Bild 7.2 Strombezug/-lieferung bei wärmegeführtem Betrieb von KWK-Anlagen.....	67
Bild 7.3 Strombezug/-lieferung bei stromgeführtem Betrieb von KWK-Anlagen.....	68
Bild 7.4 Relativer Wirkungsgrad im Verhältnis zum maximalen Wirkungsgrad eines thermischen Kraftwerks im Teillastbereich	70
Bild 7.5 Aufgaben von Energiespeichern im elektrischen Netz	71

Bild 7.6 Zukünftige Versorgungsstruktur	72
Bild 7.7 Stromaustausch und Leitungsempässe	73
Bild 9.1 Erlösstruktur dezentraler Systeme	90
Bild 9.2 Kostenanteile am Strompreis von Endverbrauchern	91
Bild 10.1 Typische Bedarfswerte für Strom und Wärme im Bestand	97
Bild 10.2 Spezifische Investitionen	99
Bild 10.3 Nahwärmeerschließung der Versorgungsgebiete.....	100
Bild 10.4 Wirkungsgrade Erzeugungssysteme	100
Bild 10.5 angenommene Energiepreise inkl. Netznutzungsentgelten ohne Steuern und Abgaben	101
Bild 10.6 Primärenergieverbrauch	102
Bild 10.7 Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Wärmebedarf.....	103
Bild 10.8 Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Strombedarf.....	104
Bild 10.9 CO ₂ -Emission	104
Bild 10.10 CO ₂ -Emission in Abhängigkeit vom Wärmebedarf	105
Bild 10.11 CO ₂ -Emission in Abhängigkeit vom Strombedarf.....	105
Bild 10.12 Investition	106
Bild 10.13 Investition in Abhängigkeit vom Wärmebedarf.....	106
Bild 10.14 Investition in Abhängigkeit vom Strombedarf	107
Bild 10.15 Kosten	107
Bild 10.16 Wärmerestkosten	108
Bild 10.17 Kosten in Abhängigkeit vom Wärmebedarf.....	108
Bild 10.18 Kosten in Abhängigkeit vom Strombedarf.....	109
Bild 10.19 Kosten in Abhängigkeit von der Investition	110
Bild 10.20 Kosten in Abhängigkeit von den Gaspreisen	110
Bild 10.21 Kosten in Abhängigkeit von der Strombezugspreisentwicklung	111
Bild 10.22 Kostenentwicklung A.....	112
Bild 10.23 Kostenentwicklung B.....	113

VDE-Studie

Dezentrale Energieversorgung 2020

Informative Anhänge

Kapitel	Anhang	Seiten
3	Stand der Entwicklung, Perspektiven	
	3 Erneuerbare Energie und Dezentrale Erzeugungstechnologien	5
	3a Kennziffern dezentraler Systeme	4
4	Beschreibung dezentraler Systeme	17
	4a Virtuelles Kraftwerk im Praxistest	7
6	Auswirkungen auf das Netz	28
	6 Systemdienstleistungen unter besonderer Berücksichtigung von Wechselrichtereinspeisungen	
9	Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme	3
	9 Steuergesetze und Marktanreizprogramme	

Anhang 3

Erneuerbare Energie und Dezentrale Erzeugungstechnologien

Dr.-Ing. Christine Schwaegerl
Siemens AG, Erlangen

Quelle:

DISTRIBUTED GENERATION: KEY ISSUES,
CHALLENGES AND PROPOSED SOLUTIONS, Europäische Kommission

1 Outlook to Renewable energy sources (RES)

There is a huge potential for renewable energy sources to provide a sustainable electric power supply. RES include wind power, hydroelectric, photovoltaic power, concentrated solar power, ocean power, geothermal and biomass. The relative merits and potential of RES and other new and embedded DG technologies are outlined. For comparison purposes it should be noted that total EU-15 electricity production is currently of the order of 2500 TWh and the current average cost of conventionally generated electricity is 0.04 Eur/ kWh.

Wind power is already a great success story for RES. In some areas of Europe it has achieved a significant percentage of total generation capability - reaching almost 100% of baseload at certain times. Growth in wind power generation is significant and over 13.9 gigawatt of capacity is installed worldwide. The vast majority is installed in Europe but wind power features in the generating plans of utilities all around the world.

Concerted RTD&D activities on wind turbines has been ongoing for some twenty years, beginning in the 1980's with an assessment of resources in Europe that identified capacity of some 1000 TWh per annum. The most significant step was taken in the 1990's when commercial wind turbines were available in sizes up to 200 kW. A cooperative research venture between European wind turbine manufacturers and the European Commission developed a new generation of wind turbines with rotor diameters greater than 65 m and with rated power of 1 MW.

The largest current wind turbines can deliver up to 2.5 MW with typical installations rated at 1.5 MW. Rotor construction can be either variable pitch or non variable. The technical availability of marketable systems is 98-99% and the integration of individual wind turbines or wind farms equipped with appropriate power conditioning into electricity networks generally pose no problems. However, characteristics of the interaction between the network and the turbines do need to be evaluated.

WT technology is relatively mature with future research concentrating on widening the conditions for which wind energy can be competitive by developing novel on- and off- shore systems. This includes research into autonomous large wind turbines using new materials, enhanced aerodynamics and the establishment of international standards.

The current market for wind turbines is some 3 billion Euros per year and growing strongly. A US survey estimates a global market size of \$ 49 billion by 2012.

Hydroelectric power has operated as a centralised power source for many decades and hydropower is, from a global perspective, the most important RES. The global exploitable potential capacity exceeds 14 000 TWh of which some 2 500 TWh is utilised.

Small hydropower plants rated at an installed capacity of 10 MW or less currently contribute more than 37 TWh per annum or 2.5% of the European electricity market. Assuming a stable growth rate of 3% over recent decades via modernisation, reconditioning and exploitation of new sites, around 50% of the remaining small hydropower sites in Europe will be exploited by 2015.

Again technically mature hydropower has the potential to become more economically attractive via improved turbine designs, cost effective plant construction in combination with new technologies for control and operational strategies. In particular the high initial cost can be reduced to remove the main barrier to exploitation. From an operational point a hydropower station can be started very fast and the power output controlled to a required output at any time - characteristics that make it an attractive asset in a complex DG network management scenario.

Photovoltaic (PV) power has been a technical possibility since the 1930's but at a cost. PV is a potentially clean, reliable and consumer friendly RES. Although the cost of producing electricity with 'solar cells' has reduced dramatically over the past decades, it is still only competitive in niche - usually remote - 'stand alone' applications. Such systems generally involve storage systems (batteries) and hybrid systems also include one or more auxiliary power generators (wind or engine driven) to ensure continuity of supply. Large (1 MW+) projects have also been undertaken with all electricity supplied to the grid through an inverter.

Worldwide PV sales could reach 6 GW by 2010 with an important portion for decentralised power generation. One US survey estimates the market for PV equipment in 2012 to be \$ 27.5 billion. The main barrier to adoption of PV equipment is the high cost. Therefore primary research continues to reduce costs, improve efficiency and reliability. PV devices with efficiencies of the order 40 - 60% are being explored via new materials or improving the current crystalline silicon technology. The long term target cost of PV electricity is in the 0.06 to 0.10 Eur/ kWh range or 10% of the current cost.

Biomass is an RES that currently contributes around 5% of EU energy supply; predominately in heat and power applications. Biomass has the potential to provide competitively priced solid or liquid RES-based fuels. In transport applications it is one of the few options for a net CO₂ - free system.

Power generation via biomass uses advanced gas turbine technology, however bio-derived liquid fuels could be used in any internal (or external) combustion system. The research target is to reduce costs further by 15 - 20%. Research into combustion technologies which reduce pollution in small and large-scale power plants is being pursued together with improved reliability and cost effectiveness of gasification systems for power generation.

Concentrated solar power (CSP) is suited for medium to large application from MW to hundreds of MW range with a minimum size of about 5 MW. The technology is mature but obviously has seasonal and intermittent character. Studies have shown that the energy potential for CSP could be at least 35 TWh per annum in the Mediterranean region.

CSP has a proven technical feasibility, a 254 Mw installation having operated in California for some two decades, but the cost of electricity is high at 0.12 Eur/ kWh. Research looks to the development of more efficient and cost effective components and plant schemes. Innovative energy storage schemes are also very important for CSP and the technology is being studied for use in chemical applications.

Ocean energy (OE) is just starting to show reliable results for a small number of prototype installations. Again better suited to medium to large power production the minimum size of an offshore OE installation, as for an off-shore wind farm, will be 10 MW and will have a seasonal and intermittent character - with in this case maximum power generated during the winter months. The energy potential for OE along the Atlantic seaboard of Europe is some 600 TWh per annum. The research emphasis here is on the development of cheaper and safer installation methods and production, better availability and predictability of deliverable energy and technically proven concepts for onshore and offshore systems.

Geothermal energy (GE) could provide Europe with up to 800 TWh per annum via the Hot Dry Rock (HDR) concept but this still has to demonstrate technical and economic feasibility. Again GE is a possible medium to large power application but does not have a seasonal or intermittent characteristic. Research and development concentrates on new reservoir management techniques, cheaper drilling technologies and more cost effective power cycles.

Other clean energy sources providing energy with reduced environmental impact are also driving the DG market.

Combined Heat and Power (CHP) plants use their fuels for the production of both electric power and heat and therefore operate at high efficiency. Compared to traditional boiler plants or conventional electricity production CHP can save around 30% on primary energy consumption. In addition this leads to a reduction in CO₂ emissions of roughly 0.5 kg per kWh of electricity produced. CHP is especially useful for consumers with a continuous and steady heat demand.

In the EU, CHP accounted for 72 GW of capacity and 11% of total electricity generated in 1998 although regional penetration was not uniform. Four industries (chemical, refining, food and pulp and paper) account for 80% of industrial CHP in the EU and industry as a whole accounts for 80% of total CHP installed. Most CHP currently installed is large (>10 MW), growth in the smaller scale applications is slow but may be set to rise, in particular for commercial applications involving reasonable cooling loads and as micro-CHP for domestic use is commercialised. One study has concluded that the European market for domestic CHP could grow very rapidly to half a million units by 2010.

A wide range of technologies can be used in CHP systems ranging from emerging technologies like fuel cells to developing systems such as micro gas turbines and mature devices like reciprocating engines. Characteristics of the separate technologies are outlined below.

Fuel Cells (FC) are an emerging technology that has the potential to replace a very large proportion of current energy system in all fields from mobile phones through vehicles to central and DG power supply. It is an essentially clean technology that uses hydrogen (from a fuel source) and oxygen (from the air) to generate electricity and heat without combustion or pollution - its only basic emission being water vapour.

There are several different types of fuel cell, but all share the basic design of two electrodes (a negative anode and a positive cathode) separated by a solid or liquid electrolyte that carries charged particles between them. Hydrogen is passed over the anode and oxygen over the cathode, which produce, respectively, hydrogen and oxygen ions. These combine to form water and produce an electric current.

FCs are classified according to the nature of their electrolyte which also determines at what temperature they operate. In theory FC can use a wide range of fuels as long as the fuel contains hydrogen that can be obtained by reforming.

In the long term FCs could form an integral part of a 100% RES-based energy supply, where hydrogen and electricity are the principal energy vectors. They are therefore a crucial strategic technology with a huge potential global market set to emerge over the next 10 -20 years. Market forecasts predict very large (40 - 60%) average annual market growth. The market for all FC applications could be around \$ 12.5 billion by 2012.

FCs suitable for DG operate between 80 and 1000 °C, ignoring the heat produced FC efficiency is between 35 - 65%, If the heat load is used then efficiency can be over 80%. Some developers of small (1-10 kW) FCs originally targeted at transport applications are also possible models for residential generation - the ultimate DG. Research efforts are focused on reducing cost and developing equipment and systems for use in buildings, transport and DG. The long-term cost target is to achieve 300 Eur/ kW for high durability stationary power devices.

Gas turbines (GT) of all sizes are widely used in the power industry. Small GT of 1 - 20 MW are commonly used in CHP. They are particularly useful if high temperature steam is required. GTs of under 30 MW account for 4.3 GW of capacity ordered worldwide between June 2000 and May 2001 according to an OECD survey. GTs can be noisy and emissions require control technology to reduce NO_x.

Micro-turbines operate on the same principles as conventional GT but they work at extremely high rotational speed up to 120 000 rpm. Individual units are rated at 30 - 200 kW and can be readily combined into multiple units. Low combustion temperatures lead to low NO_x emissions. The micro turbine is a reliable, environmentally beneficial solution for power generation and can be used for peak shaving standby power, UPS and other applications. The market is potentially huge especially if large numbers of standard models can be produced. Capital costs are anticipated to be 500 - 1000 Eur/ kW with electrical efficiencies between 27 - 32%.

Reciprocating engines were developed more than 100 years ago, were amongst the first DG technologies and therefore represent the most common form of DG installed capacity. The OECD survey indicated orders for 16.2 GW of reciprocating engines (1 - 30 MW) between June 2000 and May 2001. Engines are used over a wide range of output from small units of 1 kVA to 10 MW + and are usually fueled by diesel or natural gas. Although not per se a clean technology, with modern emissions control technology they can achieve low environmental impact and can be run with biomass derived fuels. Operation in a CHP mode is possible using heat recovered from exhaust gases, cooling water or lubrication systems.

They are typically used either for continuous or backup emergency power. Their operational characteristics are superior in many ways: fast start up and controllable power output.

Stirling engines are essentially an external combustion engine. They require very little maintenance, are non fuel specific and have high efficiencies. They are also capable of being very small but are currently very expensive. Although their principle has been known for almost 150 years, due to materials issues, they are still being developed and it is uncertain how their cost will change as the technology approaches commercialisation. It is unlikely that they will reach the market for at least 10 years.

**Anlage 3a:
Kennziffern dezentraler Systeme**

1

- 1) Nutzungsgrad begrenzt wegen Energiebedarf zur Wasserverdampfung bei der Refomierung
- 2) Wirkungsgrad inkl. Organic Cycle und Pumpstrombedarf
- 3) Wirkungsgrad von 450 % entspricht einer Leistungszahl von 4,5
- 4) Jährliche Durchschnittswerte während der Heizperiode; bei reiner Braucherwassererwärmung ist von niedrigeren Werten auszugehen.
- 5) Inputleistung bei erneuerbaren Energieen ist nur als theroritscher Wert zu betrachten; er entspricht der eingestrahltten Sonnenenergie bez. der Energiemenge an Wind oder Wasser.
- 6) Vollaststunden PV: 800 h/a Standort Berlin, 1200 h/a Freiburg, Wind:1.500 h/a ungünstiger Binnenlandstandort, 1.800 h/a Durchschnittswert Deutschland,
Wasser: Durchschnittswerte für kleine und große Anlagen
- 6a) Wartung und Versicherung ca. 1,5 %/a d. Investition (Quelle: Solarenergie-Förderverein e.V, Aachen)
- 7) Vollaststundenzahlen für reinen Heizbetrieb (4500 h/a) bzw. einschließlich Brauchwassererwärmung (6.000 h/a)
- 8) Vollaststunenzahl für reine Grundlastanlage (MCFC)
- 9) Geothermie nur wirtschaftlich bei hoher Auslastung
- 10) Standort mit geringer Einstrahlung
- 11) Standort mit hoher Einstrahlung
- 12) Grundlastbetrieb von Wärmepumpen unterstellt; für Spitzenlastbedarf zusätzlich Spitzenlastkessel erforderlich.
- 13) Vollversorgung über einen Kessel
- 14) Großkessel für Heizwerk
- 15) Brennwertkessel vorrangig in Ein- und Zweifamilienhäusern
- 16) Elektroheizungssystem haben wegen guter Regelbarkeit geringer Vollaststundenzahlen
- 17) Wärmegutschrift mit Kesselwirkungsgrad von 85 % bewertet
- 18) Energiekosten der Solar-Umwälzpumpe mit 40 W, 8.000h/a und 150 €/MWh bewertet
- 19) Energiekosten der Solar-Umwälzpumpe mit 2000 W, 8.000h/a und 150 €/MWh bewertet
- 20) Kosten für Wartung der Anlage
- 21) Wartungskosten Kesselanlage
- 22) Primärenergiepreis entspricht den Stromkosten
- 23) Brennstoffzellen noch in der Entwicklung; angegebener Wert ist ein Erwartungswert
- 24) Lebensdauer gilt für geothermische Brunnnen; für den ORC ist von geringeren Werten oder höheren Wartungskosten auszugehen.
- 25) Investition je kWel

- 26) Entspricht Herstellungskosten von 380 €/m²
- 27) Entspricht Herstellungskosten von 230 €/m²
- 28) Die Vergütung beträgt bis einschl. 30 kW 57,4 ct/kWh, ab 30 kW 54,60 ct/kWh, ab 100 kW 54 ct/kWh. Die Zahlung erfolgt über 20 Jahre.
Die Degression beträgt 5 %/a. Erhöhte Sätze bis 62,4 ct/kWh bei Fassadenintegration möglich.
- 29) Die Vergütung für Onshore-Anlage beträgt max. 8,7 ct/kWh, abhängig vom Referenzertrag. Die Basisvergütung beträgt 5,5 Ct/kWh.
Die Regelung gilt für 20 Jahre. Die Degression beträgt 2 %/a
- 30) Die Vergütung beträgt 9,67 ct/kWh bis 500 kW, >500 kW bis 5 MW 6,65 ct/kWh
- 31) Vergütungssätze für Deponiegas und Klärgase betragen bis 500 kW 7,67 ct/kWh, größer 500 kW bis 5 MW 6,65 ct/kWh. Sie gelten für 20 Jahre, die Degression beträgt 1,5 %/a. Bei Einsatz von Biomasse 11,5 ct/kWh bei einer Leistung bis zu 150 kW, 9,9 ct/kWh bis zu 500 kW, 8,9 ct/ bis zu 5 MW.
Zusätzlich Zahlung eines Bonus für nachwachsende Rohstoffe bis einschließlich einer Leistung von 500 kW von 6,0 ct/kWh und bis einschließlich einer Leistung von 5 MW von 2,5 ct/kWh.
- 32) Vergütungssatz bei Brennstoffzelle und Biogasen 9,67 ct/kWh, bei reinem KWK-Betrieb 5,11 ct/kWh
- 33) Vergütungssätze betragen abhängig von der Größe 15 ct/kWh bis 5 MW, 14 ct/kWh bis 10 MW, 8,95 ct/kWh bis 20 MW und 7,16 ct/kWh > 20 MW
- 34) Nur dargebotsabhängiger Betrieb; Dynamik nur in einer Richtung gegeben
- 35) Nur Leistungsreduzierung möglich
- 36) Emission auf Erdgasbasis ermittelt; Biogas und H₂ als emissionsfrei gewertet, LPG mit Erdgas gleichgesetzt
- 37) Kann durch Ab- und Zuschaltung zur Netzregelung eingesetzt werden.

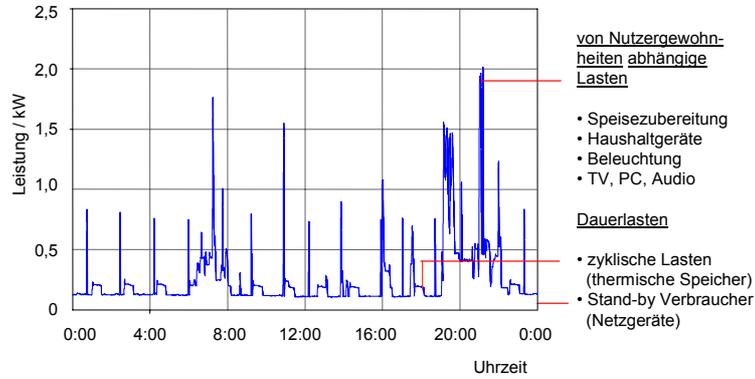
Anhang 4

Beschreibung dezentraler Systeme

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Scheffler
Hochschule Merseburg (FH)

Zu 4.2 Einfamilienhaus

Bild 1: Tagesgang des Bezuges elektrischer Energie für einen vollelektrisch versorgten Haushalt an einem Werktag im Sommer [1]



Zu 4.3 Mehrfamilienhaus

Bild 2: Tagesgang des Wärmeverbrauches eines Einfamilienhauses im Winter [2]

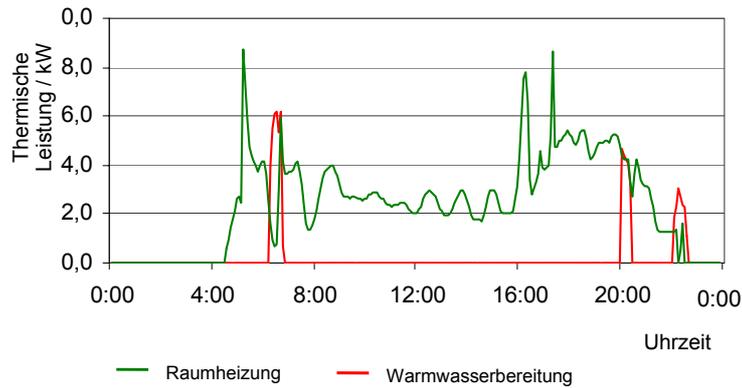
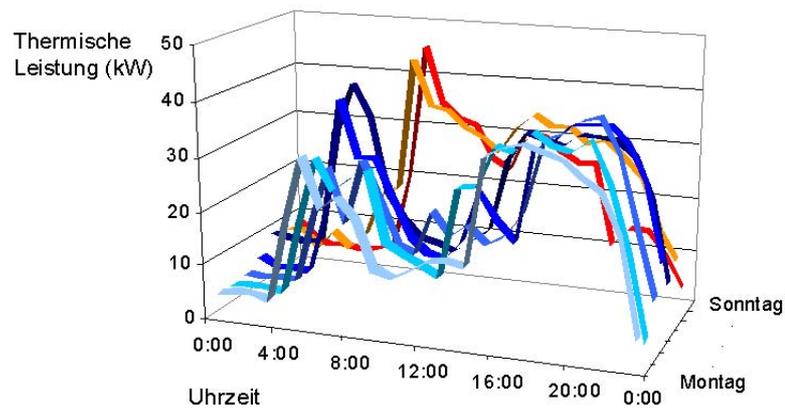


Bild 3: Leistungsbedarf zur Raumheizung eines Mehrfamilienhauses für eine Kalenderwoche im Februar [2]



Zu 4.5 Siedlung / 4.6 Stadt

Bild 4: Versorgungsgebiet und Struktur des elektrischen Verteilnetzes für ein Dörfchen mit überwiegend Gehöften [1]

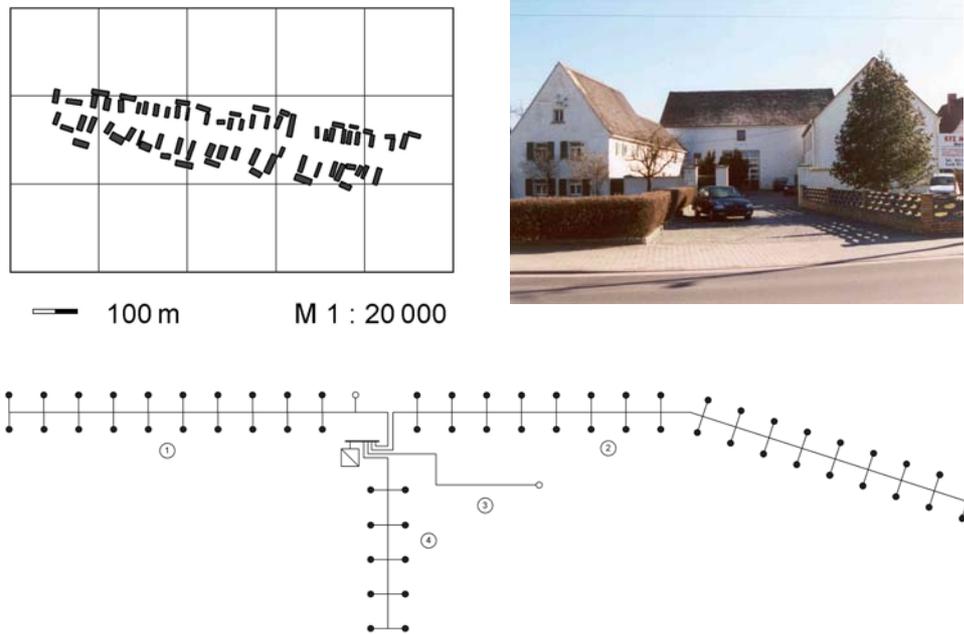


Bild 5: Versorgungsgebiet und Struktur des elektrischen Verteilnetzes für eine Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte [1]

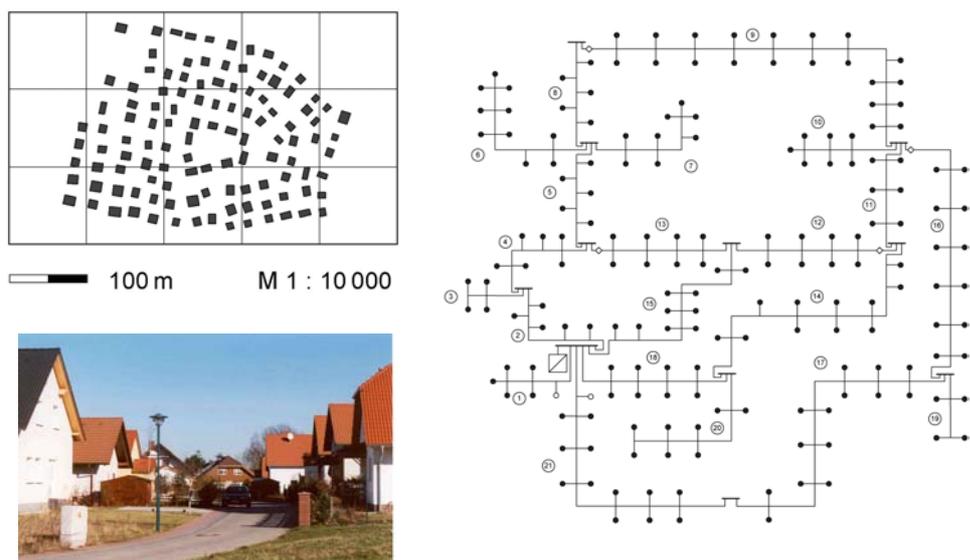


Bild 6: Versorgungsgebiet und Struktur des elektrischen Verteilungsnetzes für Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser [1]

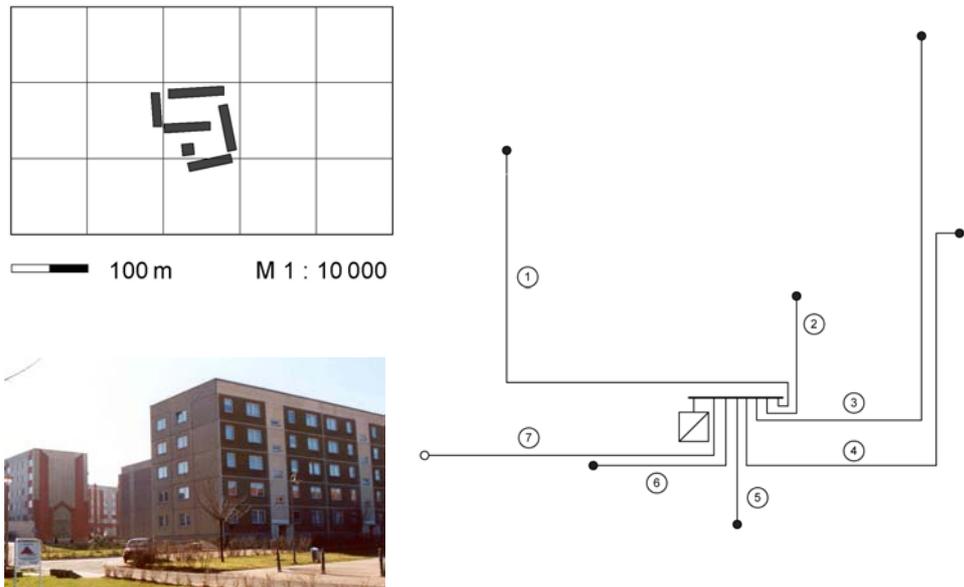
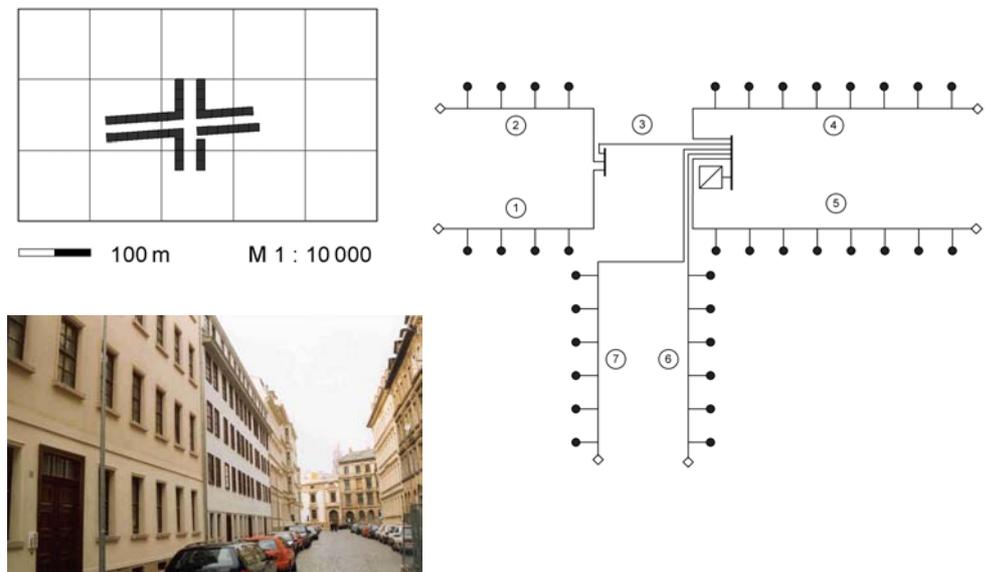


Bild 7: Versorgungsgebiet und Struktur des elektrischen Verteilungsnetzes für Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser [1]



Quellen

- [1] Scheffler J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, Chemnitz, 2002
- [2] Scheffler J.: Brennstoffzellenanlagen zur Energieversorgung in Wohngebäuden - Betriebsweisen und Potenzial der Elektroenergieerzeugung. Brennstoff-Wärme-Kraft 53 (2001) H. 11, S. 50-55

4.1.1 Anforderungen an die Betriebsführung von DEA

Eine energieeffiziente und kostenoptimierte Integration von DEA auf Basis erneuerbarer Energien und dezentralen KWK - Anlagen in das Verteilnetz erfordert Maßnahmen zur Betriebsführung der verteilten Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherstrukturen (Bild 4.2). Ein intelligentes dezentrales Energie- bzw. Fahrplanmanagement, dessen Realisierung der technologische Fortschritt der Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglicht (siehe Kap. 7) macht die verteilten Erzeugungsanlagen planbar. Man erhält eine planbare und optimierte Versorgung betrachteter Bilanzkreise aus einem sich ergänzenden Mix von verteilter Erzeugung und Energieaustausch mit dem übergeordneten Netz.

Die dezentralen Verbraucherstrukturen können dann als Virtuelles Kraftwerk in vergleichbarer Weise netzverträglich zur allgemeinen Energieversorgung beitragen wie große konventionelle Kraftwerke, was ein wesentliches Kriterium für den Breitereinsatz von dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten auf Basis regenerativer Energien und dezentralen KWK – Anlagen ist. Der energiewirtschaftliche Nutzen dieser Anlagen wird dadurch deutlich gesteigert. Der CO₂ - Ausstoß wird somit nicht nur durch den erhöhten Einsatz regenerativer Anlagen oder dezentraler Anlagen mit hohem Gesamtwirkungsgrad, sondern zusätzlich auch durch die verminderte Regelleistungsbereitstellung in zentralen Kraftwerken reduziert.

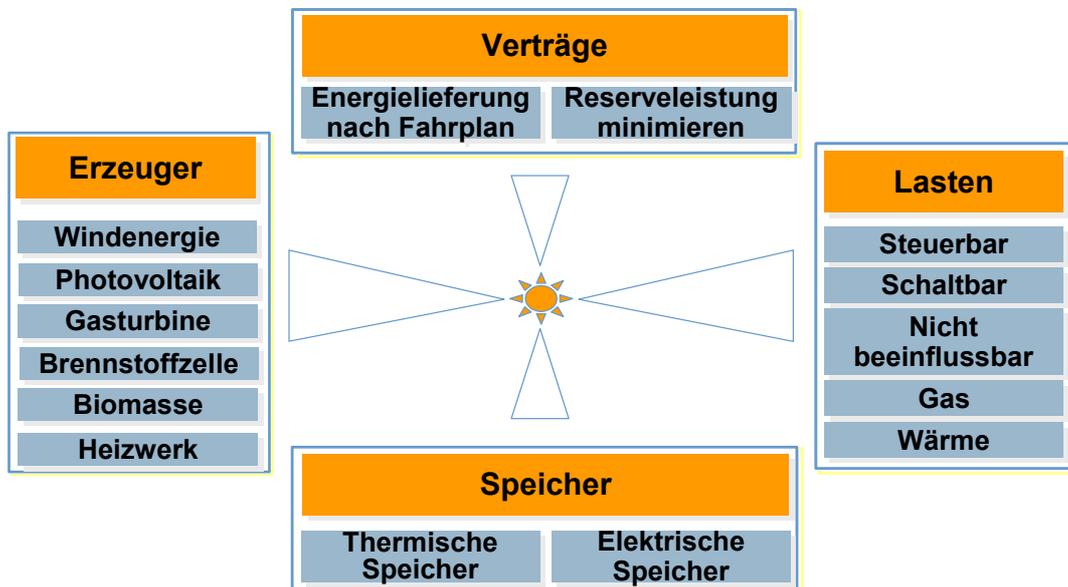


Bild 4.2 Komponenten eines dezentralen Energiemanagements

Unter Ausnutzung von Möglichkeiten zur Speicherung und zum Lastmanagement werden folgende Zielstellungen erreicht:

- Ausgleich fluktuierender, regenerativer Elektroenergieerzeugung
- Reduktion von zentral vorzuhaltender Reserveleistung

- Reduktion von Lastspitzen
- Kenntnis der Leistungsbezugsprofile je lokalem Bilanzkreis als Eingangsgrößen für überlagerte Optimierungsaufgaben
- Plantreue des Leistungsbezuges bzw. -exports je lokalem Bilanzkreis.

4.1.2 Prinzipielle Funktionsweise des dezentralen Energiemanagements

Aufgabe eines dezentralen Energiemanagementsystems ist es, innerhalb eines vorgegebenen Randintegrals mit den parametrisierten Randbedingungen eine Optimierungsaufgabe kostenoptimal zu lösen. Nach vorgegebenden Kriterien optimiert das Managementsystem offline und überwacht online den Energieeinsatz. Berücksichtigt werden dabei Erzeuger, Speicher- und Verbrauchereinheiten sowie Verträge. Es umfasst wie in Bild 4.3 gezeigt die Funktionsbausteine Prognose, Einsatzplanung und Steuerung der dezentralen Ressourcen.

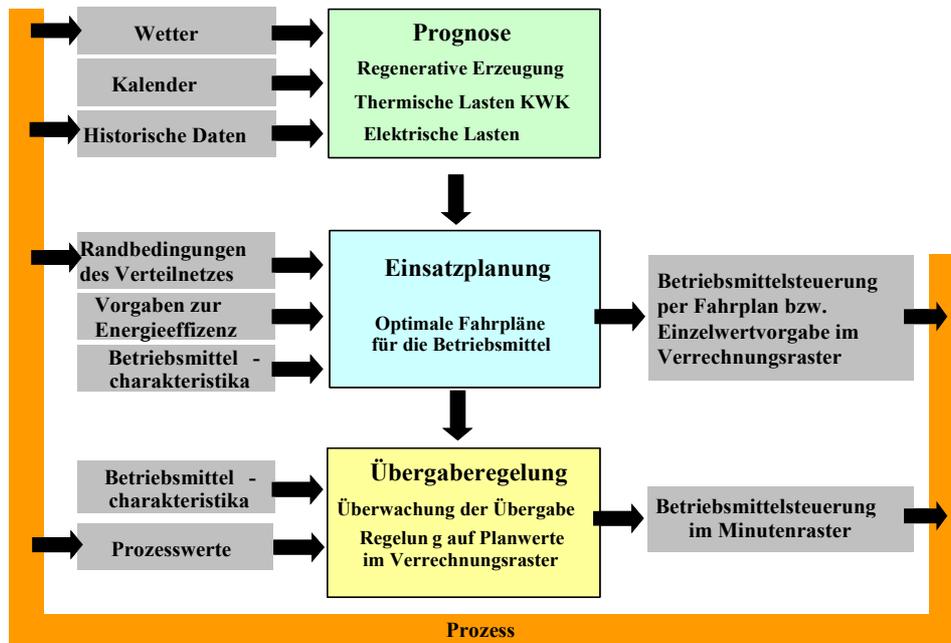


Bild 4.3 Funktionen des dezentralen Energiemanagements

Prognosen

Die Prognosen des elektrischen und thermischen Energiebedarfs und der regenerativen Erzeugung erfolgen auf Basis erfasster und archivierter historischer Daten, kalendarischer Informationen und importierter Wetterprognosen im Viertelstundenraster für 1-3 Tage im Voraus. Aufgrund der geringen Größe und der damit geringen Gleichzeitigkeitsgrade der einzelnen Lasten führen stochastische Schwankungen zu

unvermeidbaren Prognosefehlern. Auch reduzieren unvorhergesehene Ereignisse deutlich die erreichbare Prognosegenauigkeit.

Um trotz der zu erwartenden Prognosefehler die Aufgaben des Energiemanagements erfüllen zu können, ist es sinnvoll, zusätzlich Prognosebänder zu bestimmen, in denen sich die erwartete Leistung mit einer definierten Wahrscheinlichkeit befindet. Dies ermöglicht, durch geeignete Reserve- und Risikostrategien mit der Energieeinsatzplanung für jede Planungsperiode eine ausreichende elektrische Reserveleistung zu berücksichtigen.

Einsatzplanung

Die Einsatzplanung liefert den Fahrplan für den Einsatz der steuerbaren Erzeugungseinheiten, der steuerbaren und abschaltbaren Lasten sowie die Höhe des Leistungsfremdbezuges bzw. des erwarteten Leistungsexports unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen. Falls verfügbar werden ebenfalls Speicher mit in die Optimierung einbezogen. Das Managementsystem minimiert die Betriebskosten für den Energieeinsatz und berücksichtigt dabei die Verträglichkeit mit den Randbedingungen des Verteilungsnetzes.

Gleichzeitig ermittelt das Energiemanagementsystem die aufgrund der Planungsunsicherheit der verteilten Erzeugung auf höheren Netzebenen vorzuhaltende Reserveleistung. Mit monetären Bewertungsfunktionen lassen sich ökologische Aspekte, wie maximale regenerative Einspeisung oder Minimierung des CO₂ - Ausstoßes berücksichtigen.

Online Optimierung

Um nach außen die Vorgaben zu Bezug, Lieferung bzw. zu entsprechenden Verträgen einzuhalten, ist aufgrund der unvermeidbaren Prognosefehler eine schnelle Ausregelung des Energieaustauschs an der Übergabestelle durch Schalten der Lasten oder durch Steuerung der Erzeugung z.B. im 1 - Minuten – Raster erforderlich.

Die Ausregelung der Abweichungen erfolgt auf der Grundlage der Planungsergebnisse kostenoptimal unter Einhaltung technischer Randbedingungen. Eine geeignete Prozessankopplung gewährleistet die korrekte Messwerterfassung und eine minütliche Sollwertausgabe an die angeschlossenen Betriebsmittel.

4.1.3 Anforderungen an ein dezentrales Fahrplanmanagement

Die Randbedingungen für den Einsatz dezentraler Managementsysteme unterscheiden sich von denen zentraler Systeme. Es müssen viele Erzeugungsanlagen mit jeweils unterschiedlichen Kennlinien, unterschiedlichen Energieträgern und geringen Nennleistungen integriert werden. Die regenerative Erzeugung weist hohe zeitliche Schwankungen auf. Auch das Lastniveau ist relativ gering. Als Anforderungen an dezentrale Managementsysteme ergeben sich daher:

- geringer Installationsaufwand

- wenig Hardware (keine Großrechenanlage)
- ganzheitliche Betrachtung des Energieeinsatzes unter Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Kopplung und Gas
- einfache Bedienbarkeit
- geringer Pflegeaufwand
- Robustheit gegen unerwartete Ereignisse

Kommunikationsverbindungen über Stand- und Wählleitungen zwischen allen beteiligten Komponenten müssen bestehen, damit Daten zyklisch in der erforderlichen zeitlichen Auflösung erfasst und Steuereingriffe ermöglicht werden.

Aufgrund des kommunikativen Aufwands ist eine gewisse Mindestgröße der Teilne

Zu 4.8 Virtuelles Kraftwerk

4.1.4 Anforderungen an die Betriebsführung von DEA

Eine energieeffiziente und kostenoptimierte Integration von DEA auf Basis erneuerbarer Energien und dezentralen KWK - Anlagen in das Verteilnetz erfordert Maßnahmen zur Betriebsführung der verteilten Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherstrukturen (Bild 4.2). Ein intelligentes dezentrales Energie- bzw. Fahrplanmanagement, dessen Realisierung der technologische Fortschritt der Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglicht (siehe Kap. 7) macht die verteilten Erzeugungsanlagen planbar. Man erhält eine planbare und optimierte Versorgung betrachteter Bilanzkreise aus einem sich ergänzenden Mix von verteilter Erzeugung und Energieaustausch mit dem übergeordneten Netz.

Die dezentralen Verbraucherstrukturen können dann als Virtuelles Kraftwerk in vergleichbarer Weise netzverträglich zur allgemeinen Energieversorgung beitragen wie große konventionelle Kraftwerke, was ein wesentliches Kriterium für den Breitereinsatz von dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten auf Basis regenerativer Energien und dezentralen KWK – Anlagen ist. Der energiewirtschaftliche Nutzen dieser Anlagen wird dadurch deutlich gesteigert. Der CO₂ - Ausstoß wird somit nicht nur durch den erhöhten Einsatz regenerativer Anlagen oder dezentraler Anlagen mit hohem Gesamtwirkungsgrad, sondern zusätzlich auch durch die verminderte Regelleistungsbereitstellung in zentralen Kraftwerken reduziert.

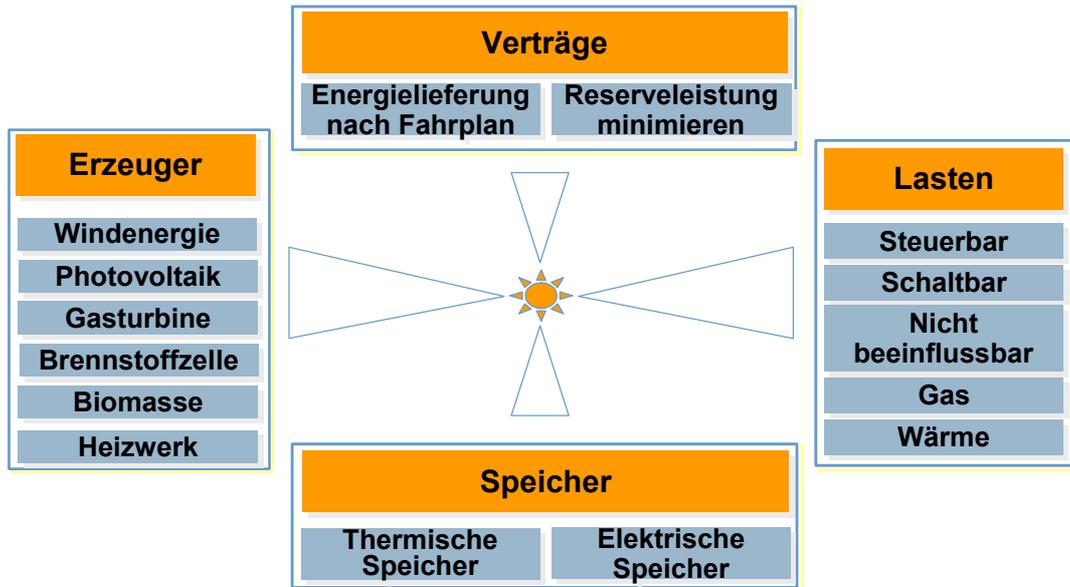


Bild 4.2 Komponenten eines dezentralen Energiemanagements

Unter Ausnutzung von Möglichkeiten zur Speicherung und zum Lastmanagement werden folgende Zielstellungen erreicht:

- Ausgleich fluktuierender, regenerativer Elektroenergieerzeugung
- Reduktion von zentral vorzuhaltender Reserveleistung
- Reduktion von Lastspitzen
- Kenntnis der Leistungsbezugsprofile je lokalem Bilanzkreis als Eingangsgrößen für überlagerte Optimierungsaufgaben
- Plantreue des Leistungsbezuges bzw. -exports je lokalem Bilanzkreis.

4.1.5 Prinzipielle Funktionsweise des dezentralen Energiemanagements

Aufgabe eines dezentralen Energiemanagementsystems ist es, innerhalb eines vorgegebenen Randintegrals mit den parametrisierten Randbedingungen eine Optimierungsaufgabe kostenoptimal zu lösen. Nach vorgegebenden Kriterien optimiert das Managementsystem offline und überwacht online den Energieeinsatz. Berücksichtigt werden dabei Erzeuger, Speicher- und Verbrauchereinheiten sowie Verträge. Es umfasst wie in Bild 4.3 gezeigt die Funktionsbausteine Prognose, Einsatzplanung und Steuerung der dezentralen Ressourcen.

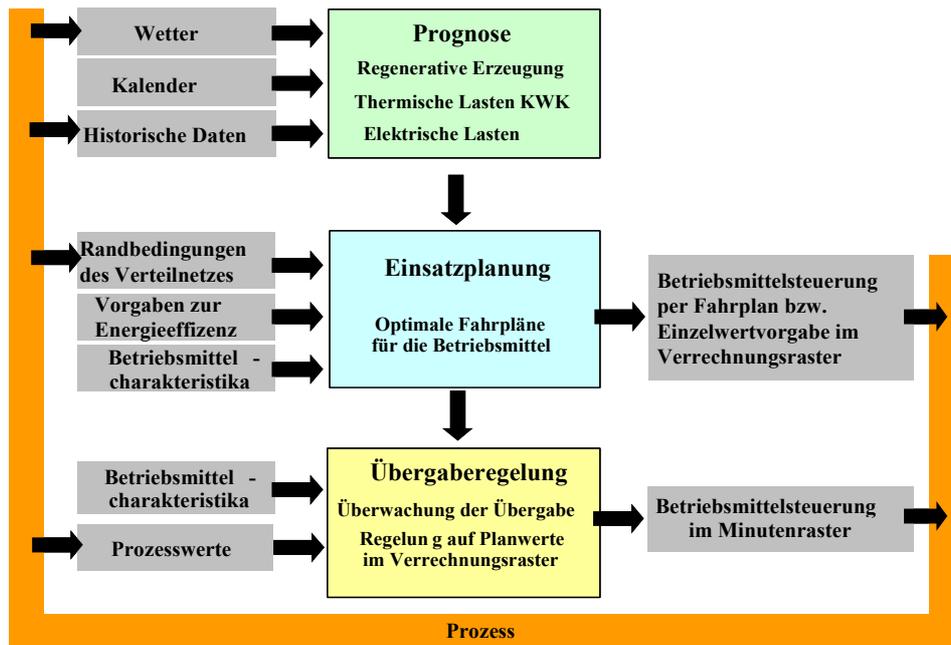


Bild 4.3 Funktionen des dezentralen Energiemanagements

Prognosen

Die Prognosen des elektrischen und thermischen Energiebedarfs und der regenerativen Erzeugung erfolgen auf Basis erfasster und archivierter historischer Daten, kalendarischer Informationen und importierter Wetterprognosen im Viertelstundenraster für 1-3 Tage im Voraus. Aufgrund der geringen Größe und der damit geringen Gleichzeitigkeitsgrade der einzelnen Lasten führen stochastische Schwankungen zu unvermeidbaren Prognosefehlern. Auch reduzieren unvorhergesehene Ereignisse deutlich die erreichbare Prognosegenauigkeit.

Um trotz der zu erwartenden Prognosefehler die Aufgaben des Energiemanagements erfüllen zu können, ist es sinnvoll, zusätzlich Prognosebänder zu bestimmen, in denen sich die erwartete Leistung mit einer definierten Wahrscheinlichkeit befindet. Dies ermöglicht, durch geeignete Reserve- und Risikostrategien mit der Energieeinsatzplanung für jede Planungsperiode eine ausreichende elektrische Reserveleistung zu berücksichtigen.

Einsatzplanung

Die Einsatzplanung liefert den Fahrplan für den Einsatz der steuerbaren Erzeugungseinheiten, der steuerbaren und abschaltbaren Lasten sowie die Höhe des Leistungsfremdbezuges bzw. des erwarteten Leistungsexports unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen. Falls verfügbar werden ebenfalls Speicher mit in die Optimierung einbezogen. Das Managementsystem minimiert die Betriebskosten für den Energieeinsatz und berücksichtigt dabei die Verträglichkeit mit den Randbedingungen des Verteilungsnetzes.

Gleichzeitig ermittelt das Energiemanagementsystem die aufgrund der Planungunsicherheit der verteilten Erzeugung auf höheren Netzebenen vorzuhaltende Reserveleistung. Mit monetären Bewertungsfunktionen lassen sich ökologische Aspekte, wie maximale regenerative Einspeisung oder Minimierung des CO₂ - Ausstoßes berücksichtigen.

Online Optimierung

Um nach außen die Vorgaben zu Bezug, Lieferung bzw. zu entsprechenden Verträgen einzuhalten, ist aufgrund der unvermeidbaren Prognosefehler eine schnelle Ausregelung des Energieaustauschs an der Übergabestelle durch Schalten der Lasten oder durch Steuerung der Erzeugung z.B. im 1 - Minuten – Raster erforderlich.

Die Ausregelung der Abweichungen erfolgt auf der Grundlage der Planungsergebnisse kostenoptimal unter Einhaltung technischer Randbedingungen. Eine geeignete Prozessankopplung gewährleistet die korrekte Messwerterfassung und eine minütliche Sollwertausgabe an die angeschlossenen Betriebsmittel.

4.1.6 Anforderungen an ein dezentrales Fahrplanmanagement

Die Randbedingungen für den Einsatz dezentraler Managementsysteme unterscheiden sich von denen zentraler Systeme. Es müssen viele Erzeugungsanlagen mit jeweils unterschiedlichen Kennlinien, unterschiedlichen Energieträgern und geringen Nennleistungen integriert werden. Die regenerative Erzeugung weist hohe zeitliche Schwankungen auf. Auch das Lastniveau ist relativ gering. Als Anforderungen an dezentrale Managementsysteme ergeben sich daher:

- geringer Installationsaufwand
- wenig Hardware (keine Großrechenanlage)
- ganzheitliche Betrachtung des Energieeinsatzes unter Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Kopplung und Gas
- einfache Bedienbarkeit
- geringer Pflegeaufwand
- Robustheit gegen unerwartete Ereignisse

Kommunikationsverbindungen über Stand- und Wählleitungen zwischen allen beteiligten Komponenten müssen bestehen, damit Daten zyklisch in der erforderlichen zeitlichen Auflösung erfasst und Steuereingriffe ermöglicht werden.

Aufgrund des kommunikativen Aufwands ist eine gewisse Mindestgröße der Teilnehmer erforderlich.

4.1.7 Vernetzung virtueller Kraftwerke

Ein Virtuelles Kraftwerk fasst verschiedene, unabhängig voneinander arbeitende dezentrale Erzeugungseinheiten auf Basis regenerativer und fossiler Energieträger wie

zu einer nach außen hin gemeinsam wirkenden Einheit zusammen. Es bietet an das überlagerte Energiemanagementsystem (EMS) einer Erzeugungsgesellschaft Tagesprognosen seiner Erzeugung im Energieverrechnungsraster unter Berücksichtigung der lokalen Einschränkungen durch den Netzbetrieb an und bekommt auf dieser Basis von dort einen entsprechenden Leistungsfahrplan vorgegeben, der durch eine online Optimierung so exakt wie möglich umgesetzt wird.

Maßnahmen auf der Verbraucherseite wie Lastabschaltung oder Lastverschiebung sowie gegebenenfalls die Nutzung von Speichern bieten zusätzliche Optimierungsmöglichkeiten (Bild 2).

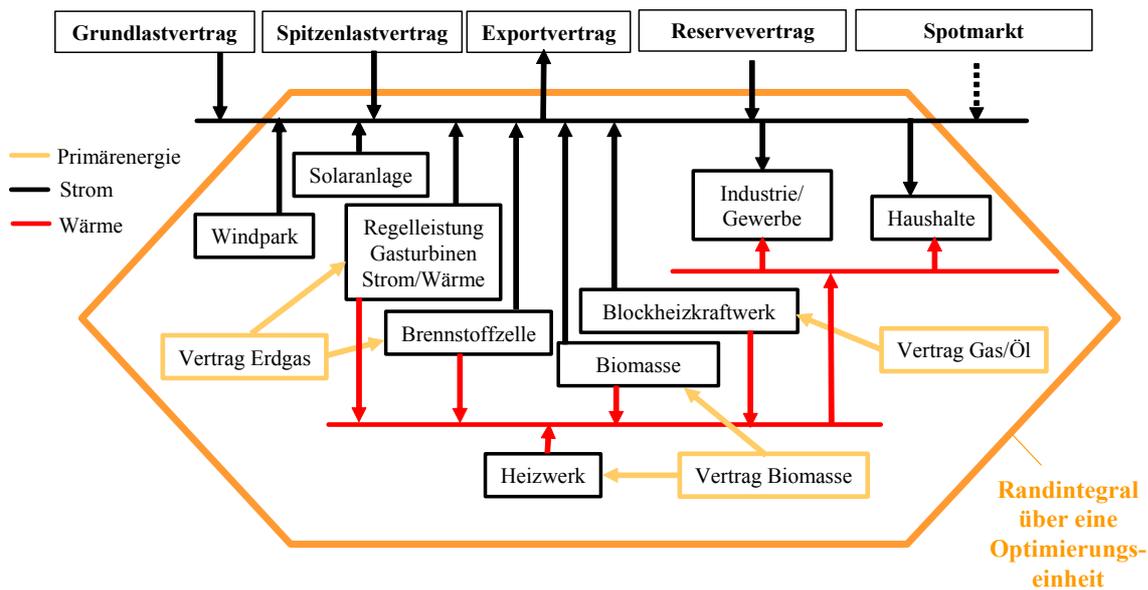


Bild 1 Beispiel für Projektierung „Virtuelles Kraftwerk“

Die Optimierung muss dezentral erfolgen, da bei einer steigenden Anzahl verteilter Erzeugung mögliche Restriktionen des Verteilnetzes (z.B. Überlastung von Netzelementen, Spannungshaltung) zu berücksichtigen sind. Eine Datenverdichtung durch lokale Systeme ist aus Betriebsführungsgründen erforderlich, da eine zu große Anzahl dezentraler Betriebsmittel die Performance bei der Einsatzoptimierung deutlich herabsetzt. Mit dezentralen Managementsystemen bleibt eine einfache Handhabung und Übersichtlichkeit in der Betriebsführung gewahrt.

Zweckmäßig werden die dezentralen Betriebsmittel eines oder gegebenenfalls mehrerer Umspannwerke von einem Energiemanagementsystem bearbeitet. Eine Beschränkung auf lokale Gegebenheiten ist aufgrund der Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologien nicht erforderlich. Die Anlagen sollten jedoch abrechnungsbedingt im gleichen Bilanzkreis liegen.

Verteilte Kleinanlagen lassen sich gegebenenfalls über Datenkonzentratoren im Managementsystem abbilden, sofern der kommunikative Aufwand dafür nicht das Optimierungspotential übersteigt (

Bild).

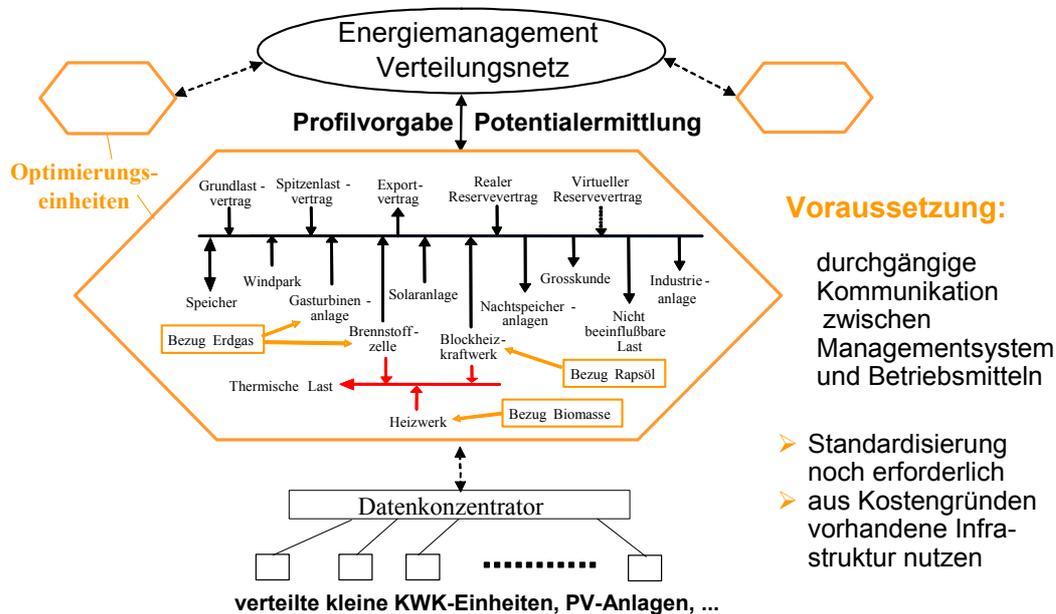


Bild 2 Vernetzung Virtueller Kraftwerke

Realisierungen Virtueller Kraftwerke in Deutschland

Realisierbarkeit und Nutzen verteilter, in einen Netzverbund integrierter Energieerzeugungssysteme demonstrieren existierende Anlagen, die seit Ende der 1990er Jahre in Deutschland größtenteils mit öffentlicher Förderung entstanden sind. Verteilte Erzeugung und damit auch verschiedene Ausprägungen Virtueller Kraftwerke werden in Zukunft einen merklichen Beitrag an der Energiebereitstellung liefern. Zur Umsetzung nachhaltiger Versorgungskonzepte im liberalisierten Energiemarkt bedarf es jedoch noch der Schaffung gesetzlicher Rahmenbedingungen, die ein Erzeugungsmanagement auch beim Einsatz regenerativer und Kraft-Wärme-gekoppelter Anlagen ermöglichen.

Die wesentlichen Beispiele sollen im Folgenden kurz genannt werden:

4.1.8 Projekt KonWerl 2010

In dem vom Land NRW, dem Kreis Soest und der Stadt Werl finanziell geförderten Projekt ‚KonWerl 2010‘ wurde ein Energiemanagementsystem als durchgängig innovative Lösung von der Mess- und Prozesstechnik über die Kommunikationstechnik bis hin zu den Funktionen einer technisch/wirtschaftlichen Energieoptimierung demonstriert. Regenerative Erzeugungsanlagen (Wind, Photovoltaik, Biomasse-Heizkraftwerk) versorgen verschiedene elektrische Verbraucherstrukturen, einen

großen Gebäudekomplex (Kompetenzzentrum, KPZ), ein Hotel, einen Industriebetrieb und Haushalte, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind (**Bild 3**). Der thermische Bedarf der Verbraucher wird über das Fernwärmenetz durch das Biomasse-Heizkraftwerk (HKW) und zwei benachbarte Heizwerke gedeckt.

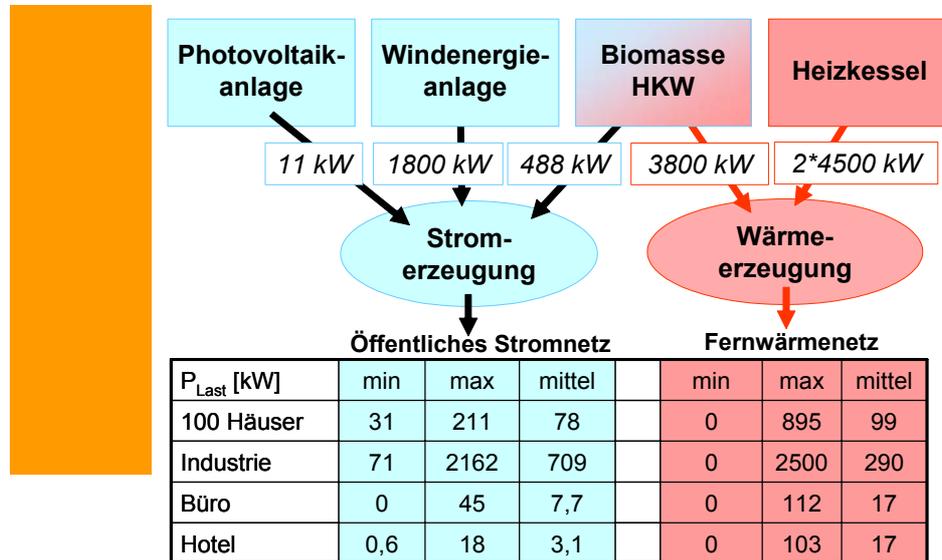


Bild 3 Komponenten im Projekt KonWerl 2010

4.1.9 Virtuelles Kraftwerk des Stadtwerke Unna

Das VK Unna optimiert den Einsatz von 5 BHKWs.

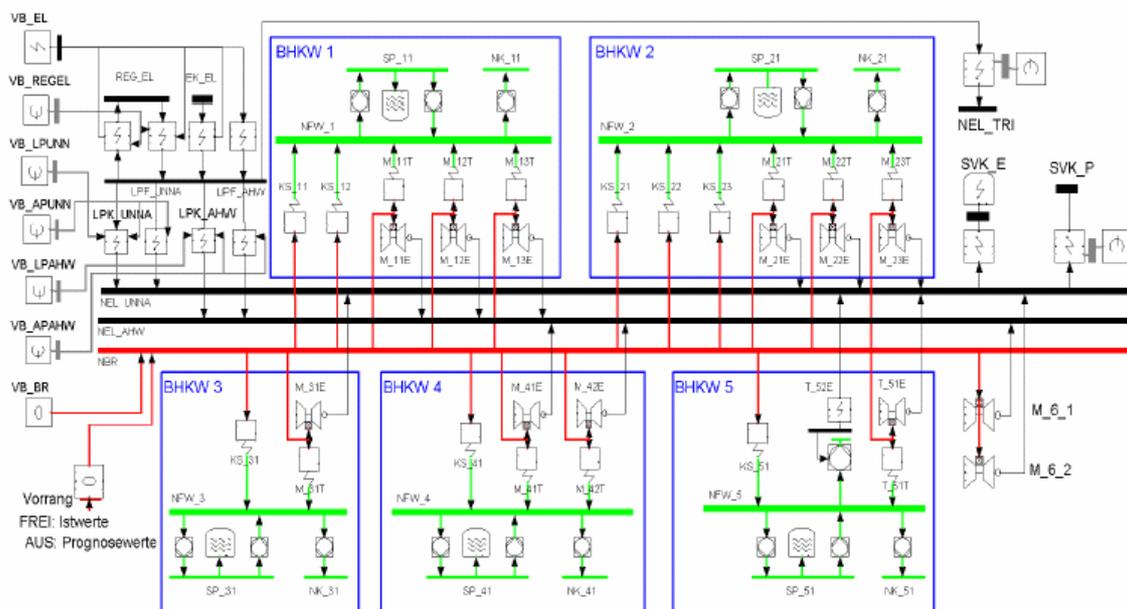


Bild 4 Gesamtmodellierung des Virtuellen Kraftwerks Unna

4.1.10 Das virtuelle Regelenergiekraftwerk der steag Saar Energie

steag Saar Energie bündelt das gesamte Know-how, das im liberalisierten Strommarkt für die täglichen Geschäfte benötigt wird: Einsatzplanung der Produktionsan-

gen nach ihrer Wirtschaftlichkeit und unter den Gesichtspunkten der vertraglichen Verpflichtungen; Handel mit Strom an der Börse zur Leistungs-Optimierung des Erzeugungsparks und zur Bedarfsdeckung von Konzerngesellschaften; Teilnahme an den Regelennergieauktionen der Übertragungsnetzbetreiber sowie ein Fahrplanmanagement zur Abwicklung des Energieaustauschs im virtuellen Kraftwerk.

Als Pooledienstleister eines virtuellen Regelkraftwerks übernimmt Saar Energie folgende Aufgaben [Quelle: www.saar-energie.de]:

- Präqualifikation der Bereitstelleranlagen bei den Übertragungsnetzbetreibern als Vermarktungsvoraussetzung
- Tägliche Planung und Organisation des Pools, so dass eine optimale Vermarktung in den einzelnen Regelzonen erreicht werden kann
- Zeitreihenanalytische Preisbewertung zur Gewährung hoher Zuschlagswahrscheinlichkeiten in den Tagesauktionen
- Absicherung des Pools durch eigene Anlagen, so dass die geforderte Anlagenverfügbarkeit als Präqualifikationsvoraussetzung sicher gewährleistet werden kann
- Vermarktung des/der Pools in allen Regelzonen zur Gewährleistung hoher Zuschlagswahrscheinlichkeiten
- Gewährleistung von garantierten monatlichen Festpreisen für die Leistungsbereitstellung
- Weitergabe der Marktpreientwicklung an den Kunden durch monatliche Preisanpassung mit Übernahme des Preisentwicklungsrisikos im laufenden Monat
- Durchführung des Einsatzmanagements im Pool im Falle des Regelenergielieferabrufes über eigene ständig besetzte Energieleitzentrale
- Definition und Installation der technischen Ausstattung der Bereitstelleranlagen für das Einsatzmanagement
- Abwicklung der Energietransferlogistik und Durchführung des Nachweismanagements gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern
- Abrechnung des Pools gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern und den einzelnen Bereitstellern
- Installation der Mess- und Übertragungstechnik zur Impulsübertragung des Lasthubes im Aufrufzeitraum

Zur positiven Minutenreserve werden Erzeugungskapazitäten eingebracht, die während der Bereitstellungszeit nicht genutzt werden:

- Spitzenkraftwerke in der nutzungsfreien Zeit
- nicht ständig genutzte Restleistungskapazitäten eines Erzeugers
- freie Leistungen im Sommerbetrieb wärmegeführter Anlagen, soweit ein Betrieb über vier Stunden ohne Wärmenutzung im maximalen Anforderungsfall gewährleistet ist

- Leistungserhöhungen durch gegenüber Normalbetrieb veränderte Kraftwerkschaltungen, wie z.B. durch kurzfristige Abschaltung von Dampfenntnahmen zur Erzeugung eines Lasthubs in der Turbine
- Notstromaggregate, die netzsynchron betrieben werden können, wobei Anforderungen aufgrund der zugeordneten Sicherungsfunktion immer Vorrang eingeräumt wird
- Abschaltung von Verbraucherlasten, die eine konstante Lastcharakteristik aufweisen und ebenfalls über einen maximalen Anforderungszeitraum von vier Stunden außer Betrieb bleiben können

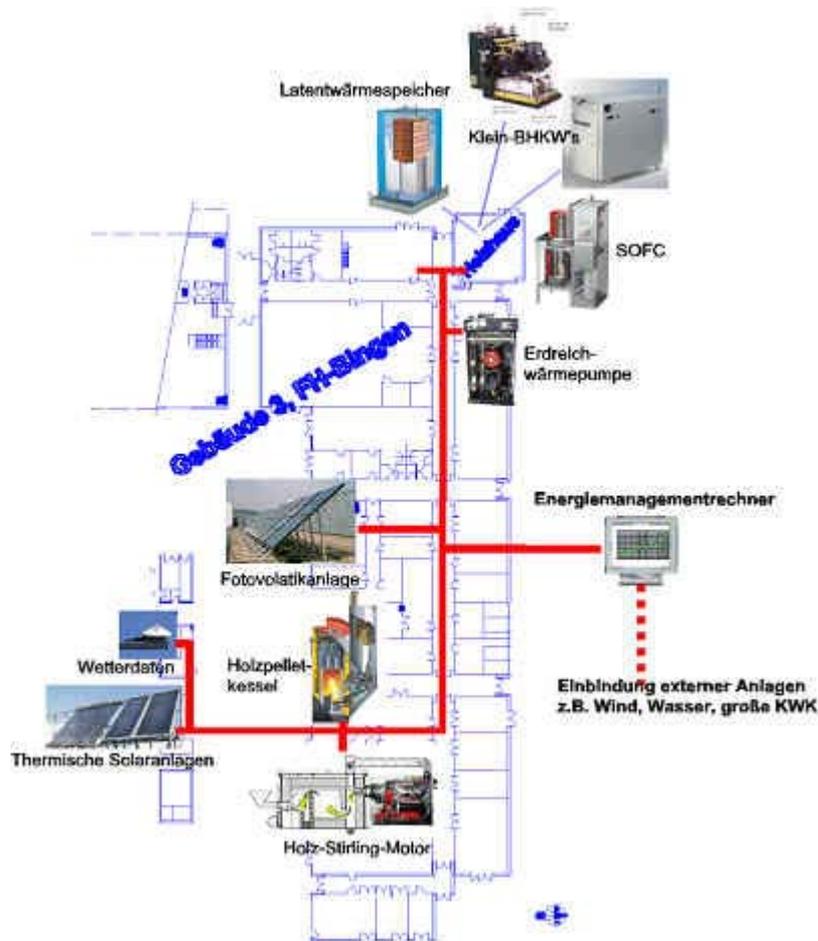
Für die Darstellung der negativen Minutenreserve können nur Erzeugungskapazitäten eingebracht werden, die während der Bereitstellungszeit mit der vereinbarten Bereitstellungsleistung in Betrieb sind:

- alle in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen (Beachte: Der Ausfall der erzeugten Energie wird durch Aufnahme einer Energielieferung aus dem Übertragungsnetz ausgeglichen, so dass die eigene Energiebilanz unverändert bleibt, sich aber die Netznutzungsentgelte ändern können)
- Definiertes Zuschalten von nicht in Betrieb befindlichen Verbraucherlasten mit einem maximalen Anforderungszeitraum von vier Stunden

4.1.11 Virtuelles Kraftwerk Rheinland-Pfalz

In den vergangenen Jahren wurden an der Fachhochschule Bingen bereits zahlreiche Projekte im Bereich der rationellen und regenerativen Energienutzung durchgeführt. Aus diesem Grund wurden auf dem Gelände der Fachhochschule Bingen zahlreiche dezentrale Energiesysteme installiert und in Betrieb genommen.

Diese, auf dem FH Gelände befindlichen, Einzelaggregate sind über ein Energiemanagementsystem verknüpft. Dieses archiviert umfangreiche Daten über Verbräuche sowie die ausgekoppelten Leistungen. Diese Daten werden dann nachfolgend analysiert und zu gerätespezifischen Datensätzen zusammengefasst.



Quelle: www.tsb.de

Bild 5 Virtuelles Kraftwerk Rheinland-Pfalz

Um die dezentralen Anlagen gezielt in der Stromerzeugung einzusetzen, müssen die technischen Voraussetzungen geschaffen werden. Informationen über den Betriebszustand, wie aktuelle Leistung und der daraus resultierenden Leistungsreserve, der möglichen Aufnahme von Wärmeenergie eines Speichers oder des Wärmenetzes müssen erfasst und für eine Ansteuerung der Anlage ausgewertet werden. Dazu muss an der Anlage selbst entsprechende Messtechnik, wie Wärmehähler, Stromzähler installiert sein oder eine Kopplung zu anlageninternen Datenerfassung aufgebaut werden. Je kleiner eine Anlage, desto weniger Aufwand kann aus wirtschaftlicher Sicht getrieben werden.

Die erfassten Daten werden im nächsten Schritt zu einer zentralen Warte gemeldet, bzw. von der Warte abgefragt.

Anhang 4a

Virtuelles Kraftwerk im Praxistest



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



► 30.04.2007 / 1

Virtuelles Kraftwerk im Praxistest: Ergebnisse aus der Wohnsiedlung „Am Steinweg“

VWEW-Tagung
“Smart Grids – der Beitrag virtueller Kraftwerke zur
nachhaltigen Energieversorgung”
Fulda, 7./8. Juni 2006



Dr. Britta Buchholz
et al.
www.dispower.org
www.mvv-energie.de

b.buchholz@mvv.de



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



► 30.04.2007 / 2

Agenda

- ▶ **Fokus Wohngebiet:**
wie kann ein virtuelles Kraftwerk hier zur nachhaltigen Energieversorgung beitragen?
- ▶ **Die Siedlung „Am Steinweg“ im Projekt DISPOWER:**
von der Ökosiedlung zum Praxistest für ein virtuelles Kraftwerk
- ▶ **Ergebnisse:**
Weichen stellen für Netz, Kommunikation und Mensch
- ▶ **Film - Intelligente Netze: Energiemanagement im Niederspannungsnetz**
- ▶ **Europäische Pilotinstallationen zur Integration von erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugern im Überblick**



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



▶ 30.04.2007 / 3

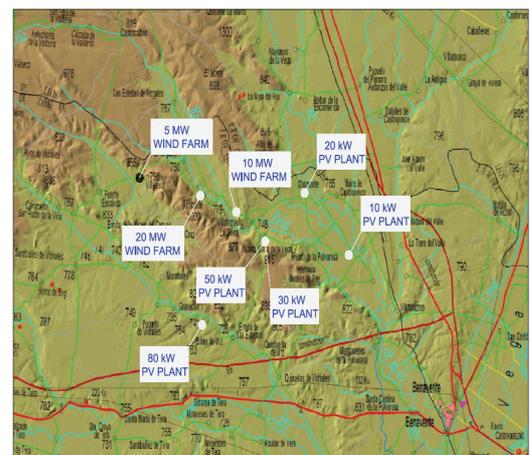
Ressourcen – Emissionen – Versorgungssicherheit als Treiber: Dezentrale Anlagen im Niederspannungsnetz nehmen stetig zu.



Über 100 Anlagen
in häuslichen, gewerblichen und industriellen Netzen

Mannheim im Juli 2005

Blau: Einspeisung in Niederspannungsnetze
Rot: Einspeisung in Mittelspannungsnetze



Über 60 kleine und mittlere PV Anlagen

Region Benavente (Zamora) im September 2005
Windpark: Einspeisung in Mittelspannungsnetze
PV Anlagen: Einspeisung in Niederspannungsnetze



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



▶ 30.04.2007 / 4

Die intelligente Integration der dezentralen Anlagen findet in Zukunft auch in den Wohngebieten statt.



► Prämissen

- Mehrere Personen besitzen eigene kleine Energieanlagen
- Es sind steuerbare Haushaltslasten vorhanden
- Anwohner interessieren sich für Energie-Effizienz und passen ihr Verhalten an

► Beitrag des virtuellen Kraftwerks zur Nachhaltigkeit

- Optimaler Ertrag der erneuerbaren Energien
- Verbesserte Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen
- Geringere Verluste
- Angepasste Prozesse

► Referenz für weitere Wohngebiete

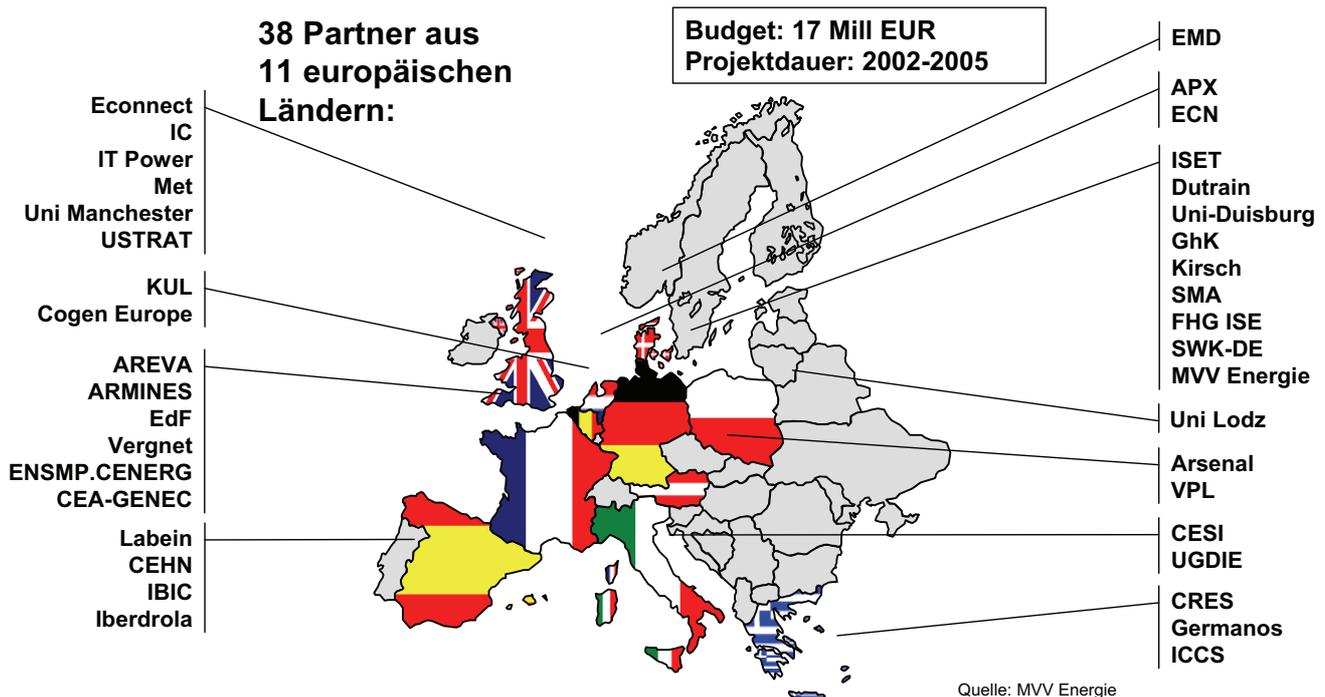
6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020

VDE

MVV Energie

► 30.04.2007 / 5

Europa zieht im Projekt DISPOWER an einem Strang!



MVV Energie

6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020

VDE

► 30.04.2007 / 6

In DISPOWER wurde das Energiemanagementsystem PoMS an drei Standorten getestet.



**Siedlung
„Am Steinweg“
Deutschland**

Wohngebiet

MVV Energie



**Technologie-
Demonstrations-
zentrum
San Agustin
del Guadalix,
Spanien**

Wohngebiet
und
Gewerbegebiet

IBERINCO



**Gasversorgungs-
zentrum Ost,
Karlsruhe
Deutschland**

Gewerbegebiet

Stadtwerke
Karlsruhe



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



▶ 30.04.2007 / 7

Die Siedlung „Am Steinweg“ im DISPOWER-Projekt: Von der Ökosiedlung zum virtuellen Kraftwerk



▶ Siedlung „Am Steinweg“

- 400 Anwohner in 101 Wohneinheiten
- Mehrere dezentrale Anlagen vorhanden
- Moderne Kommunikationsnetze
- Steuerbare Haushaltslasten vorhanden
- Interesse an Energie-Effizienz
- Familien mit Kindern

▶ Optimale Bedingungen für ein virtuelles Kraftwerk als Referenz

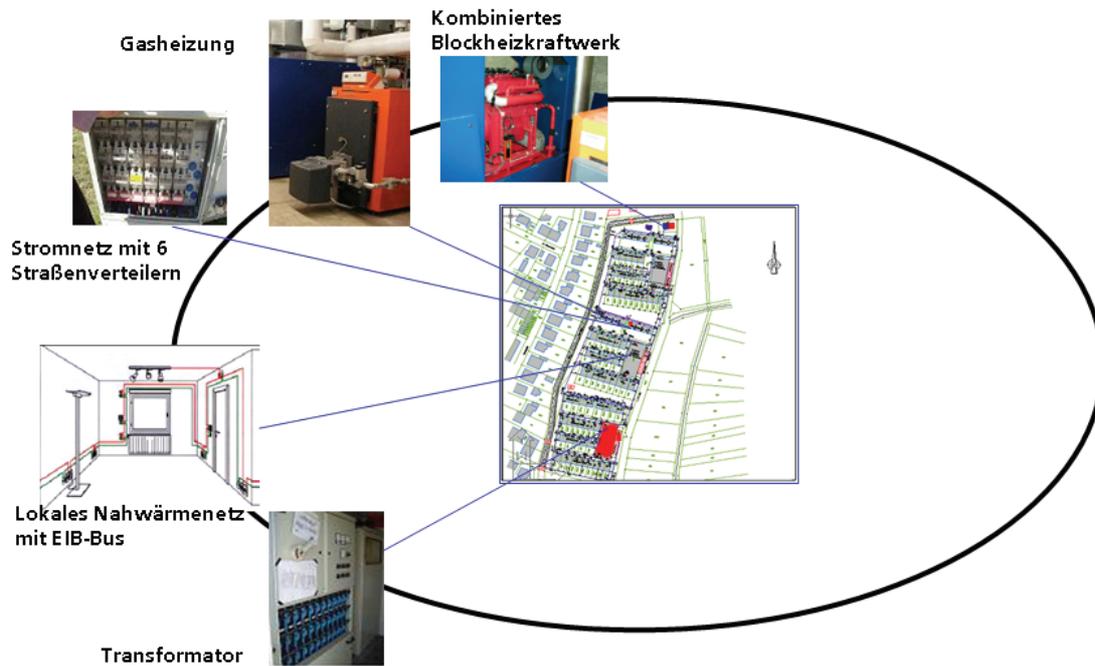


6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020

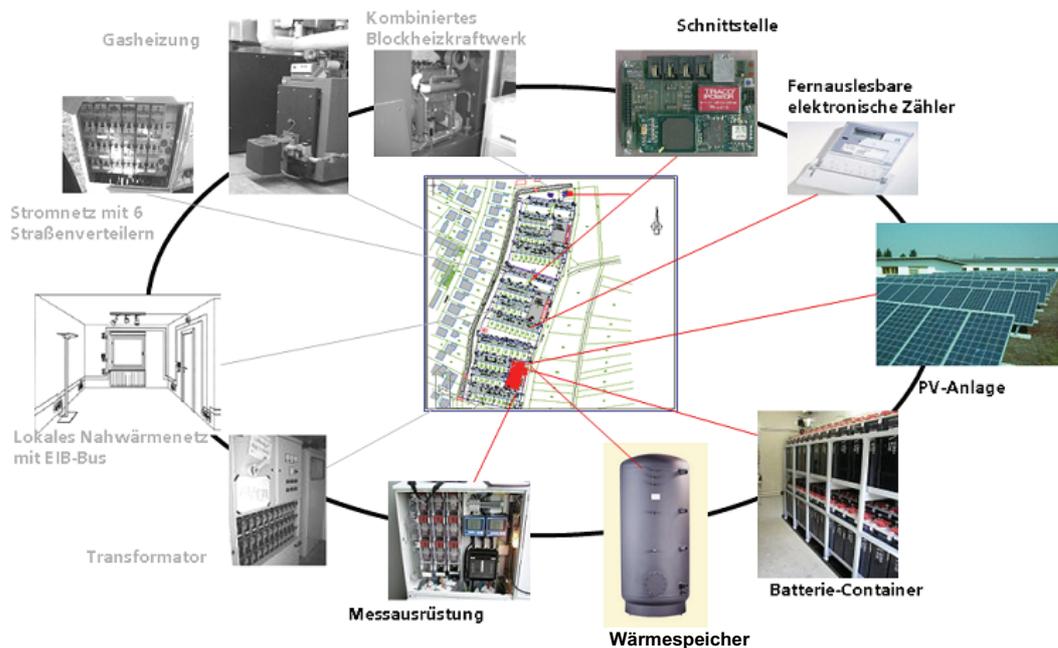


▶ 30.04.2007 / 8

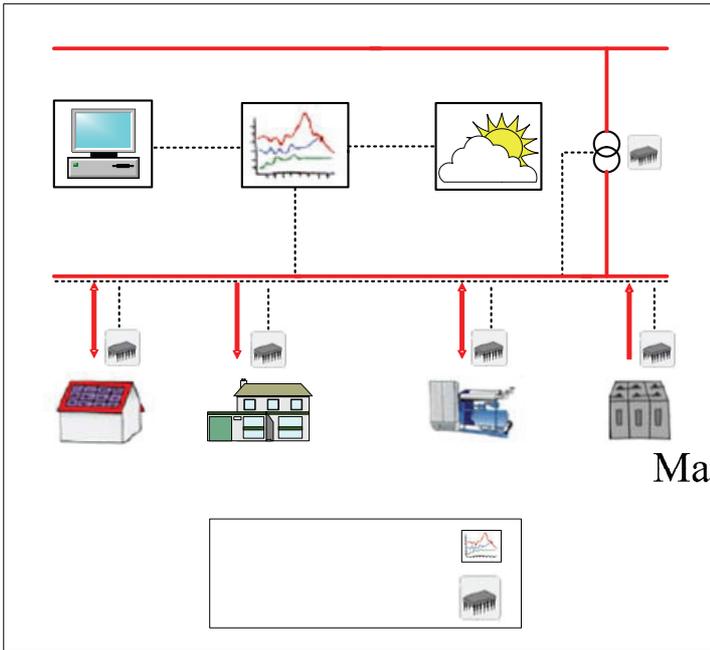
Siedlung „Am Steinweg“: Von der Öko-Siedlung 2002 ...



Siedlung „Am Steinweg“: ... zum Praxistest für das virtuelle Kraftwerk



Zentral gesteuertes Energiemanagementsystem PoMS



► **PCU:**

- Erzeugungs- und Lastprognosen
- Kostenfunktionen
- Fahrpläne

► **PIBs:**

- Ist-Betriebszustände der Komponenten
- Netzinformationen
- Prognosen

► **Korrekturstrategie:**

neue angepasste Fahrpläne

Management (PCU)

PoMS (Power Flow and Power Quality Management System)



Leipzig zentrale ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



Netzqualität	Informations- und Kommunikations-Technologie	Sozioökonomische Aspekte
<p>Spannungsbandverletzungen werden vermieden. Dadurch werden die PV-Anlagen optimal genutzt.</p> <p>Sicherheit: Dokumentation der Einspeisepunkte</p>	<p>Funktion des neu entwickelten Energiemanagementsystems ist bestätigt.</p> <p>Optimierungsstrategie erfolgreich umgesetzt.</p>	<p>Komplexe Eigentumsverhältnisse: neue Akteure im Spiel</p> <p>Wirtschaftliche Effizienz und Finanzströme: Wer gewinnt, wer bezahlt?</p> <p>Menschen ändern ihr Verhalten</p>



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020





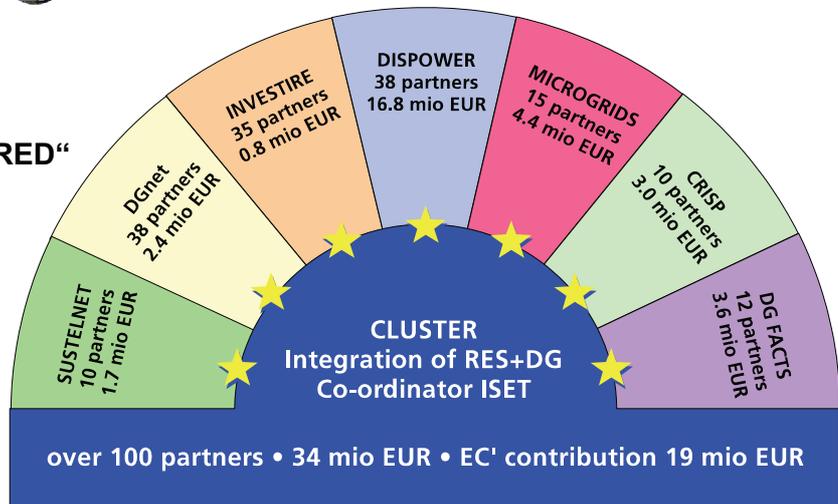
Integration of Renewable Energy
Sources and Distributed Generation
into the European Electricity Grid



Europäisches Forschungscluster „IRE D“

Bereich „Pilotinstallationen“:
Überblick über aktuelle
Feldtests zu virtuellen
Kraftwerken

www.ired-cluster.org



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



▶ 30.04.2007 / 13

Virtuelle Kraftwerke verbünden Technik und Menschen im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung.

Dr. Britta Buchholz
Konzernabteilung Technologie und Innovation
b.buchholz@mvv.de



Film „Intelligente Netze: Energiemanagement im Niederspannungsnetz
unter www.mvv-energie.de -> Unternehmen -> Innovation



6. ETG-Workshop
Dezentrale Energieversorgung 2020



▶ 30.04.2007 / 14

Anhang 6

Systemdienstleistungen unter besonderer Berücksichtigung von Wechselrichtereinspeisungen

Prof. Dr. Ing. Walter Kühn
Fachhochschule Frankfurt am Main

1 Problemstellung

Geht man davon aus, dass DEA-Systeme im Extremfall auch losgelöst vom Verbundnetz als so genannte micro-grids betrieben werden sollen, dann müssen dezentrale Erzeuger unabdingbar Systemdienstleistungen liefern. Aber auch bei dem als Normalfall anzusehenden Betrieb im Verbund wird sich die Frage nach der Wahrnehmung von Systemdienstleistungen stellen, wenn sich hierfür entweder wirtschaftliche Gründe anführen lassen oder eine technische Notwendigkeit anbahnt.

In diesem Bericht wird der technischen Fragestellung nachgegangen, welche Möglichkeiten über Wechselrichter einspeisende dezentrale Erzeuger im Zusammenhang mit Systemdienstleistungen bieten. Diese Frage bedarf einer Klärung, bevor der Ausbau dezentraler Systeme und der Einsatz erneuerbarer Energie mit Einspeisung über Wechselrichter verstärkt vorangetrieben werden. Und auch für das Engineering des Anlagen- und Netzschutzes benötigt man klare Vorstellungen über die mit Systemdienstleistungen verbundenen kontinuierlichen oder durch Ereignisse gesteuerten Regelfunktionen des Wechselrichters.

Im Unterschied zu vorliegenden Veröffentlichungen, z.B. /1, 2, 3/, befasst sich dieser Bericht hauptsächlich mit dem in einer DEA verwendeten Wechselrichter und seinen Möglichkeiten, sich an Systemdienstleistungen zu beteiligen.

Systemdienstleistungen sind in /4, 5/ definiert als:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung

In dem VDN-Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ /6/ wird darauf hingewiesen, dass die großen rotierenden Massen der Synchrongeneratoren Frequenzstabilität gewährleisten und dass wegen der Entkopplung durch Wechselrichter viele Erzeugungseinheiten, die im Prinzip auch hierzu in der Lage wären, nicht stabilisierend wirken. Wörtlich heißt es: „Hier werden möglicherweise in Zukunft besondere Anforderungen an das Steuerverfahren des Wechselrichters gestellt werden müssen, mit denen das Verhalten von konventionellen Erzeugungseinheiten nachgebildet wird.“ Inwieweit in Zukunft Primärregelfähigkeit der EEG-Erzeugungsanlagen gefordert werden muss, sei noch nicht abzuschätzen.

Für Erzeugungseinheiten im Mittel- und Niederspannungsnetz sind zwar gegenwärtig bis auf die Vereinbarung eines $\cos \varphi$ -Bereichs keine Systemdienstleistungen vorgesehen /5/. Der Hinweis des VDN-Leitfadens /6/ muss aber bei Ausbau eines DEA-Systems mit Wechselrichtern grundsätzlich auch hier gelten.

Nach /7/ sind für dezentrale DEA-Systeme in einem geplanten Zeitraster Systemdienstleistungen vorgesehen. So sollen sich DEA z.B. ab 2010 an der Sekundärregelung und ab 2020 an der Primärregelung beteiligen. Die geplante, relativ späte Einbeziehung von DEA in die Primär- und Sekundärregelung des

Verbundnetzes entspricht der systemtechnischen Komplexität (Primärtechnik und Sekundärtechnik) des Gesamtsystems, der zu realisierenden Informations- und Kommunikationstechnik und der hierfür benötigten Vorlaufzeit.

Um Mehrgleisigkeit bei der Lösung der anstehenden Aufgaben zu vermeiden und dabei den Zeitplan einzuhalten, muss es verbindliche Netz- und Systemregeln auch für das Mittel- und Niederspannungsnetz sowie für die Integration von DEA-Systemen in das Verbundsystem geben. Insofern sind entsprechend dem fortschreitenden Erkenntnisstand vorhandene Netz- und Systemregeln anzupassen, bzw. zu erweitern.

2 Technische Notwendigkeit von Systemdienstleistungen

DEA betreffende Systemdienstleistungen werden notwendig,

- wenn diese eine Voraussetzung für einen zuverlässigen und stabilen Betrieb des Verbundnetzes einschließlich dezentraler Anlagen und Systeme sind, bzw. wenn
- DEA-Systeme autark als Inselnetze (z.B. bei fehlerbedingter Trennung vom Verbundnetz) betreibbar sein sollen

Für den Inselnetzbetrieb eines DEA-Systems ergeben sich dabei die umfassendsten Anforderungen, nämlich die klassischen Fähigkeiten zur:

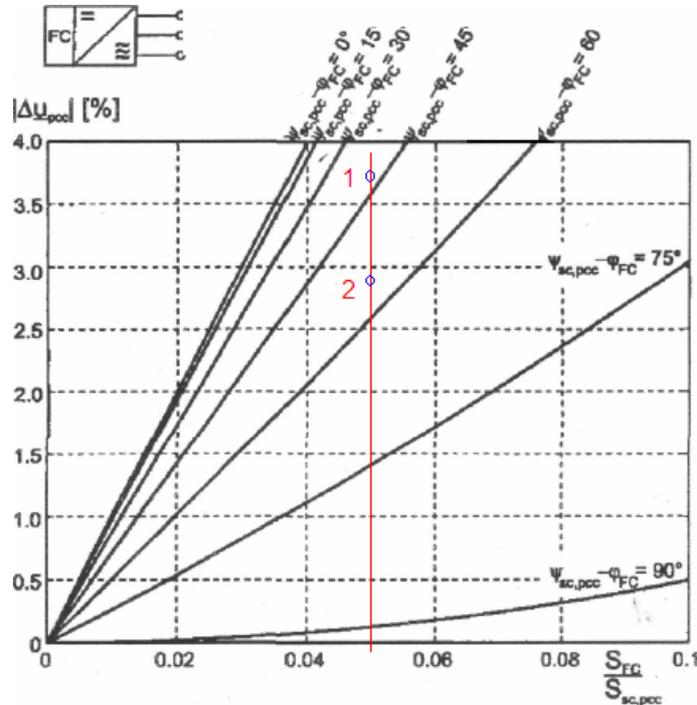
- Primär- und Sekundärregelung
- Spannungs-Blindleistungsregelung
- Schwarzstart
- Betriebsführung

Je nach Leistungsanteil und Platzierung von Erzeugern, die über Wechselrichter einspeisen, werden sich auch diese an Systemdienstleistungen beteiligen müssen. Dabei stellt die netzkompatible Primärregelfähigkeit des Wechselrichters eine besondere Anforderung dar, da diese Funktionalität bislang nicht realisiert wurde. Darunter ist zu verstehen, dass eine über Wechselrichter einspeisende Erzeugungseinheit sich während des gesamten elektromechanischen Ausgleichsvorgangs wie ein Synchrongenerator verhält, also auch augenblicklich bereits zum Zeitpunkt des Lastsprungs wie rotierende Massen zur Lastdeckung beiträgt. Diese Fähigkeit ist vorteilhaft, wenn der Anteil rotierender Erzeuger im Zuge eines Ausbaus mit dezentralen Erzeugereinheiten sinkt und ist unverzichtbar, wenn im Netz ein Minimum an rotierenden Erzeuger unterschritten wird oder diese überhaupt nicht mehr vorkommen, letzteres z.B. beim Inselnetzbetrieb nur mit Wechselrichtern oder beim Netzaufbau mit Wechselrichtern nach einer Betriebsstörung.

Neben dem elektromechanischen Stabilitätsproblem ist auch der Einfluss der Leistungsumkehr auf das Spannungsprofil im DEA-Netz zu betrachten. Einspeisung von Wirkleistung anstelle Wirkleistungsentnahme bedeutet eine Spannungsanhebung im Einspeiseknoten. Ob mittels Blindleistungs-kompensation die Spannung geregelt werden kann und welche Anforderungen an den Blindleistungserzeuger zu stellen sind, ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

Obige qualitative Darstellung lässt sich anhand von /3/ quantitativ untermauern. In Fig. 1 /3/ ist die Spannungsänderung als Funktion der Differenz zwischen Kurzschlusswinkel und Lastwinkel sowie des Kurzschlussleistungsverhältnisses dargestellt.

Fig. 1 aus /3/



Bei einer Winkeldifferenz von 90° ergibt sich die kleinste Spannungsänderung. Bei o.g. Werten des R_b/X_b -Verhältnisses beträgt der Kurzschlusswinkel ca. $6,5^\circ$ bis $18,5^\circ$. Für eine Winkeldifferenz von 90° müsste der Phasenwinkel der Last - $71,5^\circ$ bis $-83,5^\circ$ betragen (bedeutet für die Erzeugung einen voreilenden Winkel von $+71,5^\circ$ bis $+83,5^\circ$), was, selbst wenn die Höhe des Wirkstroms noch eine zusätzliche Belastung durch einen Blindstrom zulassen würde, zum einen hohe Leitungsverluste ergeben würde und zum anderen einen Leistungsfaktor des Wechselrichters von 0,113 bis 0,317 erforderte. Der Wechselrichter wäre dann im Wesentlichen ein unwirtschaftlicher Blindstromabsorber. Mit einer geringeren Blindleistungsentnahme wird der Leistungsfaktor verbessert, aber die Spannungsanhebung wächst. Deren tatsächliche Höhe wird durch das Kurzschlussleistungsverhältnis bestimmt, welches auf der Abzisse von Fig.1 als $S_{FC}/S_{sc,pcc}$ abgetragen ist. $S_{FC}/S_{sc,pcc}$ bewegt sich hier zwischen 0 und 0,1. Für eine 400 m lange voll ausgelastete Niederspannungsleitung gilt ein Kurzschlussleistungsverhältnis von etwa 0,2 bis 0,7. Die Spannungsanhebung würde entsprechend hoch ausfallen. Dieser Fall ist aber von theoretischer Natur, da kaum von einem Hausanschluss am Ende einer Leitung aus die Leitungsbemessungsleistung an allen anderen Hausanschlüssen vorbei in das Mittelspannungsnetz gespeist werden wird. Bei geringerer Auslastung der Leitung und kleinerer Leitungslänge sinkt das Kurzschlussleistungsverhältnis und damit wird gemäß Fig. 1 /3/ auch die Spannungsanhebung geringer. Im Extremfall, wenn jedes Haus sich selbst versorgen würde, wäre die Spannungsanhebung null.

Nimmt man den Leistungsfaktor des Wechselrichters zu $\cos \varphi = 0,8$ an, dann beträgt die Winkeldifferenz $43,37^\circ$, bzw. $55,37^\circ$. Bei diesen Werten und einem realistischen Kurzschlussleistungsverhältnis von z.B. 0,05 lässt sich aus Fig. 1 eine Spannungsanhebung von ca. 3,7 % (Pkt. 1), bzw. 2,9 % (Pkt. 2) ablesen. Um auf den maximal zulässigen Wert von 2 % zu kommen, müsste der Wechselrichter einen Leistungsfaktor von 0,48 aufweisen. Dies ergäbe ein Verhältnis des Blindstroms zum Wirkstrom von 1,83 oder anders ausgedrückt, die Wirkleistung betrüge nur 48 % der Bemessungsleistung. Berücksichtigt man aber die Blindleistungsaufnahme der lokalen Verbraucher, so verbessert sich der Leistungsfaktor.

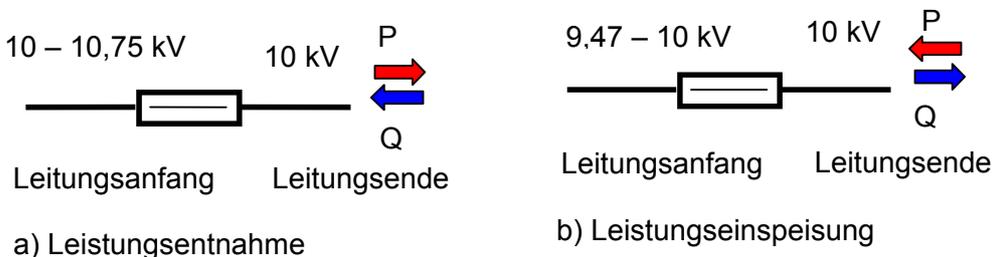
Die obige Analyse zeigt, dass eine vorliegende konkrete Situation untersucht werden muss, um zu erkennen, in welcher Höhe Wirkleistung ohne Verletzung der Spannungsgrenze wirtschaftlich eingespeist werden kann und welche Maßnahmen hierfür notwendig sind.

a) 10-kV-Freileitung

Ein wesentlicher Teil dezentral erzeugter Leistung wird auf der Mittelspannungsebene eingespeist werden. Daher ist das Spannungs-Blindleistungsverhalten von Mittelspannungsleitungen von Interesse.

Untersucht werde hier zunächst eine 10 km lange 10-kV-Freileitung mit folgenden Daten: Leiterquerschnitt 240/40, Verhältnis $R_b/X_b = 0,43$, maximal zulässiger Strom $I_r = 470$ A.

Bei Entnahme reiner Wirkleistung ($P = 5$ MW) beträgt die Spannung am Leitungsanfang 10,75 kV (Bild a), der Leitungsstrom 289 A. Zusätzliches Einspeisen von Blindleistung ($Q = 2,75$ MVar) senkt die Anfangsspannung auf 10 kV (Bild a) bei einem Leitungsstrom von 330 A.



Bei reiner Wirkleistungseinspeisung ($P = 5$ MW) beträgt die Spannung am Leitungsanfang 9,47 kV (Bild b), der Leitungsstrom 289 A. Zusätzliche Blindleistungsentnahme ($Q = 1,7$ MVar) hebt die Anfangsspannung auf 10 kV (Bild b), der Leitungsstrom beträgt 305 A. Durch Kompensation steigt also der Leitungsstrom an, bleibt aber unterhalb des Bemessungsstroms i.H.v. 470 A. Bei Erhöhung der Wirkleistung über den Wert von 5 MW wird ab einem bestimmten Wert die Kompensation wegen Überschreitens des zulässigen Leitungsstroms beschränkt sein und damit das Spannungsprofil von 10 kV an beiden Leitungsenden nicht erzielbar sein.

Die Leitungsverluste betragen ohne Kompensation für beide Übertragungsrichtungen 325 kW. Sie erhöhen sich bei Kompensation auf 362 kW (Erzeugung), bzw. 423 kW (Entnahme). Der Unterschied in der Blindleistungshöhe und in den Leitungsverlusten zwischen Einspeisung und Entnahme gleich großer Wirkleis-

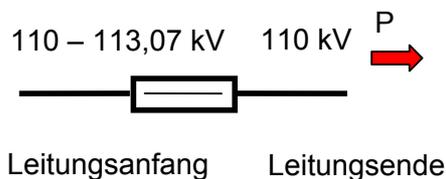
tungen bei gleich großer Anfangs- und Endspannung (10 kV) rührt daher, dass Einspeiseleistung und Entnahmeleistung gleich groß gewählt wurden.

Fazit: die Spannung am Leitungseingang variiert zwischen Einspeisung und Entnahme von 5 MW ohne Kompensation zwischen minimal 9,47 kV und maximal 10,75 kV. Sie kann aber für beide Übertragungsrichtungen mit einem bestimmten Kompensationsaufwand auf 10 kV gebracht werden. Ob dies wirtschaftlich wäre, müsste überprüft werden. Je nach Anforderung an die Spannungshaltung lassen sich unter Berücksichtigung von Investitions- und Verlustkosten der Blindleistungsaufwand und die Leitungsverluste reduzieren. Für die Bemessung des Wechselrichters ist neben dem Blindleistungsbedarf der Leitung auch die Blindleistungsaufnahme von Verbrauchern heranzuziehen. Die Bemessungsanforderung an den Wechselrichter für die Absorption induktiver Blindleistung wird durch die Blindleistungsaufnahme von Verbrauchern verringert. Für Blindleistungslieferung bei Wirklastentnahme und zwecks Zentral- oder Gruppenkompensation kann auch der Wechselrichter herangezogen werden, wobei die Bemessungsspannung des Gleichspannungszwischenkreises unter Berücksichtigung von Kondensatoren zu optimieren wäre.

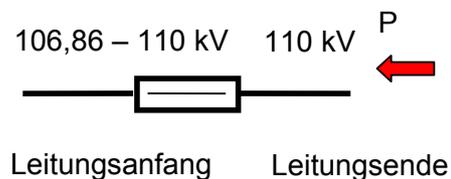
b) 110-kV-Freileitung

Dezentrale Erzeuger sind über das MS-Netz mit dem Hochspannungsnetz verbunden. Sie können einerseits bei entsprechender summarischer Leistungsstärke Einfluss auf das Spannungsprofil einer Hochspannungsleitung nehmen, hängen andererseits aber auch von der Spannung des Hochspannungsnetzes ab. In diesem Zusammenhang sind das Spannungs-Blindleistungsverhalten einer 110-kV-Freileitung und dabei insbesondere der Ferranti-Effekt von Interesse. Die Ausprägung des Ferranti-Effekts und die notwendige Kompensation hängen von der jeweiligen 110-kV-Freileitung und dem dabei vorliegenden Verhältnis R_b/X_b ab [20]. Bei den für 110-kV-Leitungen üblichen Übertragungsweiten ist der Ferranti-Effekt vernachlässigbar. Bei einem 50 km langen 110-kV-Doppelsystem mit Einfachseil (Leiterquerschnitt 150/25) macht der Ferranti-Effekt im Leerlauf gerade mal 0,12 % aus, d.h. die Spannung am offenen Leitungsende ist nur um 0,12 % größer als die Anfangsspannung.

Vergleicht man das Spannungsprofil für reine Wirkleistungsentnahme (Bild c) mit dem für reine Wirkleistungseinspeisung (Bild d), so gilt bei Übertragung der natürlichen Leistung (nur Wirkanteil der komplexen Scheinleistung) folgendes: Bei konstanter Spannung von 110 kV an der Entnahme-, bzw. Einspeisestelle beträgt die Anfangsspannung bei Leistungsentnahme 113,07 kV und bei Leistungseinspeisung 106,86 kV.



c) Entnahme der natürlichen Scheinleistung (als Wirkleistung)

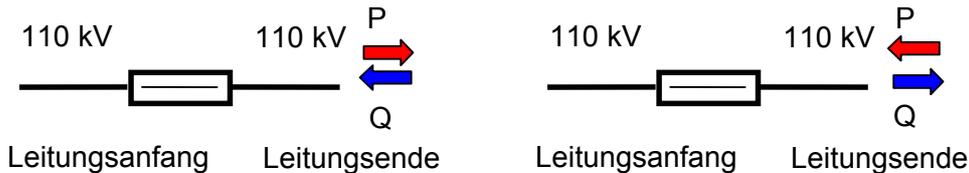


d) Einspeisen der natürlichen Scheinleistung (als Wirkleistung)

Entnimmt man die komplexe natürliche Leistung

$$S_{\text{nat}} = (34,23 - j 8,08) \text{ MVA} = P - j Q,$$

so benötigt man am Leitungsanfang eine Spannung von 110,23 kV, um die Endspannung auf 110 kV zu halten (Bild e). Mit einer Blindleistungszufuhr von $Q = 17,5$ MVar anstelle von 8,08 MVar, erzielt man bei einer Anfangsspannung von 110 kV auch am Leitungsende eine Spannung von 110 kV. Speist man die komplexe natürliche Leistung ein, so beträgt die Spannung am Leitungsanfang 108,37 kV (Bild f). Entnimmt man statt $Q = 8,08$ MVar eine Blindleistung von $Q = 16,8$ MVar, so ergibt sich auch hier eine Spannung von 110 kV an beiden Leitungsenden. In allen Fällen bleibt der Leitungsstrom weit unterhalb des thermisch zulässigen Stroms, so dass im Unterschied zur 10-kV-Leitung die Höhe des zulässigen Leitungsstroms für den erreichbaren Kompensationsgrad keine Rolle spielt.



e) Entnahme der komplexen natürlichen Leistung

f) Einspeisen der komplexen natürlichen Leistung

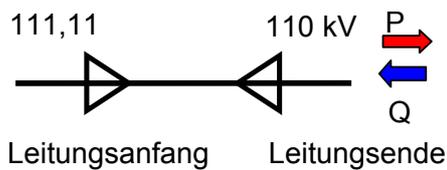
Fazit: bei möglicher Leistungsumkehr muss die für eine Spannungsregelung einstellbare Blindleistung ein entsprechendes Band abdecken, im vorliegenden Fall je nach Anforderung an die Spannungshaltung entweder von -8,08 MVar bis +8,08 MVar oder von -17,5 MVar bis +16,8 MVar. Da die Regelung auf Nennspannung einen bestimmten Blindleistungsaufwand erfordert, ist im Allgemeinen ein Betrieb mit Spannungsabweichung und dafür aber geringeren Blindleistungskosten vorzuziehen. Außerdem betragen die Leitungsverluste bei Übertragen der natürlichen Leistung 1 MW und bei der hier vorliegenden zusätzlichen Kompensation 1,16 MW. Auch aus diesem Grunde wäre eine volle Kompensation nicht wirtschaftlich. Soll dennoch die induktive Blindleistung von 16,8 MVar mit Wechselrichtern absorbiert werden können, so sind diese für eine Scheinleistung von 38,13 MVA mit $\cos\varphi = 0,898$ zu bemessen. Nimmt man den Extremfall an, dass bei bloßer Wirklastentnahme die Wechselrichter keine Wirkleistung mehr liefern – z.B. möglich bei dargebotsabhängiger Leistung oder aus Optimierungsgründen – so bräuchte der Wechselrichter lediglich eine Blindleistung von 16,8 MVar für den Bedarf der Leitung zu liefern. Für eine zusätzliche Zentralkompensation könnte der Wechselrichter für eine höhere Blindleistungslieferung bemessen werden, wobei aber auch alternativ oder zusätzlich andere Blindleistungserzeuger berücksichtigt werden sollten. Da die Bemessungsspannung des Gleichspannungszwischenkreises und damit auch die Stromrichter-kosten von der zu liefernden induktiven Blindleistung abhängen, könnte eine Kombination mit Kondensatoren kostengünstiger sein als eine Wechselrichter-bemessung für volle Blindleistungslieferung.

c) 110-kV-Kabel

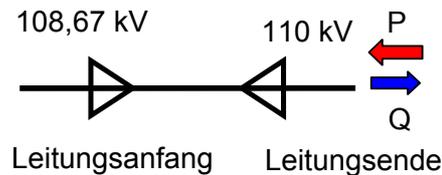
Wie liegen die Verhältnisse bei Drehstromkabeln? Dies werde zunächst am Beispiel eines 20 km langen 110 kV-Kabels (N2XS(FL)2Y 1X240 64/110 kV) untersucht. Das Verhältnis R_b/X_b beträgt 0,67. Entlastung des 110-kV-Kabels durch dezentrale Eigenversorgung, d.h. Leerlauf der Leitung, ergibt bei einer Endspannung von 110 kV eine Anfangsspannung von 109,82 kV. Es besteht bei diesem Betriebsfall also keine Notwendigkeit zur Blindleistungskompensation.

Natürliche Leistung kann wegen Überschreiten des thermischen Grenzstroms nicht entnommen werden. Bei Entnahme, bzw. Einspeisung reiner Wirkleistung in Höhe von 97 MW (60 % des Betrags der natürlichen Leistung) beträgt die Anfangsspannung 112,2 kV, bzw. 107,55 kV. Die Leitungsverluste betragen 2,06 MW sowohl bei Entnahme als auch bei Einspeisung. Der Leitungsstrom liegt bei Entnahme und bei Einspeisung mit 511 A unterhalb des zulässigen Leitungsstroms.

Eine Leistungsentnahme i.H.v. 60 % der komplexen natürlichen Leistung $\underline{S} = 0,6 \underline{S}_{\text{nat}} = 0,6 \times (155 - j 47) \text{ MVA} = 92,95 \text{ MW} - j 28,15 \text{ MVar}$ (Bild g) erfordert bei einer Leiterendspannung von 110 kV eine Leiteranfangsspannung von 111,11 kV. Der Leitungsstrom liegt mit 527 A knapp unterhalb des maximal zulässigen Wertes von 528 A. Bei einer Einspeisung derselben Leistung (Bild h) beträgt die Anfangsspannung 108,67 kV. Der Leitungsstrom liegt mit 509 A unterhalb des zulässigen Stroms von 528 A. Die Leitungsverluste betragen 2,12 MW bei Leistungsentnahme und 2 MW bei Leistungseinspeisung. Gegenüber der reinen Wirkleistungsübertragung ergibt sich bei Entnahme also eine Erhöhung der Leitungsverluste um 60 kW und bei Einspeisung eine Verkleinerung um 60 kW.



g) Entnahme von 60 % der komplexen natürlichen Leistung



h) Einspeisung von 60 % der komplexen natürlichen Leistung

Die am Leitungsende aufzubringende induktive Blindleistung erstreckt sich somit von $Q = - 28,15 \text{ MVar}$ (Zufuhr induktiver Blindleistung) bis $+ 28,15 \text{ MVar}$ (Entnahme induktiver Blindleistung). Eine Anfangsspannung von 110 kV wäre dann möglich, wenn man die Blindleistung weiter erhöhen könnte. Wegen Erreichens des zulässigen Leitungsstroms ist hierfür aber kein (bei Leistungsentnahme), bzw. nur ein geringer Spielraum (bei Leistungseinspeisung) vorhanden.

Schlussfolgerung: Soll die induktive Blindleistung mit Wechselrichtern absorbiert werden, dann sind diese für eine Scheinleistung von 97,1 MVA mit einem $\cos\varphi = 0,957$ (induktiver Blindleistungsverbrauch) zu bemessen. Bei Wirkleistungsentnahme ist die Wechselrichterwirkleistung im Extremfall null. Der Wechselrichter kann dann für die Lieferung induktiver Blindleistung herangezogen werden. Diese braucht aber im vorliegenden Fall nicht mehr als 28,15 MVar zu betragen. Die Bemessungsspannung des Gleichspannungszwischenkreises kann entsprechend niedrig gewählt werden.

Für den Fall der Zentralkompensation gelten die Ausführungen zu den 110-kV-Freileitungen.

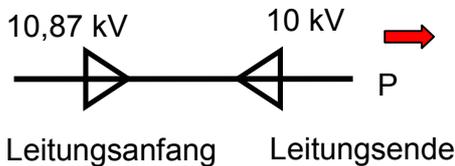
Mit einer gegenüber der Wirkleistung (92,95 MW) geringfügigen Leistungserhöhung um 4,5 % auf 97,1 MVA und einer am Bedarf ausgerichteten optimierten

Blindleistungslieferfähigkeit gewinnt man also eine wirksame Möglichkeit, die Netzspannung zu regeln und außerdem Leitungsverluste zu minimieren.

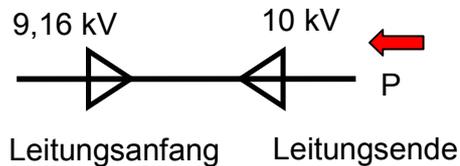
d) 10-kV-Kabel

Betrachtet man nun wieder die für die dezentrale Energieversorgung wichtige MS-Spannungsebene und die dort verwendeten MS-Kabel, so stellt man fest, dass das Verhältnis R_b/X_b noch ungünstiger ist als beim 110-kV-Kabel, z.B. für das 10-kV-Mittelspannungskabel NA2XS2Z 1 X 185 RM/25 beträgt es 1,92. Es liegt deshalb nahe, dass die Einflussnahme auf die Spannungshöhe durch einen Blindstrom wenig ausgeprägt ist, bzw. ein relativ großer Blindstrom notwendig wäre. Eine kurze Rechnung soll auch hier die tatsächlichen Verhältnisse verdeutlichen.

Ohne Blindleistungsentnahme oder -zufuhr beträgt für das genannte Kabel bei einer Länge von 10 km und Übertragung doppelter natürlicher Scheinleistung als Wirkleistung mit $P = 2 \times S_{nat} = 2 \times 2,08 \text{ MW} = 4,16 \text{ MW}$ die Spannung am Leitungsanfang 10,87 kV (bei Entnahme), bzw. 9,16 kV (bei Einspeisung (Bilder i u. k)).

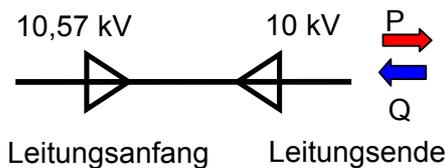


i) Entnahme der doppelten natürlichen Leistung als Wirkleistung

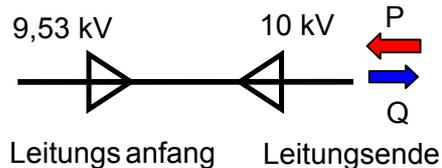


k) Einspeisen der doppelten natürlichen Leistung als Wirkleistung

Der Leitungsstrom beträgt dabei 217 A, liegt also unterhalb des zulässigen Leitungsstroms i.H.v. von 393 A. Die Leitungsverluste liegen bei 0,394 MW. Bei Entnahme, bzw. Einspeisung der doppelten komplexen natürlichen Leistung ($P = 3,76 \text{ MW} - j 1,78 \text{ MVar}$) ist die Anfangsspannung 10,57 kV, bzw. 9,53 kV (Bilder l u. m). Der Leitungsstrom beträgt maximal 243 A, liegt also weiterhin unterhalb des zulässigen Leitungsstroms.



l) Entnahme der doppelten komplexen natürlichen Leistung



m) Einspeisen der doppelten komplexen natürlichen Leistung

Die Leitungsverluste machen 0,388 MW aus. Erhöht man für eine weitere Verbesserung des Spannungsprofils die Blindleistungsentnahme (Bild l), bzw. -zufuhr (Bild m) auf den unverhältnismäßig hohen Wert von 3,56 MVar, so beträgt die Spannung am Leitungsanfang 9,91 kV, bzw. 10,29 kV. Der Maximalwert des Leitungsstroms beläuft sich auf 303 A, liegt somit weiterhin unterhalb des Bemessungsstroms, die Leitungsverluste erhöhen sich jetzt aber auf 0,6 MW. Neben der aufwändigen Blindleistungsbereitstellung sind auch diese Leitungsverluste nicht akzeptabel. Man erkennt: die Grenze der Einflussnahme durch Blindleistungsentnahme und -zufuhr ist beim MS-Kabel durch den unver-

hältnismäßig hohen Blindleistungsbedarf und die Leitungsverluste bestimmt. Auch hier gilt wie schon bei der 10-kV-Freileitung: für die Bemessung des Wechselrichters sind wegen der Gesamtblindleistungsbilanz auch die induktiven Verbraucher und Kondensatoren als Blindleistungslieferanten zu berücksichtigen.

Zusammenfassung des Abschnitts 1.3 „Spannungs-Blindleistungsregelung“

Die Ergebnisse zeigen qualitativ und zahlenmäßig das Spannungsblindleistungsverhalten der verschiedenen Leitungen bei Entlastung und Leistungsumkehr. Je Spannungsebene und verwendeter Leitung (Freileitung oder Kabel) gibt es unterschiedliche Bedingungen und Anforderungen an die Deckung des Blindleistungsbedarfs zwecks Spannungshaltung. Die Niederspannungsleitung stellt andere Anforderungen als die Mittel- und Hochspannungsleitungen und hier ist auch wieder zwischen Kabel und Freileitung zu unterscheiden. Allgemein gilt, dass der Aufwand für Blindleistungsabsorption- bzw. -erzeugung, die Leitungsverluste, die Leitungsauslastung und die Wirksamkeit einer Blindleistungsänderung in Bezug auf das Spannungsprofil immer gemeinsam zu betrachten sind.

In welchem Maß DEA-Wechselrichter zur Blindleistungskompensation und Spannungsregelung in einem Netz tatsächlich beitragen können und sollen, lässt sich erst im konkreten Fall durch eine vollständige Untersuchung aller Blindleistungs- und Spannungseinstellmöglichkeiten unter Berücksichtigung von Leitungsbemessungsströmen und Leitungsverlusten feststellen. Einzuschließen sind dabei natürlich auch die Variationsmöglichkeiten der Übersetzung von Ortsnetztransformatoren und Umspannern sowie die übrigen Erzeuger und alternativen Geräte wie Kompensationsdrosselpulen, Kondensatoren und statische Kompensatoren. Eine Entscheidung für ein bestimmtes Konzept sollte dabei unter Berücksichtigung von Spannungsqualität (Auswirkung von kontinuierlichem Regeln versus diskretes Schalten), Anlagenzuverlässigkeit und –verfügbarkeit (Elektronik versus Mechanik (Stufenschalter, Schaltgeräte)) sowie Investitions- und Betriebskosten fallen. Auch wenn der Wechselrichter wegen Dargebotsabhängigkeit der Leistung oder aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht immer Wirkleistung einspeist, steht er dennoch durch seine Blindleistungslieferfähigkeit kontinuierlich für Blindleistungskompensation und Spannungsregelung zur Verfügung.

2.2 Augenblickliche Frequenzstützung und Primärregelung

Für eine augenblickliche Frequenzstützung und Primärregelung müssen Energiequelle und Wechselrichter geeignet sein. Als Energiequelle kommen grundsätzlich in Betracht:

- Batterieenergiespeicher /8, 9/
- über Wechselrichter einspeisende und im Teillastbereich arbeitende Windenergieanlagen /10/
- Brennstoffzellen /11/
- Schwungradspeicher /12/
- Speicher magnetischer Energie (zukünftig)
- und auch PV-Anlagen, die unterhalb ihrer maximal möglichen Leistungsabgabe arbeiten

Denkbar sind auch hybride Anlagen /12/, in denen verschiedene Quellen so kombiniert werden, dass die Anforderungen an Leistungslieferung und Energiespeicherfähigkeit wirtschaftlich und technisch optimal erfüllt werden.

Damit die Energiequellen analog zur rotierenden Masse von Synchronmaschinen spontan Leistung abgeben können, müssen Wechselrichter und Regelung die im Folgenden beschriebenen Voraussetzungen erfüllen.

2.3 Anforderungen an den Wechselrichter und dessen Regelung

Wechselrichter der Energieversorgung werden im Nieder- und Mittelspannungsbereich als selbstgeführte, pulsweitenmodulierte VSI (voltage sourced inverter) ausgeführt /13, 14/. Diese sind grundsätzlich sowohl für den Aufbau von Inselnetzen als auch für den Parallelbetrieb mit dem vorhandenen Drehstromnetz verwendbar.

Man unterscheidet bei den selbstgeführten VSI zwischen Netzbildnern und Netzstützern /15/. Im Unterschied zu Netzbildnern brauchen Netzstützer ein fremdes Netz. Frequenzumformer und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ), die mit VSI ausgerüstet sind, verwenden bislang netzstützende Wechselrichter. Diese Wechselrichter fahren eine über einen Sollwert einstellbare Wirkleistung und beteiligen sich im Allgemeinen an einer Spannungs-/Blindleistungsregelung. Dem Leistungssollwert kann eine Leistungsänderung überlagert werden, die sich z.B. aus der im Netz gemessenen Frequenzänderung und einer einstellbaren „Maschinenleistungszahl“ ergibt.

Formen mehrere Wechselrichter ein Inselnetz, so muss mindestens einer dieser Wechselrichter Netzbildner sein. Diesen kann man als Master-Wechselrichter bezeichnen. Er arbeitet mit einer inneren Wechselrichterspannung starrer Frequenz und Phase. Die übrigen Wechselrichter (Slaves) werden mit der vom Master-Wechselrichter erzeugten Netzspannung synchronisiert. Man stellt für jeden dieser Slave-Wechselrichter eine Leistung ein, der Master-Wechselrichter übernimmt dann selbsttätig ohne Reglereingriff die Differenz zwischen Verbraucherleistung und Summe der Slave-Leistungen.

Das Master-Slave-Prinzip mit starrer Frequenz funktioniert nicht im bestehenden Drehstromnetz, da die Primärregelung der Synchrongeneratoren stationär nicht wirksam wäre. Synchrongeneratoren würden sich nur vorübergehend an der Lastdeckung beteiligen. Die Lösung dieses Problems liegt in einer leistungsabhängigen Frequenz- und Phasensteuerung der Master-Wechselrichter. Jeder Master-Wechselrichter funktioniert als Netzbildner. Natürlich können auch Slave-Wechselrichter, die mit dem Netz synchronisiert werden, angeschlossen werden.

Bild 1 zeigt mögliche Ansteuerungen für Master- und Slave-Wechselrichter, wobei für beide hier das Unterschwingungsverfahren verwendet wird. Die Steuersignale „frequency control“ und „phase control“ sind die Stellgrößen des Master-Wechselrichters, die entweder gemeinsam oder alternativ verwendet werden können. Über jede dieser Stellgrößen lässt sich die Frequenz der inneren Wechselrichterspannung regeln. Verwendet man hierzu „phase control“, dann muss die Regelschaltung dafür sorgen, dass sich diese Stellgröße kontinuierlich ändert /16, 17/. Man kann auch, wie in /15/, beide Stellgrößen gemeinsam verwenden. Das Signal „frequency control“ dient dann der Frequenzregelung und das Signal „phase control“ der Dämpfung des Regelvorgangs. Schließlich lässt sich auch nur das Signal „frequency control“ alleine verwenden.

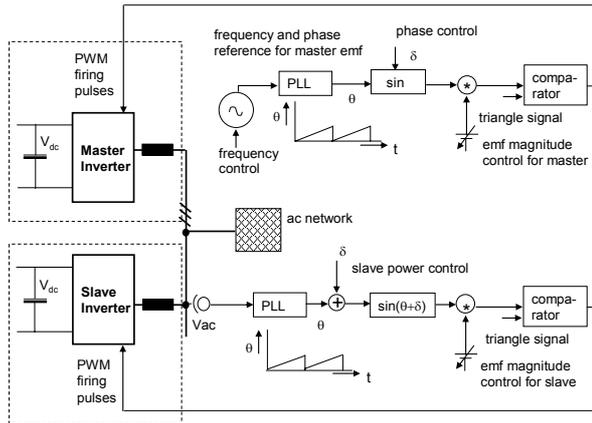


Bild 1: Mögliche Ansteuerung von Master- und Slave-Wechselrichter nach dem Unterschwingungsverfahren

Bild 2 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus einem DEA-System mit zwei Erzeugereinheiten, die beide jeweils über einen Master-Wechselrichter einspeisen.

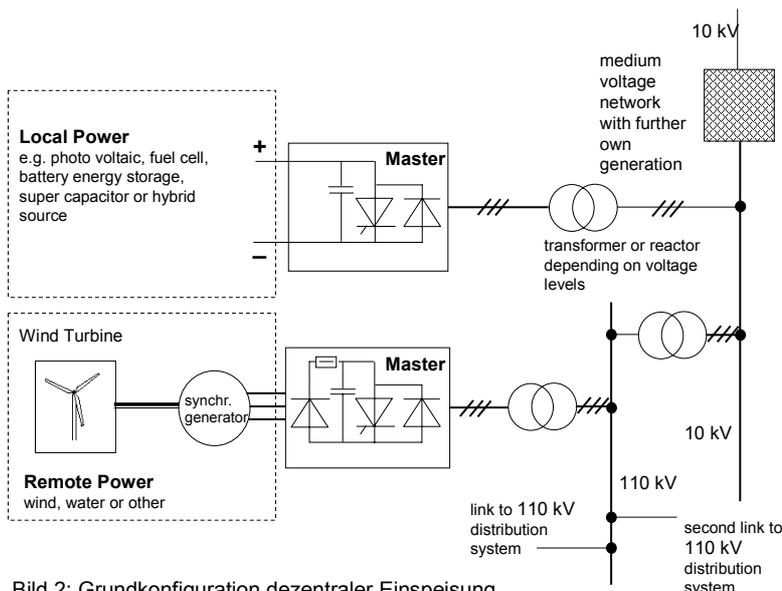


Bild 2: Grundkonfiguration dezentraler Einspeisung über Master-Wechselrichter

Primär- und Sekundärregelung müssen so ausgeführt werden, dass sich Master-Wechselrichter ohne Kommunikation untereinander selbsttätig synchronisieren und an der Lastdeckung beteiligen. Eine Kommunikation zwischen Wechselrichtern wäre aufwändig und würde die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit reduzieren. Außerdem soll aus Modularitätsgründen das DEA-System ohne Eingriff in bereits installierte Wechselrichter ausgebaut werden können.

Im Folgenden wird gezeigt, dass sich durch eine geeignete Regelung ein netzkompatibles Verhalten über den gesamten Regelbereich erzielen lässt.

2.4 Wechselrichterregelung bei Parallelbetrieb von netzbildendem Wechselrichter und Netz

Wichtige Kriterien für die Beurteilung von Regelschaltungen sind neben der grundsätzlichen Primärregelfähigkeit:

- Einschwingverhalten und dessen Einstellbarkeit
- Regelbarkeit eines Überstroms beim Einschwingvorgang
- Einstellbarkeit der Wirkleistungsstatik, einschließlich der Statik „unendlich“
- Begrenzbarkeit der Leistung bei dargebotsabhängiger Energie
- Verhalten bei Stations- und Netzfehlern und insbesondere Beeinflussbarkeit des Kurzschlussstroms

Wichtig sind natürlich auch der Aufwand für die Realisierung, die Robustheit und die Inbetriebnahmeeigenschaften.

2.4.1 Einschwingverhalten

Bei einem Turbosatz verändert sich mit der Maschinenleistungszahl das Einschwingverhalten. Mit dem für die zulässige stationäre Frequenzabweichung notwendigen Wert der Leistungszahl ist im Allgemeinen ein zufriedenstellendes Regelverhalten erzielbar. Das Einschwingverhalten hängt im Wesentlichen ab von:

- Leistungszahl
- Massenträgheit
- Reaktanz zwischen transienter Polradspannung und Netzspannung, bzw. zwischen den transienten Polradspannungen mehrerer beteiligter Maschinen
- Transiente Polradspannungen.

Für den netzbildenden Wechselrichter gibt es bis auf die Massenträgheit gleiche, bzw. ähnliche Einflussgrößen. Über das Einstellen von Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren ist trotz der fehlenden rotierenden Masse ein ähnliches Einschwingverhalten wie für rotierende Maschinen erzielbar. Ein Überschwingen über den Bemessungsstrom des Wechselrichters muss durch eine geeignete Stromregelung verhindert werden.

2.4.2 Einstellbarkeit der Wirkleistungsstatik

Neben der normalen Betriebsstatik muss auch die Statik „unendlich“ stabil einstellbar sein. Der Wechselrichter beteiligt sich dann nicht stationär an der Primärregelung. Allerdings wirkt er, wenn er als netzbildender Master-Wechselrichter betrieben wird, transient an der Lastdeckung. Dies gleicht der Wirkung von Blindleistungsmaschinen. Ferner sollte der Wechselrichter unter Last stoßfrei zwischen den beiden Betriebsarten „Master“ und „Slave“ umgeschaltet werden können.

2.4.3 Begrenzbarkeit der Leistung

Da sich der Master-Wechselrichter an der Primärregelung beteiligt, wird eine Laständerung je nach Statik zu einer bestimmten Leistungsänderung des

Wechselrichters führen. Um die Bemessungsleistung des Wechselrichters nicht zu überschreiten, muss die Leistung auf einen definierten maximalen Wert begrenzt sein.

Bei dargebotsabhängiger Leistung muss zudem die maximal fahrbare Leistung als variable Leistungsgrenze dem Wechselrichter vorgebar sein.

2.4.4 Verhalten bei Stations- und Netzfehlern

Bei Stromrichterstationen sind Schutzfunktionen in die Stromrichterregelung integriert. Wichtig sind das schnelle Erfassen, die Unterscheidung zwischen Stations- und Netzfehlern und die Aktivierung der passenden Schutzfunktion. Dies dient zum einen dem Schutz der Betriebsmittel und zum anderen der Versorgungszuverlässigkeit. Erfahrungen mit WEA-Einspeisungen zeigen, dass das Abschalten von Erzeugern auf Grund von Unterspannung kaskadenartig zur Abschaltung weiterer Erzeuger führen kann. Gegenmittel ist das sogenannte „ride through“. Nach Klären des Fehlers setzt unmittelbar die Einspeisung wieder ein. Das Prinzip des „Durchfahrens“ wird auch bei einer HGÜ mit netzgeführten Wechselrichtern erfolgreich praktiziert.

Beim Durchfahren einer Unterspannung muss die Wechselrichterregelung dafür sorgen, dass die dabei auftretenden Ströme die Stromrichterventile nicht überlasten. Andererseits müssen aber bei Fehlern, die hauptsächlich vom Wechselrichter gespeist werden, die Fehlerströme hinreichend groß sein, um vorhandene Überstromrelais anzuregen. In /18/ wird gezeigt, dass mit einer geeigneten Wechselrichterregelung die notwendigen Ströme erreichbar sind.

Für die Schutzkoordination in der Anlage und im Netz und für neu zu entwickelnde Schutzrelais sind grundsätzlich die mit einem VSI-Wechselrichter realisierbaren Regelungsstrategien zu berücksichtigen. Schutz und Regelung sollten so konzipiert sein, dass der Wechselrichter seine Systemdienstleistungsaufgaben möglichst unterbrechungsfrei wahrnehmen oder zumindest stoßfrei wieder aufnehmen kann.

2.5 Simulation der Primärregelung

2.5.1 Vereinfachte Anordnung

Zur Demonstration der Primärregelung mit augenblicklicher Beteiligung des Wechselrichters an der Frequenzstützung wird der Parallelbetrieb mit einem Synchrongenerator simuliert (Bild 3). Im ersten Teil der Simulation ersetzt eine Gleichspannungsquelle die dezentrale Energiequelle. Die Grundlast ist ohmsch-induktiv. Eine ohmsche Last wird für die Untersuchung des Regelverhaltens zugeschaltet. Als Simulationswerkzeug dient das EMTP Programm PSCAD/EMTDC /19/.

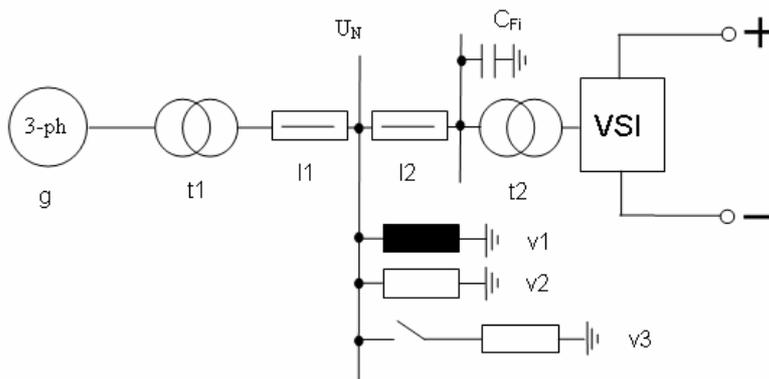


Bild 3: Einpoliges Schaltbild der simulierten Anordnung

2.5.1.1 Daten

Netz-Nennspannung $U_{nN} = 10 \text{ kV}$
 Stromrichter (VSI):

- $U_{dn} = 2.5 \text{ kV}$
- $I_{dn} = 600 \text{ A}$

Filterkondensator

- $C_{Fi} = 15 \text{ } \mu\text{F}$, Stern-Schaltung

Koppeltransformator t2

- $S_r = 1,63 \text{ MVA}$
- $U_{r1}/U_{r2} = 10 \text{ kV}/1,2 \text{ kV}$
- $u_k = 6 \%$

Länge der Drehstromleitung

- $l_1 = 5 \text{ km}$
- $l_2 = 1 \text{ km}$

Synchrongenerator g und Maschinentransformator t1:

- $S_r = 2,7 \text{ MVA}$
- $U_r = 1 \text{ kV}$ (Generator)
- $x_d = 160 \%$
- $x_d' = 30 \%$
- Trägheitskonstante $H = 2 \text{ s}$
- $U_{r1}/U_{r2} = 6 \text{ kV}/1 \text{ kV}$
- $u_k = 6 \%$

Verbraucher (Stern-Schaltung)

- v1: $j100 \text{ Ohm}$
- v2: 100 Ohm
- v3: 200 Ohm

2.5.1.2 Regeleinrichtung

Ein Übersichtsplan für die Leistungs-Frequenzregelung ist in Bild 4a dargestellt. Der Block 2 in Bild 4a enthält die Primärregelung und die Ansteuerung des Wechselrichters. Verwendet wurde die Regelschaltung von Bild 4b in Anlehnung an /16/. Statt der dort benutzten Raumzeigermodulation wurde das Unterschwingungsverfahren angewandt, und statt der Blindleistung wurde die Sammelschienenspannung des Wechselrichters mittels „emf magnitude control“ (s. Bild 1) geregelt.

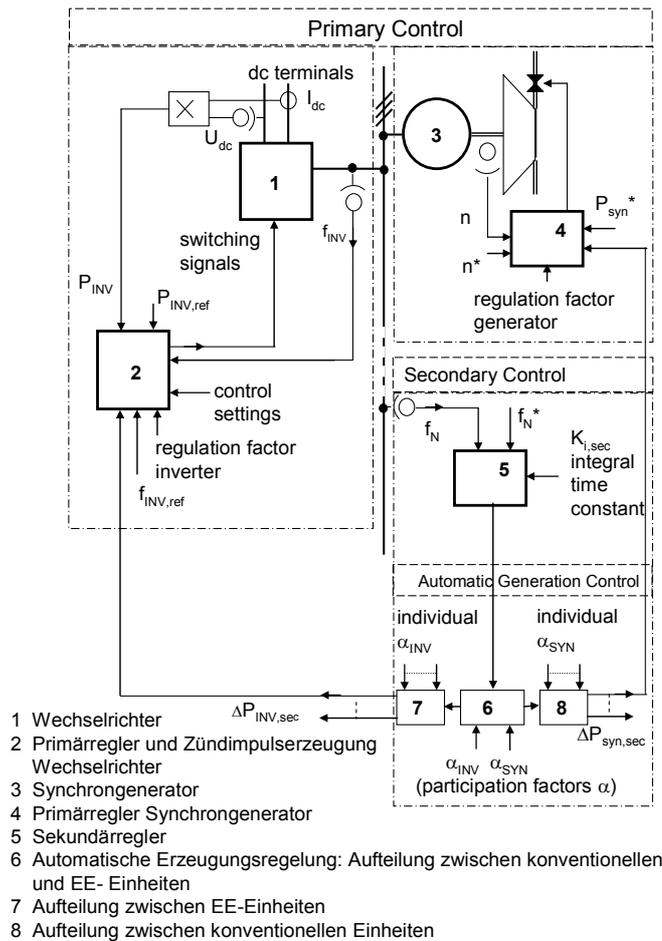


Bild 4a: Übersichtsplan für Primär-, Sekundär- und automatische Erzeugungsregelung

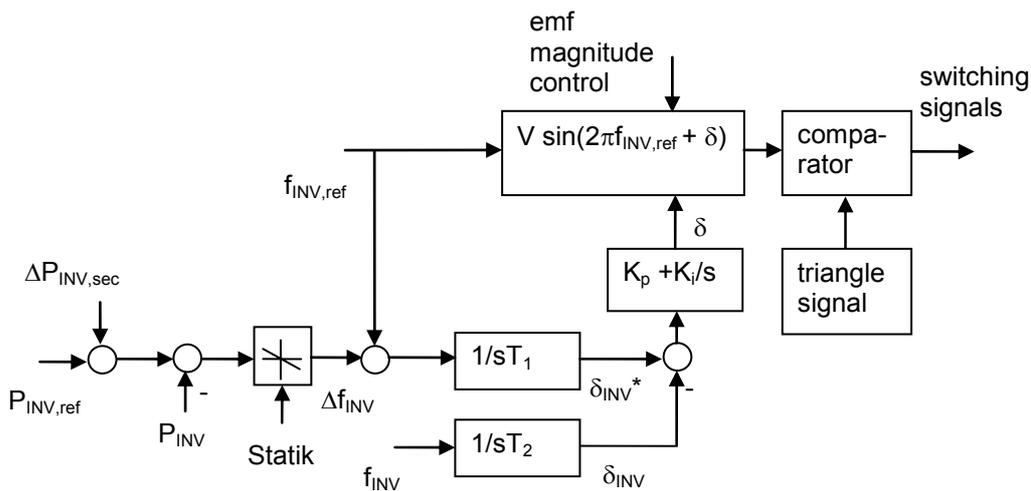


Bild 4b: Wirkleistungsregelung nach /16/

2.5.1.3 Simulationsergebnisse und Auswertung

Es wurden zwei Fälle mit unterschiedlichen Werten der Reglerparameter K_i und K_p untersucht, Fall a) mit $K_i = 6/s$ und $K_p = 4$ sowie Fall b) mit $K_i = 2/s$ und $K_p =$

1. Die Zeitkonstanten T_1 und T_2 betragen beide 1 s. Der Lastsprung bei $t = 4$ s beträgt 0,2 p.u.(MW). Synchrongenerator und Wechselrichter beteiligen sich sofort beim Lastsprung an der Lastdeckung (Bild 5). D.h., es muss nicht erst wie bei einem als Slave betriebenen Wechselrichter eine Frequenzabweichung vorliegen.

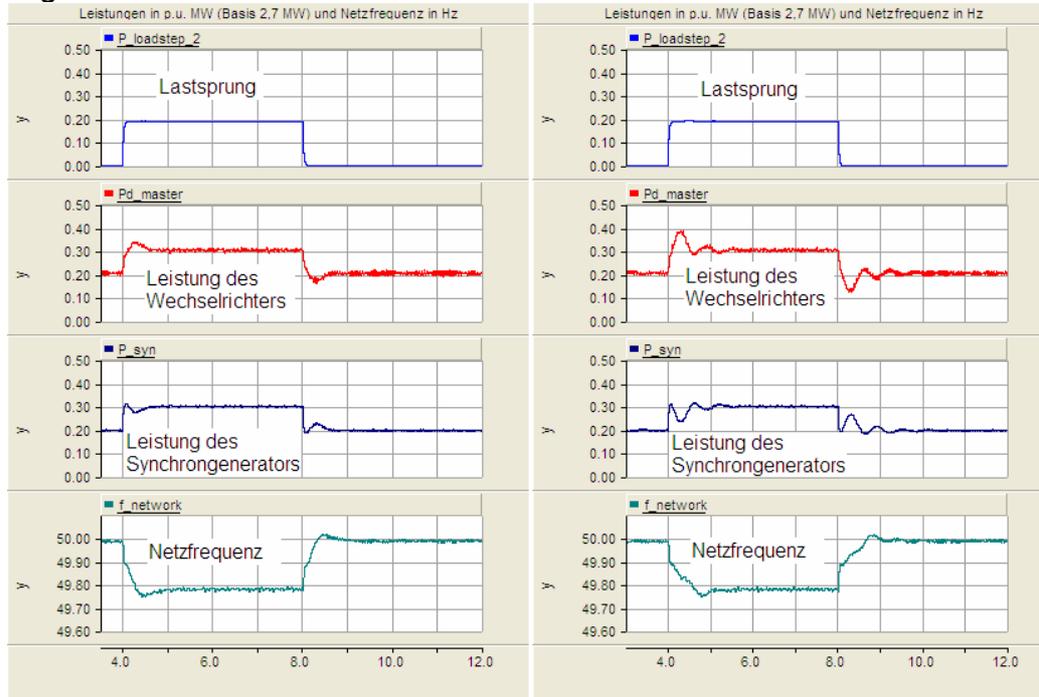


Bild 5: Primärregelung

a: $K_i = 6$ $K_p = 4$

b: $K_i = 2$ $K_p = 1$

Die Leistungszahlen des Wechselrichters K_{inv} und des Synchrongenerators K_{syn} betragen jeweils 0,5 p.u.(MW)/Hz (entspricht einer Statik von 4 %). Hieraus ergibt sich eine stationäre Frequenzänderung von

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{K_{inv} + K_{syn}} = -\frac{0,2 \text{ p.u. (MW)}}{(0,5 + 0,5) \text{ p.u. (MW) / Hz}} = -200 \text{ mHz}$$

Eingerechnet der in der Formel nicht berücksichtigten erhöhten Verluste (infolge Stromanstieg durch Lastsprung) und der Ablesegenauigkeit entspricht dieser Wert dem aus Bild 5 ablesbaren Wert.

Wie aus Bild 5 ersichtlich, ist das Einschwingverhalten entsprechend der Forderung von Abschnitt 1.5 über Parameter der Wechselrichterregelung einstellbar. Wichtig ist: wenn der Betriebspunkt bereits am oberen Ende des Betriebsbereichs liegt, könnte ein Lastsprung zu der unter Pkt. 1.5.1 erwähnten transienten Stromerhöhung über den maximal zulässigen Wert führen. Mit einer Strombegrenzungsregelung (hier nicht implementiert) wird dies vermieden.

Die Eigenschaft des Wechselrichters, die Netzfrequenz sofort zu stützen, liegt selbst dann vor, wenn er sich nicht an der Primärregelung beteiligt (s. Bild 6a). Die Lastverhältnisse sind dieselben wie für Bild 5, aber es gilt jetzt für die Leistungszahl des Wechselrichters $K_{inv} = 0$.

Man sieht ein temporäres Ansteigen (bei $t = 4$ s) und Abfallen (bei $t = 8$ s) der Wechselrichterleistung, wodurch die Netzfrequenz gestützt wird. Mit der Leistungszahl des Synchrongenerators $K_{syn} = 0,5$ p.u.(MW)/Hz ergibt sich eine stationäre Frequenzänderung von -400 mHz. Stellt man für den Wechselrichter einen Leistungssollwert von Null ein, z.B. bei einem Batterieenergiespeicher, so

würde bei einem positiven Lastsprung die Batterie entladen und bei einem negativen Lastsprung die Batterie geladen. Der Batterieenergiespeicher wird dann nicht für die Primärregelung verwendet, sondern nur für eine augenblickliche Lastdeckung. Ihr Energieinhalt wäre deshalb entsprechend geringer zu bemessen. Der Batterieenergiespeicher entlastet andere Erzeuger von der Notwendigkeit einer augenblicklichen Leistungslieferung. Im Zusammenwirken mit „super-capacitors“ kann der Batterieenergiespeicher zudem energie- und leistungsmäßig optimiert werden.

In Bild 6b sind die Verhältnisse für eine Primärregelung durch den Wechselrichter ($K_{inv} = 0,5 \text{ p.u. (MW)/Hz}$) und eine Frequenzstützung durch den Synchrongenerator ($K_{syn} = 0$) dargestellt. Hier beteiligt sich der Synchrongenerator nur temporär mit seiner rotierenden Masse an dem Ausgleichsvorgang. Die stationäre Frequenzänderung beträgt wieder -400 mHz , eingestellt über die Leistungszahl des Wechselrichters.

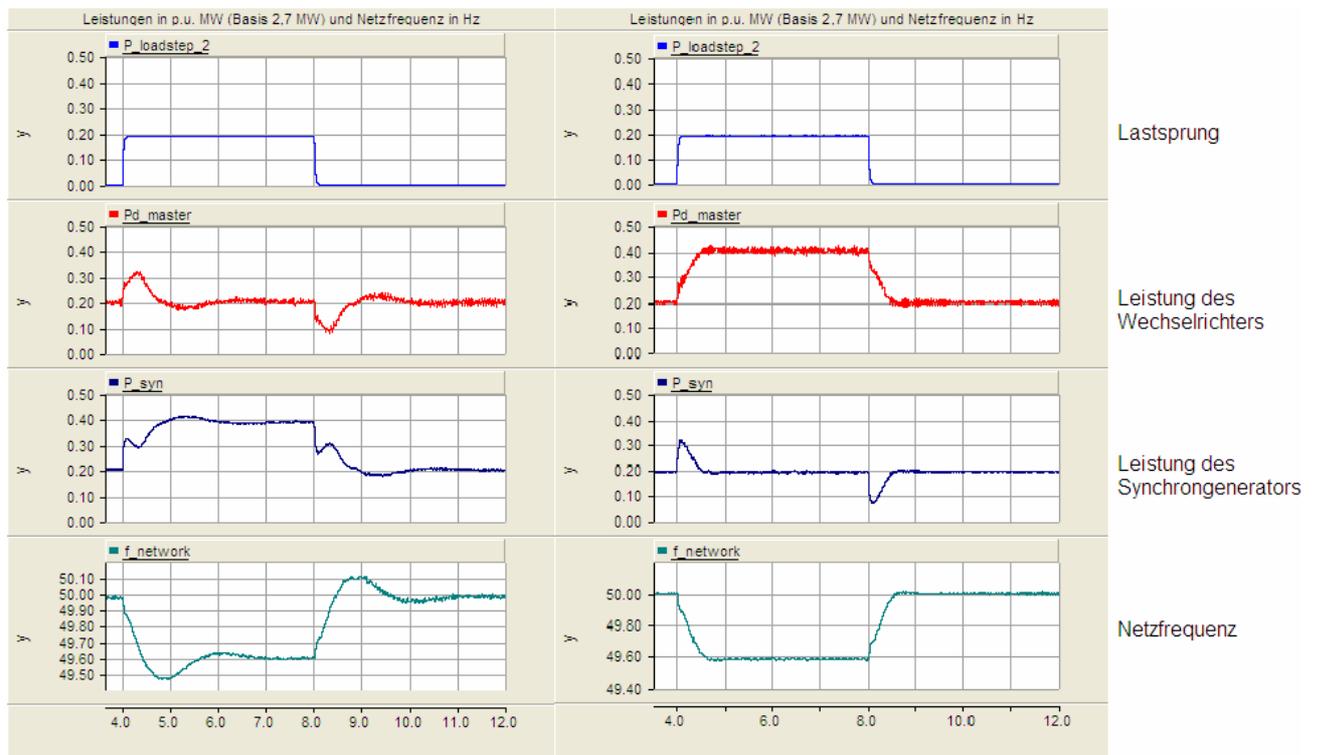


Bild 6a: Primärregelung durch Synchrongenerator
Frequenzstützung durch Wechselrichter

Bild 6b: Primärregelung durch Wechselrichter
Frequenzstützung durch Synchrongenerator

Zum Vergleich mit der Primärregelung und der Frequenzstützung durch einen Master-Wechselrichter ist in Bild 7 der Ausgleichsvorgang für einen auf konstante Leistung geregelten Slave-Wechselrichter zu sehen. Wechselrichter und Synchrongenerator liefern vor dem Lastsprung eine Leistung von jeweils $0,2 \text{ p.u. (MW)}$. Es werden zwei Fälle mit unterschiedlicher Leistungszahl des Synchrongenerators betrachtet, Fall a) mit $K_{syn} = 0,5 \text{ p.u. (MW)/Hz}$ und Fall b) mit $K_{syn} = 0,15 \text{ p.u. (MW)/Hz}$.

Bei $t = 5 \text{ s}$ tritt ein positiver Lastsprung von $0,2 \text{ p.u. (MW)}$ auf. Der Synchrongenerator erhöht seine Leistung auf $0,4 \text{ p.u. (MW)}$. Die Wechselrichterleistung bleibt unabhängig vom Lastsprung konstant. Im Fall a) nimmt die Netzfrequenz nach einigen Schwingungen einen stationären Wert von $49,6 \text{ Hz}$ ein. Durch Umschalten von Master- auf Slave-Betrieb verliert der Wechselrichter offensicht-

lich seine stabilisierende Wirkung. Stabilität muss dann durch hinreichend starkes Verkleinern der Leistungszahl des Synchrongenerators und damit einhergehende massive Frequenzabsenkung „erkauft“ werden (Fall b in Bild 7 mit $K_{syn} = 0,15 \text{ p.u. (MW)/Hz}$).

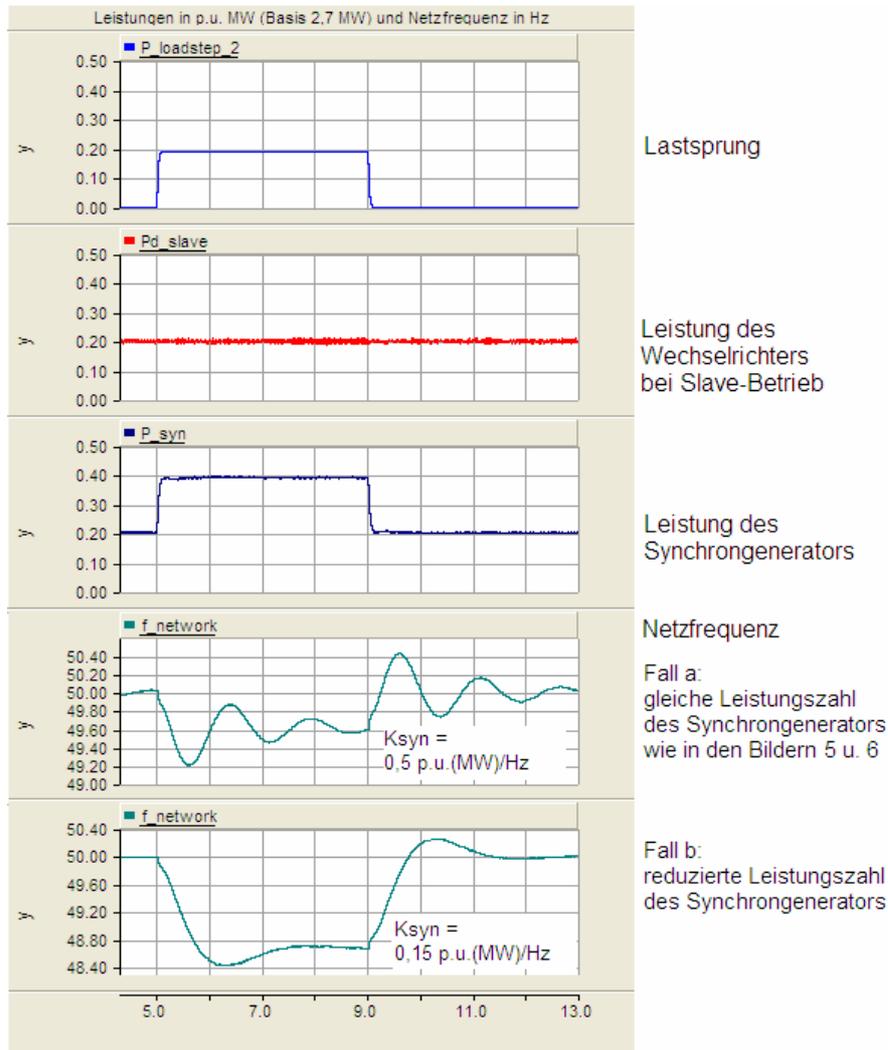


Bild 7: Primärregelung ohne Beteiligung des Wechselrichters

Die stationäre Frequenzabweichung beträgt jetzt

$$\Delta f = -0,2 \text{ p.u. (MW)} / 0,15 \text{ p.u. (MW)/Hz} = -1,33 \text{ Hz.}$$

Im Vergleich zu -400 mHz (Bild 6) bei Betrieb als Master mit nur frequenzstützender Wirkung (keine Primärregelung) ist dies eine wesentliche Verschlechterung.

Bei nur frequenzstützender Wirkung arbeitet der Master-Wechselrichter als „power system stabilizer“. Bei Einstellung auf Primärregelung arbeitet der Wechselrichter sowohl als „power system stabilizer“ als auch als Leistungs-Frequenzregler. Man kann, wie es in der Praxis der Fall ist, auch einen Slave-Wechselrichter mit einer „PSS“-Funktion und einer Leistungs-Frequenzregelung ausstatten. Der Slave-Wechselrichter braucht aber als netzstützender Wechselrichter ein Netz, der Master-Wechselrichter bildet es selbst.

Vorausgesetzt, ein DEA-System ist so konzipiert, dass eine Beteiligung von Wechselrichtern an der Leistungs-Frequenzregelung notwendig ist. Dann wird

man entscheiden müssen, welche Wechselrichter als Master und welche als Slave betrieben werden. Um den Umfang an stabilitätskritischen Regelkreisen und Reglereinstellungen zu begrenzen, könnte man nur die leistungsstarken Wechselrichter mit primärregel-fähigen Energiequellen als Master betreiben. Um bei Ausbau des Netzes die Systemdienstfunktionen des Wechselrichters flexibel handhaben zu können, wäre es technisch zweckmäßig und auch wirtschaftlich, nur Master-Wechselrichter mit Umschaltbarkeit auf Slave-Betrieb einzusetzen.

2.5.2 Simulation einer vollständigen DEA

Der netzbildende Wechselrichter ermöglicht, wie in den Bildern 5 und 6 gezeigt, eine augenblickliche Frequenzstützung. Folglich hängt die Fähigkeit eines dezentralen Erzeugers, sich hieran zu beteiligen, von der Kupplung mit der Energiequelle und der Energiequelle selbst ab. Daher ist zur Ermittlung des Regelverhaltens der DEA die gesamte „Erzeugerkette“ zu untersuchen. Zum Nachweis, dass der netzbildende Wechselrichter die Lastforderung ohne Reglereingriff und ohne Kommunikation an die dezentrale Energiequelle weiterleitet und die gesamte Erzeugerkette unter Realisierung der Primärregelung stabil arbeitet, wurde eine weitere Simulation durchgeführt. Die „Erzeugerkette“ besteht hier aus einer drehzahlgeregelten Turbine, einem Synchrongenerator, einem Gleichrichter und dem netzbildenden Wechselrichter.

Die verwendete Regelschaltung (Bild 8) ermöglicht die Primärregelung unter Einhaltung der Leistungsgrenzen des Wechselrichters und der dargebotsabhängigen DEA.

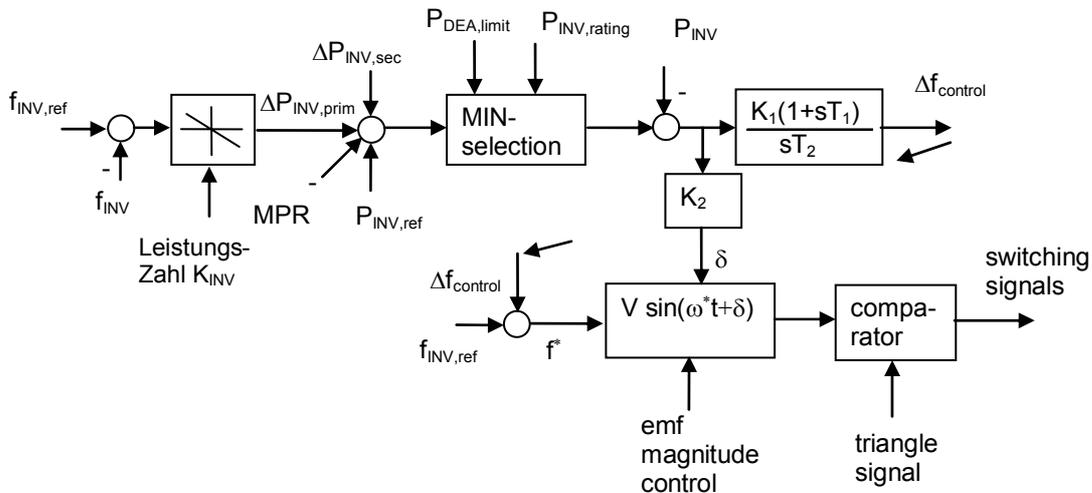


Bild 8: Regelschaltung mit Leistungsbegrenzung

Durch „MIN-selection“ wird der minimale Leistungswert durchgeschaltet und mit dem sich selbsttätig einstellenden Istwert P_{INV} verglichen. Die von der DEA dargebotene aktuelle Leistung und auch die Bemessungsleistung des Wechselrichters werden dadurch stationär nicht überschritten. Transient können sich allerdings höhere Werte ergeben. Hieraus folgt zwingend entweder eine Dimensionierung der Stromrichterventile für die auftretenden Überströme oder aber die Implementierung einer geeigneten Stromregelung.

Das über den Proportionalblock K_2 gebildete Phasensignal δ dient durch die Phasenvorsteuerung der Dämpfung. Zusätzlich oder alternativ kann die Funktion sT_1 hierfür verwendet werden. Der Faktor $K_1/(sT_2)$ ist ein äquivalenter Ausdruck zu $f_n/(s2H)$, welcher für einen Synchrongenerator mit f_n als Nennfrequenz

in Hz und H als Trägheitskonstante in s gilt. Mit $K_1/(sT_2)$ führt man eine fiktive rotierende Masse des Wechselrichters ein. Für K_1 wurde 1 Hz und für T_2 der Wert 0,1 s eingestellt. Für T_1 wurde durch einige Testläufe ein Wert von 0,05 s ermittelt. Der Faktor K_2 für die Phasenvorsteuerung war dabei auf 0 gesetzt.

Wegen $\frac{K_1}{sT_2} = \frac{fn}{s2H}$ gilt für die fiktive Trägheitskonstante des Wechselrichters:

$$H_{INV} = \frac{f_n}{2K_1} T_2 = \frac{50\text{Hz} \cdot 0,1\text{s}}{2 \cdot 1\text{Hz}} = 2,5\text{s}$$

Hiermit ergibt sich eine einfache Anleitung für eine erste Reglereinstellung: Man benutze für den Wechselrichter eine fiktive Trägheitskonstante, die in etwa so groß ist wie die Trägheitskonstante eines Synchrongenerators (im vorliegenden Fall gilt für den Synchrongenerator $H = 2\text{s}$).

Bei Dargebotsabhängigkeit wird dem Wechselrichter kontinuierlich die aktuell lieferbare Leistung signalisiert (DEA Limit in Bild 8 und Bild 9). Für den Fall, dass die von der DEA beziehbare Leistung fehlerhaft ermittelt oder fehlerhaft übertragen wird, geht als "back-up" das MPR-Signal (MPR Master Power Reduction) (s. Bild 8 und Bild 9) an den Wechselrichter. Das MPR-Signal könnte man bei Windgeneratoren aus der Drehzahl und dem Flügelanstellwinkel und bei statischen Energiequellen aus dem Strom ableiten. Im vorliegenden Beispiel wird die Drehzahl gemessen und bei Unterschreiten eines Grenzwertes wird das MPR-Signal an den Wechselrichter gegeben. Die Wechselrichterleistung wird daraufhin um den MPR-Wert reduziert. Das MPR-Signal kann auch zweistufig sein. Reicht die Reduktion selbst in der zweiten Stufe nicht aus oder ist die Signalübermittlung fehlerhaft, so wird als letzte Maßnahme die Gleichspannung über die Erregung des Windgenerators reduziert. Die Wechselrichterregelung erfasst diese Spannungsreduktion und blockiert den Wechselrichter. Die DEA wird außer Betrieb gesetzt.

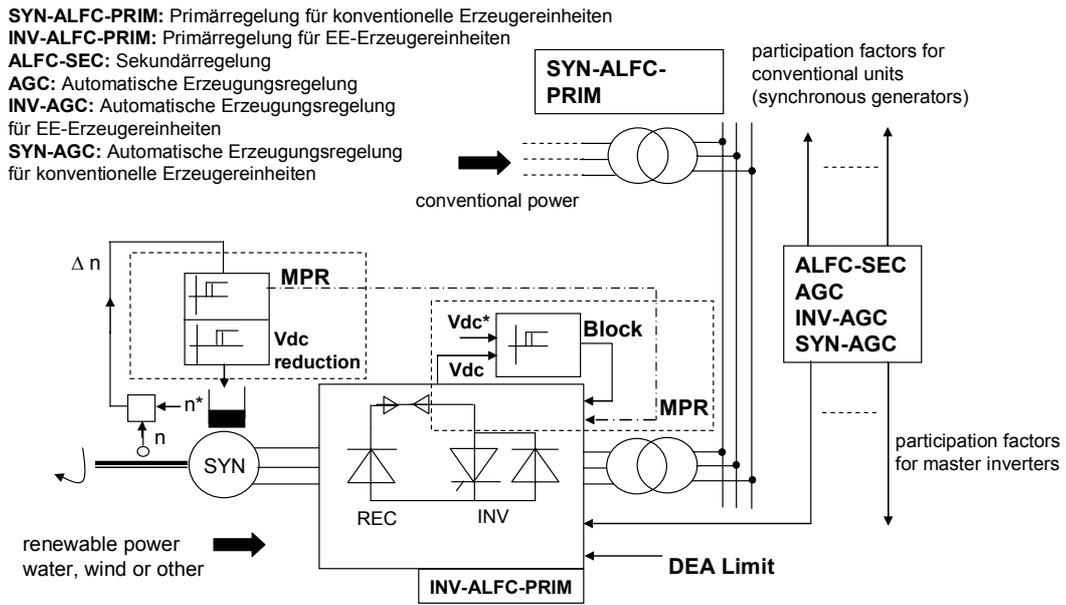


Bild 9: Leistungs-Frequenzregelung mit Leistungsbegrenzung und Back-Up-Vorrichtung für Leistungsbegrenzung

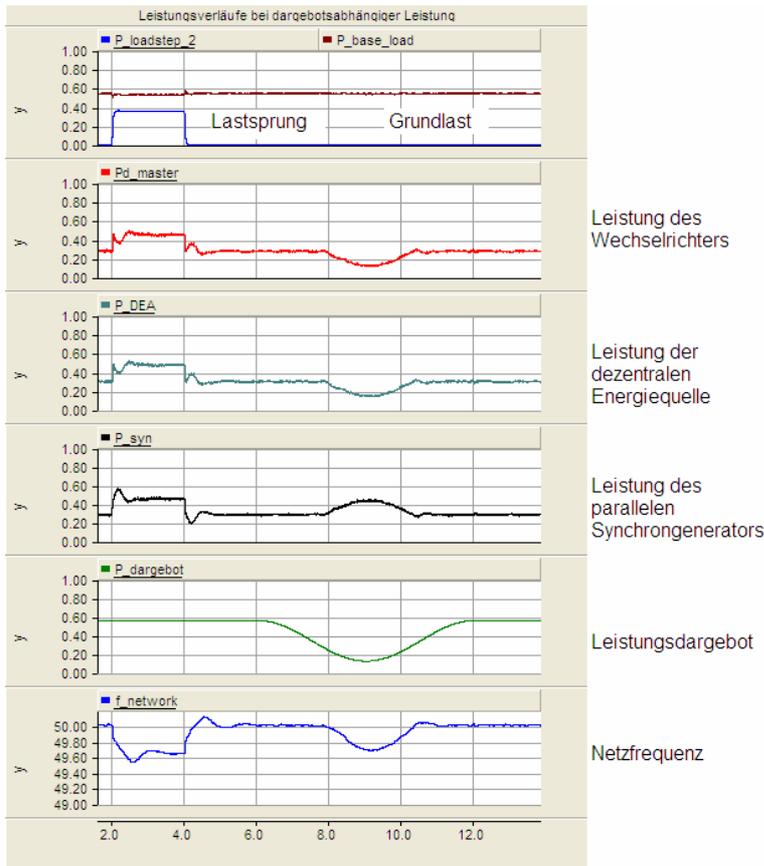


Bild 10: Primärregelung bei begrenzter dargebotener Leistung

Aus den Oszillogrammen in Bild 10 ist zu erkennen, dass die DEA-Leistung der Wechselrichterleistung unmittelbar folgt. Kleine Unterschiede zwischen den Beträgen der beiden Leistungen liegen an den auftretenden Verlusten. Solange die dargebotene Leistung ausreicht, teilt sich die Leistung zwischen Wechselrichter und parallelem Synchrongenerator gemäß den eingestellten Leistungszahlen hälftig auf. Bei sinkender dargebotener Leistung und aufgebrauchter Regelmarke sinkt die Wechselrichterleistung. Das dadurch entstehende Erzeugungsdefizit wird vom parallel einspeisenden Synchrongenerator gedeckt. Die Forderung nach Begrenzbarkeit der Wechselrichterleistung ist somit erfüllt. Die Funktionsfähigkeit des MPR-Konzepts (hier nicht dokumentiert) konnte ebenfalls festgestellt werden.

2.5.3 Sekundärregelung

Mit einem netzbildenden Wechselrichter lässt sich bei Bedarf auch die Sekundärregelung realisieren (Bild 11). Diese Aufgabe kann z.B. für Brennstoffzellen anfallen. Für Windenergieanlagen ist eine Beteiligung an der Sekundärregelung auszuschließen, es sei denn, es gibt parallel zu Netzeinspeisung betriebene Elektrolyseanlagen. Der erzeugte Wasserstoff ließe sich über Brennstoffzellen, die auf denselben oder einen eigenen Wechselrichter arbeiten, zur Sekundärregelung verwenden.

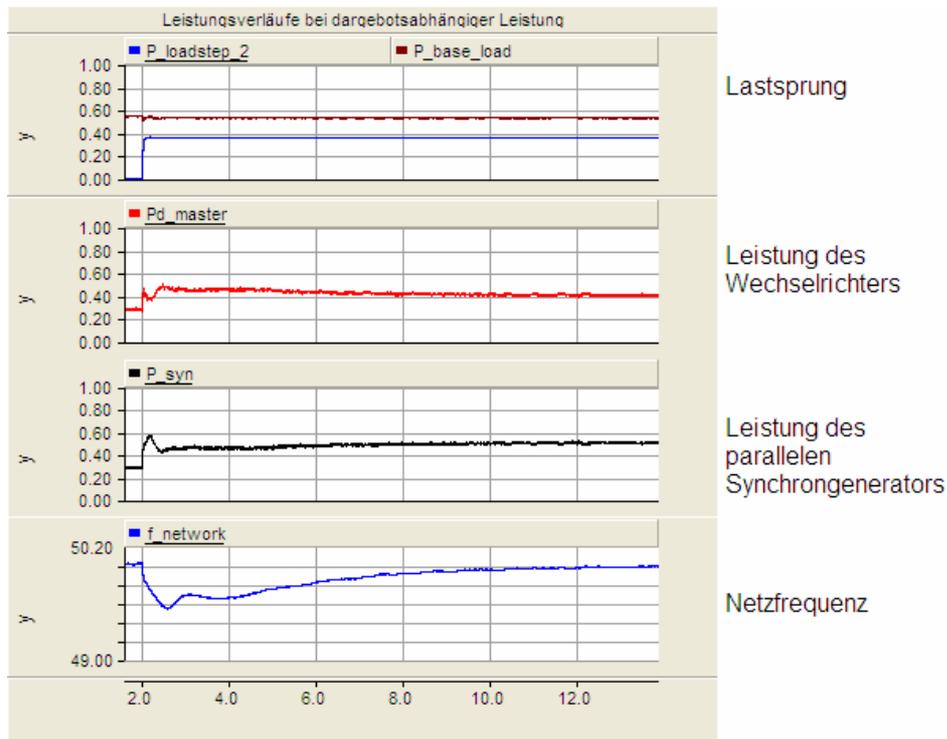


Bild 11: Sekundärregelung bei Beteiligung einer DEA

Zur Demonstration der Sekundärregelung wurden die Leistungsaufteilungsfaktoren auf 35 % für den Wechselrichter und 65 % für den Synchrongenerator eingestellt. Um die Simulationsdauer im Rahmen zu halten, verwendet der integrale Regler eine vergleichsweise kleine Nachstellzeit. Damit keine Überlagerung der Primärregelungs- mit dem Sekundärregelungs-Effekt auftritt, wird die Sekundärregelung erst ab $t = 4$ s freigegeben.

Am Ende des Primärregelvorgangs ($t = 4$ s) teilt sich der Lastsprung gemäß der gleich großen Leistungszahlen hälftig auf den Wechselrichter und den Syn-

chrongenerator auf. Anschließend reduziert sich die Wechselrichterleistung und erhöht sich die Generatorleistung, bis am Ende des sekundären Regelvorgangs beide Leistungen ihre stationären Endwerte erreichen. Der Lastsprung teilt sich dann nicht mehr hälftig auf, sondern im Verhältnis 35 % zu 65%.

Statt einer einfachen Frequenzregelung mit automatischer Erzeugungsaufteilung lässt sich der Wechselrichter natürlich auch für die Netzkennlinienregelung verwenden. Dies ist für den Betrieb eines DEA-Systems als Bilanzkreis wichtig. Übergabeleistungen können unter Zuhilfenahme von wechselrichtereinspeisenden DEA geregelt werden.

2.6 Auswertung und Schlußfolgerungen zur Leistungs-Frequenzregelung

Die im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführten Simulationen eines Parallelbetriebs von netzbildenden Wechselrichter und Synchrongenerator zeigen, dass beide Komponenten der Leistungs-/Frequenzregelung - Primärregelung und Sekundärregelung - netzkompatibel realisierbar sind. Netzkompatibel heißt, dass sich der Wechselrichter wie ein Synchrongenerator verhält, er sich also bereits zum Zeitpunkt eines Lastsprungs an der Lastdeckung beteiligt. Dadurch wird schon vor der Wirkung des Primärreglers die Netzfrequenz gestützt. Bemerkenswert ist, dass diese Eigenschaft erzielt wird, obwohl die Last durch einen Gleichstromzwischenkreis vom Erzeuger getrennt ist. Durch die im Wechselrichter implementierte Regelung verhalten sich Gleichrichter und Wechselrichter wie eine synchrone Übertragung. Die Frequenzstützung durch den Wechselrichter funktioniert selbst dann, wenn seine Leistungszahl auf null gestellt ist, er sich also gar nicht an der eigentlichen Primärregelung beteiligt.

Mit netzbildenden Wechselrichtern können Netze beliebig wenig rotierende Erzeuger enthalten, im Extremfall keinen einzigen. Diese Eigenschaft und die Eigenschaft der unverzögerten Frequenzstützung ohne Reglereingriff sind die beiden Hauptmerkmale des netzbildenden Wechselrichters.

Wichtig ist zudem: bei dargebotsabhängiger Energie wird die Wechselrichterleistung selbsttätig auf das zeitweilig begrenzte Leistungsvermögen der Energiequelle reduziert. Dies verhindert Überlastung und damit verbundenes Abschalten von dezentralen Quellen.

Das hier verwendete Wechselrichterkonzept ist nicht nur für dezentrale Erzeuger auf der Nieder- und Mittelspannungsebene nützlich, sondern auch für Windparks, die per HGÜ Leistung in relativ schwache Hochspannungsnetze einspeisen. Relativ schwach ist ein Netz dann, wenn das Verhältnis der Kurzschlussleistung des Netzes zur eingespeisten Wechselrichterleistung kleiner als ca. 2,5 ist. Eine HGÜ mit netzgeführtem Wechselrichter würde dann keine Spannungsstabilität zeigen und eine HGÜ mit netzstützendem statt netzbildendem VSI würde keinen Beitrag zur augenblicklichen Lastdeckung liefern.

Schwarzstartfähigkeit ist eine typische Eigenschaft eines netzbildenden Wechselrichters, so dass sich eine spezielle Behandlung dieses Themas an dieser Stelle erübrigt. Zu beachten ist bei Schwarzstart, dass ein Gleichgewicht zwischen dem Zuschalten der Lasten und der Belastung jedes Wechselrichters sowie der zugehörigen Energiequelle herrscht. Andernfalls führt Überlastung zur Abschaltung.

Synchronisation mit bereits vorliegender Netzspannung geschieht durch schnelles Rampen der Phase der Wechselrichterspannung und Phasenvergleich mit

der Netzspannung. Wechselrichter und Netz können innerhalb weniger Perioden parallel geschaltet werden. Dies ermöglicht eine schnelle Aktivierung einer statischen DEA aus dem stand-by-Betrieb heraus. Vor dem Zuschalten der DEA treten keine elektrischen Leerlaufverluste im Primärstromkreis auf. Wegen der schnellen Synchronisierbarkeit kann sogar konventionelle laufende Reserve durch sich im stand-by-Betrieb befindende statische DEA ersetzt werden.

Als Ergebnis lassen sich folgende Anforderungen an die Funktionalität, bzw. Betriebsart über Wechselrichter einspeisender dezentraler Erzeugungseinheiten formulieren:

- Primärregelung und Sekundärregelung
- Automatische Erzeugungsregelung
- Strombegrenzungsregelung
- Leistungsbegrenzungsregelung
- Durch Schalterauslösung im Netz gesteuerte Leistungserhöhung oder -absenkung
- Ersatz laufender konventioneller Reserve (auch durch statische stand-by-Reserve)
- Stehende Reserve, die in definierter Zeit aktivierbar ist (Synchronisation und Hochrampen)
- „Power Stabilizer“ Funktion
- Spannungs-Blindleistungsregelung
- Laden einer Energiequelle durch entweder gesteuerte oder selbsttätige Leistungsumkehr (Rückspeisung)

Darüber hinaus können sich Spezifikationen beziehen auf:

- Sprungantwort (Kleinsignal- und Großsignalverhalten) des Wechselrichters von Schwachlast bis Volllast bei Speisung mit idealer Spannungsquelle
- Sprungantworten (Kleinsignal- und Großsignalverhalten) der verschiedenen Energiequellen von Schwachlast bis Volllast
- Sprungantworten der verschiedenen vollständigen DEA, d.h. unter Einschluss von Energiequelle und Wechselrichter
- Einstellparameter für das Einschwingverhalten
- Synchronisierungsgeschwindigkeit
- Wirkleistungs- und Blindleistungsrampe
- Stoßfreie Umschaltbarkeit zwischen Master-Betrieb und Slave-Betrieb
- Stoßfreie Umschaltbarkeit zwischen reiner Frequenzstützung und Primärregelung inklusive Frequenzstützung

Nicht näher untersucht wurden hier die bemessungskritischen Stations- und Netzfehler. Für unterschiedlichste Fehlerfälle müssen Schutz- und Regelstrategien entwickelt werden. Dabei wird ein iterativer Prozess durchlaufen, bis schließlich die zu implementierenden Funktionen und die Beanspruchung der

Betriebsmittel vorliegen. Die Isolationskoordination und die Schutzkoordination verwenden die dokumentierten Spannungs- und Stromverläufe. Für erste als Netzbildner auszuführende Anlagen werden wegen der dann noch fehlenden Erfahrung umfangreichere Studien notwendig sein als für spätere Anlagen.

Mittelfristig muss es das Ziel sein, den Engineeringaufwand minimal zu halten und standardisierte Hardware und Software zu liefern, die für verschiedene Klassen von Netzeigenschaften (Höhe von Netzspannung und Kurzschlussleistung, Kabel oder Freileitung) und Netzfehlern ein definiertes Betriebsverhalten für den Normal- und Störungsbetrieb zeigen. Für die Spezifikation eines standardisierten Regelungs- und Schutzkonzepts, das durch individuelle Anforderungen nicht in seinen wesentlichen Zügen verändert würde, könnte man ein benchmark System der dezentralen Energieversorgung definieren.

Quellenhinweise

- /1/ Gjardy, G., Bitsch, R. Woldt, Th.: „Integration großflächig verteilter regenerativer/dezentraler Energieerzeuger“, ETG-Fachtagung „Technische Innovation in Verteilungsnetzen“, Würzburg, März 2005.
- /2/ Schwan, M., von Sengbusch, K. Slupinski, A., Lehmann, K., Lehmer, D.: „Dezentrale Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Anforderungen und Untersuchungen zum Netzanschluss“, ETG-Fachtagung „Technische Innovation in Verteilungsnetzen“, Würzburg, März 2005.
- /3/ Balzer, G, Audring, D., Demmig, S., Wildenhain, A. Zimmermann, W.: „Parallelbetrieb von vielen dezentralen Anlagen und mögliche Auswirkungen auf das bestehende Niederspannungsnetz“, ETG-Workshop „Netzanschluss von Brennstoffzellen und anderen dezentralen Energieerzeugungsanlagen“, Frankfurt, Mai 2002.
- /4/ VDN-TransmissionCode 2003 „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, August 2003.
- /5/ VDN-DistributionCode 2003 „Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“, Berlin, August 2003.
- /6/ VDN-Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“, Berlin, August 2004.
- /7/ Buchholz, B., Palensky, P.: 11. Kasseler Symposium Energy SystemsTechnology 2006.
- /8/ DeVries, T. McDowall, Umbricht, N. Linhofer, G.: “The battery energy storage System for Golden Valley Electric Association”, ABB Technik, 2006.
- /9/ Haubrich, H.-J.: Interessengemeinschaft für Großbatterien in elektrischen Netzen (IBN): „Batterie-Energiespeicher in der Elektrizitätsversorgung“, Aachen, 1996.
- /10/ Holst, A., Prillwitz, F., Weber, H., Schmidt, C.: „Netzregelverhalten von Windkraftanlagen“, VDI/VDE: 6. GMA/ETG-Fachtagung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, Mai 2003, München.
- /11/ Nehrir, M.H., Wang, C., Shaw, S.R.: Fuel Cells: “Promising Devices for Distributed Generation“, IEEE power & energy magazine, Vol 4, no. 1, 2006.
- /12/ Photon, das Solarmagazin: Utsira, Autark mit Wind und Wasserstoff, März 2005.

- /13/ Hanson, J., Hillberg, Claes, H., Linhofer, G., Steimer, P.K., „Power Electronics Building Blocks – Bausteine leistungselektronischer Systeme in elektrischen Netzen“, ETG-Fachbericht 98, VDE-Verlag, Berlin 2005.
- /14/ Hübel, I., Hirth, H.P.: „Optimierte Netznutzung in der Mittelspannungsebene mit einer Stromrichterkurzkupplung“, ETG-Fachbericht zur Fachtagung „Technische Innovationen in Verteilungsnetzen“, Würzburg, März 2005.
- /15/ Engler, A.: „Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen“, Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Gesamthochschule Kassel, 2001.
- /16/ Chandorkar, M.C., Deepakraj, M.D., Adapa, R.: “Control of Parallel connected Inverters in Standalone ac Supply Systems”, IEEE Transactions on industry applications, Vol. 29, No. 1, Jan./Feb. 1993.
- /17/ Hauck M., Späth, H.: "Control of a Three Phase Inverter Feeding an Unbalanced Load and Operating in Parallel with Other Power Sources", EPE-PEMC 2002 Dubrovnik & Cavtat.
- /18/ Flottenmesch, J., Sonnenschein, M., Weinhold, M., Zurowski R.: „Beitrag zum Betriebsverhalten selbstgeführter Gleichspannungs-Zwischenkreis-Stromrichter bei Netzfehlern“, ETG-Fachbericht zur Fachtagung „Technische Innovationen in Verteilungsnetzen“, Würzburg, März 2005.
- /19/ PSCAD/EMTDC, Version 4.1.0, Manitoba HVDC Research Centre Inc.
- /20/ Heuck, K., Dettmann, K.-D.: Elektrische Energieversorgung, Vieweg Verlag, Braunschweig, 1999.

Anhang 9

**Steuergesetze
und
Marktanreizprogramme**

1. Stromsteuergesetz

Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer und wird nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) bestimmt. Nach § 3 des StromStG beträgt die Stromsteuer 20,50 Euro je Megawattstunde. Das Gesetz wurde am 3. März 1999 verabschiedet und ist seither mehrfach geändert worden. In bestimmten Fällen ist eine Steuerermäßigung oder eine Steuerbefreiung möglich. Dazu ist eine förmliche Erlaubnis des Hauptzollamtes notwendig.

Steuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 StromStG werden gewährt, wenn der Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird und aus einem Netz entnommen

- wird, das ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeist wird
- wenn der Strom zur Stromerzeugung entnommen wird
- wenn der Strom in Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 2 Megawatt erzeugt und in räumlichen Zusammenhang entnommen wird.

Eine ermäßigte Steuer von 11,42 Euro je Megawattstunde nach § 9 Abs. 2 wird für Strom, der im Verkehr mit Oberleitungsomnibussen und Schienenbahnverkehr entnommen wird, berechnet. Strom der zum Betrieb von Nachtspeicherheizungen entnommen wird, unterliegt einem verminderten Steuersatz von 12,30 Euro je Megawattstunde. Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft zahlen ebenfalls einen ermäßigten Steuersatz von 12,30 Euro je Megawattstunde, wenn der Strom für betriebliche Zwecke entnommen wird. Allerdings wird der ermäßigte Steuersatz nur auf die Strommenge angewandt, die einen jährlichen Verbrauch von 25 Megawattstunden übersteigt.

2. KWK-Gesetz

Am 19. März 2002 wurde das Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)) verabschiedet. Es ersetzte das erste KWKG von 12. Mai 2000. Der Zweck dieses Gesetzes ist es, bis zum Jahr 2005 eine Minderung des Kohlendioxid-Ausstoßes um 10 Millionen Tonnen und bis zum Jahr 2010 eine Minderung um 23 Millionen Tonnen, mindestens aber 20 Millionen Tonnen zu erzielen. Als Basisjahr wird das Jahr 1998 angesetzt. Das Gesetz wird am 31. Dezember 2010 außer Kraft treten. Nach dem Gesetz wird der von KWK-Anlagen erzeugte Strom (KWK-Strom) gesondert gefördert. Nach § 4 Abs. 1 sind Netzbetreiber verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den KWK-Strom abzunehmen. Der Preis setzt sich dabei aus einem anlagenabhängigen Zuschlag und einem zwischen dem Anlagen- und dem Netzbetreiber vereinbartem Preis für die Stromlieferung zusammen. Sollte keine Preiseinigung erzielt werden, so ist der übliche Preis (durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EEX des jeweils vorangegangenen Quartals) zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte anzusetzen.

Kat.	Anlagenkategorie	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	Alte Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
2	Neue Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
3	Modernisierte Anlagen	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
4	Neue kleine KWK-Anlagen bis 2 MW (unter Beachtung der Kat. 5)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
5	Vergütung für Brennstoffzellen, kleine KWK-Anlagen bis zu 50 kW *)	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11

3. Energie-Einspeise-Gesetz

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) trat am 1. August 2004 in Kraft. Es ersetzte damit die vorherige Version, welche am 1. April 2000 das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) ablöste. Das Ziel des EEG ist es, die Entwicklung der Erneuerbaren Energien zu fördern und auszubauen, um damit eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu gewährleisten und die Natur und Umwelt zu schützen. Bis zum Jahr 2010 soll der aus Erneuerbaren Energien gewonnen Strom einen mindestens 12,5-prozentigen, im Jahr 2020 einen mindestens 20-prozentigen Anteil an der Stromversorgung haben. Das Gesetz verpflichtet nach § 4 EEG die Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EEG-Strom) an das Netz anzuschließen und nach § 5 EEG den Strom entsprechend der in den §§ 6 bis 12 festgelegten Sätze zu vergüten. Anders als nach dem StrEG, nach dem die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten nur an seine Kunden weitergegeben wurden, erfolgt nach dem EEG eine bundesweite Umlage der Kosten.

Wind		5,5 ct/KWh
Solar	-30 kW	57.4 ct/KWh
	-100 kW	54.6 ct/KWh
	> 100 kW	54 ct/KWh
biomass	-150 kW	11.5 ct/KWh
	-500 kW	9.9 ct/KWh
	-5 MW	8.9 ct/KWh
	>5 MW	8.4 ct/KWh
biogas	-500 kW	7.67 ct/KWh
	-5MW	6.65 ct/KWh

+ 6 ct/kWh bei Pflanzen, +2 ct/kWh bei Verwendung Holz