

Leitstudie EE-Ausbau und Netztechnik 2022

Autor:

Dipl.-Ing. Anton Stumpf

Heidelberg, 7.Dezember 2012

Terra T2100

Gesellschaft für Transfer angepasster Technologien i.G.

Alte Glockengießerei 2

69165 Heidelberg

Tel 06221 1815-79

Fax 06221 1815-81

Email org@T2100.org

www.T2100.org

1a Einleitung

Werden die aktuellen Planungen der Bundesländer zum **Ausbau der Erneuerbaren Energien** (EE) umgesetzt [dena 2011] und der Kapazitätsanstieg, getragen von Bürgern, Energiegenossenschaften und Stadtwerken, unverändert fortgesetzt, so wird in Deutschland dessen **Anteil in 2022** in der **Stromerzeugung schon bei 79 % bis 95%** liegen (Szenario 2022_B und C).

Es ist von einer installierten Kraftwerksleistung in 2022 auf 255 GW (255.000 MW, EE und konventionelle Kraftwerke) auszugehen, zum Vergleich: die mittlere Erzeugungsleistung in 2011 betrug knapp 70 GWm (ca. 70 konventionelle Großkraftwerke).

Die Energiewende ist bereits auf der Zielgeraden angekommen, bezüglich der Diskussion in den Bereichen Erzeugungsleistung, Netzausbau, Speichertechnik und Netzstabilität fasst diese Leitstudie Grundsatzdaten und Berechnungen, insbesondere zur zukünftigen Bedeutung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB's bzw. Atomkonzerne) und einer dezentralen Netztechnik zusammen.

Den erneuerbaren Energien wird in den Berechnungen der Leitstudie der Vorrang in der Einspeisung in die Stromnetze eingeräumt.

Im konventionellen Bereich der Gas- und Kohlekraftwerke wird ein erheblicher Rückgang der CO₂-Emissionen, verbunden mit einem Einbruch in den Betriebsstunden erfolgen. Es werden Überkapazitäten an passiven Großkraftwerken vorhanden sein, womit eine überdimensionierte Reserve für windschwache Tage, etc. gegeben ist.

Im Bereich des Höchstspannungsnetzes der 4 Atomkonzerne (220 und 380 kV) wird ein massiver Rückgang der Einspeise-Lastflüsse berechnet. Da die Erneuerbaren Energien fast ausschließlich in den Netzebenen 0,4 kV, 20 kV und 110 kV (ohne Offshore-Wind und Pumpspeicher größer 200 MW) eingespeist werden, wird der Lastfluß im deutschen Höchstspannungsnetz erheblich zurückgehen. Die Kosten der Netzentgelte je kWh für den Strombezug aus der Höchstspannungsnetzebene werden sich vervielfachen.

Die nachfolgende Leitstudie beschreibt die Leistungsdaten der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2011 und erläutert Hochrechnungen für 2022 in den Bereichen:

- # Übersicht installierte Kraftwerksleistung (Pinst)
- # Übersicht Betriebszeiten Kraftwerke (Volllaststunden), Stromerzeugung und Pm
- # Aufteilung der Einspeiseanteile EE und konventionelle Kraftwerke in die Netzebenen 400 V sowie 20, 110 sowie 220 und 380 kV
- # Anteil VNB-Stadtwerkeverbund und Anteil ÜNB's-Atomkonzerne an Einspeisung

Dabei werden für 2022 die 3 Szenarien

Szenario A 569,4 TWh oder 65 GWm

Szenario B 525,6 TWh oder 60 GWm

Szenario C 438,0 TWh oder 50 GWm

berechnet

(Stromerzeugung 2011 in Deutschland, 612,2 TWh oder 69,9 GWm).

Schon 1972 wurden in „Grenzen des Wachstums, Meadows“, die Endlichkeit der Rohstoffreserven berechnet und die Gefährdung der Lebensgrundlagen der Menschen aufgezeigt.

40 Jahre später, im heutigen 2012 ist die Einschätzung über die nahe Zukunft:

- # pessimistisch bezüglich einem weiteren Wirtschaftswachstum
- # besorgniserregend im Hinblick auf die Rohstoff- und Nahrungsmittelversorgung (z.B. Erschöpfung der Phosphatlagerstätten für die Kunstdüngerproduktion)
- # optimistisch im Bezug auf eine solidarischere Gesellschaft und ein zufriedeneres Leben der Menschen

Es ist absehbar, auch ohne Finanzkrise und Währungsreformen, dass wegen der stattfindenden Rohstoffverknappung innerhalb der nächsten Generation die Industrieproduktion weltweit schmerzhaft, für jeden spürbar, einbrechen wird.

Das Szenario C bei einem Stromverbrauch in Deutschland mit 438,0 TWh stellt dabei einen weiterhin hohen Energieverbrauch dar, integriert jedoch bereits ernsthafte Anstrengungen für ein nachhaltiges Wirtschaften [Linz 2012, Wuppertalinstitut, Weder Mangel noch Übermaß] und [Pehnt, IFEU u.a. 2012 offener Brief].

Der Anteil der Kraftwerke mit konventionellen Brennstoffen in der Einspeisung ins Höchstspannungsnetz tendiert dann in 2022 bereits gegen Null, wie in der Zusammenfassung übersichtlich dargestellt wird. Das internationale Höchstspannungsnetz bildet in Zukunft, bei niedrigen Jahreslastflüssen, eine Hilfestellung für den überregionalen Transport von kostengünstig erzeugtem Strom, und ist die Basis für die Strompreisbildung an der Leipziger Strombörse (frei gehandelten Strom in der Größenordnung wie in 2011 von weiterhin nur 15% der Gesamterzeugung).

Das Kapitel 100-Waben-Verbundnetz der Stadtwerke mit 110 kV-Querverbundleitstellen im Hochspannungsnetz bildet ein Model für ein stabiles und regionales Stromnetz ab. Die lebenswichtige Grundversorgung der Bevölkerung, insbesondere Krankenhäusern und öffentliche Gebäude, Supermärkten (Kassen und Kühlschränken), Verkehrsampeln,

Tankstellen, von wichtige Gewerbe- und Industriebereichen, usw. wird somit, auch bei instabilen gesellschaftlichen Verhältnissen, sichergestellt [siehe auch TAB 2010, Verletzbarkeit Gesellschaft, Arbeitsbericht 141].

Desweiteren werden in der Leitstudie die Grunddefinitionen der Stromeinspeisung für die Datenbankprogrammierung des zukünftigen 100-Waben-Verbundnetzes der Stadtwerke beschrieben. Den Erzeugungseinheiten bzw. Kraftwerken werden je nach Bedarf im Stromnetz unterschiedliche Einspeise,- oder Speicherprioritäten zugeordnet.

Inhaltsverzeichnis Leitstudie EE-Ausbau und Netztechnik 2022	Seite
1a Einleitung	2
1b Inhaltsverzeichnis	5
2 Übersicht konventionelle und EE-Kraftwerksleistung in 2011Pinst_2011	7
3 Kraftwerksleistung in 2022 (Pinst_2022)	8
3a Herleitung einzelne Kraftwerksarten, Kapazitäten für 2022 (PV, Wind, Wasser, Biomasse, Umrüstung konv. Kraftwerke auf Biomasse)	8
3b Berechnung Bedarf Windstrom für Rückverstromung Windgas H2 und CH4	11
3c Übersichtstabelle Kraftwerksleistung 2022 (Pinst_2022)	14
4 Definition durchschnittliche Stromerzeugungsleistung Pm	15
5 Haupttabelle Pm_2011 Übersicht Install. Leistung, Volllaststunden, Jahreserzeugung und Pm in 2011	16
6 Ausbau Erneuerbare Energien in 2022, 3 Szenarien	17
6a Haupttabelle Szenario A, Pm_2022 = 65 GWm Jahreserzeugung in 2022	18
6b Einbruch Industrieproduktion, Grenzen des Wachstums	19
6c Haupttabelle Szenario B, Pm_2022 = 60 GWm Jahreserzeugung in 2022	21
6d Haupttabelle Szenario C, Pm_2022 = 50 GWm Jahreserzeugung in 2022	22
6e Szenario C: Anteil der Kohle in 2022 bei nur noch 1,1 %	22
7 P1, P2, P Speicher und Preserve, Einspeise-Rangordnung und Netzzugangspriorität	23
7a Primärstromeinspeisung [P1]	23
7b Sekundärstromeinspeisung (P2)	24
7c Einspeisung aus Speichern [Psp]	26
7d Einspeisung Reservekraftwerke [Pres]	26
8 100- Stromnetz waben im Hochspannungsnetz-Stadtwerkeverbund	29
8a ÜNB-Atomkonzerne im Höchstspannungsnetz	29
8b VNB-Stadtwerke im Hochspannungsnetz 110 kV / Querverbundleitstellen	30
8c Modelbildung <u>100-Waben-Verbundnetz</u> /110 kV-Querverbundleitstellen	31
8d Höchstspannungsnetz der ÜNB's = kapazitätsschwaches überregionales Netz	33
8e Beispiel Einspeiseebenen Erneuerbare Energien in Thüringen	35
8f Beispiel Wabenverbund Stromnetz Thüringen	
8g Beispiel Wabenverbund 100 Querverbundleitstellen Karte Süddeutschland	38
8h Beispiel Vernetzung Nachbarwaben Süddeutschland	40

9	Beispiele Lastgänge/Regelleistung	42
9a	Stundeneinspeisewerte PV, Wind, Speicher und Kohle 28 und 29.Mai 2012	43
9b	Stundeneinspeisewerte PV, Wind, Speicher und Kohle 25 und 26.Dez. 2012	44
9c	Beispiel Binnenwind Süddeutschland 20 kV und 110 kV, März und Juli 2010	45
9d	Pm Einspeisung Solar-PV 2011 – 2012 Grundlagen Statistik Strom D	46
9e	Pm Einspeisung Wind 2011 – 2012 Grundlagen Statistik Strom D	47
10	Analyse Netztechnik: Pm und Einspeisung in Netzebenen (0,4 bis 380 kV)	48
10a	Pm_2011 mit 69,9 GWm und Netzebenen (ÜNB´s/100-Waben-Verbundnetz)	49
10b	Pm_2022_A mit 65 GWm und Netzebenen (ÜNB´s/100-Waben-Verbundnetz)	50
10c	Pm_2022_B mit 60 GWm und Netzebenen (ÜNB´s/100-Waben-Verbundnetz)	51
10d	Pm_2022_C mit 50 GWm und Netzebenen (ÜNB´s/100-Waben-Verbundnetz)	52
10e	Gesamttabellen Grunddaten 2011, Szenario 2022_A, B und C	53
10f	Ende der Vormachtstellung der 4 Atomkonzerne in Deutschland	58
10g	EE-Strom 10-fach höher als Kohle und Erdgas in 2022 im HöS-Netz	59
11	Spannungsgesteuertes Smart Grid / 110 kV Verbund	60
11a	Frequenzstabilität	60
11b	Spannungsgesteuertes Stromnetz	61
12	Veranschaulichung Stromnetz, Vergleich Stromnetz mit Straßennetz	65
13	Zusammenfassung	70
13a	Installierte Leistung steigt von 164,7 GW in 2011 auf 255,4 GW in 2022	71
13b	Auslastung konv. Groß-KW brechen massiv ein (Steinkohle noch 100 h/Jahr)	72
13c	Stromerzeugung aus EE in 2022 bei 414 TWh, konv.. noch 23 bis 110 TWh	73
13d	Mittlere Erzeugungsleistung Pm aus Erneuerbaren in 2022 bei <u>79 bis 95 %</u>	74
13e	Anstieg Lasteinspeisung in regionale VNB-Netzebenen auf 69 bis 76 % in 2022	75
13f	8 Eckpunkte EE-Ausbau und Netztechnik 2022	75
Eckpunkt01	100-Waben-Verbundnetz der Stadtwerke: kostengünstiges Hauptnetz	
Eckpunkt02	Europäisches Höchstspannungsnetz für Stromhandel (15% der Last)	
Eckpunkt03	Reservekraftwerke und Stromspeicher	
Eckpunkt04	Überangebot an Regelleistung in 2022, Anteil Frequenzstabilität 1 %	
Eckpunkt05	Ende der Vormachtstellung der Atomkonzerne	
Eckpunkt06	Reduzierung Stromverbrauch um 14 bis 28 % bis 2022	
Eckpunkt07	Einspeisepriorität für PV und Wind, Datenbankprogrammierung	
Eckpunkt08	Spannungsgeführte Stromwaben (Kap. 11b)	
14	Quellenverzeichnis	79

2 Übersicht konventionelle und EE-Kraftwerksleistung in 2011 (Pinst_2011)

Aus den 2 genannten Hauptquellen Q1 und Q2 ist die Übersichtstabelle der installierten Kraftwerksleistung Stand 2011 generiert.

Im Jahr 2011 waren an Erneuerbaren Energien 73.131 MW installiert, an konventionellen Kraftwerken 91.601 MW.

Die Angaben Pinst für die Nukleare Sparte bildet den Stand nach Fukushima ab.

Erzeugungsart		Pinst	2011
Q1	PV	25.039 MW	
Q1	Binnenwind	28.871 MW	
Q1	Offshore Windkraft	200 MW	
B1	Lauf-, und Speicherwasser	5.237 MW	
B1	PumpSpeicher	6.555 MW	
B1	Biomasse fest	1.563 MW	
B1	biogener flüssiger Brennstoffe	248 MW	
B1	Biogas, Deponie- und Klärgas	3.668 MW	
	CH4-Windgas (ErdgasKW)		
	WindH2-Verstromung		
Q1	Sonstige EE / weitere Techn.	1.750 MW	
Summe Pinst_EE		73.131 MW	
Q2	Steinkohle	25.624 MW	
Q2	Braunkohle	20.089 MW	
Q2	Nuklear	12.068 MW	
Q2	Erdgas	23.891 MW	
Q2	Mineralöl	3.796 MW	
B1	Sonstige konv	6.133 MW	
Pinst_konv.		91.601 MW	
Summe Pinst_EE+konv		164.732 MW	

Bemerkungen:	
B1	eigene Berechnung

Quelle :	
Q1	BMU 2012 EE in Zahlen
Q2	BNetzA 2011

Tabelle: installierte Leistung EE und konventionelle Kraftwerke in 2011

3 Übersicht installierte Kraftwerksleistung in 2022 (Pinst_2022)

3a Herleitung einzelne Kraftwerksarten, Kapazitäten für 2022

PV_2022

In 2011 waren 25 GWpeak installiert. Bei einem jährlichen weiteren Zuwachs von nur 3 bis 4 GWpeak werden für 2022 nur 60 GWpeak angesetzt.

Ein Ausbaustand von 70 bis 80 GWpeak in 2022 wäre wünschenswert.

Wind_2022

Die Ausbauziele für Offshore und Binnenwind WEA's sind aus [dena 2011] übernommen. Die Offshore-Winderzeugung ist wesentlich teurer als die der Binnenwind-WEA's, es ist wahrscheinlich, dass der Offshore-Ausbau erheblich langsamer realisiert wird. Für die aktuelle Hochrechnung für 2022 wird jedoch am generellen Ziel aus [BnetzA 2011] festgehalten. Für die Praxis ist wegen des günstigeren Binnenwind-Stroms und dem durchschlagenden Erfolg des dezentralen PV-Stroms der Ausbau des 20 kV und 110 kV –Verteil- und Verbundnetzes in den nächsten Jahren von hoher Priorität.

Wasser_2022

Aus [BEE 2009, EE2020] werden die Lauf-, und Speicherwasserkraftwerksleistung, sowie die 70%ige Steigerung beim Ausbau im Biobereich übernommen.

Die Hochrechnung der Pumpspeicherkapazität in 2022 erfolgt anhand eigener Berechnungen auf 10.000 MW.

Biomasse_2022

Ausgangsbasis im Bereich Biomasse ist eine gesamte installierte Leistung von 5.479 MW.

Biomasse

Biomasse 2011	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
Biomasse fest	1.563 MW	7.252 vlh	11,3 TWh	1.294 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	248 MW	5.500 vlh	1,4 TWh	156 MWm
Biogas, Deponie- und Klärgas	3.668 MW	5.235 vlh	19,2 TWh	2.192 MWm
Summe	5.479 MW		31,9 TWh	3.642 MWm

Nach [BEE 2009, EE2020] steigt die Jahreserzeugung aus Biomasse von 31,9 TWh auf 54,3 TWh in 2020.

Siehe auch: [DBFZ 2012] und [AGEB 2012 Wa2011]

Diese Steigerung des Biomassepotentials um 70,22 % wird linear hochgerechnet, Pinst steigt auf 9.326 MW.

Biomasse 2022	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	P_m
Biomasse fest	2.661 MW	7.252 vlh	19,3 TWh	2.203 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	422 MW	5.500 vlh	2,3 TWh	265 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	6.244 MW	5.235 vlh	32,7 TWh	3.731 MWm
Summe	9.326 MW		54,3 TWh	6.199 MWm

Das Biomassepotential ist wesentliches Rückgrad einer effektiven, und kostengünstigen Speichertechnik. Wenn die Sonne schein und mittlerer Wind bläst, wird mit der installierten Leistung von PV 60 GWpeak und Wind mit 68,5 GW und 17 GW gleich 85,5 GW soviel Strom erzeugt, dass in den Mittagsstunden die komplette Biomassekapazität eingespeichert werden kann.

In 2011 wurde die Biomasse überwiegend als Grundlast benutzt. In 2022 wird dies hauptsächlich als Speicherkapazität verstromt werden. Die jährlichen Volllaststunden sinken deutlich.

Die Mitbenutzung und Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken, sowie die Biogasverbrennung über das Erdgasnetz in vorhandenen Erdgaskraftwerken ist eine kostengünstige und notwendige Maßnahme, um die Betriebskosten der konventionellen Reservekraftwerke zu stabilisieren.

Das vorhandene Biomassepotential mit verringerten Volllaststunden ergibt eine erhebliche Erhöhung der installierten Leistung:

Biomasse 2022	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	P_m
Biomasse fest	4.821 MW	4.000 vlh	19,3 TWh	2.202 MWm
Biogene flüssige Brennstoffe	772 MW	3.000 vlh	2,3 TWh	264 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	10.894 MW	3.000 vlh	32,7 TWh	3.731 MWm
Summe	16.487 MW		54,3 TWh	6.197 MWm

Somit ergibt sich eine Differenz zum Zubau Pinst Biomasse [BEE 2009, EE20] von zusätzlich 7.161 MW.

Pinst	
Biomasse fest	2.161 MW
Biogene flüssige Brennstoffe	350 MW
Biogas, Deponie- und Klärgas	4.650 MW
Summe	7.161 MW

Diese werden anteilig vorhandenen konventionellen Kraftwerken zugeordnet, aus dem Bereich der konventionellen Kraftwerke herausgenommen, und anschließend den Erneuerbaren Energien zugeschlagen.

Es ergibt sich nachfolgende Tabelle:

Pinst Kraftwerke konv.	Konv. 2022	Konv. 2011	Differenz	Windgas CH4
Steinkohle	24.544 MW	25.624 MW	1.080 MW	
Braunkohle	19.009 MW	20.089 MW	1.080 MW	
Erdgas	15.766 MW	23.891 MW	4.650 MW	3.475 MW
Mineralöl	3.446 MW	3.796 MW	350 MW	
Summe			7.161 MW	

Tabelle:

Installierte Kraftwerksleistung konventionell in 2022, EE-Anteil der EE-Sparte zugeordnet

Die Angaben der installierten Leistungen dieser Tabelle sind Grundlage für die Übersichtstabelle installierte Leistung in 2022 (Pinst_2022) von Biomasse fest, flüssig und Biogas, sowie des konventionellen Kraftwerkparcs.

Der Wirkungsgrad für das Hochpumpen, und der späteren Rückverstromung des Oberbeckenwassers kann bei PumpSpeicherWerken (PSW) im Mittel mit 72% berechnet werden.

Sollen beispielsweise 10 MWh Wind-Strom gespeichert werden, so werden dabei 2,8 MWh Strom verbraucht. Es stehen später durch Rückverstromung 7,2 MWh als Speicherstrom zur Verfügung.

Auf Erzeugerseite werden 10MWh erzeugter Wind-Strom bilanziert. Der Verbrauch von 2,8 MWh wird als Last bilanziert.

In den Tabellen der Installierten Kraftwerksleistung und der Jahresstromerzeugung werden die Mengen der Rückverstromung aus den Stromspeichern (H2- und CH4 Windgas, PSW, etc.) nicht angegeben. Die Wirkungsgradverluste werden als Lasten wie Verbraucher und Netzverluste bilanziert.

Für die Fahrplangestaltung der Leitwarten des 110 kV-Verbundnetzes spielt die installierte Leistung der Speicherkraftwerke aus PSW, Windgas-H2 und CH4 jedoch eine wichtige Rolle (gesicherte Leistung).

Um dies nicht zu vernachlässigen, stellen wir in der Liste der installierten Kraftwerksleistung die 3 Hauptspeicherarten Pumpspeicher, Rückverstromung Windgas-H2 und CH4 mit dar.

Mit dem erläuterten Datengerüst, und den zitierten Quellen ergibt sich die Übersichtstabelle der installierten Leistung von EE und konventionelle Kraftwerke in 2022 im übernächsten Kapitel 3c.

3b Berechnung Bedarf Windstrom für Rückverstromung Windgas H2 und CH4

Bei hoher Stromerzeugung durch große Windparks und PV in 2022 wird überschüssiger Windstrom in Windgas umgewandelt.

„Bei dem Verfahren wird überschüssiger Ökostrom per Elektrolyse zunächst in Wasserstoff und in einem weiteren Schritt in erneuerbares Methan umgewandelt. Das Methan lässt sich im deutschen Gasnetz speichern oder kann als Antrieb für Erdgasautos genutzt werden.

ZSW-Projekt: weltweit größten Power-to-Gas-Anlage mit einer Nennleistung von 250 kW.

Die Anlage wird derzeit in direkter Nachbarschaft des ZSW in Stuttgart errichtet und soll noch in diesem Herbst in Betrieb gehen.“ [ZSW 2012]

Wirkungsgrade für die Rückverstromung

Windgas Rückverstromung	Wirkungsgrad
Strom – Wasserstoff H2 – Strom	34 bis 44 %
Strom – Wasserstoff H2 – Methan CH4 - Strom	30 bis 38 %

[IWES 2011]

Entnommen aus Greenpeace-Windgas	
Strom – Wasserstoff H2 – Strom	42 %
Strom – Wasserstoff H2 – Methan CH4 - Strom	34 %

Die Herstellung von H2- und CH4-Windgas wird insbesondere bei hoher Überversorgung mit EE-Strom in Offshore- und Binnenwind vorgenommen.

Für Binnenwind und Offshore gelten für 2022 folgende Annahmen:

Summe Stromerzeugung (100% Erzeugungsmenge, ohne Power to Gas):

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
Binnenwind	68.500 MW	2.850 vlh	195,2 TWh	22.286 MWm

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
Offshore	17.000 MW	3.700 vlh	62,9 TWh	7.180 MWm

Aufteilung Windstrom in Primäreinspeisung und Windgas H2 und CH4 (eigene Berechnung):

Binnenwind

Binnenwind in H2	4%
Binnenwind in CH4	6%
Binnenwind in Strom / Primäreinspeisung	90%

Offshore

Offshore in H2	8%
Offshore in CH4	22%
Offshore in Strom / Primäreinspeisung	70%

Somit ergibt sich die Gesamttabelle:

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
Binnenwind	68.500 MW	2.850 vlh	195,2 TWh	22.286 MWm

Binnenwind		Wirkungsgrad		Pm
Binnenwind in H2	4%	42%		374 MWm
Binnenwind in CH4	6%	34%		455 MWm
Binnenwind in Strom / Primäreinspeisung	90%	100%	175,7 TWh	20.057 MWm

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
Offshore	17.000 MW	3.700 vlh	62,9 TWh	7.180 MWm

Offshore				Pm
Offshore in H2	8%	42%		241 MWm
Offshore in CH4	22%	34%		537 MWm
Offshore in Strom / Primäreinspeisung	70%	100%	44,0 TWh	5.026 MWm

Durchschnittliche Stromerzeugungsleistung Pm

Zusammenfassung	Pm
Binnenwind	20.057 MWm
Offshore	5.026 MWm
H2	616 MWm
CH4	992 MWm
	26.691 MWm

Stromerzeugung	
Binnenwind in Strom / Primäreinspeisung	175,7 TWh
Offshore in Strom / Primäreinspeisung	44,0 TWh
H2	5,4 TWh
CH4	8,7 TWh
	233,8 TWh

Von der ursprünglichen Gesamt-Brutto-Strommenge von 258,1 TWh aus Wind, abzüglich den Wirkungsgradverlusten/Last bis zur Rückverstromung von 24,3 TWh ergeben den Gesamtstrombetrag_netto von 233,8 TWh.

Übersicht Pinst und Rückverströmung Windgas, H2 und CH4

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	Pm
H2	1.541 MW	3.500 v/h	5,4 TWh	616 MWm
CH4	3.475 MW	2.500 v/h	8,7 TWh	992 MWm

Nach Festlegung der Volllaststunden ergeben sich die Werte zum Eintragen in die Haupttabelle der Hauptspeicherarten PSW, H2 und CH4-Rückverstromung.

3c Übersichtstabelle Kraftwerksleistung 2022 (Pinst_2022)

		Pinst
B2	PV	60.000 MW
Q1	Binnenwind	68.500 MW
Q1	Offshore Windkraft	17.000 MW
Q2	Lauf-, und Speicherwasser	6.500 MW
B1	PumpSpeicher	10.000 MW
B1	Biom&Altkraftwerke / EBS	4.821 MW
B1	Biofuel-Kraftwerke BHKW	772 MW
B1	Biogas, Klärgas	10.894 MW
Q3	CH4-Windgas (Altkraftwerke Erdgas)	3.475 MW
Q3	WindH2-Verstromung	1.541 MW
B1	Sonstige EE / weitere Techn.	3.000 MW
Summe Pinst_EE		186.503 MW
Q4, B1	Steinkohle	24.544 MW
Q4, B1	Braunkohle	19.009 MW
Q4, B1	Nuklear	
Q4, B1	Erdgas	15.766 MW
Q4, B1	Mineralöl	3.446 MW
Q4, B1	Sonstige konv	6.133 MW
Pinst_konv.		68.898 MW
Summe Pinst_EE+konv		255.401 MW

Bemerkungen:
 B1 eigene Berechnung
 B2 Stand P_PV aktuell 27 Gwpeak, halbiertes Zubau 2011 ergibt ca.60 GWpeak in 2022

Quelle:
 Q1 dena, Juli 2011, Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan, 2020 Offshore P_inst = 17 GW
 dena, Juli 2011, Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan, 2020 Binnenwind P_inst = 68,5 GW
 Q1 GW
 Q2 BEE 2009 EE20
 Q3 T2100, Tabelle K3, Rückverstromung Windgas
 Q4 BNetzA 2011, Pinst_konv.2011=2022

Tabelle: installierte Leistung EE und konventionelle Kraftwerke in 2022

Die speicherfähigen Erzeugungseinheiten aus EE und die Reserve der konventionellen Kraftwerke überschreitet deutlich die Gesamtlast in Deutschland in 2022.

4 Definition durchschnittliche Stromerzeugungsleistung P_m

Die durchschnittliche Stromerzeugungsleistung [P_m] ist definiert als Installierte Leistung [P_{inst}] mal Volllaststunden [v_{lh}] geteilt durch die Jahresstunden 8760 h. Es ist der Jahres-Mittelwert bezogen auf eine Stunde.

$$P_m = (P_{inst} \times v_{lh}) / 8760 \quad \text{oder} \quad P_m = W_a / 8760 \text{ [MWm]}$$

und entspricht der Jahreserzeugung [W_a] / 8760, wobei W_a der Jahresverbrauch bzw. Jahresarbeit in z.B. TWh darstellt (Umrechnung 1 TWh = 1.000.000 MWh).

Durch die Benutzung des Mittelwertes der Jahreserzeugung bezogen auf 1 h, vereinfacht sich die Darstellung der Hauptkennwerte für die Ausregelung der Netze, für Bereitstellung von Regelernergie sowie Speicher-, und Reserveleistungen.

Eine Vielzahl von Daten fließt in die Datenbankmatrix der einzelnen ca. 100 Leitstellen/Schaltwarten des dezentralen 110 kV-Verbundnetzes ein.

Die Basiskennzahl P_m vereinfacht die Hoch-, und Umrechnung für Jahreskennzahlen, Fahrplangestaltung und insbesondere die Planung und den Einsatz der Speicher-, und Reservekapazitäten, sowie die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten für den internationalen Beitrag für die Frequenzstabilität.

Als durchschnittlicher Stundenwert dient P_m als Grundlage zur Bildung spezifischer Kerngrößen.

5 Übersicht 2011: Pinst, Volllaststunden, Jahreserzeugung und Pm_2011

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	mittlere Erz.Leistg Pm
PV	25.039 MW	771 vlh	19,3 TWh	2.204 MWm
Binnenwind	28.871 MW	1.673 vlh	48,3 TWh	5.514 MWm
Offshore Windkraft	200 MW	3.000 vlh	0,6 TWh	68 MWm
Lauf-, und Speicherwasser	5.237 MW	3.458 vlh	18,1 TWh	2.067 MWm
PumpSpeicher	6.555 MW	1.825 vlh		
Biomasse fest	1.563 MW	7.252 vlh	11,3 TWh	1.294 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	248 MW	5.500 vlh	1,4 TWh	156 MWm
Biogas, Deponie- und Klärgas	3.668 MW	5.235 vlh	19,2 TWh	2.192 MWm
CH4-Windgas (ErdgasKW)				
WindH2-Verstromung				
Sonstige EE / weitere Techn.	1.750 MW	2.828 vlh	4,9 TWh	565 MWm
Summe Pinst_EE 73.131 MW 44% 123,2 TWh 14.060 MWm 20%				
Steinkohle	25.624 MW	4.363 vlh	111,8 TWh	12.763 MWm
Braunkohle	20.089 MW	7.472 vlh	150,1 TWh	17.135 MWm
Nuklear *	12.068 MW	8.949 vlh	108,0 TWh	12.329 MWm
Erdgas	23.891 MW	3.554 vlh	84,9 TWh	9.692 MWm
Mineralöl	3.796 MW	1.739 vlh	6,6 TWh	753 MWm
Sonstige konv	6.133 MW	4.500 vlh	27,6 TWh	3.151 MWm
Pinst_konv. 91.601 MW 56% 489,0 TWh 55.822 MWm 80%				
Summe Pinst_EE+konv 164.732 MW 612,2 TWh 69.882 MWm				

Bemerkungen:	Achtung: inkl. 6,3 TWh Export [AGEB 2012 Wa2011]
Pm spezifische mittlere Erzeugungsleistung	
Pm = Jahreserzeugung / Jahresstunden	
Jahresstunden = 8760h bei 365 Tagen	
* vlh wegen	
Abschaltungen nach	
Fukushima größer 8769 h	
gerechnet	

Tabelle: Pinst_ 2011, 69,9 GWm und 612,2 TWh

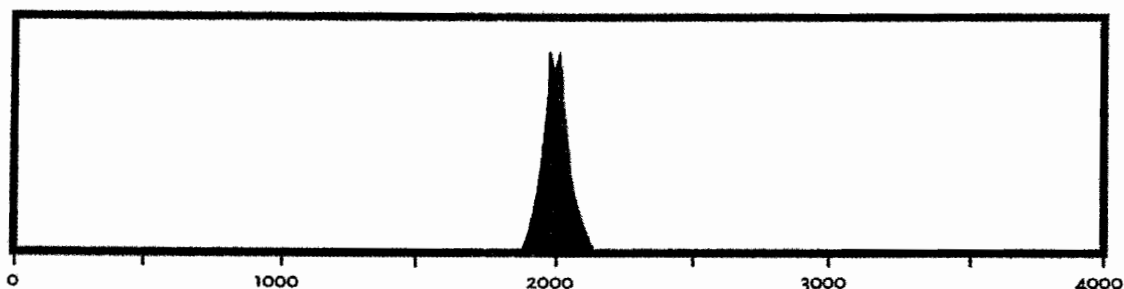
Die Tabelle bildet die Hauptdaten des Jahres 2011 ab, und dient als Grundtabelle für die Hochrechnungen für die 3 Szenarien in 2022.

Der konventionelle Kraftwerkpark wird nicht stillgelegt, und steht insbesondere als Reserve zur Verfügung.

6 Ausbau Erneuerbare Energien in 2022, 3 Szenarien

„Die Energiepreise werden in den nächsten Jahren tendenziell weiter steigen. Grund dafür sind eine steigende weltweite Nachfrage auf der einen und ein sinkendes Angebot an leicht und kostengünstig erschließbaren fossilen Energieträgern auf der anderen Seite. Die Energiewende bietet die Chance, durch eine konsistente Energiepolitik eine effektive und dauerhafte Kostenbremse für Verbraucher und Industrie in diesem Sektor zu schaffen.

[BEE BUND 2012, Energiewende jetzt erfolgreich umsetzen]



Petroleumära, Das Erdölzeitalter [2008 Rob Hopkins, Energiewende Das Handbuch]

Energieeinsparungen machen die Energiewende schneller, einfacher und kostengünstiger. Vor allem können sie einen teuren und teilweise klimapolitisch kontraproduktiven Ausbau von Erzeugungskapazitäten in großem Umfang vermeiden. Daher müssen auch aus volkswirtschaftlicher Sicht Energieeffizienzsteigerungen schnell, systematisch und zielorientiert vorangetrieben werden. Aktuell klafft jedoch bei der Durchsetzung von mehr Energieeffizienz in Deutschland eine Lücke von 12 %, um das unverbindliche Primärenergieeinsparziel in Höhe von 20 % bis 2020 erreichen zu können.“

[BEE BUND 2012, Energiewende jetzt erfolgreich umsetzen]

Nachfolgend werden für das Jahr 2022 drei Szenarien gerechnet:

Szenario 2022_A $P_m = 65 \text{ GWm} = \text{Erzeugung von } 569,4 \text{ TWh}_a$
(ca. 6 % weniger Last als 2011)

Szenario 2022_B $P_m = 60 \text{ GWm} = \text{Erzeugung von } 525,6 \text{ TWh}_a$
(ca. 14 % weniger Last als 2011)

Szenario 2022_C $P_m = 50 \text{ GWm} = \text{Erzeugung von } 438,0 \text{ TWh}_a$
(ca. 28 % weniger Last als 2011)

6a Übersicht Install. Leistung, Volllaststunden, Jahrerzeugung und Pm in 2022

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	mittlere Erz.Leistg Pm
PV	60.000 MW	1.000 vlh	60,0 TWh	6.849 MWm
Binnenwind	68.500 MW	2.850 vlh	195,2 TWh	22.286 MWm
Offshore Windkraft	17.000 MW	3.700 vlh	62,9 TWh	7.180 MWm
Speicher- und Laufwasser	6.500 MW	4.900 vlh	31,9 TWh	3.636 MWm
PumpSpeicher PSW	10.000 MW	1.825 vlh		
Biomasse fest	4.821 MW	4.000 vlh	19,3 TWh	2.202 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	772 MW	3.000 vlh	2,3 TWh	264 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	10.894 MW	3.000 vlh	32,7 TWh	3.731 MWm
CH4-Windgas (ErdgasKW)	3.475 MW	2.500 vlh		
WindH2-Verstromung	1.541 MW	3.500 vlh		
Sonstige EE / weitere Techn.	3.000 MW	3.550 vlh	10,7 TWh	1.216 MWm
Summe Pinst_EE	186.503 MW 73%		Pm_EE 414,9 TWh	47.364 MWm 73%
Steinkohle	24.544 MW	1.900 vlh	46,6 TWh	5.323 MWm
Braunkohle	19.009 MW	2.280 vlh	43,3 TWh	4.948 MWm
Nuklear			0,0 TWh	0 MWm
Erdgas	15.766 MW	2.513 vlh	39,6 TWh	4.523 MWm
Mineralöl	3.446 MW	997 vlh	3,4 TWh	392 MWm
Sonstige konv	6.133 MW	3.500 vlh	21,5 TWh	2.451 MWm
Pinst_konv.	68.898 MW 27%		Pm_konv 154,5 TWh	17.636 MWm 27%
Summe Pinst_EE+konv	255.401 MW		Summe Pm 569,4 TWh	65.000 MWm

Tabelle: Pinst_ 2022, Var.A mit 65 GWm und 569,4 TWh

6b Einbruch Industrieproduktion, Grenzen des Wachstums

Mehrere Faktoren werden in naher Zukunft zu einem spürbaren Rückgang der Stromerzeugung führen:

- # Effizienzsteigerungen reduzieren Stromverbrauch
- # Suffizienz-Verhalten setzt sich zunehmend in der Bevölkerung durch
- # durch Verknappung der Rohstoffe: Einbruch in der Industriellen Produktion
- # Öl ist aktuell noch der Schmierstoff der Weltwirtschaft, lang anhaltende Rezession der Weltwirtschaft durch weiteren Anstieg des Ölpreises
- # virtuelle globale Spekulationsblase / Finanzmarkt bricht zusammen
- # Weltweites Wirtschaftswachstum ist mittelfristig nicht weiter aufrechtzuerhalten

In der Neuberechnung des Weltmodells von Meadows in 2004 wurden die systemischen Grenzen von Rohstoffen, Industrieproduktion und Nahrungsmittelerzeugung erneut aufgezeigt. Nach einem Höhepunkt der globalen Industrieproduktion in den Dekaden 2010 bis 2030, erfolgt in der Standardberechnung des World-Models 3-03 ein massiver Einbruch derselben, in 2100 auf ein Niveau unterhalb der Zeit vor dem ersten Weltkrieg.

Abnahme der Rohstoffreserven und nachfolgender Einbruch der Industrieproduktion

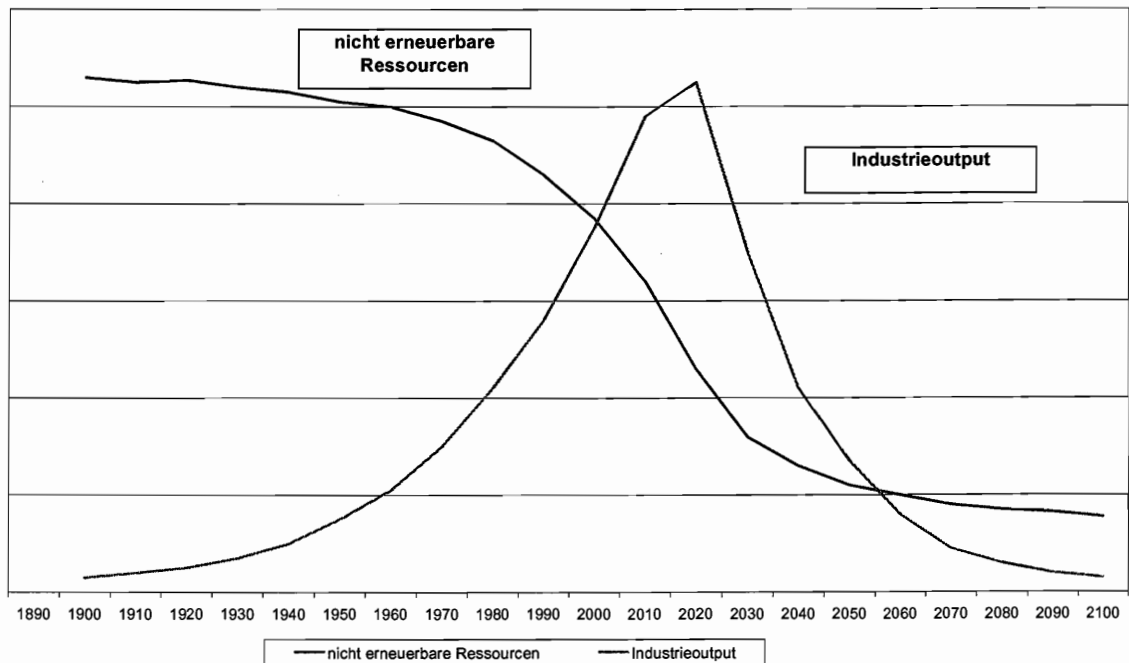


Abbildung World3-03 Standard-Model Grenzen des Wachstums, Meadows 2004

Eine Kurskorrektur hin zu nachhaltigem Wirtschaften ohne den Verbrauch von Primärrohstoffen ist notwendig [Linz 2012, Weder Mangel noch Übermaß].

Abnahme der Nahrungsmittelproduktion und Zusammenbruch der Weltbevölkerung

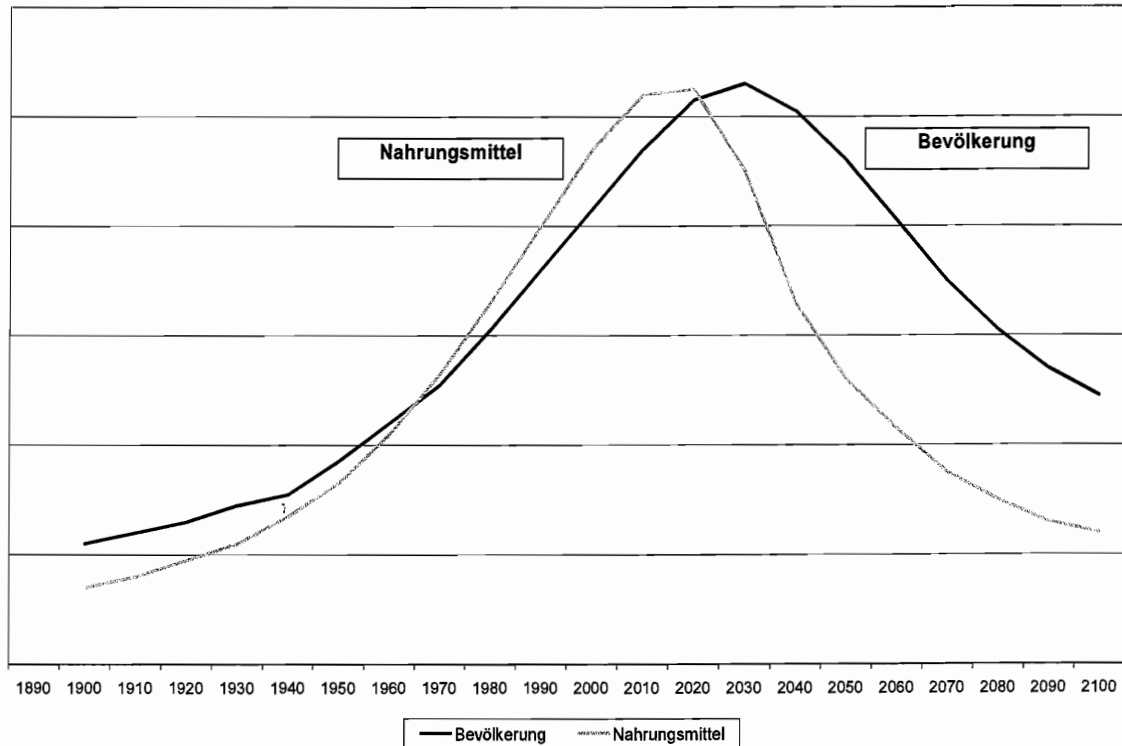


Abbildung World3-03 Standard-Model Grenzen des Wachstums, Meadows 2004

„Im Jahr 2010 sorgte eine Studie der Bundeswehr für Furore, welche die ökonomischen Folgen des Peak Oil-Phänomens auf den Punkt bringt. Von „Ökologischen Tipping Points“ und Kettenreaktionen, die das Weltwirtschaftssystem destabilisieren, ist darin zu lesen. Mittelfristig breche das globale Wirtschaftssystem und jede marktwirtschaftliche organisierte Volkswirtschaft zusammen. Ein Systemkollaps sei unumgänglich.“

[Paech, Befreiung vom Überfluß, Auf dem Weg in die Postwachstumsgesellschaft, Seite 68]

Es ist absehbar, auch ohne Finanzkrise und Währungsreformen, dass wegen der stattfindenden Rohstoffverknappung innerhalb der nächsten Generation die Industrieproduktion weltweit schmerzhaft, für jeden spürbar, einbrechen wird.

Das Szenario C bei einem Stromverbrauch in Deutschland mit 438,0 TWh stellt für 2022 einen weiterhin hohen Energieverbrauch dar, integriert jedoch bereits ernsthaften Anstrengungen für ein nachhaltiges Wirtschaften [Linz 2012, Wuppertalinstitut, Weder Mangel noch Übermaß] und [Pehnt, IFEU u.a. 2012 offener Brief].

6c Haupttabelle Szenario B, Pm_2022 = 60 GWm Jahreserzeugung in 2022

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	mittlere Erz.Leistg Pm
PV	60.000 MW	1.000 v/h	60,0 TWh	6.849 MWm
Binnenwind	68.500 MW	2.850 v/h	195,2 TWh	22.286 MWm
Offshore Windkraft	17.000 MW	3.700 v/h	62,9 TWh	7.180 MWm
Speicher- und Laufwasser	6.500 MW	4.900 v/h	31,9 TWh	3.636 MWm
PumpSpeicher PSW	10.000 MW	1.825 v/h		
Biomasse fest	4.821 MW	4.000 v/h	19,3 TWh	2.202 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	772 MW	3.000 v/h	2,3 TWh	264 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	10.894 MW	3.000 v/h	32,7 TWh	3.731 MWm
CH4-Windgas (ErdgasKW)	3.475 MW	2.500 v/h		
WindH2-Verstromung	1.541 MW	3.500 v/h		
Sonstige EE / weitere Techn.	3.000 MW	3.550 v/h	10,7 TWh	1.216 MWm
Summe Pinst_EE	186.503 MW 73%		Pm_EE 414,9 TWh	47.364 MWm 79%
Steinkohle	24.544 MW	1.400 v/h	34,4 TWh	3.923 MWm
Braunkohle	19.009 MW	1.680 v/h	31,9 TWh	3.646 MWm
Nuklear			0,0 TWh	0 MWm
Erdgas	15.766 MW	2.000 v/h	31,5 TWh	3.600 MWm
Mineralöl	3.446 MW	700 v/h	2,4 TWh	275 MWm
Sonstige konv	6.133 MW	1.704 v/h	10,5 TWh	1.193 MWm
Pinst_konv.	68.898 MW 27%		Pm_konv 110,7 TWh	12.636 MWm 21%
Summe Pinst EE+konv	255.401 MW		Summe Pm 525,6 TWh	60.000 MWm

Tabelle: Pinst_ 2022, Var.B mit 60 GWm und 525,6 TWh

6d Haupttabelle Szenario C, Pm_2022 = 50 GWm Jahreserzeugung in 2022

	Pinst	Volllaststunden	Stromerzeugung	mittlere Erz.Leistg Pm
PV	60.000 MW	1.000 v/h	60,0 TWh	6.849 MWm
Binnenwind	68.500 MW	2.850 v/h	195,2 TWh	22.286 MWm
Offshore Windkraft	17.000 MW	3.700 v/h	62,9 TWh	7.180 MWm
Speicher- und Laufwasser	6.500 MW	4.900 v/h	31,9 TWh	3.636 MWm
PumpSpeicher PSW	10.000 MW	1.825 v/h		
Biomasse fest	4.821 MW	4.000 v/h	19,3 TWh	2.202 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	772 MW	3.000 v/h	2,3 TWh	264 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	10.894 MW	3.000 v/h	32,7 TWh	3.731 MWm
CH4-Windgas (ErdgasKW)	3.475 MW	2.500 v/h		
WindH2-Verstromung	1.541 MW	3.500 v/h		
Sonstige EE / weitere Techn.	3.000 MW	3.550 v/h	10,7 TWh	1.216 MWm
Summe Pinst_EE		186.503 MW 73%	Pm_EE 414,9 TWh	47.364 MWm 95%
Steinkohle	24.544 MW	100 v/h	2,5 TWh	280 MWm
Braunkohle	19.009 MW	120 v/h	2,3 TWh	260 MWm
Nuklear			0,0 TWh	0 MWm
Erdgas	15.766 MW	500 v/h	7,9 TWh	900 MWm
Mineralöl	3.446 MW	14 v/h	0,0 TWh	6 MWm
Sonstige konv	6.133 MW	1.700 v/h	10,4 TWh	1.190 MWm
Pinst_konv.		68.898 MW 27%	Pm_konv 23,1 TWh	2.636 MWm 5%
Summe Pinst_EE+konv		255.401 MW	Summe Pm 438,0 TWh	50.000 MWm

Tabelle: Pinst_2022, Var.C mit 50 GWm und 438 TWh

Gerechnet sind die Einspeisevolumen in die einzelnen Netzebenen, nicht die Transportentfernungen in den Netzebenen, oder die Umspannung in andere Spannungsebenen.

6e Szenario C: Anteil der Kohlestrom in 2022 bei nur noch 1,1 %

In Großkraftwerken mit Brennstoff aus fester Biomasse oder Kohle werden beim Szenario C in Summe 2.742 MWm erzeugt, dies entspricht 5,48% der Gesamterzeugung in 2022_C.

Der Anteil der Kraftwerksleistung mit EE-Biomasse beträgt dabei 4,4 %. Konventionelle Großkraftwerke mit Braun- und Steinkohle haben dann **nur noch einen Anteil von 1,1%**.

7 P1, P2, Pspeicher und Preserve, Einspeise-Rangordnung und Netzzugangspriorität

In die Datenbankprogrammierung der ca. 100 Leitstellen des regionalen Stromnetzes in Deutschland findet eine Vielzahl von Parametern Eingang.

Dabei gibt es für eine einzelne Erzeugungseinheit, je nach Wetterlage, Tages- und Jahreszeit, ganz unterschiedliche Einsatzarten.

Die höchste Einspeisepriorität haben nicht speicherbare Stromerzeugungsarten wie PV-Sonnenstrom und Wind (Primäreinspeisung).

Die nur selten benötigten Reservekraftwerke mit Erdgas und Kohle als Energieträger kommen nur zum Einsatz, wenn sowohl die Stromerzeugung aus Sekundär-, als auch aus Speichereinpeisung nicht ausreicht.

7a Primärstromeinspeisung [P1]

Definition Primärstromeinspeisung [P1]

PV, wenn die Sonne scheint, wird der Strom aus Photovoltaik-Anlagen direkt ins Netz eingespeist

Wind (wenn kein Windgas erzeugt wird)

Wasserkraft, wenn Stauseen voll sind, sowie Hauptteil der Laufwasserkraftwerke

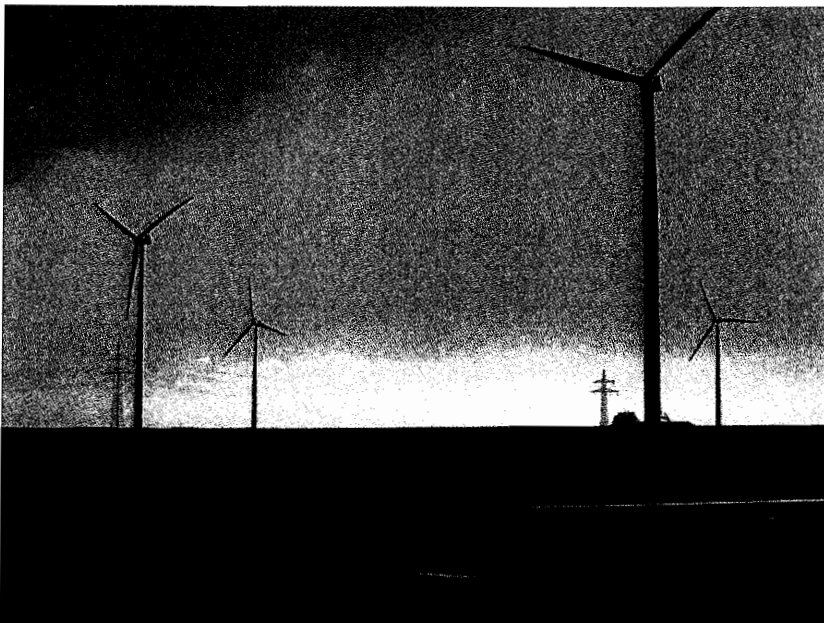


Bild: Die Rotorfläche und damit die Windernte von WEA's haben sich in den letzten 2 Jahren von 5.000 m² auf über 11.000m², bei gleichen Invest-Kosten (Mio EUR/MWinst) erhöht, Windkraft ist kostengünstiges Rückgrat der Stromversorgung

Bildnachweis Terra T2100

Beispiel: Speicherwasser-Kraftwerk [10 MW] Einstufung P1

Im Frühjahr bei Erreichen des maximalen Volumenstroms des Zuflusses Q_{max} für $P_{inst} = max$. Wasserturbinenleistung hat man keine Speicherfunktion mehr. Die Situation entspricht dem eines Laufwasserkraftwerkes. Der Strom kann nicht als potentielle Energie im Stausee gespeichert werden, sondern muss direkt ins Netz eingespeist werden (da der Stausee sonst überläuft).

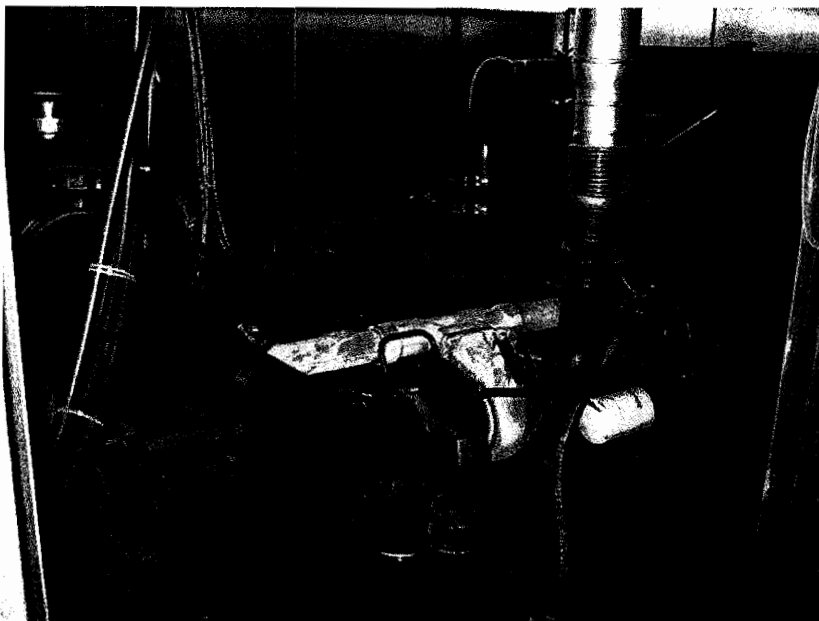
In der Leitwarte wird P_{inst} des Kraftwerkes als Primärstromspeisung [P1] gemeldet.

Offshore- und küstennahe Windkraftanlagen sollten einen spürbaren Anteil an Strom für die Erzeugung von Windgas (H_2 und CH_4) bereitstellen. Der Hauptanteil würde jedoch ebenfalls als P1 eingespeist.

7b Sekundärstromspeisung (P2)

Die Stromerzeugung aus BHKW's in Klärwerken ist ein Beispiel für die Sekundärstrom-Klassifizierung.

Klär-, Deponie- und Biogas sind speicherbar, bei mittlerer Speicherfüllung wird für die Schaltwarte/110kV-Querverbundleitstelle als Sekundärstromspeisung (P2) gemeldet.



**Bild: Beispiel BHKW, stark vernachlässigt in Deutschland: im Windland Dänemark seit vielen Jahren massiver Kapazitätszubau zum Ausgleich für windschwache Tage
Beispiel für die Kapazität an Regelbarer EE-Erzeugungsleistung.**

Bildnachweis Terra T2100

Energieerzeugungsarten mit Schwerpunkt Sekundärstromeinspeisung [P2]:

- # Biogas-BHKW's, wenn wärmegeführte Betriebsweise
- # schwellender Anteil von Laufwasserkraftwerken
- # Speicherwasserkraftwerk, bevor Stausee ganz voll wird
- # Biomasse-Kraftwerke, wenn wärmegeführte Betriebsweise
- # Biofuel-Kraftwerke, wenn wärmegeführte Betriebsweise

Einordnung des Speicherwasser-Kraftwerk mit 10 MW als P2:

Im Sommer bei einem Zufluß Q des Flusses in den Speichersee von nur nutzbaren 40 % von Q_{max} der Turbine erfolgt die Meldung (in 24 h je Tag) an die Leitstelle mit z.B.:

P1	Primärstromeinspeisung	0 MW mit 0 h Betriebszeit
P2	Sekundärstromeinspeisung	10 MW mit 6,0 h Betriebszeit
Psp	Speicherstromeinspeisung	10 MW mit 3,0 h Betriebszeit
Pres	Reservestromeinspeisung	10 MW mit 0,6 h Betriebszeit

Die Mindestfüllhöhe im See wird mit 0,6 h Laufzeit als schwarzstartfähige Reserveleistung für Notfälle vorgehalten.

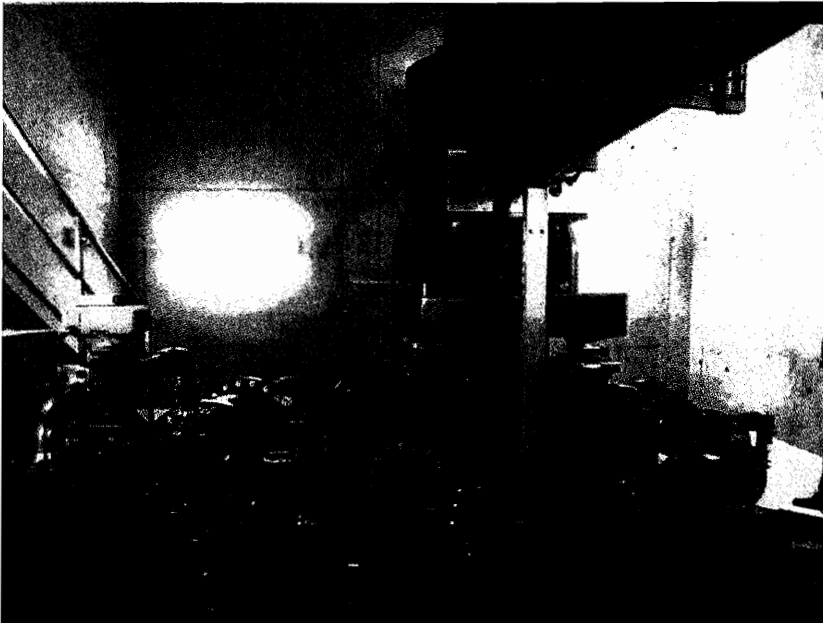


Bild: Pelton-Hochdruckturbine im Gebirge, Betrieb zwischen P1 und P2, abhängig vom Volumen des Oberbeckens, Pspeicher und Preserve falls Stausee vorhanden
Bildnachweis Terra T2100

7c Einspeisung aus Speichern [Psp]

- # Biogas-BHKW's, stromgeführte Betriebsweise
- # Rückverstromung von H₂- und CH₄-Windgas
- # Speicherwasserkraftwerke, bis niedrigen bis mittleren Füllhöhen
- # Biomasse-Kraftwerke, stromgeführte Betriebsweise
- # Biofuel-Kraftwerke, stromgeführte Betriebsweise
- # Gaskraftwerke mit Biogas

Bei mittel-, bis fast vollem Wärmespeicher des BHKW's wird nur dann Strom erzeugt, wenn dies als Einspeisung Psp unbedingt notwendig wird (Meldung als Psp und stromgeführte Betriebsweise)

Sollen Kondensationskraftwerke (Dampfturbinen) aus Gründen der Fahrplangestaltung (Regelleistung, Psp, Pres, Schellstartfähig) nicht kalt werden, so wird die dann notwendige Mindestleistung/Mindestbetriebszeit in P2 oder Psp hochgestuft (Siehe Kap 9a, 29.Mai 2012). Die Abgaswerte von Kraftwerken sind im Warmzustand deutlich besser als im Vergleich zu einem materialermüdendem Kalt-Schnellstart.

7d Einspeisung aus Reservekraftwerken [Pres]

Ein schönes Beispiel für Reservekraftwerke sind Trinkwasserspeicherseen. Die Hauptaufgabe ist die Vorratshaltung von Trinkwasser.



Bild: Trinkwasser-Speichersee

Bildnachweis Terra T2100



**Bild: Trinkwasser-Speichersee, Nachrüstung Francis-Turbinen
Bildnachweis Terra T2100**

Bei Bedarf wird jedoch auch kostengünstig Reservestrom/Regelleistung kurzfristig zur Verfügung gestellt.

Zwischenzeitlich können dann abgelagerte Turbinenwellen von Gaskraftwerken ohne Stromabgabe auf Drehzahl gebracht, und anschließend gestartet werden.

Feste und flüssige Biomasse wird auch in bestehenden konventionellen Kraftwerken eingesetzt, zugeordnet als EE-Reserveeinspeisung.

Entsprechend wird Biogas über das vorhandene Erdgasnetz eingespeist, und in Erdgaskraftwerken als EE-Reservestrom verstromt.

Definition Einspeisung Reservekraftwerke [Pres]

- # Biogas-BHKW's aus Gasspeichern
- # Speicherwasserkraftwerke
- # Biomasse-Kraftwerke
- # Biofuel-Kraftwerke
- # Gaskraftwerke mit Biogas
- # konventionelle Kraftwerke (Stein- und Braunkohle, Erdgas)



**Bild: Laufzeit Kohlekraftwerke mit Steinkohle nur noch 100 Volllaststunden/Jahr in 2022_C
Bildnachweis Terra T2100**



**Bild: Dezentrale Lagerung von Scheitholz
Bildnachweis Terra T2100**

In 2022_C beträgt die Laufzeit von größeren Biomasse-Kraftwerken noch 4.000 h/Jahr. Mit dem weiteren Ausbau der dezentralen Energieerzeugung sollte feste Biomasse wieder verstärkt dezentral eingesetzt werden.

8 100 Stromnetzwerke im Hochspannungsnetz-Stadtwerkeverbund

8a ÜNB-Atomkonzerne im Höchstspannungsnetz

Aus der alten Monopolstellung der 4 Atomkonzerne besteht noch die Aufteilung des Höchstspannungsnetzes der 4 entsprechenden Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in 4 Hauptregelzonen (Residuallastregelung, Bilanzkreise und Verantwortung für die Regelenergie, Verantwortung für die Einhaltung des 50 Hz Frequenzbandes).

Das vorhandene Höchstspannungsnetz ist zu fast 100 % im Besitz der 4 Atomkonzerne.

380 kV	Höchstspannung	Europäisches Stromnetz
220 kV	Höchstspannung	Überregionales Stromnetz

Strom ist keine Handelsware. Die Stromerzeugung und der Verbrauch/Last sind (fast) identisch. Die geringfügige Abweichung zwischen Erzeugung und Last wird durch bereitstehende Regelenergiekapazitäten zeitgleich ausgeglichen, so dass die Abweichungen sich im Bereich von max. 0,1 Hz im Frequenzband von 49,9 bis 50,1 Hz befinden.

In Umspannwerken mit dem Wechsel in andere Spannungsebenen, und dem Transport entstehend spürbare Stromverluste.



Bild: Massiver Einbruch des Einspeisevolumens (P_m) von 42.296 MWm in 2011 auf 12.104 MWm in 2022_C unterstützt die Ablehnung der Finanzierung fragwürdiger Maximalkapazitätsplanungen im Ausbau des Höchstspannungsnetzes für die 4-ÜNB-Atomkonzerne mit Steuergeld oder EEG-Umlage

Bildnachweis Terra T2100

Für die Transportverluste gilt die vereinfachte Aussage:
 Kostengünstige Transportentfernung gleich Spannungsebene (kV gleich km)
 Demnach gilt:

Kostengünstige Transportentfernung

380 kV Höchstspannung 380 km für das Europäisches Stromnetz

220 kV Höchstspannung 220 km für das Überregionales Stromnetz

Im Kapitel 10 Analyse Netztechnik wird sich zeigen, dass der Lastfluß in der Höchstspannung (HöS) im ÜNB-Netz der 4 Atomkonzerne massiv in 2022 zurückgehen wird. Entsprechend vervielfachen sich die Nutzungsentgelte je kWh aus dem HöS-Netz.

8b VNB-Stadtwerke im Hochspannungsnetz 110 kV / Querverbundleitstellen

Kostengünstige Transportentfernung

110 kV Hochspannung 110 km 100-Waben-Verbundnetz /110 kV- Querverbundleitstellen

20 kV: Mittelspannung 20 km Bürgernetz

0,4 kV Niederspannung Stadtteilebene/Haushalte

Übersicht Länge Stromleitungen der 5 Spannungsebenen in Deutschland

Spannungsebene	Netzlänge		Anteil in %		Summe	
	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	VNB und ÜNB	
Höchstspannung	34.829 km	300 km	99,1%	0,9%	35.129 km	2,0%
HöS 220 und 380 kV						
Hochspannung	125 km	76.774 km	0,2%	99,8%	76.899 km	4,4%
Verbund HoS 110 kV						
Mittelspannung	0 km	497.005 km	0%	100%	497.005 km	28,7%
MS 20 kV						
Niederspannung	0 km	1.122.663 km	0%	100%	1.122.663 km	64,8%
NS 0,4 kV						
Stromkreislänge in km	34.954 km	1.696.742 km			1.731.696 km	64,8%

ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber/4 Atomkonzerne

VNB: Verteilnetzbetreiber (Hochspannung 110 kV bis Ortsebene mit 0,4 kV / Stadtwerke)

Es zeigt sich in der Auswertung und Zuordnung der Stromtrassen, dass die Höchstspannungsebene (HöS) seitens der 4 Übertragungsnetzbetreiber, und die Nieder-, Mittel-, und Hochspannung von den Stadtwerken/Verteilnetzbetreiber betrieben werden.

Die Grundsatzsubstanz/vorhandenen Stromleitungen für das 110 kV-Wabennetz **sind im Besitz** der Stadtwerke/VNB's.

Die größten Lastflüsse im zukünftigen Stromnetz findet in 2022 in der Mittelspannung / Bürgernetz statt.

Das übergeordnete 100-Waben-Verbundnetz wird die Haupttransportleistung innerhalb von Deutschland leisten.

8c Modellbildung 100-Waben-Verbundnetz /110 kV-Querverbundleitstellen

Die bisherigen monodirektionalen Lastflüsse der Großkraftwerken mit Erzeugungsleistungen von 1 bis 2,5 GW, vom Höchstspannungsnetz in die Region, wird in Zukunft abgelöst durch unzählige kleinere Stromerzeuger in den unteren 3 Netzebenen.

Für eine modellhafte Darstellung dieser 3 Netzebenen der Verteilnetzbetreiber/Stadtwerke werden folgende Festlegungen getroffen:

Die Gesamtfläche in Deutschland beträgt 357.151 km².

Im Querverbund von 100 Waben im 110 kV Hochspannungsnetz wird eine durchschnittliche Übertragungskapazität von 450 MW zu den Nachbar-Waben angenommen. Dies entspricht 75 % der Gesamtlast der Wabe in 2022_B.

Die mittlere Last beträgt 600 MWm (Scenario B) je Wabe. In der Region der Wabe sollte eine Mindesterzeugungskapazität von z.B. 50 %, entspricht 300 MWm, vorhanden sein.

Der maximale Lastfluß aus dem europäischen Höchstspannungsnetz, mit Transportreichweiten größer 380 km, welche dann jeweils die einzelne 110 kV-Wabe des Stadtwerkesverbundes versorgen kann, werden mit 90 MWm definiert. Dies entspricht 15% der mittleren Last. In Deutschland werden 15 % der Erzeugungsleistung an der Leipziger Strombörse frei gehandelt.

In dem Model werden 100 Waben für die Vernetzung von 100 Querverbundleitstellen im 110 kV Stromnetz gebildet.

Die 100 Waben werden in 30 Ballungsgebieten und 70 Regionen aufgeteilt. Dabei werden den Ballungszentren ein Gebiet von je 30 mal 30 km, und den Regionen eine Fläche von 68,7 mal 68,7 km² zugeordnet.

In jeder Wabe ergeben sich nachfolgende Stromkreislängen je Netzebene:

	Netzebene	Länge total	Länge je Wabe
HöS	220 u. 380 kV	35.129 km	351 km
HS	110 kV	76.899 km	769 km
MS	20 kV	497.005 km	4.970 km
NS	0,4 kV	1.122.663 km	11.227 km

Tabelle: Stromkreislänge je Wabe und je Netzebene

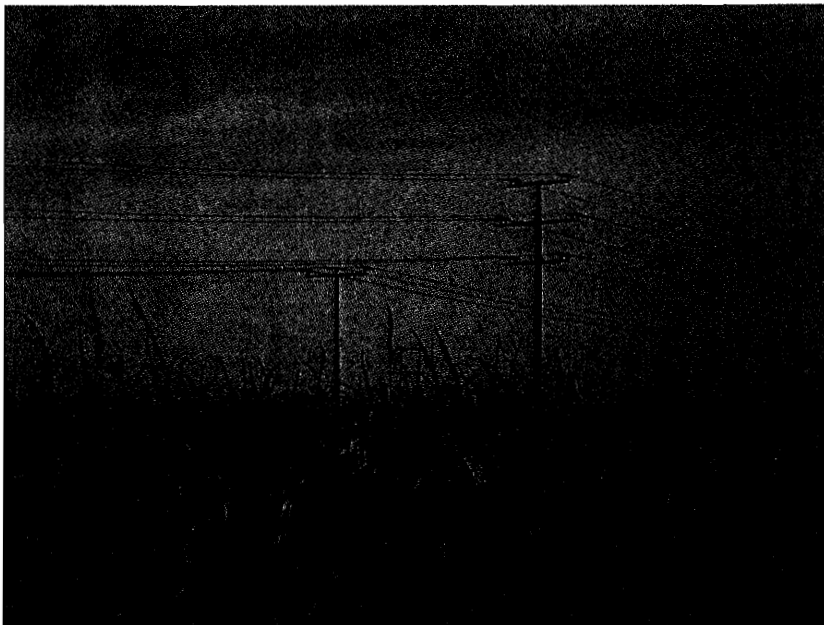


Bild Netzebene 20 kV, mit 3 Stromkreisen je 3 einfache Leiterseile, Für den Ausbau des dezentralen Bürgernetzes werden nur überschaubare Investitionssummen benötigt:

dezentral

kostengünstig

stabil

naturverträglicher

Bildnachweis Terra T2100

Das 110 kV-Verbundnetz der Stadtwerke wird mit ca. 100-Querverbundleitstellen Rückgrat der Netzstabilität für die Einbindung der dezentralen Erneuerbaren Energien sein.

Mittels FACTS-Drosseln wird der frei handelbare Stromfluss des europäischen Höchstspannungsnetzes in Richtung des 100-Waben-Verbundnetz im 110 kV-Hochspannungsnetz reguliert. Lastflüsse von mehreren 1.000 MWm können somit auf wenige MWm reduziert und abgesichert werden.

8d Höchstspannungsnetz der ÜNB's = kapazitätsschwaches überregionales Netz

An allen Kupplungsstellen zum ausländischen Höchstspannungsnetz wurden in 2011 im Saldo nur 1,1 % der Strommenge ausgetauscht, die mittlere Lastflußanteil in Pm betrug im Export 9,3 % (6,4 GWm).

2011	Stromerz.	Pm	Anteil
Export	56,4 TWh _a	6.438 MWm	9,3%
Import	50,0 TWh _a	5.708 MWm	8,2%
Exportüberschuß	6,4 TWh _a	731 MWm	1,1%
Deutschland	608,0 TWh _a	69.406 MWm	

Quelle [AGEB 2012 Wa2011]

Die Transportkapazität im Austausch mit allen Nachbarstaaten von Deutschland entspricht der Erzeugungsleistung weniger Großkraftwerke.

Die massive Leistung von konventionellen Groß-Kraftwerke von 1.000 bis 2.500 MW, das entspricht 1,4 bis 3,6 % des Gesamtverbrauchs an Strom in Deutschland, kann nur in die höchste Netzebene eingeleitet werden.

Die Aufnahme dieser massiven Leistungen ist die Hauptfunktion des Höchstspannungsnetzes. Diese großen Lastflüsse werden dann überwiegend über wenige Dutzende von Kilometern in die benachbarten Ballungsgebiete transportiert.

Diese Funktion entfällt weitgehend in Zukunft, die Atom- und Kohlekraftwerke werden durch hunderttausende von kleinen Erzeugungseinheiten in den untersten Spannungsebenen abgelöst.

Nur wenn die Speicherkapazitäten der Erneuerbaren bei Windstille und Nachts aufgebraucht sind, wird als Reserveeinspeisung (Pres) mit Altkraftwerke mit Biomasse oder Kohle als

Brennstoff die vorhandene Einspeisung in das überregionale Höchstspannungsnetz ausnahmsweise wieder benutzt.

Für die Einleitung des Lastflusses der installierten Leistung der konventionellen Großkraftwerke in 2011 von:

- Steinkohle: 25,6 GW
- Braunkohle 20,1 GW
- Erdgas 23,9 GW
- (Nuklear) 12,1 GW

ist das vorhandene aktuelle Höchstspannungsnetz für die Einleitung von weit über 90 GW ausgelegt (aktuelle Last in 2011: 69,9 GWm).

Dies allerdings nur regional: vom Großkraftwerk zum Ballungsgebiet.

Die nachfolgende Karte zeigt die Großkraftwerke in Deutschland, gebaut in den Ballungszentren.

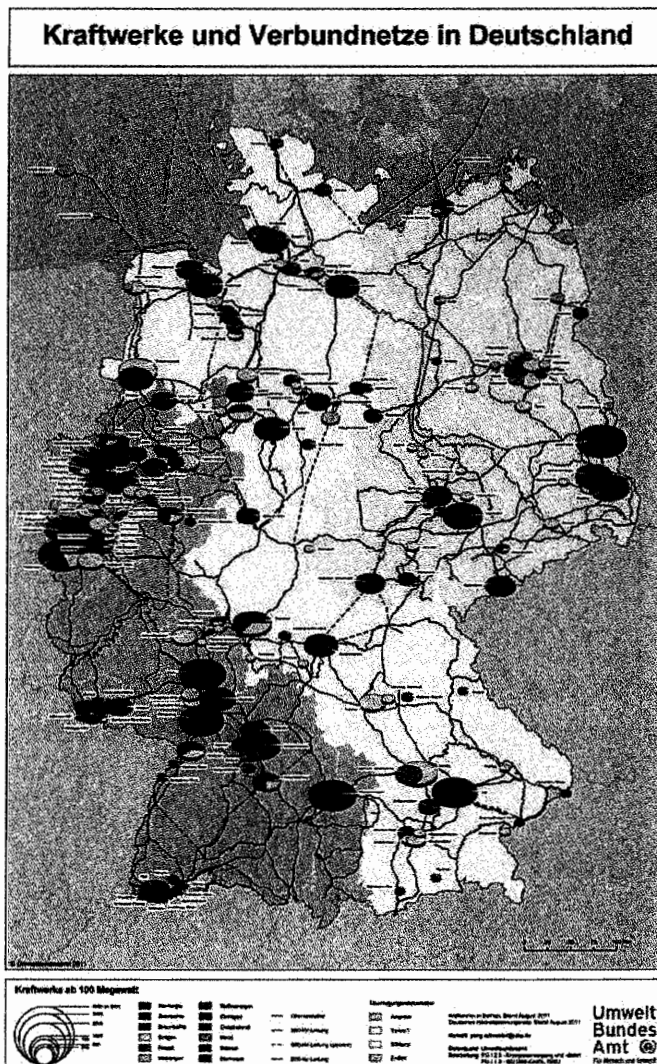


Abbildung: Konventionelle Kraftwerke größer 100 MW, regionale Verteilung in Ballungszentren

Es zeigt deutlich die regionale Hauptnutzung des Höchstspannungsnetzes.

Die Lastflüsse in den obersten Spannungsebenen von 220 und 380 kV werden in Zukunft massiv abnehmen, mit entsprechendem Anstieg der Netzentgelte für die Transportdienstleistung im europäischen Netzverbund.

8e Beispiel Einspeiseebenen Erneuerbare Energien in Thüringen

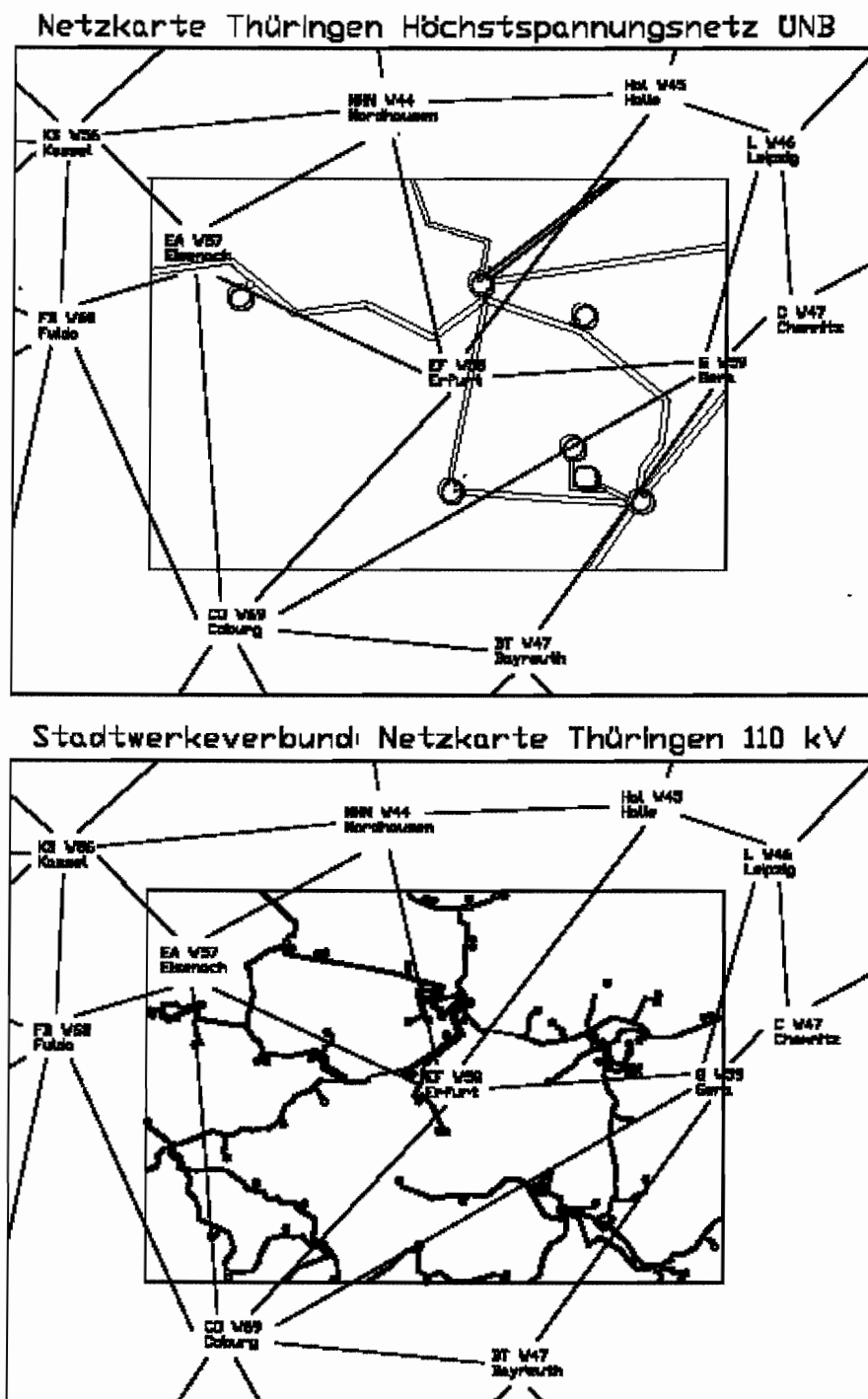
In 2022 werden aus konventionellen Großkraftwerken mit Erdgas und Kohle, Nuklear schon lange komplett abgeschaltet, nur noch 2,0 bis 12,8 % Anteil an der gesamten Stromerzeugung in die Höchstspannungsebene eingespeist.

Die Erneuerbaren werden komplett in den Waben des 110 kV Querverbundes eingespeist, Ausnahme dabei sind Altkraftwerke, welche mit Biomasse betrieben werden.

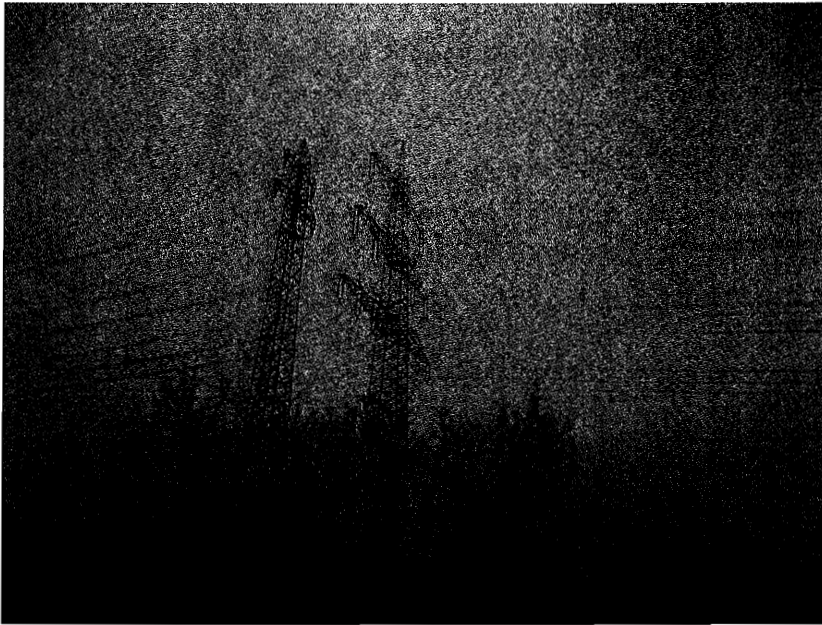
Auf der nachfolgenden Seite sind Beispiele der Einbindung von Erneuerbaren in die unteren Netzebenen in Thüringen aufgelistet.

8f Beispiel Wabenverbund Stromnetz Thüringen

Im ersten Kartenausschnitt von Thüringen sind beispielhaft Wabennamen des Netzes der 100 Querverbundleitstellen benannt und das Höchstspannungsnetz 220 kV und 380 kV der ÜNB's dargestellt.



Das in 2011 schon vorhandene 110 kV Hochspannungsnetz hat eine wesentlich engere Maschenweite, die Übertragungskapazitäten in den Regionen sind bereits hoch.



**Vernebelungstaktik der Atomkonzerne, oder Netzausbau ganz einfach:
Mast1 Wabenverbund mit 1xStromkreis 110 kV je 3 einfache Leiterseile
Mast2 Euro-Netz mit 2 Stromkreise 380 kV je 3 vierfache Leiterseile
und 2 Stromkreisen je 3 zweifache Leiterseile
Bildnachweis Terra T2100**

In Zukunft findet die Haupteinspeisung im 20 kV-BürgerNetz statt.
Dieses 20kV-Netz ist in Deutschland fast zu 100 % nur mit einem einfachen Leiterseil bestückt.
Auch im 110 kV-Netz kann mit dem Austausch gegen mehrfache Seile oder der Nachrüstung
mit mehreren Stromkreisen / stärkeren Masten die Transportkapazität vorhandener
Stromtrassen schnell, kostengünstig und massiv erhöht werden. Bisher diente das 110 kV-Netz
eher der regionalen Weiterleitung des Stroms der Großkraftwerken aus der Höchstspannung.

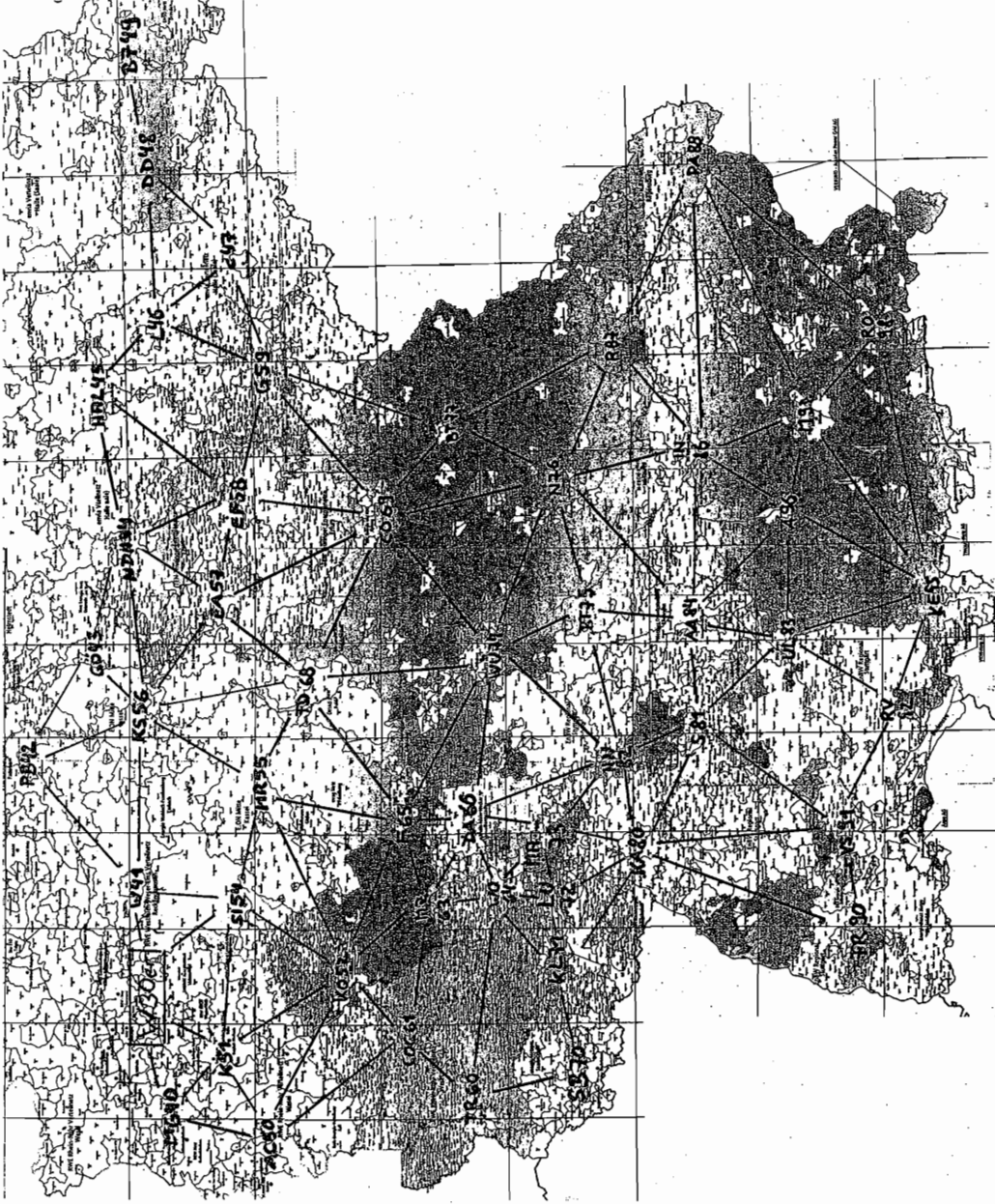
Im 380 kV-Netz der Höchstspannung sind oft schon vierfache Leiterseile eingesetzt, und die
Nachrüstungsmöglichkeiten stark beschränkt.

Stadtwerkeverbundnetz mit 100 Querverbundleitstellen im 110 kV-Netz
regional
kostengünstig, oft Nachrüstung möglich
naturverträglicher, überwiegend Leistungserhöhung in vorhandenen Stromtrassen

8g Beispiel Wabenverbund 100 Querverbundleitstellen Karte Süddeutschland

Eine Übersicht über die mögliche Struktur eines 100-Waben-Verbundnetz ist für
Süddeutschland auf der nachfolgenden Seite dargestellt.

Wabern	Abkürzung	Stadt
W40	MG	Münchsgliedebach
W41	Warst.	Warstein
W42	PB	Paderborn
W43	GÖ	Göttingen
W44	NDH	Nordhausen
W45	HAL	Halle
W46	L	Leipzig
W47	C	Chemnitz
W48	DD	Dresden
W49	BZ	Bautzen
W50	AC	Aachen
W51	K	Köln
W52	KO	Koblenz
W54	SI	Stiegen
W55	MR	Marburg
W56	KS	Kassel
W57	EA	Eisenach
W58	EF	Erfurt
W59	G	Gera
W60	TR	Trier
W61	COC	Cochern
W63	MZ	Mainz
W64	WO	Worms
W65	F	Frankfurt am Main
W66	DA	Darmstadt
W68	FD	Fulda
W69	CO	Coburg
W70	SB	Saarbrücken
W71	KL	Kaiserslautern
W72	LU	Ludwigshafen am Rhein
W73	MA	Mannheim
W74	WÜ	Würzburg
W75	RT o.d.Tauber	Rothenburg o. Tauber
W76	N	Nürnberg
W77	BT	Bayreuth
W80	KA	Karlsruhe
W81	S	Stuttgart
W82	HN	Heilbronn
W83	UL	Ulm
W84	AA	Aalen
W86	IN	Ingolstadt
W87	R	Regensburg
W88	PA	Passau
W90	FR	Freiburg
W91	VS	Villingen-Schwenningen
W92	RV	Ravensburg
W95	KE	Kempten
W96	A	Augsburg
W97	M	München
W98	RO	Rosenheim



Bemerkungen:

Quelle: bdeu

Datum: Apr 12

Archiv
Autor

ee10 Grid
as

8h Beispiel Vernetzung Nachbarwaben Süddeutschland

Der Querverbund von 100 Waben bildet die Hauptachse des zukünftigen Stromnetzes.

Starke Schwankungen in der Einspeisung von Strom in Nieder-, und Mittelspannung werden im 110 kV-Verbund abgemildert und verteilt.

Da die Einspeisung in das Höchstspannungsnetz um bis das 3 ½ fache abnimmt, übernimmt der 100-Waben Querverbund die Hauptaufgabe des Stromtransports.

Europaweites Stromnetz: 220 und 380 kV mit 15 % Lastflußanteil, Strombörse

100 Waben Hauptachse 110 kV - Hauptquerverteilung

Erneuerbare: Haupteinspeisung in 20 kV-Bürgernetz

Haupteinspeisung PV in 0,4 kV-Niederspannung

Für die Hauptachse des 110 kV-Querverbundes zeigt sich: in Extremsituationen können bei dem Verbinden von 3 Nachbarwaben ein Zusammenschluß von ca. 30 Einzelwaben geschaltet werden.

Beispiel	Wabe60	Trier	18 Nachbarwaben (ohne Ausland)
	Wabe65	Frankfurt	36 Nachbarwaben
	Wabe73	Mannheim	33 Nachbarwaben
	Wabe76	Nürnberg	35 Nachbarwaben
	Wabe84	Aalen	29 Nachbarwaben

Es besteht eine enorme Transportkapazität im Querverbund der Waben.

9 Datenbeispiele Netztechnik: Einspeisewerte von PV und Binnenwind

9a Stundeneinspeisewerte PV, Wind, Speicher und Kohle 28 und 29.Mai 2012

Bereits warme Biomasse-Großkraftwerke können innerhalb weniger Stunden hohe Anteile der Gesamtlast in Deutschland ausregeln.

In der Übersicht steigt die Erzeugungsleistung der Steinkohlekraftwerke am 29.Mai 2012 innerhalb von 2 Stunden (05:00 Uhr bis 07:00 Uhr) um über 4.000 MW an.

Erst anschließend werden Pumpspeicherwerke mit ca. 2.000 MW über 5 h aktiv.

23.891 MW an installierter Leistung von Gaskraftwerken werden am 29.Mai nur mit ca. 1.000 MW genutzt.

9b Stundeneinspeisewerte PV, Wind, Speicher und Kohle 25 und 26.Dez. 2012

Die aktuelle Regelleistung ist eher gering. Angaben in MW.

In den Tabellen ist die IST-Einspeiseleistung von PV, Binnenwind, Speicher und Kohlekraftwerken dargestellt.

Für Wind ist auch die Fahrplanvorgabe dargestellt. Am Vortag wird anhand der Wetterprognosen der Windertrag errechnet, und in der Einsatz-Planung aller Kraftwerke berücksichtigt. Die Differenz zwischen Prognose und tatsächlichem Windertrag, sowie der Differenz zwischen Last und Erzeugung, muss dann über Residuallast-Regelenergie ausgeglichen werden

9c Beispiel Binnenwind Süddeutschland 20 kV und 110 kV, März und Juli 2010

Für jeweils 3 Tage im März und Juli 2010 sind die Einspeisewerte eines Windparks im dezentralen Bürgernetz 20 kV, und die zeitgleiche Summe der Einspeisung aller Windräder in 8 benachbarten Netzwaben dargestellt.

Durch regionalen Ausgleich und den Querverbund im 110 kV-Netz vergleichmäßigen und verkleinern sich die Gradienten deutlich.

9d Pm Einspeisung Solar-PV 2011 – 2012 Grundlagen Statistik Strom D

Zuverlässiger als der Wind, scheint jeden Tag die Sonne, wenig im November, viel in den Sommermonaten. Die Monats-Durchschnittswerte sind sehr gleichmäßig.

Perfekt für eine Wochen-, und Monatsplanung der Fahrpläne für Speicher und Kraftwerke.

9e Pm Einspeisung Wind 2011 – 2012 Grundlagen Statistik Strom D

Wind-Einspeisewerte schwanken sehr stark. Die Angaben sind monatliche Mittelwerte, umgerechnet Monatsstunden, somit auf eine Stunde bezogen (Pm).

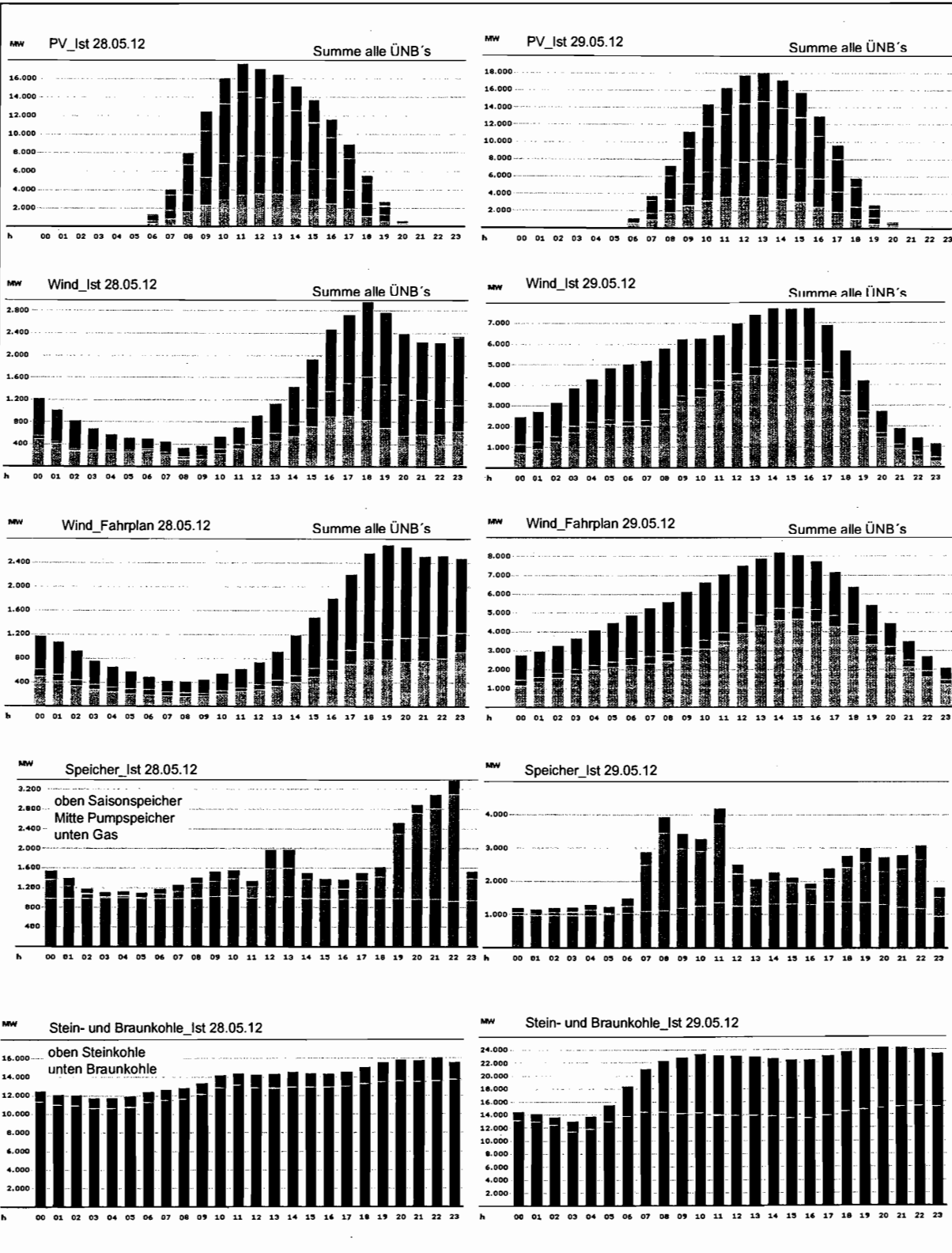
Die 5 Tabellen sind in den nachfolgenden Seiten beigelegt.

Übersicht Stundeneinspeisewerte PV, Wind, Speicher, Kohle

Terra T2100

28.- 29.Mai 2012

ee10 Grid Residuallast



Bemerkungen: PV= Photovoltaik

Quelle: www.transparency.eex.com

Datum: Jun 12

Archiv ee10 Grid Residuallast
 Autor as

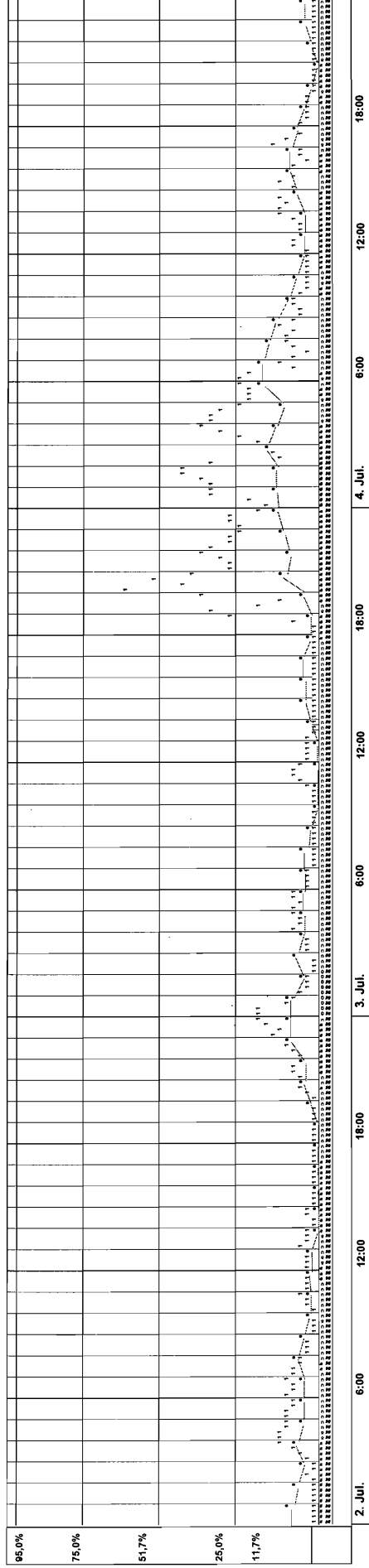
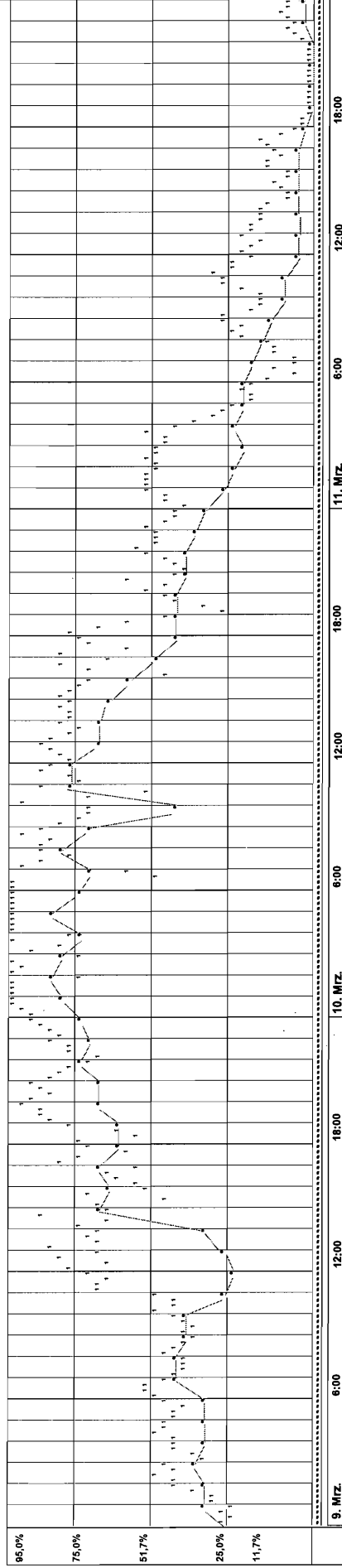
Binnenwind Süddeutschland 110 kV und 20 kV-Netzeinspeisung

Beispiel Windeinspeisung März_Juli 2010

Windpark 012 Jahr 2010

Terra TZ100

ee32 Windgrundlagen



Smart-Grid im Gesamtgebiet 110 kV Netzebene

Einspeisung Windpark in 20 kV Netzebene

Windpark 20 kV
Modelgebiet 110 kV-Verbund

10 Analyse Netztechnik: Pm und Einspeisung in Netzebenen (0,4 bis 380 kV)

Im Jahr 2011 wurden in Deutschland 612,2 TWh Strom erzeugt, abzüglich von 6,3 TWh exportierten Strom ergibt sich für die Innerdeutsche Last eine Summe von 605,9 TWh. Diese Summe geteilt durch 8760 Jahresstunden ergibt eine mittlere Jahreserzeugung Pm von 69,882 GWm je Stunde.

In der nachfolgenden Analyse der Einspeiselasten in die verschiedenen Netzebenen werden wieder die drei Szenarien für 2022:

Szenario 2022_A Pm = 65 GWm = Erzeugung von 569,4 TWh_a
(ca. 6 % weniger Last als 2011)

Szenario 2022_B Pm = 60 GWm = Erzeugung von 525,6 TWh_a
(ca. 14 % weniger Last als 2011)

Szenario 2022_C Pm = 50 GWm = Erzeugung von 438,0 TWh_a
(ca. 28 % weniger Last als 2011)

gerechnet.

In den drei nachfolgenden Kapiteln werden für die schon im Kapitel 6 berechneten Haupttabellen Pm_2022_A bis C mit den dortigen Erzeugungseinheiten an erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken in den Netzebenen:

380 kV	Höchstspannung	Europäisches Stromnetz (Atomkonzerne)
220 kV	Höchstspannung	Überregionales Stromnetz (Atomkonzerne)
110 kV	Hochspannung	100-Waben-Verbundnetz /110 kV-Querverbundleitstellen
20 kV	Mittelspannung	Bürgernetz
0,4 kV	Niederspannung	Stadtteilebene

zugeordnet.

Alle Werte sind Einspeiseleistungen in die einzelnen Netzebenen, nicht die Übertragung elektrischer Leistung innerhalb der Netzebenen, oder dessen Transportkapazitäten.

10a Pm_2011 mit 69,9 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)

Grunddaten 2011 Pm = 69,9 GWm = Erzeugung von 612,2 TWh_a

Mittlere Erzeugungsleistung Pm in Datenbankmatrix

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm_EE	10.043 MWm	1.273 MWm	2.197 MWm	547 MWm
Pm_Konventionell	315 MWm	630 MWm	11.585 MWm	43.294 MWm
Zwischensumme	10.358 MWm	1.903 MWm	13.782 MWm	43.841 MWm
			Pm_Gesamt	69.882 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	14,4%	1,8%	3,1%	0,8%
Pm % konventionell	0,5%	0,9%	16,6%	62,0%

Mittlere Erzeugungsleistung, Anteil der Netzebenen

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm_EE	2.399 MWm	6.851 MWm	3.642 MWm	1.006 MWm	161 MWm
Pm_Konventionell	158 MWm	1.719 MWm	12.819 MWm	9.476 MWm	31.653 MWm
Zwischensumme	2.557 MWm	8.570 MWm	16.461 MWm	10.482 MWm	31.814 MWm
				P_m_Gesamt	69.884 MWm

Anteil mittlere Erzeugungsleistung Pm je Netzebene

Wabenverbund /Atomkonzerne

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm % EE	3,4%	9,8%	5,2%	1,4%	0,2%
Pm % konventionell	0,2%	2,5%	18,3%	13,6%	45,3%
	39,5%			60,5%	

In 2011 werden noch 60,5 % der Erzeugungsleistung in der Höchstspannung eingespeist.

10b Pm_2022_A mit 65 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)

Szenario 2022_A Pm = 65 GWm = Erzeugung von 569,4 TWh_a

Mittlere Erzeugungsleistung Pm in Datenbankmatrix

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm_EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
Pm_Konventionell	245 MWm	490 MWm	4.055 MWm	12.847 MWm

Zwischensumme	39.996 MWm	3.135 MWm	7.939 MWm	13.930 MWm
			Pm_Gesamt	65.000 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	61%	4%	6%	2%
Pm % konventionell	0%	1%	6%	20%

Mittlere Erzeugungsleistung, Anteil der Netzebenen

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm_EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
Pm_Konventionell	123 MWm	1.009 MWm	6.029 MWm	3.883 MWm	6.593 MWm
Zwischensumme	6.331 MWm	18.990 MWm	18.107 MWm	6.764 MWm	14.807 MWm
				P_m_Gesamt	65.000 MWm

Anteil mittlere Erzeugungsleistung Pm Wabenverbund /Atomkonzerne

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm % EE	9,6%	27,7%	18,6%	4,4%	12,6%
Pm % konventionell	0,2%	1,6%	9,3%	6,0%	10,1%
	66,8%			33,2%	

10c Pm_2022_B mit 60 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)

Szenario 2022_B Pm = 60 GWm = Erzeugung von 525,6 TWh_a

Mittlere Erzeugungsleistung Pm in Datenbankmatrix

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm_EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
Pm_Konventionell	119 MWm	239 MWm	2.730 MWm	9.548 MWm
Zwischensumme	39.871 MWm	2.884 MWm	6.614 MWm	10.632 MWm
			Pm_Gesamt	60.000 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	66%	4%	6%	2%
Pm % konventionell	0%	0%	5%	16%

Mittlere Erzeugungsleistung, Anteil der Netzebenen

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm_EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
Pm_Konventionell	60 MWm	603 MWm	4.281 MWm	2.811 MWm	4.881 MWm
Zwischensumme	6.268 MWm	18.584 MWm	16.358 MWm	5.693 MWm	13.095 MWm
				P_m_Gesamt	60.000 MWm

Anteil mittlere Erzeugungsleistung Pm Wabenverbund /Atomkonzerne

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm % EE	10,3%	30,0%	20,1%	4,8%	13,7%
Pm % konventionell	0,1%	1,0%	7,1%	4,7%	8,1%
	68,7%			31,3%	

10d Pm_2022_C mit 50 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)

Szenario 2022_C Pm = 50 GWm = Erzeugung von 438,0 TWh_a

Mittlere Erzeugungsleistung Pm in Datenbankmatrix

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm_EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
Pm_Konventionell	119 MWm	238 MWm	871 MWm	1.408 MWm
Zwischensumme	39.870 MWm	2.883 MWm	4.755 MWm	2.491 MWm
			Pm_Gesamt	50.000 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	80%	5%	8%	2%
Pm % konventionell	0%	0%	2%	3%

Mittlere Erzeugungsleistung, Anteil der Netzebenen

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm_EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
Pm_Konventionell	60 MWm	351 MWm	1.217 MWm	474 MWm	535 MWm
Zwischensumme	6.268 MWm	18.332 MWm	13.295 MWm	3.356 MWm	8.748 MWm
				P_m_Gesamt	50.000 MWm

Anteil mittlere Erzeugungsleistung Pm Wabenverbund /Atomkonzerne

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm % EE	12,4%	36,0%	24,2%	5,8%	16,4%
Pm % konventionell	0,1%	0,7%	2,4%	0,9%	1,1%
			75,8%		24,2%

10e Gesamttabellen Grunddaten 2011, Szenario 2022_A, B und C

Die Ergebnisse der Kapitel 10 bis 10c mit den Grunddaten 2011 und den 3 Szenarien sind den nachfolgenden 4 Gesamttabellen entnommen.

10e-2011	Pm_2011 und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbund)
10e-2022_A	Pm_2022_A mit 65 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)
10e-2022_B	Pm_2022_B mit 60 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)
10e-2022_C	Pm_2022_C mit 50 GWm und Netzebenen (ÜNB's/100-Waben-Verbundnetz)

Berechnung 2011: Mittlere Erzeugungsleistung, Einspeise- und Netzebene

Terra T2100

alle Angaben in Pm [MWm]

Einspeiseebene P1, P2, Psp und Pres

Netzebene 0,4 kV bis 380 kV

ee10 Grid

PV 2.204 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		100%	0%	0%	0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	3,7%	82 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	25,2%	556 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	71,1%	1.566 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	2.204 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	1.566 MWm	556 MWm	82 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	1.566 MWm	556 MWm	82 MWm	0 MWm	0 MWm

Binnenwind 5.514 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		100%	0%	0%	0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	4,6%	251 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	37,6%	2.073 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	57,4%	3.167 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	23 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	5.514 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	23 MWm	3.167 MWm	2.073 MWm	251 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	23 MWm	3.167 MWm	2.073 MWm	251 MWm	0 MWm

Offshore Windkraft 68 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		100%	0%	0%	0%
380 kV	100,0%	68 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	68 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	68 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	68 MWm

Lauf- und Speicherwasser 2.067 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		70%	15%	12%	3%
380 kV	4,5%	65 MWm	14 MWm	11 MWm	3 MWm
220 kV	35,1%	508 MWm	109 MWm	87 MWm	22 MWm
110 kV	49,4%	715 MWm	153 MWm	123 MWm	31 MWm
20 kV	10,8%	156 MWm	33 MWm	27 MWm	7 MWm
0,4 kV	0,2%	3 MWm	1 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	1.447 MWm	310 MWm	248 MWm	62 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	3 MWm	156 MWm	715 MWm	508 MWm	65 MWm
Sekundär-Einsp.	1 MWm	33 MWm	153 MWm	109 MWm	14 MWm
Speicher	0 MWm	27 MWm	123 MWm	87 MWm	11 MWm
Reserve	0 MWm	7 MWm	31 MWm	22 MWm	3 MWm
	4 MWm	223 MWm	1.021 MWm	726 MWm	93 MWm

Pumpspeicher 0 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		0%	0%	95%	5%
380 kV	59,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	23,7%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	2,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Biom&Altkraftwerke / EBS 1.294 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		20%	25%	40%	15%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	1,0%	3 MWm	3 MWm	5 MWm	2 MWm
110 kV	8,5%	22 MWm	27 MWm	44 MWm	16 MWm
20 kV	78,9%	204 MWm	255 MWm	409 MWm	153 MWm
0,4 kV	11,6%	30 MWm	37 MWm	60 MWm	22 MWm
	100%	259 MWm	324 MWm	518 MWm	194 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	30 MWm	204 MWm	22 MWm	3 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	37 MWm	255 MWm	27 MWm	3 MWm	0 MWm
Speicher	60 MWm	409 MWm	44 MWm	5 MWm	0 MWm
Reserve	22 MWm	153 MWm	16 MWm	2 MWm	0 MWm
	150 MWm	1.021 MWm	110 MWm	13 MWm	0 MWm

Biofuel-Kraftwerke BHKW 156 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		0%	20%	70%	10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	10,0%	0 MWm	3 MWm	11 MWm	0 MWm
110 kV	10,0%	0 MWm	3 MWm	11 MWm	2 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	2 MWm	5 MWm	1 MWm
0,4 kV	75,0%	0 MWm	23 MWm	82 MWm	12 MWm
	100%	0 MWm	31 MWm	109 MWm	16 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	23 MWm	2 MWm	3 MWm	3 MWm	0 MWm
Speicher	82 MWm	5 MWm	11 MWm	11 MWm	0 MWm
Reserve	12 MWm	1 MWm	2 MWm	2 MWm	0 MWm
	117 MWm	8 MWm	16 MWm	16 MWm	0 MWm

Biogas, Klärgas 2.192 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		20%	20%	50%	10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	63 MWm	63 MWm	156 MWm	31 MWm
20 kV	79,1%	347 MWm	347 MWm	867 MWm	173 MWm
0,4 kV	6,6%	29 MWm	29 MWm	72 MWm	14 MWm
	100%	438 MWm	438 MWm	1.096 MWm	219 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	29 MWm	347 MWm	63 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	29 MWm	347 MWm	63 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	72 MWm	867 MWm	156 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	14 MWm	173 MWm	31 MWm	0 MWm	0 MWm
	144 MWm	1.735 MWm	313 MWm	1 MWm	0 MWm

CH4-Windgas (ErdgasKW) 0 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		0%	0%	90%	10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	79,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	6,6%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

WindH2-Verstromung 0 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		0%	0%	90%	10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	15,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	85,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Sonstige EE / weitere Tec 565 MWm		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		20%	30%	40%	10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	5,0%	6 MWm	8 MWm	11 MWm	3 MWm
20 kV	25,0%	28 MWm	42 MWm	57 MWm	14 MWm
0,4 kV	70,0%	79 MWm	119 MWm	158 MWm	40 MWm
	100%	113 MWm	170 MWm	226 MWm	57 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	79 MWm	28 MWm	6 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	119 MWm	42 MWm	8 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	158 MWm	57 MWm	11 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	40 MWm	14 MWm	3 MWm	0 MWm	0 MWm
	396 MWm	141 MWm	28 MWm	0 MWm	0 MWm

Summe EE	10.043 MWm	1.273 MWm	2.197 MWm	547 MWm
-----------------	------------	-----------	-----------	---------

Summe EE	2.399 MWm	6.851 MWm	3.642 MWm	1.006 MWm	161 MWm
-----------------	-----------	-----------	-----------	-----------	---------

Steinkohle 12.763 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 15%	Reserve 85%
380 kV	34,9%	0 MWm	0 MWm	669 MWm	3.789 MWm
220 kV	34,0%	0 MWm	0 MWm	651 MWm	3.688 MWm
110 kV	28,9%	0 MWm	0 MWm	553 MWm	3.135 MWm
20 kV	2,2%	0 MWm	0 MWm	42 MWm	237 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
100%		0 MWm	0 MWm	1.915 MWm	10.849 MWm

Braunkohle 17.135 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	74,0%	0 MWm	0 MWm	2.535 MWm	10.139 MWm
220 kV	15,9%	0 MWm	0 MWm	545 MWm	2.178 MWm
110 kV	9,3%	0 MWm	0 MWm	318 MWm	1.274 MWm
20 kV	0,9%	0 MWm	0 MWm	29 MWm	117 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
100%		0 MWm	0 MWm	3.427 MWm	13.708 MWm

Nuklear 12.329 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	100,0%	0 MWm	0 MWm	2.466 MWm	9.863 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
100%		0 MWm	0 MWm	2.466 MWm	9.863 MWm

Gas 9.692 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	397 MWm	1.587 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	339 MWm	1.357 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	1.106 MWm	4.426 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	96 MWm	385 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
k.A.	2,7 ungenutzt				
100%		0 MWm	0 MWm	1.939 MWm	7.754 MWm

Öl 753 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 35%	Reserve 65%
380 kV	6,7%	0 MWm	0 MWm	18 MWm	33 MWm
220 kV	32,7%	0 MWm	0 MWm	86 MWm	160 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	151 MWm	280 MWm
20 kV	3,5%	0 MWm	0 MWm	9 MWm	17 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
753 MWm 100%		0 MWm	0 MWm	263 MWm	489 MWm

Sonstige konv 3.151 MWm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 20%	Speicher 50%	Reserve 20%
380 kV	5,0%	16 MWm	32 MWm	79 MWm	32 MWm
220 kV	15,0%	47 MWm	95 MWm	236 MWm	95 MWm
110 kV	50,0%	158 MWm	315 MWm	788 MWm	315 MWm
20 kV	25,0%	79 MWm	158 MWm	394 MWm	158 MWm
0,4 kV	5,0%	16 MWm	32 MWm	79 MWm	32 MWm
100%		315 MWm	630 MWm	1.576 MWm	630 MWm

Summe konventionell	315 MWm	630 MWm	11.585 MWm	43.294 MWm
----------------------------	---------	---------	------------	------------

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	42 MWm	553 MWm	651 MWm	669 MWm
Reserve	0 MWm	237 MWm	3.135 MWm	3.688 MWm	3.789 MWm
	0 MWm	278 MWm	3.688 MWm	4.339 MWm	4.458 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	29 MWm	318 MWm	545 MWm	2.535 MWm
Reserve	0 MWm	117 MWm	1.274 MWm	2.178 MWm	10.139 MWm
	0 MWm	146 MWm	1.592 MWm	2.723 MWm	12.674 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	2.466 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	9.863 MWm
	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	12.329 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	96 MWm	1.106 MWm	339 MWm	397 MWm
Reserve	0 MWm	385 MWm	4.426 MWm	1.357 MWm	1.587 MWm
	0 MWm	481 MWm	5.532 MWm	1.696 MWm	1.984 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	9 MWm	151 MWm	86 MWm	18 MWm
Reserve	0 MWm	17 MWm	280 MWm	160 MWm	33 MWm
	0 MWm	26 MWm	430 MWm	246 MWm	50 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	16 MWm	79 MWm	158 MWm	47 MWm	16 MWm
Sekundär-Einsp.	32 MWm	158 MWm	315 MWm	95 MWm	32 MWm
Speicher	79 MWm	394 MWm	788 MWm	236 MWm	79 MWm
Reserve	32 MWm	158 MWm	315 MWm	95 MWm	32 MWm
	158 MWm	788 MWm	1.576 MWm	473 MWm	158 MWm

	158 MWm	1.719 MWm	12.819 MWm	9.476 MWm	31.653 MWm
--	---------	-----------	------------	-----------	------------

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm_EE	10.043 MWm	1.273 MWm	2.197 MWm	547 MWm
Pm_Konventionell	315 MWm	630 MWm	11.585 MWm	43.294 MWm
Zwischensumme	10.358 MWm	1.903 MWm	13.782 MWm	43.841 MWm
			P m_Gesamt	69.882 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm_EE	2.399 MWm	6.851 MWm	3.642 MWm	1.006 MWm	161 MWm
Pm_Konventionell	158 MWm	1.719 MWm	12.819 MWm	9.476 MWm	31.653 MWm
Zwischensumme	2.557 MWm	8.570 MWm	16.461 MWm	10.482 MWm	31.814 MWm
				P m_Gesamt	69.882 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	14,4%	1,8%	3,1%	0,8%
Pm % konventionell	0,5%	0,9%	16,6%	62,0%
				100%

		VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV	
Pm % EE	3,4%	9,8%	5,2%	1,4%	0,2%	
Pm % konventionell	0,2%	2,5%	18,3%	13,6%	45,3%	
			39,5%		60,5%	

Bemerkungen:

B13a Aufteilung Primär, Sekundär, Speicher und Reserve nach eigener Berechnung
 B13b eigene Berechnung

Q13a Q IWES 2011
 Q13b Q BnetzA Kraftwerkliste

alle Angaben in Pm [MWm]

Quelle			
Datum	Jul 12	Archiv	ee10 Grid
	K12	Autor	as

alle Angaben in Pm [MWm]

Einspeiseebene P1, P2, Psp und Pres

Netzebene 0,4 kV bis 380 kV

ee10 Grid

PV 6.849 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	3,7%	255 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	25,2%	1.727 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	71,1%	4.868 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	100%	6.849 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm

Binnenwind 22.286 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	4,6%	1.014 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	37,6%	8.380 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	57,4%	12.801 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	91 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	100%	22.286 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm

Offshore Windkraft 7.180 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	100%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm

Lauf- und Speicherwasser 3.636 MWm		Primär-Einsp. 70%	Sekundär-Einsp. 15%	Speicher 12%	Reserve 3%
380 kV	4,5%	115 MWm	25 MWm	20 MWm	5 MWm
220 kV	35,1%	893 MWm	191 MWm	153 MWm	39 MWm
110 kV	49,4%	1.257 MWm	269 MWm	216 MWm	54 MWm
20 kV	10,8%	275 MWm	59 MWm	47 MWm	12 MWm
0,4 kV	0,2%	5 MWm	1 MWm	1 MWm	0 MWm
3.636 MWm	100%	2.545 MWm	545 MWm	436 MWm	109 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	5 MWm	275 MWm	1.257 MWm	893 MWm	115 MWm
Sekundär-Einsp.	1 MWm	59 MWm	269 MWm	191 MWm	25 MWm
Speicher	0 MWm	1 MWm	47 MWm	216 MWm	20 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	12 MWm	38 MWm	5 MWm
3.636 MWm	7 MWm	393 MWm	1.796 MWm	1.276 MWm	164 MWm

PumpSpeicher 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 95%	Reserve 5%
380 kV	59,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	23,7%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	2,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Biom&Altkraftwerke 2.202 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 45%	Reserve 20%
380 kV	24,4%	54 MWm	134 MWm	242 MWm	107 MWm
220 kV	11,7%	26 MWm	64 MWm	116 MWm	52 MWm
110 kV	13,2%	29 MWm	73 MWm	131 MWm	58 MWm
20 kV	44,2%	97 MWm	243 MWm	438 MWm	185 MWm
0,4 kV	6,4%	14 MWm	35 MWm	63 MWm	28 MWm
2.202 MWm	100%	222 MWm	550 MWm	990 MWm	440 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	97 MWm	29 MWm	26 MWm	54 MWm
Sekundär-Einsp.	35 MWm	243 MWm	73 MWm	64 MWm	134 MWm
Speicher	63 MWm	438 MWm	131 MWm	116 MWm	242 MWm
Reserve	28 MWm	195 MWm	58 MWm	52 MWm	107 MWm
2.202 MWm	141 MWm	973 MWm	291 MWm	258 MWm	537 MWm

Biofuel-Kraftwerke BHKW 264 MWm Pm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 40%	Reserve 15%
380 kV	3,0%	2 MWm	2 MWm	3 MWm	1 MWm
220 kV	20,3%	11 MWm	13 MWm	21 MWm	8 MWm
110 kV	31,4%	17 MWm	21 MWm	33 MWm	12 MWm
20 kV	4,3%	2 MWm	3 MWm	5 MWm	2 MWm
0,4 kV	41,0%	22 MWm	27 MWm	43 MWm	16 MWm
264 MWm	100%	53 MWm	66 MWm	108 MWm	40 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	22 MWm	2 MWm	17 MWm	11 MWm	2 MWm
Sekundär-Einsp.	27 MWm	3 MWm	21 MWm	13 MWm	2 MWm
Speicher	43 MWm	5 MWm	33 MWm	21 MWm	3 MWm
Reserve	16 MWm	2 MWm	12 MWm	8 MWm	1 MWm
264 MWm	108 MWm	11 MWm	83 MWm	54 MWm	8 MWm

Biogas, Klärgas 3.731 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 50%	Reserve 10%
380 kV	8,7%	32 MWm	97 MWm	162 MWm	32 MWm
220 kV	7,5%	28 MWm	84 MWm	140 MWm	28 MWm
110 kV	32,5%	121 MWm	364 MWm	606 MWm	121 MWm
20 kV	47,5%	177 MWm	532 MWm	886 MWm	177 MWm
0,4 kV	3,8%	14 MWm	43 MWm	71 MWm	14 MWm
3.731 MWm	100%	373 MWm	1.119 MWm	1.866 MWm	373 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
Sekundär-Einsp.	43 MWm	532 MWm	364 MWm	84 MWm	97 MWm
Speicher	71 MWm	886 MWm	606 MWm	140 MWm	162 MWm
Reserve	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
3.731 MWm	142 MWm	1.772 MWm	1.213 MWm	280 MWm	325 MWm

CH4-Windgas (ErdgasKW) 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

WindH2-Verstromung 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	15,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	85,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Sonstige EE / weitere Tee 1.216 MWm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 40%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	5,0%	12 MWm	18 MWm	24 MWm	6 MWm
20 kV	25,0%	61 MWm	91 MWm	122 MWm	30 MWm
0,4 kV	70,0%	170 MWm	255 MWm	340 MWm	85 MWm
1.216 MWm	100%	243 MWm	365 MWm	486 MWm	122 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	170 MWm	61 MWm	12 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	255 MWm	91 MWm	18 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	340 MWm	122 MWm	24 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	85 MWm	30 MWm	6 MWm	0 MWm	0 MWm
1.216 MWm	851 MWm	304 MWm	61 MWm	0 MWm	0 MWm

Summe EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm	
-----------------	-------------------	------------------	------------------	------------------	--

Summe EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
-----------------	------------------	-------------------	-------------------	------------------	------------------

Steinkohle 5.323 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 15%	Reserve 85%
380 kV	34,9%	0 MWm	0 MWm	279 MWm	1.580 MWm
220 kV	34,0%	0 MWm	0 MWm	271 MWm	1.538 MWm
110 kV	28,9%	0 MWm	0 MWm	231 MWm	1.308 MWm
20 kV	2,2%	0 MWm	0 MWm	17 MWm	99 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
5.324 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	799 MWm	4.525 MWm

Braunkohle 4.948 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	74,0%	0 MWm	0 MWm	732 MWm	2.928 MWm
220 kV	15,9%	0 MWm	0 MWm	157 MWm	629 MWm
110 kV	9,3%	0 MWm	0 MWm	92 MWm	368 MWm
20 kV	0,9%	0 MWm	0 MWm	8 MWm	34 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
4.948 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	990 MWm	3.958 MWm

Nuklear 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Gas 4.523 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	185 MWm	741 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	158 MWm	633 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	516 MWm	2.065 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	45 MWm	178 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
k.A.	2,7 umgelegt				
4.523 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	905 MWm	3.619 MWm

OI 392 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 35%	Reserve 65%
380 kV	6,7%	0 MWm	0 MWm	9 MWm	17 MWm
220 kV	32,7%	0 MWm	0 MWm	45 MWm	83 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	78 MWm	146 MWm
20 kV	3,5%	0 MWm	0 MWm	5 MWm	9 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
392 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	137 MWm	255 MWm

Sonstige konv 2.451 MWm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 20%	Speicher 50%	Reserve 20%
380 kV	5,0%	12 MWm	25 MWm	61 MWm	25 MWm
220 kV	15,0%	37 MWm	74 MWm	184 MWm	74 MWm
110 kV	50,0%	123 MWm	245 MWm	613 MWm	245 MWm
20 kV	25,0%	61 MWm	123 MWm	306 MWm	123 MWm
0,4 kV	5,0%	12 MWm	25 MWm	61 MWm	25 MWm
2.451 MWm	100%	245 MWm	490 MWm	1.225 MWm	490 MWm

Summe konventionell	245 MWm	490 MWm	4.055 MWm	12.847 MWm
----------------------------	---------	---------	-----------	------------

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	17 MWm	231 MWm	271 MWm	279 MWm
Reserve	0 MWm	99 MWm	1.308 MWm	1.538 MWm	1.580 MWm
5.324 MWm	0 MWm	116 MWm	1.538 MWm	1.810 MWm	1.859 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	8 MWm	92 MWm	157 MWm	732 MWm
Reserve	0 MWm	34 MWm	368 MWm	629 MWm	2.928 MWm
4.948 MWm	0 MWm	42 MWm	460 MWm	786 MWm	3.659 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	45 MWm	516 MWm	158 MWm	185 MWm
Reserve	0 MWm	179 MWm	2.065 MWm	633 MWm	741 MWm
4.523 MWm	0 MWm	224 MWm	2.582 MWm	791 MWm	926 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	5 MWm	78 MWm	45 MWm	9 MWm
Reserve	0 MWm	9 MWm	146 MWm	83 MWm	17 MWm
392 MWm	0 MWm	14 MWm	224 MWm	128 MWm	26 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	12 MWm	61 MWm	123 MWm	37 MWm	12 MWm
Sekundär-Einsp.	25 MWm	123 MWm	245 MWm	74 MWm	25 MWm
Speicher	61 MWm	306 MWm	613 MWm	184 MWm	61 MWm
Reserve	25 MWm	123 MWm	245 MWm	74 MWm	25 MWm
2.451 MWm	123 MWm	613 MWm	1.225 MWm	368 MWm	123 MWm

	123 MWm	1.009 MWm	6.029 MWm	3.883 MWm	6.593 MWm
--	---------	-----------	-----------	-----------	-----------

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
77.364 MWm Pm EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
77.837 MWm Pm Konventionell	245 MWm	490 MWm	4.055 MWm	12.847 MWm
Zwischensumme	39.996 MWm	3.135 MWm	7.939 MWm	13.930 MWm
			Pm Gesamt	65.000 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
Pm Konventionell	123 MWm	1.009 MWm	6.029 MWm	3.883 MWm	6.593 MWm
Zwischensumme	6.331 MWm	18.990 MWm	18.107 MWm	6.764 MWm	14.807 MWm
			P m Gesamt	64.999 MWm	

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
Pm % EE	61,2%	4,1%	6,0%	1,7%
Pm % konventionell	0,4%	0,8%	6,2%	19,8%
				100%

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne		
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV	
Pm % EE	9,6%	27,7%	18,6%	4,4%	12,6%	
Pm % konventionell	0,2%	1,6%	9,3%	6,0%	10,1%	
			66,6%		33,2%	

Bemerkungen:

B13a Aufteilung Pprimär, Psekundär, Pspeicher und Preserve nach eigener Berechnung
B13b eigene Berechnung

Q13a Q IWES 2011
Q13b Q BnetzA Kraftwerkliste

alle Angaben in Pm [MWm]

Quelle

Datum Jul 12 Archiv ee10 Grid
K13 Autor as

alle Angaben in Pm [MWm]

Einspeiseebene P1, P2, Psp und Pres

Netzebene 0,4 kV bis 380 kV

ee10 Grid

PV 6.849 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	3,7%	255 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	25,2%	1.727 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	71,1%	4.868 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	100%	6.849 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm

Binnenwind 22.286 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	4,6%	1.014 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	37,6%	8.380 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	57,4%	12.801 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	91 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	100%	22.286 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm

Offshore Windkraft 7.180 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	100%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm

Lauf- und Speicherwasser 3.636 MWm		Primär-Einsp. 70%	Sekundär-Einsp. 15%	Speicher 12%	Reserve 3%
380 kV	4,5%	115 MWm	25 MWm	20 MWm	5 MWm
220 kV	35,1%	893 MWm	191 MWm	153 MWm	38 MWm
110 kV	49,4%	1.257 MWm	269 MWm	216 MWm	54 MWm
20 kV	10,8%	275 MWm	59 MWm	47 MWm	12 MWm
0,4 kV	0,2%	5 MWm	1 MWm	0 MWm	0 MWm
3.636 MWm	100%	2.545 MWm	545 MWm	436 MWm	109 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	5 MWm	275 MWm	1.257 MWm	893 MWm	115 MWm
Sekundär-Einsp.	1 MWm	59 MWm	269 MWm	191 MWm	25 MWm
Speicher	0 MWm	47 MWm	216 MWm	153 MWm	20 MWm
Reserve	0 MWm	12 MWm	54 MWm	38 MWm	5 MWm
3.636 MWm	7 MWm	393 MWm	1.796 MWm	1.276 MWm	164 MWm

PumpSpeicher 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 95%	Reserve 5%
380 kV	59,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	23,7%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	2,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Biom&Altkraftwerke 2.202 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 45%	Reserve 20%
380 kV	24,4%	54 MWm	134 MWm	242 MWm	107 MWm
220 kV	11,7%	26 MWm	64 MWm	116 MWm	52 MWm
110 kV	13,2%	29 MWm	73 MWm	131 MWm	58 MWm
20 kV	44,2%	97 MWm	243 MWm	438 MWm	195 MWm
0,4 kV	6,4%	14 MWm	35 MWm	63 MWm	28 MWm
2.202 MWm	100%	222 MWm	550 MWm	990 MWm	440 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	97 MWm	29 MWm	26 MWm	54 MWm
Sekundär-Einsp.	35 MWm	243 MWm	73 MWm	64 MWm	134 MWm
Speicher	63 MWm	438 MWm	131 MWm	116 MWm	242 MWm
Reserve	28 MWm	195 MWm	58 MWm	52 MWm	107 MWm
2.202 MWm	141 MWm	973 MWm	291 MWm	258 MWm	537 MWm

Biofuel-Kraftwerke BHKW 264 MWm Pm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 40%	Reserve 15%
380 kV	3,0%	2 MWm	2 MWm	3 MWm	1 MWm
220 kV	20,3%	11 MWm	13 MWm	21 MWm	8 MWm
110 kV	31,4%	17 MWm	21 MWm	33 MWm	12 MWm
20 kV	4,3%	2 MWm	3 MWm	5 MWm	2 MWm
0,4 kV	41,0%	22 MWm	27 MWm	43 MWm	16 MWm
264 MWm	100%	53 MWm	66 MWm	106 MWm	40 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	22 MWm	2 MWm	17 MWm	11 MWm	2 MWm
Sekundär-Einsp.	27 MWm	3 MWm	21 MWm	13 MWm	2 MWm
Speicher	43 MWm	5 MWm	33 MWm	21 MWm	3 MWm
Reserve	16 MWm	2 MWm	12 MWm	8 MWm	1 MWm
264 MWm	108 MWm	11 MWm	83 MWm	54 MWm	8 MWm

Biogas, Klärgas 3.731 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 50%	Reserve 10%
380 kV	8,7%	32 MWm	97 MWm	162 MWm	32 MWm
220 kV	7,5%	28 MWm	84 MWm	140 MWm	28 MWm
110 kV	32,5%	121 MWm	364 MWm	606 MWm	121 MWm
20 kV	47,5%	177 MWm	532 MWm	886 MWm	177 MWm
0,4 kV	3,8%	14 MWm	43 MWm	71 MWm	14 MWm
3.731 MWm	100%	373 MWm	1.119 MWm	1.866 MWm	373 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
Sekundär-Einsp.	43 MWm	532 MWm	364 MWm	84 MWm	97 MWm
Speicher	71 MWm	886 MWm	606 MWm	140 MWm	162 MWm
Reserve	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
3.731 MWm	142 MWm	1.772 MWm	1.213 MWm	280 MWm	325 MWm

CH4-Windgas (Erdgas)KW 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

WindH2-Verstromung 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	15,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	85,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Sonstige EE / weitere Tec 1.216 MWm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 40%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	5,0%	12 MWm	18 MWm	24 MWm	6 MWm
20 kV	25,0%	61 MWm	91 MWm	122 MWm	30 MWm
0,4 kV	70,0%	170 MWm	255 MWm	340 MWm	85 MWm
1.216 MWm	100%	243 MWm	365 MWm	486 MWm	122 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	170 MWm	61 MWm	12 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	255 MWm	91 MWm	18 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	340 MWm	122 MWm	24 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	85 MWm	30 MWm	6 MWm	0 MWm	0 MWm
1.216 MWm	851 MWm	304 MWm	61 MWm	0 MWm	0 MWm

Summe EE		39.751 MWm	2.845 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
-----------------	--	------------	-----------	-----------	-----------

Summe EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
-----------------	-----------	------------	------------	-----------	-----------

Steinkohle 3.923 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 15%	Reserve 85%
380 kV	34,9%	0 MWm	0 MWm	206 MWm	1.165 MWm
220 kV	34,0%	0 MWm	0 MWm	200 MWm	1.133 MWm
110 kV	28,9%	0 MWm	0 MWm	170 MWm	964 MWm
20 kV	2,2%	0 MWm	0 MWm	13 MWm	73 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
3.923 MWm		100%	0 MWm	588 MWm	3.334 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	13 MWm	170 MWm	200 MWm	206 MWm
Reserve	0 MWm	73 MWm	964 MWm	1.133 MWm	1.165 MWm
3.923 MWm	0 MWm	86 MWm	1.134 MWm	1.333 MWm	1.370 MWm

Braunkohle 3.646 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	74,0%	0 MWm	0 MWm	539 MWm	2.157 MWm
220 kV	15,9%	0 MWm	0 MWm	116 MWm	463 MWm
110 kV	9,3%	0 MWm	0 MWm	68 MWm	271 MWm
20 kV	0,9%	0 MWm	0 MWm	6 MWm	25 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
3.646 MWm		100%	0 MWm	729 MWm	2.916 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	6 MWm	68 MWm	116 MWm	539 MWm
Reserve	0 MWm	25 MWm	271 MWm	463 MWm	2.157 MWm
3.646 MWm	0 MWm	31 MWm	339 MWm	579 MWm	2.696 MWm

Nuklear 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm		100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Gas 3.600 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	147 MWm	589 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	126 MWm	504 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	411 MWm	1.644 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	36 MWm	143 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
3.600 MWm		100%	0 MWm	720 MWm	2.880 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	36 MWm	411 MWm	126 MWm	147 MWm
Reserve	0 MWm	143 MWm	1.644 MWm	504 MWm	589 MWm
3.600 MWm	0 MWm	179 MWm	2.055 MWm	630 MWm	737 MWm

OI 275 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 35%	Reserve 65%
380 kV	6,7%	0 MWm	0 MWm	6 MWm	12 MWm
220 kV	32,7%	0 MWm	0 MWm	31 MWm	58 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	55 MWm	102 MWm
20 kV	3,5%	0 MWm	0 MWm	3 MWm	6 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
275 MWm		100%	0 MWm	96 MWm	179 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	3 MWm	55 MWm	31 MWm	6 MWm
Reserve	0 MWm	6 MWm	102 MWm	58 MWm	12 MWm
275 MWm	0 MWm	10 MWm	157 MWm	90 MWm	18 MWm

Sonstige konv 1.193 MWm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 20%	Speicher 50%	Reserve 20%
380 kV	5,0%	6 MWm	12 MWm	30 MWm	12 MWm
220 kV	15,0%	18 MWm	36 MWm	89 MWm	36 MWm
110 kV	50,0%	60 MWm	119 MWm	298 MWm	119 MWm
20 kV	25,0%	30 MWm	60 MWm	149 MWm	60 MWm
0,4 kV	5,0%	6 MWm	12 MWm	30 MWm	12 MWm
1.193 MWm		100%	119 MWm	239 MWm	239 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	6 MWm	30 MWm	60 MWm	18 MWm	6 MWm
Sekundär-Einsp.	12 MWm	60 MWm	119 MWm	36 MWm	12 MWm
Speicher	30 MWm	149 MWm	298 MWm	89 MWm	30 MWm
Reserve	12 MWm	60 MWm	119 MWm	36 MWm	12 MWm
1.193 MWm	60 MWm	298 MWm	597 MWm	179 MWm	60 MWm

Summe konventionell	119 MWm	239 MWm	2.730 MWm	9.548 MWm
----------------------------	---------	---------	-----------	-----------

	60 MWm	603 MWm	4.281 MWm	2.811 MWm	4.881 MWm
--	--------	---------	-----------	-----------	-----------

Pm EE		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
47.364 MWm		39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm

Pm EE		0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
47.364 MWm		6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm

Pm Konventionell		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
12.638 MWm		119 MWm	239 MWm	2.730 MWm	9.548 MWm
Zwischensumme		39.871 MWm	2.884 MWm	6.614 MWm	10.632 MWm
				Pm_Gesamt	60.000 MWm

Pm Konvention		0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
12.638 MWm		60 MWm	603 MWm	4.281 MWm	2.811 MWm	4.881 MWm
Zwischensumme		6.268 MWm	18.584 MWm	16.358 MWm	5.693 MWm	13.095 MWm
					P_m_Gesamt	59.998 MWm

Pm % EE		Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
		66,3%	4,4%	6,5%	1,8%
Pm % konventionell		0,2%	0,4%	4,6%	15,9%
					100%

Pm % konvention		VNB 110 kV-Wabenverbund	UNB 4 Atomkonzerne			
		0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Pm % EE		10,3%	30,0%	20,1%	4,8%	13,7%
Pm % konvention		0,1%	0,4%	7,1%	4,7%	8,1%
				68,7%		31,3%

Bemerkungen:

B13a Aufteilung Primär, Psekundär, Pspeicher und Preserve nach eigener Berechnung
 B13b eigene Berechnung

Q13a Q IWES 2011
 Q13b Q BnetzA Kraftwerkliste

alle Angaben in Pm [MWm]

Quelle

Datum Jul 12 Archiv ee10 Grid
 K13 Autor es

alle Angaben in Pm [MWm]

Einspeiseebene P1, P2, Psp und Pres

Netzebene 0,4 kV bis 380 kV

ee10 Grid

PV 6.849 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	3,7%	255 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	25,2%	1.727 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	71,1%	4.868 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	100%	6.849 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6.849 MWm	4.868 MWm	1.727 MWm	255 MWm	0 MWm	0 MWm

Binnenwind 22.286 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	4,6%	1.014 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	37,6%	8.380 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	57,4%	12.801 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	91 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	100%	22.286 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
22.286 MWm	91 MWm	12.801 MWm	8.380 MWm	1.014 MWm	0 MWm

Offshore Windkraft 7.180 MWm		Primär-Einsp. 100%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	100%	7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
7.180 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	7.180 MWm

Lauf- und Speicherwasser 3.636 MWm		Primär-Einsp. 7,0%	Sekundär-Einsp. 15%	Speicher 12%	Reserve 3%
380 kV	4,5%	115 MWm	25 MWm	20 MWm	5 MWm
220 kV	35,1%	893 MWm	191 MWm	153 MWm	38 MWm
110 kV	49,4%	1.267 MWm	269 MWm	216 MWm	54 MWm
20 kV	10,8%	275 MWm	59 MWm	47 MWm	12 MWm
0,4 kV	0,2%	5 MWm	1 MWm	1 MWm	0 MWm
3.636 MWm	100%	2.545 MWm	545 MWm	436 MWm	109 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	5 MWm	275 MWm	1.257 MWm	893 MWm	115 MWm
Sekundär-Einsp.	1 MWm	59 MWm	269 MWm	191 MWm	25 MWm
Speicher	0 MWm	1 MWm	47 MWm	153 MWm	20 MWm
Reserve	0 MWm	12 MWm	54 MWm	38 MWm	5 MWm
3.636 MWm	7 MWm	393 MWm	1.796 MWm	1.276 MWm	164 MWm

PumpSpeicher 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 65%	Reserve 5%
380 kV	59,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	23,7%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	14,3%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	2,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,4%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Biom&Altkraftwerke 2.202 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 45%	Reserve 20%
380 kV	24,4%	54 MWm	134 MWm	242 MWm	107 MWm
220 kV	11,7%	26 MWm	64 MWm	116 MWm	52 MWm
110 kV	13,2%	29 MWm	73 MWm	131 MWm	58 MWm
20 kV	44,2%	97 MWm	243 MWm	438 MWm	195 MWm
0,4 kV	6,4%	14 MWm	35 MWm	63 MWm	28 MWm
2.202 MWm	100%	222 MWm	550 MWm	990 MWm	440 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	97 MWm	29 MWm	26 MWm	54 MWm
Sekundär-Einsp.	35 MWm	243 MWm	73 MWm	64 MWm	134 MWm
Speicher	63 MWm	438 MWm	131 MWm	116 MWm	242 MWm
Reserve	28 MWm	195 MWm	58 MWm	52 MWm	107 MWm
2.202 MWm	141 MWm	973 MWm	291 MWm	258 MWm	537 MWm

Biofuel-Kraftwerke BHKW 264 MWm Pm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 25%	Speicher 40%	Reserve 15%
380 kV	3,0%	2 MWm	2 MWm	3 MWm	1 MWm
220 kV	20,3%	11 MWm	13 MWm	21 MWm	8 MWm
110 kV	31,4%	17 MWm	21 MWm	33 MWm	12 MWm
20 kV	4,3%	2 MWm	3 MWm	5 MWm	2 MWm
0,4 kV	41,0%	22 MWm	27 MWm	43 MWm	16 MWm
264 MWm	100%	53 MWm	66 MWm	106 MWm	40 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	22 MWm	2 MWm	17 MWm	11 MWm	2 MWm
Sekundär-Einsp.	27 MWm	13 MWm	21 MWm	13 MWm	2 MWm
Speicher	43 MWm	5 MWm	33 MWm	116 MWm	3 MWm
Reserve	16 MWm	2 MWm	12 MWm	8 MWm	1 MWm
264 MWm	108 MWm	11 MWm	83 MWm	54 MWm	8 MWm

Biogas, Klärgas 3.731 MWm Pm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 50%	Reserve 10%
380 kV	8,7%	32 MWm	97 MWm	162 MWm	32 MWm
220 kV	7,5%	28 MWm	84 MWm	140 MWm	28 MWm
110 kV	32,5%	121 MWm	364 MWm	606 MWm	121 MWm
20 kV	47,5%	177 MWm	532 MWm	886 MWm	177 MWm
0,4 kV	3,8%	14 MWm	43 MWm	71 MWm	14 MWm
3.731 MWm	100%	373 MWm	1.119 MWm	1.866 MWm	373 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
Sekundär-Einsp.	43 MWm	532 MWm	364 MWm	84 MWm	97 MWm
Speicher	71 MWm	886 MWm	606 MWm	140 MWm	162 MWm
Reserve	14 MWm	177 MWm	121 MWm	28 MWm	32 MWm
3.731 MWm	142 MWm	1.772 MWm	1.213 MWm	280 MWm	325 MWm

CH4-Windgas (ErdgasKW) 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

WindH2-Verstromung 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 90%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	15,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	85,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Sonstige EE / weitere Tec 1.218 MWm		Primär-Einsp. 20%	Sekundär-Einsp. 30%	Speicher 40%	Reserve 10%
380 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	5,0%	12 MWm	18 MWm	24 MWm	6 MWm
20 kV	25,0%	61 MWm	91 MWm	122 MWm	30 MWm
0,4 kV	70,0%	170 MWm	255 MWm	340 MWm	85 MWm
1.218 MWm	100%	243 MWm	365 MWm	486 MWm	122 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	170 MWm	61 MWm	12 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	255 MWm	91 MWm	18 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	340 MWm	122 MWm	24 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	85 MWm	30 MWm	6 MWm	0 MWm	0 MWm
1.218 MWm	851 MWm	304 MWm	61 MWm	0 MWm	0 MWm

Summe EE	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm	
-----------------	-------------------	------------------	------------------	------------------	--

Summe EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
-----------------	------------------	-------------------	-------------------	------------------	------------------

Steinkohle 280 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 15%	Reserve 85%
380 kV	34,9%	0 MWm	0 MWm	15 MWm	83 MWm
220 kV	34,0%	0 MWm	0 MWm	14 MWm	81 MWm
110 kV	28,9%	0 MWm	0 MWm	12 MWm	69 MWm
20 kV	2,2%	0 MWm	0 MWm	1 MWm	5 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
280 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	42 MWm	238 MWm

Braunkohle 260 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	74,0%	0 MWm	0 MWm	39 MWm	154 MWm
220 kV	15,9%	0 MWm	0 MWm	8 MWm	33 MWm
110 kV	9,3%	0 MWm	0 MWm	5 MWm	19 MWm
20 kV	0,9%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	2 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
260 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	52 MWm	208 MWm

Nuklear 0 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 0%	Reserve 0%
380 kV	100,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
110 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
20 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

Gas 900 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 20%	Reserve 80%
380 kV	20,5%	0 MWm	0 MWm	37 MWm	147 MWm
220 kV	17,5%	0 MWm	0 MWm	31 MWm	126 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	103 MWm	411 MWm
20 kV	5,0%	0 MWm	0 MWm	9 MWm	36 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
k.A.	2,7 umgezogen				
900 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	180 MWm	720 MWm

Öl 6 MWm		Primär-Einsp. 0%	Sekundär-Einsp. 0%	Speicher 35%	Reserve 65%
380 kV	6,7%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
220 kV	32,7%	0 MWm	0 MWm	1 MWm	1 MWm
110 kV	57,1%	0 MWm	0 MWm	1 MWm	2 MWm
20 kV	3,5%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0,4 kV	0,0%	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
6 MWm	100%	0 MWm	0 MWm	2 MWm	4 MWm

Sonstige konv 1.190 MWm		Primär-Einsp. 10%	Sekundär-Einsp. 20%	Speicher 50%	Reserve 20%
380 kV	5,0%	6 MWm	12 MWm	30 MWm	12 MWm
220 kV	15,0%	18 MWm	36 MWm	89 MWm	36 MWm
110 kV	50,0%	60 MWm	119 MWm	298 MWm	119 MWm
20 kV	25,0%	30 MWm	60 MWm	149 MWm	60 MWm
0,4 kV	5,0%	6 MWm	12 MWm	30 MWm	12 MWm
1.190 MWm	100%	119 MWm	238 MWm	595 MWm	238 MWm

Summe konventionell	119 MWm	238 MWm	871 MWm	1.408 MWm
----------------------------	---------	---------	---------	-----------

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	1 MWm	12 MWm	14 MWm	15 MWm
Reserve	0 MWm	5 MWm	69 MWm	81 MWm	83 MWm
280 MWm	0 MWm	6 MWm	81 MWm	95 MWm	98 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	5 MWm	8 MWm	39 MWm
Reserve	0 MWm	2 MWm	19 MWm	33 MWm	154 MWm
260 MWm	0 MWm	2 MWm	24 MWm	41 MWm	193 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	9 MWm	103 MWm	31 MWm	37 MWm
Reserve	0 MWm	36 MWm	411 MWm	126 MWm	147 MWm
900 MWm	0 MWm	45 MWm	514 MWm	157 MWm	184 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Sekundär-Einsp.	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Speicher	0 MWm	0 MWm	1 MWm	1 MWm	0 MWm
Reserve	0 MWm	0 MWm	2 MWm	1 MWm	0 MWm
6 MWm	0 MWm	0 MWm	3 MWm	2 MWm	0 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Primär-Einsp.	6 MWm	30 MWm	60 MWm	18 MWm	6 MWm
Sekundär-Einsp.	12 MWm	60 MWm	119 MWm	36 MWm	12 MWm
Speicher	30 MWm	149 MWm	298 MWm	89 MWm	30 MWm
Reserve	12 MWm	60 MWm	119 MWm	36 MWm	12 MWm
1.190 MWm	60 MWm	298 MWm	595 MWm	179 MWm	60 MWm

	60 MWm	351 MWm	1.217 MWm	474 MWm	535 MWm
--	--------	---------	-----------	---------	---------

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
77.354 MWm	39.751 MWm	2.645 MWm	3.884 MWm	1.083 MWm
2.638 MWm	119 MWm	238 MWm	871 MWm	1.408 MWm
Zwischensumme	39.870 MWm	2.883 MWm	4.755 MWm	2.491 MWm
			P_m_Gesamt	50.000 MWm

	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
P_m_EE	6.208 MWm	17.981 MWm	12.077 MWm	2.881 MWm	8.213 MWm
P_m_Konvention	60 MWm	351 MWm	1.217 MWm	474 MWm	535 MWm
Zwischensumme	6.268 MWm	18.332 MWm	13.295 MWm	3.356 MWm	8.748 MWm
				P_m_Gesamt	49.998 MWm

	Primär-Einsp.	Sekundär-Einsp.	Speicher	Reserve
P_m % EE	79,5%	5,3%	7,8%	2,2%
P_m % konventionell	0,2%	0,5%	1,7%	2,8%
				100%

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne	
	0,4 kV	20 kV	110 kV	220 kV	380 kV
P_m % EE	12,4%	36,0%	24,2%	5,8%	16,4%
P_m % konventionell	0,1%	0,7%	2,4%	0,9%	1,1%
			75,8%		24,2%

Bemerkungen:

B13a Aufteilung Primär, Psekundär, Pspeicher und Preserve nach eigener Berechnung
B13b eigene Berechnung

Q13a Q IWES 2011
Q13b Q BnetzA Kraftwerkliste

alle Angaben in Pm [MWm]

Quelle

Datum Jul 12 Archiv ee10 Grid
K13 Autor es

10f Ende der Vormachtstellung der 4 Atomkonzerne in Deutschland

Wie die Karte der Kraftwerke mit Leistung größer 100 MW in Deutschland zeigt, ist auch heute schon die Elektrizitätserzeugung überwiegend regional. Das europaweite Höchstspannungsnetz hat untergeordnete Stromtransport-Kapazitäten. Diese würden auch bei milliardenschweren Investitionen nicht entscheidend ansteigen.

Der Ausbau des kostengünstigeren und stabileren regionalen Wabennetzes hat Priorität.

Durch die erneuerbaren Energien wird nun die Laufzeit dieser Großkraftwerke deutlich reduziert. Die Stromeinspeisung findet in den regionalen unteren Netzebenen des noch zu vernetzenden 100-Waben-Verbundnetz der Stadtwerke/VNB's statt.

Die Berechnungen der Einspeiseebenen in Funktion der Erzeugungsarten wurde in Kap.10 für 3 Szenarien vorgenommen.

Für die beiden Hauptszenarien B und C ergeben sich für die 220/380 kV-HöS-Ebene nachfolgende Ergebnisse:

Anteil der großen konventionelle Großkraftwerke (Kohle und Erdgas) Einspeisung ins Höchstspannungsnetz:

Rückgang Konv.	2011	2022_B	2022_C
konv. Kraftwerke	58,9%	12,8%	2,0%

In absoluten Zahlen bezogen auf das Basisjahr 2011 der Einspeisung in alle Netzebenen (0,4 kV bis 380 kV):

Gesamterzeugung in 2011

Summe ÜNB und VNB
2011
69.910 MWm
612,4 TWh
100,0%

Atomkonzerne Höchstspannung in 2011

Nur 220/380 kV Höchstspannung ÜNB's
2011
42.296 MWm
370,5 TWh
60,50%

Atomkonzerne Höchstspannung in 2022_B und 2022_C (EE und konv.Stromerzeugung)

Nur 220/380 kV Höchstspannung ÜNB's	Nur 220/380 kV Höchstspannung ÜNB's
2022_B	2022_C
18.788 MWm	12.104 MWm
164,6 TWh	106,0 TWh
26,90%	17,30%

Der Anteil der Einspeisung in das **Höchstspannungsnetz** der 4 Atomkonzerne in **2022 wird um bis das 3 ½ fache** einbrechen.

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber	Höchstspannung	4 Atomkonzerne
VNB	Verteilnetzbetreiber	100-Waben-Verbundnetz	Stadtwerke-Verbund

10g EE-Strom 10-fach höher als Kohle und Erdgas in 2022 im HöS-Netz

Mit dem Ausbau der EE und der Mitverbrennung von Biomasse und Biogas in vorhandenen konventionellen Großkraftwerken steigt der Anteil an EE-Einspeisung in die Höchstspannungs-Netzebene erheblich an:

Zunahme EE	2011	2022_B	2022_C
EE	1,6%	18,5%	22,2%

Deutschland wird bezüglich der Stromerzeugung autark, die volkswirtschaftlichen Vorteile sind enorm.

Viele konventionelle Großkraftwerke in Zukunft von den Schichtmannschaften nebenher zum Hauptberuf betrieben.

Altkraftwerke mit hohem Anteil an Biomasse entsprechen haben höhere Laufzeiten, wichtig auch für die Wärmebereitstellung in den Fernwärmenetzen in Ballungsgebieten.

Die hohe Kapazität an schnell zuschaltbarer Regelleistung der Erneuerbaren in 2022 gibt den Bedienungsmannschaften der Großkraftwerke genug Zeit, um dessen Reservezuschaltung in den Betriebsfahrplänen der 100-Querverbundleitstelle für die Folgetage mit einzubinden.

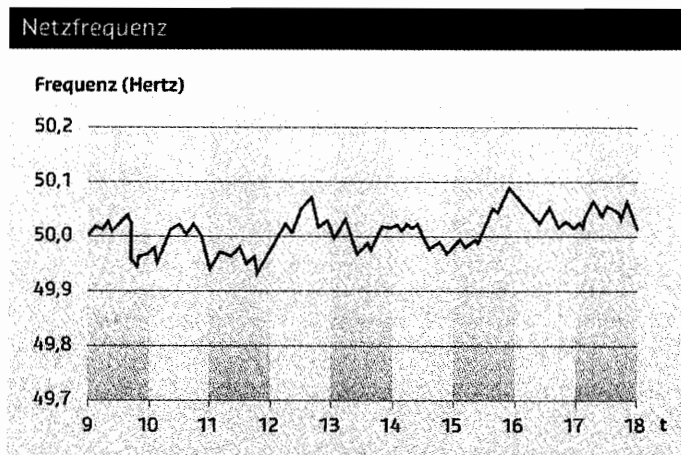
11 Frequenzstabilität, Spannungsgesteuertes Smart Grid

11a Frequenzstabilität

Der Anteil für die Bereithaltung von Regelenergie zum Ausregeln der Netzfrequenz von 50 Hz beträgt nur einen Bruchteil der Erzeugungsleistung.

Die Erneuerbaren Energien stellen ein mehrfaches an regelfähiger Erzeugungsleistung im Vergleich zum Regelbedarf bereit, so dass die Frequenzstabilisierung in Zukunft (auch aktuell) ein untergeordnetes Thema ist.

Die Abweichung der Frequenzhöhe von 50 Hz beträgt meistens weniger als 0,05 Hz.



Quelle <http://www.amprion.de/netzfrequenz>

Eine Abweichung von 0,1 Hz im europäischen CE-Netz entspricht 2.745 MW Erzeugungsleistung [Alt Fh Aachen]. Schlägt man davon 20% für Deutschland zu, und verteilt diese auf 100 110-kV Waben, so erhält man einen Anteil von 6,9 MW je Wabe.

Bei einem durchschnittlichen Pm von 600 MWm je 110-kV Wabe, beträgt der Anteil für die Frequenzstabilität somit 1,15 %.

Die Kapazitäten für die europaweite Frequenzstabilität sind fast vernachlässigbar, Hauptaufgabe ist die Einhaltung der Spannungshöhe in den dezentralen Netzwaben.

11b Spannungsgesteuertes Stromnetz

Wegen der angestrebten 100 % Versorgungssicherheit sollte die Kommunikationstechnologie für die 20 kV und 110 kV Verbundnetze die bekannte zuverlässige Standardtechnik der Kraftwerktechnik und des Zivilschutzes sein.

Auch ohne Internet, und ohne virtuellen Erzeugungseinheiten müssen die dezentralen Stromwaben jederzeit, in unterschiedlichsten meteorologischen Situationen, stabil betrieben werden.

Die aktuelle Kommunikationstechnik wie Powerline über die Stromnetze oder Kommunikation von Leitwarten Kraftwerke zu Verbundleitstellen des 110 kV-Netzes sichert, auch bei Ausfall des Internets eine zuverlässige Stromversorgung.

Nach Ausbau auf 100 % EE werden jedoch mehrere 10.000 kleine Erzeugungseinheiten, und viele 100.000 Stromabnehmer ohne Regelungstechnik im Wabennetz einspeisen bzw. Strom verbrauchen.

Grundgröße der Stromnetze ist die Spannungshöhe [kV] und der Stromfluss I [A]. Es ist sinnvoll, mit einfachster Technik die Netze aufzubauen und die Vielzahl von Kleinerzeugern und Verbrauchern ohne Softwareregulierung, ohne Internet, sich selbständig innerhalb der minimalen bis maximalen regionalen Spannungshöhe in der Netzwanne bewegen zu lassen.

Die Leitwarte steuert dann mit Hilfe der großen Erzeugungseinheiten innerhalb der Wanne, der Entnahme- oder Einspeisung in das europ. Höchstspannungsnetz, und einem DSM (Demand Side Management) durch Beeinflussung der Lasten innerhalb der 110 kV-Wanne das regionale Verteilernetz des VNB aus.

Spannungsgesteuertes Stromnetz

Die Messung und Festlegung der örtlichen Spannungsniveaus innerhalb der 100 Netzwanne in Deutschland in die 6 Hauptstufen benötigt nur einfachste Elektrotechnik:

- # kostengünstig
- # zuverlässig
- # krisensicher

Niveau 6: U_max	Überschreiten der zulässigen maximalen Spannung
Niveau 5: U_hoch	hohes Spannungsniveau im Netz: Stromtarif günstiger
Niveau 4: U_mittel	mittleres Spannungsniveau: Normaler Stromtarif
Niveau 3: U_niedrig	niedriges Spannungsniveau: teurer Stromtarif
Niveau 2: U_notfall	kompletter Lastabwurf aller Verbraucher, jedoch Weiterversorgung von Krankenhäusern, öffentlichen Gebäuden, etc.
Niveau 1: U_min	Unterschreiten der zulässigen minimalen Spannung

Die Spannungshöhe kann dabei, ohne Einsatz von Internet und virusgefährdeten Softwareprogrammen, die gewünschte Laststeuerung der Verbraucher vornehmen.



**Bild: 31er Stufenregler der Spannungshöhe in einem Umspannwerk
Bildnachweis Terra T2100**

Niveau 6: U_{max} Überschreiten der zulässigen maximalen Spannung

Überschreiten der Maximalen Spannung: Blackout im entsprechenden Netzbereich
(zuvor gegensteuern der Querverbundleitstelle mit Lastzuschaltung und Abwurf von Erzeugungseinheiten)

Niveau 5: U_{hoch} hohes Spannungsniveau im Netz: Stromtarif günstiger

Hohe Einspeisung von PV und Wind:

Niveau 4: U_{mittel} mittleres Spannungsniveau: Normaler Stromtarif

Normale Verfügbarkeit von EE

Niveau 3: $U_{niedrig}$ niedriges Spannungsniveau: teurer Stromtarif

Geringe Verfügbarkeit von PV und Wind, Stromerzeugung mittels Speicherkapazitäten
(Stromgestehungskosten sind dann höher) und Einsatz von Reservekraftwerken

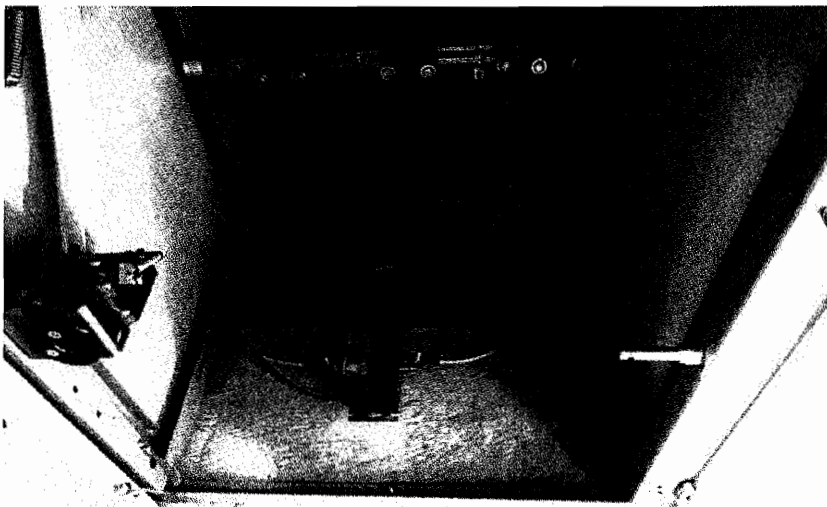
Niveau 2: U_notfall kompletter Lastabwurf aller Verbraucher, jedoch Weiterversorgung von Krankenhäusern und öffentlichen Gebäuden

Mindestspannungshöhe bei Lastabwurf der Standardverbraucher Privat/Industrie

Normale Blackouts (z.B. Trafobrand in einem Umschaltwerk), Instabile Zustände in Europa / überregionale Netzzusammenbrüche können ein Unterschreitung der festgelegten Mindestspannungshöhe im Regionalnetz verursachen.

Dann erfolgt:

- # Reduzierung der Last auf z.B. 5 bis 15% der Normallast
- # Lastabwurf von Industrie, Handel und Haushalten
- # Weiterversorgung von öffentlichen Gebäuden (Rathaus, Polizei, etc) Krankenhäusern, Tankstellen, Lebensmitteldiscountern, Verkehrsampeln, usw.
- # Überlegenswert ist auch die Basisversorgung je Gewerbeinheit (Geldautomat und Hauptrechner Sparkasse, Kühlaggregate Supermärkte, Alarmanlagen, etc.) einer beispielsweise 5 Ampere Grundeinheit je Privatwohnung (Handy laden, Radio hören, Heizung läuft und Bewohner sitzt nicht kalt im Winter, bleibt aktiv, usw.)



**Bild: Powerline-Datenverbindung zu Querverbundleitstelle über Stromnetz
Bildnachweis Terra T2100**

In Krisenzeiten (brennende Stadtviertel in London, kommen Öltanker nach Rotterdam wenn der Euro kippt?, Extreme Wetterereignisse, Terroranschläge, etc.) würde die PV-Einspeisung tagsüber bei Sonnenschein das Spannungsniveau anheben, und Haushalte und Industrie können normal arbeiten, Nachts sichert die untere Spannungsstufe U_{notfall} die Grundversorgung von Krankenhäusern, Kühlaggregaten, usw. ab.

Ohne Stromversorgung rechnen verschiedene Studien nach einer Woche mit bürgerkriegsähnlichen Zuständen in Deutschland, nach 7 Tagen ohne Supermärkte und Kassenautomaten herrscht Hungersnot und Plünderungen sind zu erwarten.
[TAB 2010, Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung]

Niveau 1: U_{min} Unterschreiten der zulässigen minimalen Spannung

Ein Unterschreiten der Mindestspannungshöhe verursacht einen Blackout im Netzgebiet.

12 Veranschaulichung Stromnetz, Vergleich Stromnetz mit Straßennetz

Die Bedeutung der Grenzübergänge an den Autobahnen rückt an wenigen Urlaubstagen im Hauptreiseverkehr ins öffentliche Bewusstsein.

Die täglichen Autobahnstaus in Hamburg, Köln, etc. verdeutlichen jedoch vielen Autofahrern die Engpässe und Überlastungen in den Ballungsgebieten.

Ähnlich verhält es sich mit dem Stromnetz. Die drei Spannungsebenen des 100-Waben-Verbundnetz stellen die Hunderttausende an km von Seiten-, Orts-, Landschafts-, und Bundesstraßen dar.

Diese Tragen die Hauptlast an Millionen von Fahrrädern, Autos und Klein-LkW's des täglichen Verkehrs.

Im Gegensatz dazu ist die Kapazität von Autobahnstrecken auf ca. 150.000 Fahrzeuge/Tag begrenzt.

Vergleich zum Straßennetz

Die Tabelle zeigt die Übersicht über das Straßennetz in Deutschland

Straßennetz in Deutschland		
Autobahnen	12.800 km	2,0%
Bundesstr	41.200 km	6,4%
Landstr	177.800 km	27,6%
Innerörtlich	413.000 km	64,1%
Summe Straßennetz	644.800 km	

In nachfolgender Tabelle werden die Ebenen des Staßennetzes und des Stromnetzes miteinander verglichen:

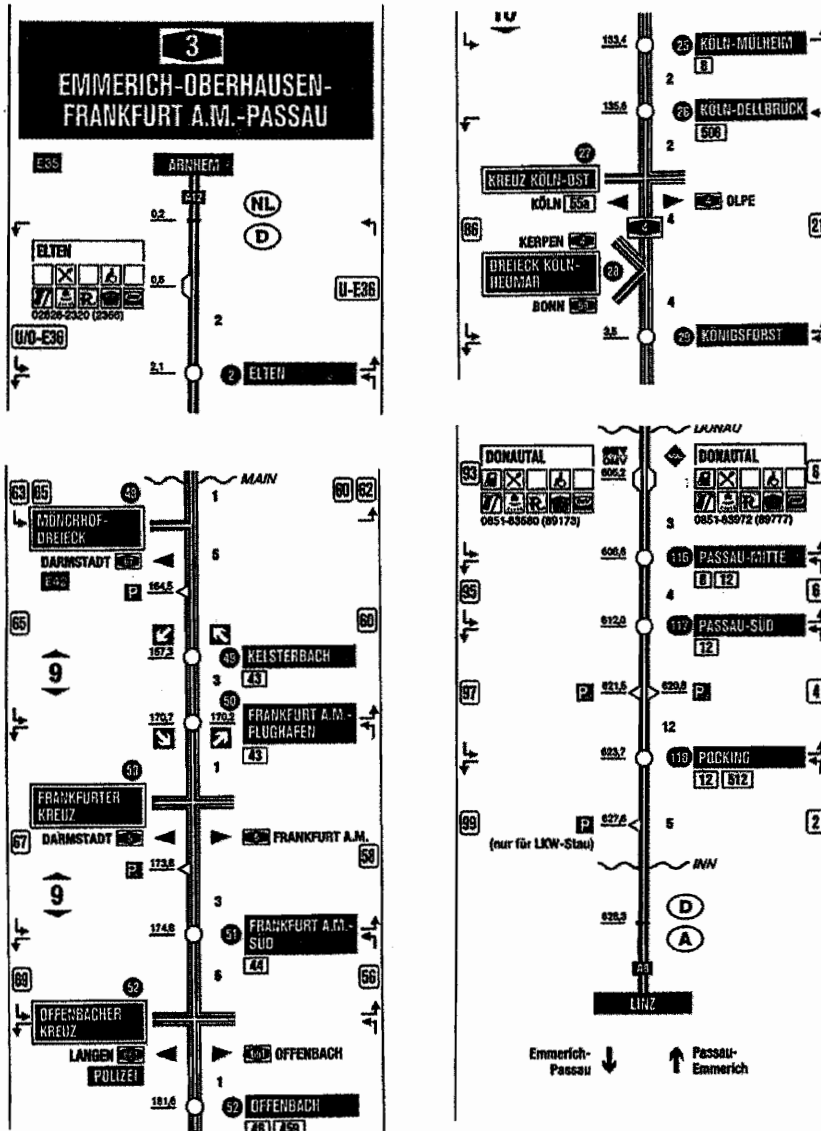
Stromnetz	Spannungs- ebene	Summe VNB und ÜNB	Anteil Netzebene	Straßennetz in Deutschland	Länge	Anteil
Höchstspannung 220 und 380 kV	220 u. 380 kV	35.129 km	2,0%	Autobahnen	12.800 km	2,0%
Hochspannung	110 kV	76.899 km	4,4%	Bundesstr	41.200 km	6,4%
Mittelspannung	20 kV	497.005 km	28,7%	Landstr	177.800 km	27,6%
Niederspannung	0,4 kV	1.122.663 km	64,8%	Innerörtlich	413.000 km	64,1%
Stromkreislänge		1.731.696 km		Straßennetz	644.800 km	

Von der Art der Aufteilung und der Transportkapazitäten ist das Strom- und Straßennetz sehr ähnlich. Es wird sich zeigen, dass eine Wabenstruktur auf 110 kV-Hochspannungsebene die notwendigen, zukünftigen Lastflüsse im Querverbund von ca. einhundert 110 kV-Waben stabil, dezentral und kostengünstig bewältigen kann.

Als Beispiel werden die Autobahnen A3 und A8 näher betrachtet:

A3 mit einer Länge von 628 km, von Holland bis Österreich führend:

NL - Emmerich – Oberhausen – Frankfurt/M. – Passau – A



hat bei Köln Dellbrück – Kreuz Köln Ost ein Verkehrsaufkommen von 157.100 PkW/24h.

weitere Bereich mit hohem Aufkommen:

Oberhausen

Frankfurt

Nürnberg

Regensburg

Der Austausch mit dem Ausland nach Holland und Österreich hat seine Bedeutung, der Berufs- und Schwerlastverkehr in den Ballungszentren führt jedoch zu den größten Auslastungen und Staus.

Ähnlich verhält es sich mit den Lastflüssen im Höchstspannungsnetz. Der Lastfluß an den Grenzen ist deutlich kleiner als die Ein- und Ausspeisung in den Ballungsräumen und Großverbrauchern in den 90 % der Netzlänge innerhalb von Deutschland.

Weiteres Beispiel:

Autobahn A6 mit einer Länge von 687 km, von Frankreich bis in die Tschechei.

A6 Saarbrücken – Mannheim – Heilbronn – Nürnberg – Waidhaus

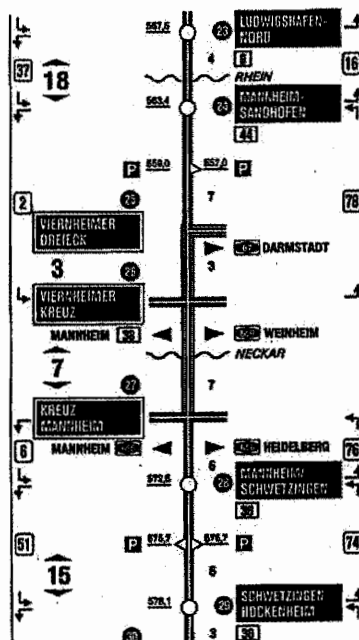
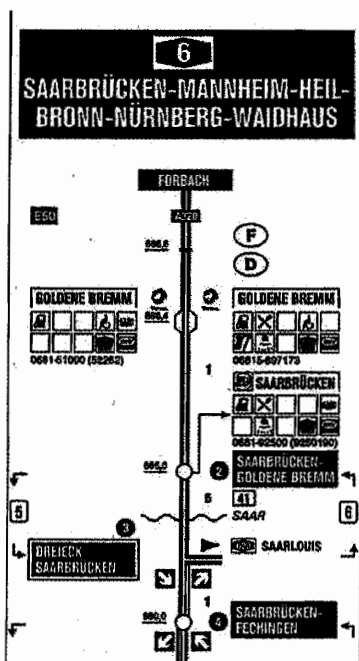
Ballungszentren

Mannheim

Heilbronn

Nürnberg

Regensburg



In der Summe ergibt das Transportaufkommen in den Ballungszentren, aneinandergereiht ein Vielfaches im Vergleich zum grenzüberschreitenden Verkehr.

Der Grenzüberschreitende Lastfluß im Stromnetz betrug im Saldo in 2011 nur 1% der Gesamterzeugungleistung.

13 Zusammenfassung

„Wegen der schon spürbaren Kostensteigerungen fossiler Brennstoffe wird Strom aus konventionellen Kraftwerken immer teurer, die Erneuerbaren Energien hingegen schon in wenigen Jahren die Basis für stabile Stromgestehungskosten in Deutschland sein.“
[UBA 2012, Nachhaltige Stromversorgung].

„Eine gesellschaftlich erwünschte Energiewende wird gelingen, wenn diese und weitere Maßnahmen – als wirkungsvolles Bündel geschnürt – in allen Sektoren zu einer dauerhaften Senkung des Energiebedarfs und zu einer neuen Innovationsphase der Industriegesellschaft führen.
Deutschland könnte zum Effizienzvorreiter werden. Energieeffizienz- und Energieeinsparpolitik sind keine Belastung für Wirtschaft und Gesellschaft, sondern eröffnen große Chancen. Energieeffizienz und ein bewusster Umgang mit Energie müssen zu einem gesellschaftlichen „Gemeinschaftswerk“ werden!“

[Pehnt IFEU u.a. 2012, offener Brief an die Bundesregierung 19.01.2012]

BEE, BUND und DENEFF fordern in Ihrem Aktionsprogramm: Energiewende jetzt erfolgreich umsetzen, 8.Aug.2012 [BEE BUND 2012] eine Stromeinsparung bis 2020 von 14 bis 20 %.

Im Jahre 1976 betrug der Stromverbrauch in Baden-Württemberg 4,6 GWm pro Jahr. Aktuell sind es 9,1 GWm. Niemand verbindet mit dem damals ebenfalls hohen Stromverbrauch eine Notsituation, obwohl dieser um 50 % niedriger lag als in 2011.

Massive Stromeinsparungen sind möglich und notwendig. Die im Szenario 2002_C gerechneten 28% an Stromeinsparung zum Referenzjahr 2011 könnten auch unterboten werden.

Die nachfolgende Zusammenfassung gliedert sich in 2 Teile: erstens in Tabellenform die Ergebnisse der Berechnungen der installierten Stromerzeugungsleistung, der Laufzeiten der einzelnen Kraftwerksarten, der Stromerzeugung in TWh und MWm, sowie des Anteils der Einspeiseleistung in die verschiedenen Netzebenen aus Kap. 10.

Im zweiten Teil sind als Stichwörter die wichtigsten Ergebnisse in 8 Eckpunkten zusammengefasst.

13a Installierte Leistung EE und konv. steigt von 164,7 GW in 2011 auf 255,4 GW in 2022

Pinst	Szenario A Szenario B Szenario C			
	2011	2022A 65 GWm	2022B 60 GWm	2022C 50 GWm
PV	25.039 MW	60.000 MW	60.000 MW	60.000 MW
Binnenwind	28.871 MW	68.500 MW	68.500 MW	68.500 MW
Offshore Windkraft	200 MW	17.000 MW	17.000 MW	17.000 MW
Speicher- und Laufwasser	5.237 MW	6.500 MW	6.500 MW	6.500 MW
PumpSpeicher PSW	6.555 MW	10.000 MW	10.000 MW	10.000 MW
Biomasse fest	1.563 MW	4.821 MW	4.821 MW	4.821 MW
biogene flüssige Brennstoff	248 MW	772 MW	772 MW	772 MW
Biogas, Deponie- und Klärgas	3.668 MW	10.894 MW	10.894 MW	10.894 MW
CH4-Windgas (ErdgasKW)		3.475 MW	3.475 MW	3.475 MW
WindH2-Verstromung		1.541 MW	1.541 MW	1.541 MW
Sonstige EE / weitere Techn.	1.750 MW	3.000 MW	3.000 MW	3.000 MW
Summe Pinst_EE	73.131 MW 44%	186.503 MW 73%	186.503 MW 73%	186.503 MW 73%
Steinkohle	25.624 MW	24.544 MW	24.544 MW	24.544 MW
Braunkohle	20.089 MW	19.009 MW	19.009 MW	19.009 MW
Nuklear	12.068 MW			
Erdgas	23.891 MW	15.766 MW	15.766 MW	15.766 MW
Mineralöl	3.796 MW	3.446 MW	3.446 MW	3.446 MW
Sonstige konv	6.133 MW	6.133 MW	6.133 MW	6.133 MW
Pinst_konv.	91.601 MW 56%	68.898 MW 27%	68.898 MW 27%	68.898 MW 27%
Summe Pinst_EE+konv	164.732 MW	255.401 MW	255.401 MW	255.401 MW

Mit einer konventionellen installierten Leistung von 68.898 MW steht mehr Reserveleistung als die Gesamtlast aller Verbraucher zur Verfügung.

Ca. 30.000 MW der Erneuerbaren sind Regel- und Speicherfähige Erzeugungseinheiten. Für das Ausregeln der Bilanzkreise des Stromnetzes werden nur Teile davon benötigt.

13b Auslastung konv. Großkraftwerke brechen massiv ein (Steinkohle noch 100 h/Jahr)

Volllaststunden

	2011	2022A 65 GWm	2022B 60 GWm	2022C 50 GWm
PV	771 vlh	1.000 vlh	1.000 vlh	1.000 vlh
Binnenwind	1.673 vlh	2.850 vlh	2.850 vlh	2.850 vlh
Offshore Windkraft	3.000 vlh	3.700 vlh	3.700 vlh	3.700 vlh
Speicher- und Laufwasser	3.458 vlh	4.900 vlh	4.900 vlh	4.900 vlh
PumpSpeicher PSW	1.825 vlh	1.825 vlh	1.825 vlh	1.825 vlh
Biomasse fest	7.252 vlh	4.000 vlh	4.000 vlh	4.000 vlh
biogene flüssige Brennstoff	5.500 vlh	3.000 vlh	3.000 vlh	3.000 vlh
Biogas, Deponie- und Klärgas	5.235 vlh	3.000 vlh	3.000 vlh	3.000 vlh
CH4-Windgas (ErdgasKW)		2.500 vlh	2.500 vlh	2.500 vlh
WindH2-Verstromung		3.500 vlh	3.500 vlh	3.500 vlh
Sonstige EE / weitere Techn.	2.828 vlh	3.550 vlh	3.550 vlh	3.550 vlh
Steinkohle	4.363 vlh	1.900 vlh	1.400 vlh	100 vlh
Braunkohle	7.472 vlh	2.280 vlh	1.680 vlh	120 vlh
Nuklear	8.949 vlh			
Erdgas	3.554 vlh	2.513 vlh	2.000 vlh	500 vlh
Mineralöl	1.739 vlh	997 vlh	700 vlh	14 vlh
Sonstige konv	4.500 vlh	3.500 vlh	1.704 vlh	1.700 vlh

Von 8760 Betriebsstunden pro Jahr wird nur ein Teil für die Lastabdeckung benötigt. Es bestehen deutliche Reserven, welche in extremen Wettersituationen aktiviert werden können.

13c Stromerzeugung aus Erneuerbaren in 2022 bei 414 TWh, konv. noch 23 bis 110 TWh

Stromerzeugung

	2011	2022A 65 GWm	2022B 60 GWm	2022C 50 GWm
PV	19,3 TWh	60,0 TWh	60,0 TWh	60,0 TWh
Binnenwind	48,3 TWh	195,2 TWh	195,2 TWh	195,2 TWh
Offshore Windkraft	0,6 TWh	62,9 TWh	62,9 TWh	62,9 TWh
Speicher- und Laufwasser	18,1 TWh	31,9 TWh	31,9 TWh	31,9 TWh
PumpSpeicher PSW				
Biomasse fest	11,3 TWh	19,3 TWh	19,3 TWh	19,3 TWh
biogene flüssige Brennstoff	1,4 TWh	2,3 TWh	2,3 TWh	2,3 TWh
Biogas, Deponie- und Klärgas	19,2 TWh	32,7 TWh	32,7 TWh	32,7 TWh
CH4-Windgas (ErdgasKW)				
WindH2-Verstromung				
Sonstige EE / weitere Techn.	4,9 TWh	10,7 TWh	10,7 TWh	10,7 TWh
Summe Pinst_EE	123,2 TWh	414,9 TWh	414,9 TWh	414,9 TWh
Steinkohle	111,8 TWh	46,6 TWh	34,4 TWh	2,5 TWh
Braunkohle	150,1 TWh	43,3 TWh	31,9 TWh	2,3 TWh
Nuklear	108,0 TWh	0,0 TWh	0,0 TWh	0,0 TWh
Erdgas	84,9 TWh	39,6 TWh	31,5 TWh	7,9 TWh
Mineralöl	6,6 TWh	3,4 TWh	2,4 TWh	0,0 TWh
Sonstige konv	27,6 TWh	21,5 TWh	10,5 TWh	10,4 TWh
Pinst_konv.	489,0 TWh	154,5 TWh	110,7 TWh	23,1 TWh
Summe Pinst_EE+konv	612,2 TWh	569,4 TWh	525,6 TWh	438,0 TWh

Mit anhaltender Kraftanstrengung können die Werte der Szenarien B und C in 2022 erreicht werden.

13d Mittlere Erzeugungsleistung Pm aus Erneuerbaren in 2022 bei 79 bis 95 %

mittlere Erz. Leistung Pm

	2011	2022A 65 GWm	2022B 60 GWm	2022C 50 GWm
PV	2.204 MWm	6.849 MWm	6.849 MWm	6.849 MWm
Binnenwind	5.514 MWm	22.286 MWm	22.286 MWm	22.286 MWm
Offshore Windkraft	68 MWm	7.180 MWm	7.180 MWm	7.180 MWm
Speicher- und Laufwasser	2.067 MWm	3.636 MWm	3.636 MWm	3.636 MWm
PumpSpeicher PSW				
Biomasse fest	1.294 MWm	2.202 MWm	2.202 MWm	2.202 MWm
biogene flüssige Brennstoffe	156 MWm	264 MWm	264 MWm	264 MWm
Biogas, Deponie-und Klärgas	2.192 MWm	3.731 MWm	3.731 MWm	3.731 MWm
CH4-Windgas (ErdgasKW)				
WindH2-Verstromung				
Sonstige EE / weitere Techn.	565 MWm	1.216 MWm	1.216 MWm	1.216 MWm
Summe Pinst_EE	14.060 MWm	47.364 MWm	47.364 MWm	47.364 MWm
	20%	73%	79%	95%
Steinkohle	12.763 MWm	5.323 MWm	3.923 MWm	280 MWm
Braunkohle	17.135 MWm	4.948 MWm	3.646 MWm	260 MWm
Nuklear	12.329 MWm	0 MWm	0 MWm	0 MWm
Erdgas	9.692 MWm	4.523 MWm	3.600 MWm	900 MWm
Mineralöl	753 MWm	392 MWm	275 MWm	6 MWm
Sonstige konv	3.151 MWm	2.451 MWm	1.193 MWm	1.190 MWm
Pinst_konv.	55.822 MWm	17.636 MWm	12.636 MWm	2.636 MWm
	80%	27%	21%	5%
Summe Pinst_EE+konv	69.882 MWm	65.000 MWm	60.000 MWm	50.000 MWm

Die Beseitigung von Defizitenn im Wärmesektor und verstärkten Anstrengungen in der Energieeinsparung gäben zusätzlichen Rückwind zum Erreichen des Zieles von 100 % erneuerbare Stromerzeugung in 12 bis 15 Jahren.

Diese hochgesteckten Ziele, umgesetzt in einem hochindustrialisierten Land, können für den weltweiten Klimaschutz und für ein nachhaltiges Wirtschaften entscheidend sein.

13e Anstieg Lasteinspeisung in regionale VNB-Netzebenen auf 69 bis 76 % in 2022

	VNB 110 kV-Wabenverbund			ÜNB 4 Atomkonzerne		
	EE	konv	Summe VNB	EE	konv	Summe ÜNB
2011	18,4%	21,0%	39,4%	1,7%	58,9%	60,6%
2022A 65 GWm	55,8%	11,0%	66,8%	17,1%	16,1%	33,2%
2022B 60 GWm	60,4%	8,2%	68,6%	18,5%	12,8%	31,3%
2022C 50 GWm	72,5%	3,3%	75,8%	22,2%	2,0%	24,2%

13f 8 Eckpunkte EE-Ausbau und Netztechnik 2022

Eckpunkt01 100-Waben-Verbundnetz der Stadtwerke: kostengünstiges Hauptnetz

- # Der Querverbund von 100 Waben in Deutschland hat eine hohe Transportkapazität
- # Stromerzeugung in 2022 geht zu 69 bis 76 % in die Netzebenen des 100-Waben-Verbundnetz der 110 kV-Querverbundeitstellen
- # kostengünstige Integration aller PV-Sonnenstromanlagen ins regionale Netz [ecofys, BSW-Solar-Studie]: Kosten von nur 1 Mrd. EUR
- # stabil, bürgernah, umweltverträglicher, krisensicher: Notbetrieb für Zivilschutz

Eckpunkt02 Europäisches Höchstspannungsnetz für Stromhandel (15% der Last)

- # Transfer von Windstrom von Küstenbereich in Ballungsgebiete
- # überregionaler Transfer von kostengünstigen EE-Strom
- # aktuell werden nur 15 % der Strommenge frei gehandelt
- # Transportkapazität des Höchstspannungsnetzes nur ein kleinerer Teil im Vergleich zum kostengünstigen 100-Waben-Verbundnetz
- # Das aktuelle Höchstspannungsnetz kann zu 100% bereits 2012 über 100 GW regional einspeisen und monodirektional in die Fläche eine Last von 70 GWm transportieren, ohne Änderung kann es dies auch 2022. Diese späteren Speicher- und Reservekraftwerke (jetzt schon vorhanden) benötigen keinen massiver Ausbau des Höchstspannungs-Stromnetzes
- # Für die niedrigere Last von 50 bis 60 GWm in 2022 müssen für die Betriebsart Speicher-, und Reserveeinspeisung aus dem HöS-Netz kaum Investitionen vorgenommen werden.
- # Der Netzausbau in der Höchstspannungsebene ist für die Energiewende zweitrangig, wird insbesondere für die Anbindung der teuren Offshoreparks benötigt
- # Die letzten 3 schwerwiegendsten Störungen im deutschen Stromnetz wurden seitens einer Leitstelle im 380 kV-Netz (Kreuzfahrtschiff 2006, europaweiter Blackout) und den Händlern der Leipziger Strombörse ausgelöst (Manipulation von Regel- und Reserveleistung, Verkauf von Strommengen trotz fehlender Transportkapazität) ausgelöst.
- # Transportkosten im HöS-Netz sind dem Strompreis der Strombörse Leipzig zuzuordnen.

Eckpunkt03 Reservekraftwerke und Stromspeicher

- # erheblicher Einsatz von Biomasse entsprechend BEE 2009 (fest, flüssig und gasförmig) in konventionellen bereits existierenden Kohle-, und Gaskraftwerken stellt kostengünstige Speicher- und Reserveleistung bereit.
- # Laufzeit von Kohlekraftwerke betragen in 2022 nur noch wenige 100 h/Jahr
- # Erdgas-Kraftwerke in 2022_C mit nur 500 h Laufzeit
- # es bestehen in 2022 deutliche Überkapazitäten an Kraftwerken (installierte Gesamtleistung von 255,4 GW gegen Last von 50 bis 60 GWm)
- # Der aktuelle Kraftwerkspark bleibt bestehen und wird überwiegend den Reservekraftwerke zugeordnet

„Einen Bedarf an Speichern –an sich- gibt es nicht, Speicher stellen nur eine unter mehreren zum Teil konkurrierenden Optionen zur Flexibilisierung des Stromsystems dar.“ S.68

„Insgesamt würde dies bedeuten, dass der Umbau der Stromversorgung in Europa auch ohne großangelegten Speicherausbau gelingen könnte.“ S.70

[TAB 2012]

Eckpunkt04 Überangebot an Regelleistung in 2022, Anteil Frequenzstabilität 1 %

- # Mehrere Hauptsparten der Erneuerbaren sind bestens zur Bereitstellung von Regelleistung geeignet, laufen aktuell jedoch in überwiegend in Grundlasteinspeisung
- # Für die Frequenzstabilität im Stromnetz von 50 Hz wird nur ein Anteil von 1 % der Gesamterzeugungsleistung als variable Regelleistung benötigt.
- # In Kapitel 6d zeigt sich in der Tabelle die Überkapazitäten der Kraftwerke und die Reserven in den nicht genutzten Jahreslaufzeitstunden (freie Kapazitäten).
- # auch wenn wenig Wind- und PV-Einspeisung, deutliche Überkapazität an Reservekraftwerken
- # kein Neubau von konventionellen Kraftwerken sinnvoll, Gaskraftwerke nur regional falls in Netzwerke notwendig
- # Betriebsstunden von Gas-, und Kohlekraftwerken sinken massiv. Braunkohle von 7.472 h in 2011 auf 120 h in 2022_C
- # vorhandene Kohlekraftwerke können bei ausreichender Vorlaufzeit/Fahrplangestaltung hohe Kapazitäten an Regelleistung bereitstellen (Kap. 9b 29.Mai 2012 zw. 5:00 und 7:00 Uhr Lastgradient mit 8 GW in 2 Stunden). Dazu sind keine Neuinvestitionen erforderlich. Die Altkraftwerke sind weiterzubetreiben (Reserve mit wenigen Betriebsstunden)

Eckpunkt05 Ende der Vormachtstellung der Atomkonzerne

- # Einspeisevolumen von Strom ins Höchstspannungsnetz wird in 2022 um bis das 3 ½ - fache einbrechen: die Netzentgelte dafür steigen entsprechend stark an
- # Braun-, und Steinkohle sowie Erdgaskraftwerke: in 2022 fast ausschließlich als Reserve, nur wenige 100 h in Betrieb mit entsprechend wenig CO₂-Ausstoß

- # Lobbyisten der 4 Energiekonzerne kämpfen um bis zu 80 Mrd EUR für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes und für die Mitfinanzierung Milliarden-schwerer Offshore-Windparks oder neuer Kohlekraftwerke.

Eckpunkt06 Reduzierung Stromverbrauch um 14 bis 28 % bis 2022

„Und notwendig wird sein, nicht nur zu handeln sondern auch zu unterlassen. Oder andersherum: Das Verringern der Energiebedarfs wird zu einem unentbehrlichen Teil des Handelns werden müssen.“

[Linz 2012 „Weder Mangel noch Übermaß“ von Manfred Linz, Wuppertal Institut 2012]

- # Reduzierung des Rohstoff- und auch Stromverbrauchs ist unverzichtbar (Kap 6b)
- # Stromverbrauch in 1976 in Baden-Württemberg bei 50 % des heutigen Wertes

Eckpunkt07 Einspeisepriorität für PV und Wind, Datenbankprogrammierung

- # P1 Primäreinspeisung von PV- und Windstrom
- # P2 Sekundäreinspeisung von Erneuerbaren Stromerzeugern
- # Psp Stromeinspeisung aus Speichern (Stauseen, Biogasanlagen, etc.)
- # Pres Einspeisung aus Reservekraftwerken (EE und konventionell)

Der Strompreis ist heute schon abhängig von Sonnenstrahlung und Windaufkommen

Eckpunkt08 Spannungsgeführte Stromwaben (Kap. 11b)

„Strom wird billig wenn die Sonne scheint.“ wird mit einfacher Elektrotechnik dezentral über die Messung der Spannungshöhe umgesetzt, zu überschaubaren Kosten, krisensicher und ohne Softwarerisiken oder internationalen Börsenmaklern.

Niveau 6: U_max	Überschreiten der zulässigen maximalen Spannung, lokaler Blackout
Niveau 5: U_hoch	hohes Spannungsniveau im Netz: Stromtarif günstiger
Niveau 4: U_mittel	mittleres Spannungsniveau: Normaler Stromtarif
Niveau 3: U_niedrig	niedriges Spannungsniveau: teurer Stromtarif
Niveau 2: U_notfall	kompletter Lastabwurf aller Verbraucher, jedoch Weiterversorgung von Krankenhäusern, öffentlichen Gebäuden, etc. (Zivilschutz)
Niveau 1: U_min	Unterschreiten der zulässigen minimalen Spannung, lokaler Blackout

Als Schlusspunkt:

„Wenn die Atmosphäre lebensfeindlich wird, wenn die Ernährungsgrundlage der Menschheit schwindet, wenn die öffentliche Sicherheit und damit die körperliche Unversehrtheit bedroht sind, wenn die Heranwachsenden aus unteren und mittleren Schichten keine Teilhabe- und Aufstiegsperspektive mehr sehen, dann kann davor der Eigennutzen, auch wenn er über Macht und Geld verfügt, nicht oder doch nur unzureichend Schutz bieten. Mit Schlössern und Stacheldraht lässt sich Eigentum vor Einzeltätern oder Banden sichern; aber gegen Naturkatastrophen, Volksaufstände und Revolten bleiben selbst „Gated Communities“ mit ihren Alarmanlagen und Sicherheitszäunen unwirksam. Die Fundamente des Lebens lassen sich nur gemeinsam bewahren.“

In „Weder Mangel noch Übermaß“ von Manfred Linz, Wuppertal Institut 2012 [Linz 2012]

„Der entscheidende Aspekt unseres künftigen Lebens besteht darin, dass es sich zunehmend in kleinerem und stärker örtlichem Rahmen vollziehen wird. Diese Entwicklung hängt ab vom stetigen Rückgang der verfügbaren billigen Energie und dem verstärkten weltweiten Kampf um die letzten Reserven.

... werden alle menschlichen Aktivitäten an Umfang verlieren. Wir müssen uns auf eine lang dauernde Notstandssituation einstellen, in der wir unseren Alltag auf niedrigerem Niveau organisieren. Auch wenn uns das nicht gefällt – sich darauf vorzubereiten ist die einzig vernünftige Haltung.“

[Kunstler, James Howard, The Long Emergency: Surviving the converging catastrophes of the twenty-first century, Atlantic Monthly Press, 2005]

Die Energiewende befindet sich bereits in der Zielgerade. Die Versuche der 4 Atomkonzerne, mittels bekannter Lobbyisten den Durchbruch der Erneuerbaren Energien zu torpedieren sind offensichtlich.

Mit weiterer Kraftanstrengung ist das Ziel erreichbar, schon in 12 bis 15 Jahren auf eine 100% Strom--Erzeugung mit erneuerbaren Energien zu kommen. Ein wichtiger Meilenstein auch für die Gebiete Wärme und Verkehr, und den globalen Klimaschutz.

Ziel der Leitstudie ist die Bereitstellung von Grundlageninformationen für die zukünftige Energietechnik, zur Verfügung gestellt für die unzähligen tausenden von aktiven Bürgern und Entscheidungsträgern, welche sich vehement für nachhaltiges Wirtschaften und eine lebenswerte Zukunft für die kommenden Generationen einsetzen.

14 Quellenverzeichnis

- [AGEB 2012 Wa2011] Arbeitskreis Energiebilanzen, Jahresstromerzeugung 2011, www.ageb.de
- [DBFZ 2012] Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011 (FZK: 03MAP138), März 2012
- [BEE 2009 EE20] BEE 2009: Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft
- [BEE 2011 Strommarkt] BEE 2011: Die Zukunft des Strommarktes: Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Ponte Press, Bochum 2011
- [BEE 2012 EEG-Umlage] BEE 2012: Hintergrund zur EEG-Umlage 2013. September 2012
- [BMU 2011] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: AGEE-Stat BMU KI III 1, „Das wichtigste im Jahr 2011 auf einen Blick“ Stand Juli 2012
- [BMU2012 EE in Zahlen] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energie in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2012
- [Club of Rome) Randers, Jorgen: 2052 Der neue Bericht an den Club of Rome. Eine globale Prognose für die nächsten 40 Jahre, oekom Verlag München 2012
- [dena, 2011] dena Juli 2011: Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan, Plenarrunde der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“ Juli 2011
- [ECOFYS] ECOFYS: Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen. März 2012
- [eex] <http://www.transparency.eex.com>
- [euwid, Neue Energie] Euwid, Neue Energie, Bundeskabinett beschließt Abschaltverbot für Kraftwerke, 43.2012, Jahrgang 5, 21.10.12
- [Gasch,Twele] Gasch, Robert/Twele, Jochen: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Vieweg+Teubner Verlag, 7.,aktualiseierte Auflage 2011
- [Geißler] Geißler, Heiner: Ou Topos. Suche nach dem Ort, den es geben müßte. Rowohlt Taschenbuch Verlag, Hamburg, 2.Auflage November 2010
- [Hopkins] Hopkins, Rob: Energiewende Das Handbuch. Anleitung für zukunftsfähige Lebensweisen. Zweitausendeins Frankfurt am Main 2. Auflage, Februar 2010
- [IFEU u.a. 2012] Offener Brief an die Bundesregierung und die Mitglieder des Umwelt- und des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages / 19.1.2012, http://www.ifeu.de/energie/pdf/offener_Brief_Effizienz_2012_01.pdf
- [iöw 2010] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Schriftenreihen des IÖW 196/10, Berlin, September 2010

- [IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik(IWES): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Kassel, November 2011
- [Linz] Linz, Manfred: Weder Mangel noch Übermaß. Warum Suffizienz unentbehrlich ist. München 2012
- [Paech] Paech, Niko: Befreiung von Überfluss. Auf dem Weg in die Postwachstumsökonomie. München 2012
- [Scheer] Scheer, Hermann: Der energetische Imperativ. Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energie zu realisieren ist. Verlag Antje Kunstmann München 2012
- [Seidl, Zahrt] Seidl, Irmi/Zahrt, Angelika: Postwachstumsgesellschaft. Konzepte für die Zukunft. Metropolis-Verlag, Marburg 2011
- [SRU 2011] Sachverständigenrat für Umweltfragen. Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin, Januar 2011
http://www.umweltrat.de/SharesDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_erneuerbare.pdf?_blob=publicationFile
- [TAB 2010] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften-am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung, Arbeitsbericht Nr. 141, November 2010
- [TAB2012] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Regenerativer Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, Arbeitsbericht Nr. 147, April 2012
- [UBA 2010] Umweltbundesamt. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau, Bundeskonferenz am 7. Juli 2010
- [UBA 2012] Umweltbundesamt. Auf die Plätze, fertig. Energiewende! Kommunen zwischen Startblock und Ziellinie, Oktober 2012
- [wassertriebwerk 8/12] Zeller, Anton: Elektroautos tanken Wasserkraftstrom. In: Wassertriebwerk. Zeitschrift für erneuerbare Energie mit Schwerpunkt Wasserkraft, 61.Jg. Heft 8, S.161-162.
- [wbgu 2011] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Welt im Wandel, Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, März 2011
- [WELT-SICHTEN 2012] Gespräch mit Pirmin Spiegel: 11/2012 <http://www.welt-sichten.org/artikel/4517/es-darf-nicht-sein-dass-rohstoffreichtum-arm-macht>
- [ZSW 2012] <http://www.zsw-bw.de/themen/brennstoffe-wasserstoff/power-to-gas.html>
- [Zohoransky] Zahoransky, Richard/Allelein, Hans-Joser/Bollin, Elmar/Oehler, Helmut/Schelling, Udo: Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf, Vieweg+Teubner Verlag, 5., überarbeitete und erweiterte Auflage 2010