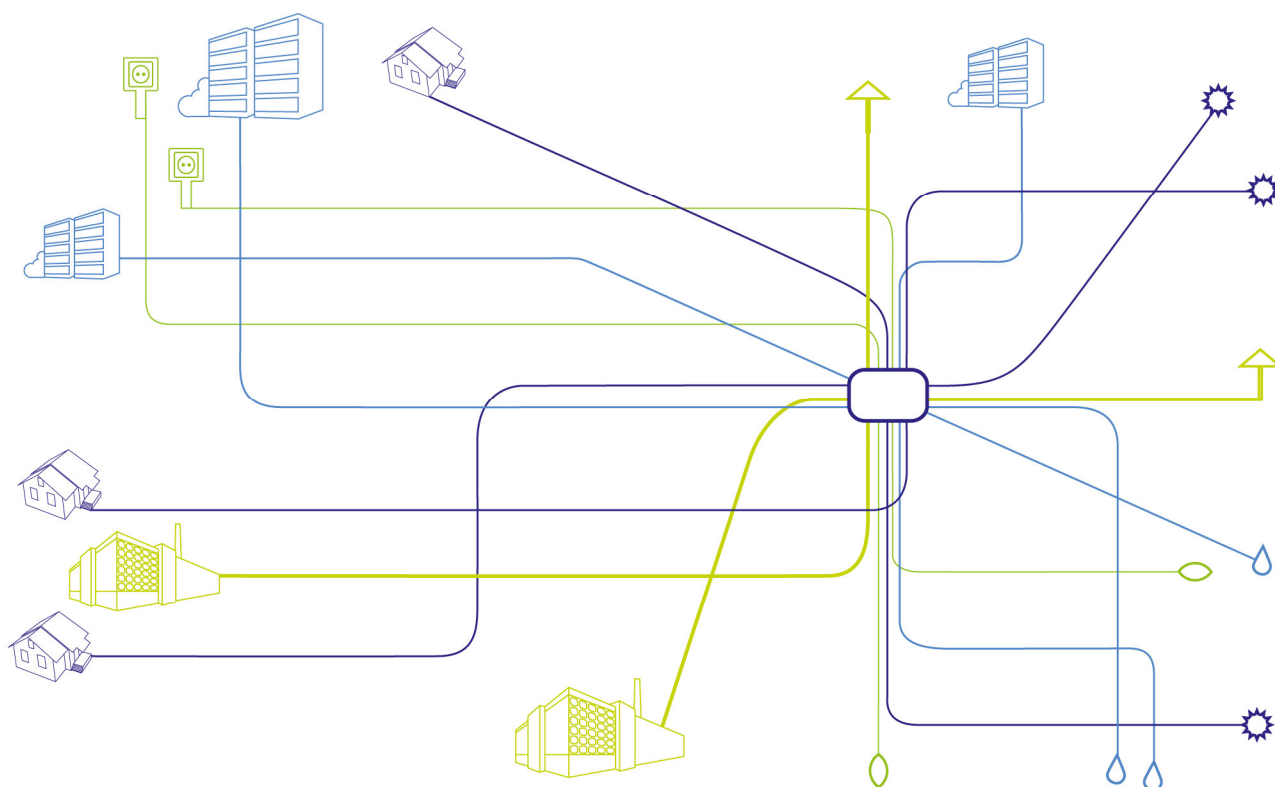




Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke in Österreich



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Projekttitel

FlexiPower – Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke in Österreich

Projektkonsortium

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
 RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit
 Energie und Bioressourcen
 DI Kurt Könighofer
 DI Dr. Gerfried Jungmeier
 Mag.^a Ingrid Kaltenegger
 DI (FH) DI Johanna Pucker
 Mag.^a Maria Hingsamer
 DI Lorenza Canella
 DI (FH) DI Karl-Peter Felberbauer
 Elisabethstraße 18/II, 8010 Graz
 Tel. +43/316/876-1324
 e-mail: kurt.koenighofer@joanneum.at
www.joanneum.at



Technische Universität Wien
 Institut für Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
 Mag. Dr. Gerhard Totschnig
 BSc Johannes Radl
 Dipl.-Ing. Dr. Maximilian Kloess
 Gusshausstraße 27-29/373-2, 1040 Wien
 Tel. +43/1/58801/370356
 e-mail: totschnig@eeq.tuwien.ac.at
www.eeq.tuwien.ac.at



Datenbereitstellung
 VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG
 Dr. Gerhard Wolkerstorfer
 Ankerstraße 6, 8054 Graz
 Tel. +(43) 50313 389 29
 e-mail: gerhard.wolkerstorfer@verbund.com
www.verbund.com



GE Jenbacher GmbH & Co OG
 Dr. Klaus Payrhuber
 Achenseestr. 1-3, 6200 Jenbach
 Tel. +(43) 5244 600 2328
 e-mail: klaus.payrhuber@ge.com
www.ge.com



Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020 – 5. Ausschreibung“ durchgeführt.



Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	7
SUMMARY.....	9
1 EINLEITUNG	11
1.1 Einführung.....	11
1.2 Aufgabenstellung	12
1.3 Schwerpunkte des Projekts.....	12
1.4 Einordnung in das Programm	13
1.4.1 Energiestrategische Ziele	13
1.4.2 Systembezogene Ziele	13
1.4.3 Technologiestrategische Ziele	14
1.5 Verwendete Methoden	15
1.5.1 Übersicht.....	15
1.5.2 Literaturrecherche und Datenerhebung	15
1.5.3 Technische Bewertung	15
1.5.4 Ökonomische Bewertung	16
1.5.5 Ökologische Bewertung.....	17
1.5.6 Soziale Bewertung.....	17
1.5.7 Modell HiREPS (High Resolution Power System).....	20
1.5.8 Stakeholdereinbindung	35
1.6 Aufbau des Endberichts	35
2 THERMISCHE KRAFTWERKE – STAND DER TECHNIK UND HERAUSFORDERUNGEN	37
2.1 Rolle thermischer Kraftwerke in der Energiewirtschaft	37
2.2 Kennwerte und Maßnahmen zur Flexibilisierung thermischer Kraftwerke	40
2.2.1 Überblick Kennwerte thermischer Kraftwerke	40
2.2.2 Maßnahmen zur Flexibilisierung thermischer Kraftwerke	43
2.2.3 Auswirkungen der Flexibilisierung auf Kraftwerksbetrieb und Wartung.....	46
2.2.4 F&E Bedarf	47
2.3 Technologiedatenbank	48
2.4 Thermischer Kraftwerkspark Österreich.....	49
3 DESIGNOPTIONEN UND NEUE MARKTTILNEHMER.....	52
3.1 Anforderungen an Erzeugungsanlagen	52
3.1.1 Gesetzliche Netzanschlussbedingungen für alle Anlagen	52
3.1.2 Technische Präqualifikationsbedingungen zur Bereitstellung von Regelenergie	53
3.2 Designoptionen für den zünftigen Regelenergiemarkt	57
3.2.1 Einkauf von Regelenergie	57
3.2.2 Kostenumlage.....	61
3.3 Zukünftiger Handlungsbedarf	63
3.4 Kapazitätsmechanismen.....	63
3.4.1 Strategische Reserve	64
3.4.2 Zentraler Kapazitätsmarkt	65
3.4.3 Dezentraler Kapazitätsmechanismus.....	65
4 BEWERTUNG VON THERMISCHEN KRAFTWERKEN.....	67

4.1	Anwendungsbeispiele.....	67
4.2	Technische Bewertung	70
4.3	Ökonomische Bewertung	72
4.4	Ökologische Bewertung	78
4.5	Soziale Bewertung.....	80
4.6	Gesamtbewertung	80
5	ZUKÜNFTIG MÖGLICHER BEDARF THERMISCHER KRAFTWERKE (ERGEBNISSE DER DYNAMISCHEN HIREPS SIMULATION)	82
5.1	Szenarien Definition	82
5.1.1	2030 Szenario.....	82
5.1.2	Erneuerbares Szenario 2050.....	83
5.1.3	Weitere Annahmen für die 2030 und 2050 Szenarien	85
5.1.4	Annahmen zum Wärmebedarf für die 2030 und 2050 Szenarien	86
5.2	Ergebnisse Erneuerbares Szenario 2050.....	86
5.2.1	Wärmeerzeugung	89
5.2.2	Gesicherte Leistung.....	91
5.2.3	Erlösstruktur der thermischen Kraftwerke	92
5.2.4	Anforderungen an die Fahrweise von thermischen Kraftwerken	93
5.3	Ergebnisse 2030 Szenario	94
5.3.1	Anforderungen an die Fahrweise von thermischen Kraftwerken	96
5.4	Schlussfolgerungen	97
6	EMPFEHLUNGEN FÜR STAKEHOLDER IN ÖSTERREICH	99
6.1.1	Zukünftige Anforderungen an Kraftwerke.....	99
6.1.2	Retrofitmaßnahmen zu Erfüllung der Anforderungen.....	100
6.1.3	Organisation der flexiblen Fahrweise von Kraftwerken	101
6.1.4	F&E-Bedarf	101
6.1.5	Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen.....	101
6.1.6	Einbettung in ein flexibilisiertes Energiesystem	101
7	LITERATURVERZEICHNIS	103
8	ANHANG	109

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: ANNAHMEN ZUR DEZENTRALEN WÄRMEERZEUGUNG	27
TABELLE 2: VALIDIERUNG DER DWD-WINDDATEN ANHAND VON REALEN WINDANLAGEN.	31
TABELLE 3: VERGLEICH DER DWD-WINDGESCHWINDIGKEITSDATEN-MESSUNGEN EINZELNER ONSHORE- UND OFFSHORE-WINDMESSMASTEN	31
TABELLE 4: DURCHSCHNITTliche KENNGRÖßEN KONVENTIONELLER ZENTRALER THERMISCHER KRAFTWERKE (NACH GWISDORF ET AL., 2009)	39
TABELLE 5: KENNWERTE UNTERSCHIEDLICHER KRAFTWERKSTYPEN (VDE, 2012; HILLE, 2012)	41
TABELLE 6: POTENTIALE UNTERSCHIEDLICHER KRAFTWERKSTYPEN FÜR FLEXIBLEN EINSATZ (NACH HERDAN, 2012)	43
TABELLE 7: VERGLEICH ZWISCHEN RETROFIT-MAßNAHMEN UND NEUBAU EINES KRAFTWERKS (FROHNE, 2012)	44
TABELLE 8: ANFORDERUNGEN AN KOHLEKRAFTWERKE (JESCHKE, 2012; PECHTL, 2012)	45
TABELLE 9: ANFORDERUNGEN AN GAS- UND DAMPFKRAFTWERKE GÜD (PECHTL, 2012)	46
TABELLE 10: ÜBERSICHT MÖGLICHER TECHNOLOGIE/BRENNSTOFFKOMBINATIONEN.....	48
TABELLE 11: STROMERZEUGUNG ÖSTERREICH 2011 IN GWh (QUELLE: ENERGIE-CONTROL AUSTRIA, DATENSTAND JULI 2012)	49
TABELLE 12: THERMISCHE KRAFTWERKE ÖSTERREICH (BETRIEB UND PLANUNG) STAND 2012 (QUELLEN: HTTP://DE.WIKIPEDIA.ORG LISTE ÖSTERREICHISCHER KRAFTWERKE AUFGERUFEN AM 3.7.2013; ÖSTERREICHS ENERGIE AUSGABE JULI/AUGUST 2013; WWW.ENERGIEAG.AT ; WWW.WIENENERGIE.AT ; WWW.LINZAG.AT)	51
TABELLE 13: KLASSIFIZIERUNG VON ERZEUGUNGSANLAGEN NACH ENTSO-E	53
TABELLE 14: PRÄQUALIFIKATIONSKRITERIEN FÜR DIE BEREITSTELLUNG VON PRIMÄRREGELRESERVE	54
TABELLE 15: PRÄQUALIFIKATIONSKRITERIEN FÜR DIE BEREITSTELLUNG VON SEKUNDÄRREGELRESERVE	55
TABELLE 16: PRÄQUALIFIKATIONSKRITERIEN FÜR DIE BEREITSTELLUNG VON TERTIÄRREGEL- /MINUTENRESERVE	56
TABELLE 17: PRÄQUALIFIKATIONSKRITERIEN FÜR ABSCHALTBARE LASTEN.....	57
TABELLE 18: REGULATORISCHE AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN EINES REGELENERGIEMARKTES	59
TABELLE 19: REGULATORISCHE AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN DER KOSTENUMLAGE VON REGELENERGIE	62
TABELLE 20: TECHNOLOGIE/BRENNSTOFF-KOMBINATIONEN FÜR ANWENDUNGSBEISPIELE	67
TABELLE 21: ÜBERSICHT ANWENDUNGSBEISPIELE	68
TABELLE 22: BETRIEBSSTUNDEN UND STARTS FÜR GÜD-ANLAGEN FÜR DIE UNTERSCHIEDLICHEN BETRIEBSFÄLLE	69
TABELLE 23: EINGABEDATEN FÜR ANWENDUNGSBEISPIELE.....	69
TABELLE 24: BRENNSTOFFKOSTEN PRO EINHEIT – BASISANNAHMEN	72
TABELLE 25: BRENNSTOFFKOSTEN PRO EINHEIT – ANNAHMEN SENSIBILITÄTSRECHNUNG	72
TABELLE 26: VERGLEICH SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN, SPEZIFISCHE THG-EMISSIONEN UND JAHRESNUTZUNGSGRAD DER ANWENDUNGSBEISPIELE	81
TABELLE 27: SZENARIO B DES NETZENTWICKLUNGSPLAN 2013 FÜR DEUTSCHLAND (NEP 2013). DIE 2030 WERTE SIND NICHT TEIL DES NEP 2013 SONDERN WURDEN DURCH LINEARE INTERPOLATION BERECHNET.....	82
TABELLE 28: 2020 ZIELE FÜR ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND. DIESER AUSBAU IST IN ALLEN SZENARIEN ALS UNTERE GRENZE VORGESCHRIEBEN.	83
TABELLE 29: GRUNDANNAHMEN DER SZENARIEN. SIE BASIEREN AUF DEM PRIMES-REFERENZSZENARIO.....	84
TABELLE 30: ENTWICKLUNG DES WÄRMEBEDARFS FÜR RAUMWÄRME UND WARMWASSER IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND BIS 2050 IN DEN SZENARIEN (WERTE IN TW _{H,THERMISCH})	86
TABELLE 31: ERGEBNISSE FÜR „ERNEUERBARES SZENARIO 2050“	86
TABELLE 32: STROMERZEUGUNG IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“	87
TABELLE 33: BEREITSTELLUNG DER GESICHTETEN LEISTUNG FÜR ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“	91
TABELLE 34: STROMERZEUGUNGSMIX IM „2030 SZENARIO“	95
TABELLE 35: ERGEBNISSE FÜR „2030 SZENARIO“	95
TABELLE 36: VERGLEICH DER NOTWENDIGEN STÜNDLICHEN RAMPEN THERMISCHER KRAFTWERKE FÜR DIE BEIDEN SZENARIEN.	98
TABELLE 37: BEITRÄGE DER THERMISCHEN KRAFTWERKE (INKLUSIVE DER ERNEUERBAREN THERMISCHEN KRAFTWERKE) IM „2030 SZENARIO“ UND IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“	98
TABELLE 38: ZIELSETZUNGEN FÜR RETROFIT-MAßNAHMEN (DENA, 2013)	100

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: DARSTELLUNG DER ÜBER 400 IM HIREPS-MODELL DETAILLIERT MODELLIERTEN WASSERKRAFTWERKE. DIE ROTEN PINS STEHEN FÜR SPEICHER- UND PUMPSPEICHER-KRAFTWERKE, DIE GELBEN PINS FÜR LAUFWASSERKRAFTWERKE. DIE GROßEN FLÜSSE SIND ALS BLAUE LINIEN DARGESTELLT.	22
ABBILDUNG 2: DARSTELLUNG DER HYDROLOGISCHEN ZUSAMMENHÄNGE DER KRAFTWERKSGRUPPEN MALTA UND REIßBECK/KREUZECK	22
ABBILDUNG 3: TEILLASTVERHALTEN VON GASTURBINEN IM HIREPS-MODELL.....	24
ABBILDUNG 4: REGRESSIONSMODELL FÜR DEN FERNWÄRMEBEDARF: VERGLEICH MESSUNG MIT SIMULATION	25
ABBILDUNG 5: TYPISCHE KENNLINIEN VON GÜD-ENTNAHMEKONDENSATIONSANLAGEN. VOLLLAST IST DURCH DIE ROTE LINIE. EINE TEILLAST IST DURCH DIE BLAUE LINIE DARGESTELLT.	26
ABBILDUNG 6: HIREPS - SIMULATION DER FERNWÄRMEERZEUGUNG IM ERNEUERBAREN 2050 SZENARIO. DIE EINSPEICHERUNG IN DIE FERNWÄRMESPEICHER IST ALS ERZEUGUNGSANTEILE, DIE DIE SCHWARZE FERNWÄRMENACHFRAGELINIE ÜBERLAGEN, DARGESTELLT.	26
ABBILDUNG 7: SIMULIERTE VOLLLASTSTUNDEN (VLS) EINER 3 MW E101 MIT 100 METERN NABENHÖHE BEI 7 KM AUFLÖSUNG BASIEREND AUF WETTER-DATEN DES DWD. IN DEN GRAFIKEN SIND REGIONEN ALS GRAU GEKENNZEICHNET, DIE ÜBER 1.200 METER MEERESHÖHE LIEGEN. IN DER RECHTEN GRAFIK SIND ALL JENE PUNKTE, AN DENEN DIE E101 DIE WENIGER ALS 2.000 VLS ERZIELT, WEIß EINGEFÄRBT.....	29
ABBILDUNG 8: ZUR VALIDIERUNG VERWENDETE WINDANLAGEN (GELB) UND WINDMESSMASTEN (GRÜN)	30
ABBILDUNG 9: STÜNDLICHE GEMESSENE UND SIMULIERTE WINDGESCHWINDIGKEITEN AUF 100 METER HÖHE FÜR DEN FEBRUAR 2007 UND DEN WINDMESSMAST DES KIT IN KARLSRUHE (KAISER, 2012)	32
ABBILDUNG 10: VERGLEICH DER SIMULATION DER STÜNDLICHEN DEUTSCHEN WINDSTROMERZEUGUNG MIT DWD-WETTERDATEN MIT REALEN HISTORISCHEN EINSPEISE-DATEN DER EEX-TRANSPARENZPLATTFORM	32
ABBILDUNG 11: DAUERLINIE DER STÜNDLICHEN ÄNDERUNGEN DER WINDSTROMEINSPEISUNG. VERGLEICH DER SIMULATION MIT DWD-WETTERDATEN MIT REALEN HISTORISCHEN EINSPEISE-DATEN DER EEX-TRANSPARENZPLATTFORM	33
ABBILDUNG 12: VERGLEICH DER SIMULIERTEN (ROT) HISTORISCHEN ERZEUGUNG MIT DEN DATEN DER EEX-TRANSPARENZPLATTFORM (BLAU). IN DER UNTEREN GRAFIK IST DIE FÜR DIE SIMULATION ANGENOMMENE ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG DARGESTELLT.	34
ABBILDUNG 13: SIMULATION DER PV-ERZEUGUNG BASIEREND AUF DEN METEOSAT-DATEN IM VERGLEICH MIT DEN EINSPEISE-DATEN DER EEX-TRANSPARENZPLATTFORM FÜR EINE WOCHE IM AUGUST.	34
ABBILDUNG 14: EINTEILUNG VON KRAFTWERKSTYPEN NACH IHRER JAHRESNUTZUNGSDAUER (SCHWAB, 2006)	37
ABBILDUNG 15: KATEGORIEN DER RESERVELEISTUNG (NACH PFAFF, 2012)	39
ABBILDUNG 16: KRAFTWERKEINSATZ 2009 UND 2020 (AUS BRAUNER, 2012)	40
ABBILDUNG 17: VERGLEICH EINES UNFLEXIBLEN KRAFTWERKS UND EINES FLEXIBLEN KRAFTWERKS (FROHNE, 2012).....	42
ABBILDUNG 18: VERLAUF DES BRUTTOWIRKUNGSGRADES EINES GASMOTORENKRAFTWERKES ALS MEHRMOTORENANLAGE (PAYRHUBER, 2013).....	42
ABBILDUNG 19: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN BETRIEBZUSTÄNDEN UND SCHADENSBILDERN (NACH BADER, 2012).....	47
ABBILDUNG 20: ANTEILE DER STROMERZEUGUNG ÖSTERREICH 2011 (EIGENE BERECHNUNGEN NACH ENERGIE-CONTROL AUSTRIA, DATENSTAND JULI 2012)	50
ABBILDUNG 21: ANTEILE DER BRENNSTOFFE IN WÄRMEKRAFTWERKEN ÖSTERREICH 2011 (EIGENE BERECHNUNGEN NACH ENERGIE-CONTROL AUSTRIA, DATENSTAND JULI 2012)	50
ABBILDUNG 22: DARSTELLUNG DER KOSTENMINIMALEN ZEITSPANNE ZWISCHEN EINER REGELENERGIE-AUKTION UND DEN ZEITPUNKT DER PHYSIKALISCHEN LIEFERUNG AM BEISPIEL EINES BESTIMMTEN ANTEILS VON WINDENERGIE UND (UNFLEXIBLER) KONVENTIONELLER ERZEUGUNG IM STROMSYSTEM ..	61
ABBILDUNG 23: OPTIMALER ANTEIL DER ZU RESERVIERENDEN ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT VON ÜBERTRAGUNGSLEITUNGEN ZUR BEREITSTELLUNG VON GRENZÜBERSCHREITENDER REGELENERGIE (ENTSO-E, 2011)	61
ABBILDUNG 24: MINIMALE PV ERZEUGUNG IN PROZENT DER INSTALLIERTEN LEISTUNG IN DEN JAHREN 2005-2011. DARGESTELLT SIND DIE MONATE JÄNNER – DEZEMBER UND FÜR JEDEN MONAT DIE MINIMALEN ERZEUGUNG FÜR JEDER STUNDE 1-24 UHR IN ALLEN JAHREN 2005-2011.	63
ABBILDUNG 25: DAMPFTURBINEN(DT)-ANLAGE MIT STEINKOHLE – JAHRESNUTZUNGSGRADE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER BETRIEBSWEISE.....	70

ABBILDUNG 26: GAS- UND DAMPFTURBINEN(GuD)-ANLAGE – JAHRESNUTZUNGSGRAD IN ABHÄNGIGKEIT VON DER BETRIEBSWEISE	71
ABBILDUNG 27: VERGLEICH DER JAHRESNUTZUNGSGRAD DER ANWENDUNGSBEISPIELE	71
ABBILDUNG 28: DAMPFTURBINEN(DT)-ANLAGE MIT STEINKOHL – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGS-KOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM BETRIEBSFALL BEI EINEM STEINKOHLPREIS VON 100 €/T	73
ABBILDUNG 29: DAMPFTURBINEN(DT)-ANLAGE MIT STEINKOHL – KOSTENANTEILE DER SPEZIFISCHEN STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM BETRIEBSFALL BEI EINEM STEINKOHLPREIS VON 100 €/T	73
ABBILDUNG 30: DAMPFTURBINEN(DT)-ANLAGE MIT STEINKOHL – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGS-KOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM STEINKOHLPREIS	74
ABBILDUNG 31: DAMPFTURBINEN(DT)-ANLAGE MIT STEINKOHL – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGS-KOSTEN INKLUSIVE CO ₂ -KOSTEN (12 €/T) FÜR EINEN STEINKOHLPREIS VON 100 €/T	74
ABBILDUNG 32: GAS- UND DAMPFTURBINEN(GuD)-ANLAGE MIT ERDGAS – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM BETRIEBSFALL BEI EINEM ERDGASPREIS VON 0,3 €/Nm ³	75
ABBILDUNG 33: GAS- UND DAMPFTURBINEN(GuD)-ANLAGE MIT ERDGAS – KOSTENANTEILE DER SPEZIFISCHEN STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM BETRIEBSFALL BEI EINEM ERDGASPREIS VON 0,3 €/Nm ³	76
ABBILDUNG 34: GAS- UND DAMPFTURBINEN(GuD)-ANLAGE MIT ERDGAS – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM ERDGASPREIS	76
ABBILDUNG 35: GAS- UND DAMPFTURBINEN(GuD)-ANLAGE MIT ERDGAS – SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN INKLUSIVE CO ₂ -KOSTEN (12 €/T) FÜR EINEN ERDGASPREIS VON 0,3 €/Nm ³	77
ABBILDUNG 36: VERGLEICH SPEZIFISCHE STROMGESTEHUNGSKOSTEN DER ANWENDUNGSBEISPIELE.....	78
ABBILDUNG 37: DT-ANLAGE MIT STEINKOHL – SPEZIFISCHE THG-EMISSIONEN	79
ABBILDUNG 38: GuD-ANLAGE MIT ERDGAS – SPEZIFISCHE THG-EMISSIONEN.....	79
ABBILDUNG 39: VERGLEICH SPEZIFISCHE THG-EMISSIONEN DER ANWENDUNGSBEISPIELE	80
ABBILDUNG 40: STROMERZEUGUNGSMIX IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“. DIE PROZENTANGABEN BEZIEHEN SICH AUF DIE JÄHRLICHE STROMERZEUGUNG.	87
ABBILDUNG 41: HiREPS-SIMULATION DER STROMERZEUGUNG IM ERNEUERBAREN 2050 SZENARIO FÜR 5 WOCHEN ANFANG JÄNNER/ FEBRUAR. POSITION 2 KENNZEICHNET DEN EINSATZ DER GASTURBINEN BEI EINER LÄNGEREN WINDFLAUTE. BEI POSITION 1 KÖNNEN PUMPSPEICHER EINE KURZE FLAUTE AUSGLEICHEN.	88
ABBILDUNG 42: DARSTELLUNG DER STROMNACHFRAGEKOMponentEN DES „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“ LAUFES SZENARIO FÜR 5 WOCHEN ANFANG JÄNNER/FEBRUAR.	89
ABBILDUNG 43: HiREPS-SIMULATION DER STROMERZEUGUNG IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“ FÜR 3 WOCHEN IM SOMMER.....	89
ABBILDUNG 44: SIMULATION DER FERNWÄRMEERZEUGUNG. DIE ERZEUGUNG DIE ÜBER DIE FERNWÄRME-NACHFRAGE HINAUSGEHT IST DIE EINSPEICHERUNG IN DIE WÄRMESPEICHER. DIE WÄRMESPEICHER HABEN EINE KAPAZITÄT DIE 45 STUNDEN DER MITTLEREN WINTERLAST ENTSPRICHT.	90
ABBILDUNG 45: SIMULATION DER NAHWÄRMEERZEUGUNG. DIE ERZEUGUNG DIE ÜBER DIE FERNWÄRME-NACHFRAGE HINAUSGEHT IST DIE EINSPEICHERUNG IN DIE WÄRMESPEICHER. DIE WÄRMESPEICHER HABEN EINE KAPAZITÄT, DIE 57 STUNDEN DER MITTLEREN WINTERLAST ENTSPRICHT.	90
ABBILDUNG 46: KURZFRISTIGE GRENZKOSTEN DER STROMERZEUGUNG (ENTSPRICHT DEN STROMPREISEN) FÜR DAS „ERNEUERBARE SZENARIO 2050“	90
ABBILDUNG 47: DAUERLINIE DER KURZFRISTIGEN GRENZKOSTEN DER STROMERZEUGUNG (ENTSPRICHT DEN STROMPREISEN) FÜR DAS „ERNEUERBARE SZENARIO 2050“	91
ABBILDUNG 48: BEREITSTELLUNG DER GESICHTETEN LEISTUNG FÜR ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND IM „ERNEUERBAREN SZENARIO 2050“	92
ABBILDUNG 49: ERLÖSSTRUKTUR FÜR DAS „ERNEUERBARE SZENARIO 2050“. FW STEHT FÜR FERNWÄRME KWK UND NW FÜR NAHWÄRME KWK.	93
ABBILDUNG 50: DAUERLINIE DER STÜNDLICHE ÄNDERUNGEN IN DER THERMISCHEN ERZEUGUNG, DER RESIDUALLAST UND DER RESIDUALLAST INKLUSIVE STROM FÜR WÄRMEERZEUGUNG (P2H = POWER TO HEAT).	94
ABBILDUNG 51: DAUERLINIEN FÜR DIE RESIDUALLAST UND DER THERMISCHEN STROMERZEUGUNG	94
ABBILDUNG 52: STROMERZEUGUNGSMIX IM „2030 SZENARIO“. DIE PROZENTANGABEN BEZIEHEN SICH AUF DIE JÄHRLICHE STROMERZEUGUNG. DIE KATEGORIE „SONSTIGE“ BEINHÄLTET DIE DIE STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE UND MÜLLVERBRENNUNG.	95
ABBILDUNG 53: STROMERZEUGUNG FÜR 5 WOCHEN JÄNNER – ANFANG FEBRUAR IM „2030 SZENARIO“	96
ABBILDUNG 54: STROMERZEUGUNG FÜR 3 WOCHEN SOMMER IM „2030 SZENARIO“	96

ABBILDUNG 55: DAUERLINIE DER STÜNDLICHEN ÄNDERUNGEN IN DER THERMISCHEN ERZEUGUNG UND DER RESIDUALLAST.....	97
ABBILDUNG 56: MERIT ORDER MECHANISMUS (EIGENE DARSTELLUNG NACH PICKARD, 2013)	99

Zusammenfassung

Ausgangssituation/Motivation

Durch den verstärkten Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung insbesondere Wind- und PV-Anlagen kommt es zu neuen Anforderungen an das Stromnetz und neue Produkte und Dienstleistungen wie z.B. Frequenzstützung, tertiäre Regelreserven werden vom Strommarkt nachgefragt. Dadurch werden an thermische Kraftwerke jedoch zukünftig neue Anforderungen, wie z.B. teilweise mehrfaches tägliches An- und Abfahren, Lastfolgebetrieb, Schwarzstartfähigkeit, Frequenzstützung (als rotierende Reserve) und sehr hohe Anfahr- und Betriebszuverlässigkeit, gestellt. Diese Anforderungen sind jedoch mit weiteren Herausforderungen verbunden. Neben der Frage der schnellen Regelung wird auch die Frage der Brennstoffflexibilität eine immer größere Rolle spielen, um zukünftig die Abhängigkeit von preislich volatilen Brennstoffen unter der Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Aspekten reduzieren zu können und somit flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke einzusetzen.

Inhalt und Ziele

Folgende Inhalte stellen die Schwerpunkte des Projektes dar.

- Technologieübersicht (Stand der Technik/zukünftige Entwicklungen; Kombination der Brennstoff- und Technologieoptionen) flexibler und schnell regelbarer thermischer Kraftwerke
- Optimierungspotentiale (z.B. Nachrüstung bestehender Kraftwerke, Retrofitmaßnahmen)
- Festlegung von typischen Anwendungsbeispielen
- Gesamtbewertung (technisch, ökonomisch, ökologisch, sozial) flexibler und schnell regelbarer thermischer Kraftwerke anhand der Anwendungsbeispiele
- Anforderungen an neue Marktteilnehmer im Strommarkt (technisch, regulatorisch, Aufgaben und Geschäftsmodelle)
- Ermittlung des zukünftigen Beitrags von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft
- Empfehlungen für die österreichischen Stakeholder im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (F&E-Bedarf, Technologieoptionen, Anwendungsmöglichkeiten)

Die vorrangigen Projektziele sind den zukünftigen flexiblen Einsatz und seine Voraussetzungen von thermischen Kraftwerken anhand von Anwendungsbeispielen zu beurteilen und darauf basierend den zukünftigen Beitrag von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft durch Modellierung des Energiesystems (2030 und 2050) darzustellen. Daraus werden Schlussfolgerungen und Empfehlungen sowie der F&E-Bedarf abgeleitet.

Ergebnisse

Die zukünftigen Anforderungen an die Flexibilität von thermischen Kraftwerken wurden zusammengestellt. Ausgehend von einer Technologieübersicht bzw. Technologiedatenbank wurden Maßnahmen zur Flexibilisierung bestehender thermischer Kraftwerke erarbeitet und Inputdaten für thermische Kraftwerke erhoben. Die von den Firmen zur Verfügung gestellten Daten (nicht für alle Technologien verfügbar) wurden für die Bewertung der Technologien und in der Modellierung eingesetzt.

Eine Übersicht zum thermischen Kraftwerkspark in Österreich wurde erstellt. Ausgehend von den Anforderungen an Erzeugungsanlagen (gesetzliche Netzanschlussbedingungen, technische Präqualifikationen) wurden Designoptionen für den Regelenergiemarkt und Kapazitätsmechanismen komprimiert für Österreich zusammengestellt.

Die ausgewählten 60 Anwendungsbeispiele (4 Technologien: BHKW, GuD-, Gasturbinen- und Dampfkraftwerk; 4 Brennstoffe: Kohle, Erdgas, Biogas und Biomethan; Festlegung von 6 Betriebsweisen charakterisiert durch Betriebsstunden und Anzahl der Starts) wurden technisch, ökonomisch, ökologisch und sozial bewertet.

Die technische Bewertung erfolgte über Jahresnutzungsgrade (jährliche Stromerzeugung bezogen auf den jährlichen Brennstoffinput), die bei steigender Flexibilität sinken. Die ökonomische Bewertung ergab niedrigere Stromgestehungskosten (€/MWh Strom) für fossile Energieträger und Großanlagen. Bei zunehmender Flexibilisierung stiegen für alle Anwendungsbeispiele die Stromgestehungskosten signifikant. Für die ökologische Bewertung wurden mittels Lebenszyklusanalyse die Treibhausgas(THG)-Emissionen berechnet. Die niedrigsten THG-Emissionen ergaben sich für die erneuerbaren Energieträger Biomethan und Biogas, die höchsten für Erdgas und Steinkohle (Faktor 8). Die soziale Bewertung erfolgte nach 4 Bereichen (Arbeitspraxis und Arbeitsplatzqualität, Gesellschaft, Produktverantwortung und Menschenrechte) und ergab, dass die soziale Nachhaltigkeit für thermische Kraftwerke weitestgehend erfüllt ist.

Das zukünftige Energiesystem wurde mit dem HiREPS(High Resolution Power System)-Modell für Österreich und Deutschland (wegen der engen Verknüpfung des Strommarktes) zusammen modelliert. Für die beiden Szenarien („2030 Szenario“ und „Erneuerbares Szenario 2050“) wurden Randbedingungen festgelegt. Während im „2030 Szenario“ die fossilen Energieträger Braun- und Steinkohle sowie Erdgas eine große Rolle spielen (39% Anteil am Stromerzeugungsmix), ist im „Erneuerbaren Szenario 2050“ nur noch Erdgas (Anteil 23%) als fossiler Energieträger vertreten. Strom aus Wind hat den größten Anteil (57%) an der Erzeugung. Thermische flexible Kraftwerke sind geeignet, die in den beiden Szenarien erforderlichen stündlichen Änderungen der Leistung zu bewerkstelligen.

Die flexiblen thermischen Kraftwerke sind ein wichtiger Bestandteil eines Energiesystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energie. Um die Stromgestehungskosten gering zu halten, ist es darüber hinaus sehr wichtig die Flexibilität auf der Nachfrageseite zu erhöhen (z.B. Elektromobilität).

Anpassungen der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind sowohl für die Flexibilisierung der Stromnachfrage, als auch für die kosteneffiziente Ausgestaltung des Regelenenergiemarktes und des Intraday Marktes nötig. Es wird auch angenommen, dass bei weiter stark steigendem erneuerbaren Anteil Kapazitätsmechanismen notwendig sein werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bei dem Design des Kapazitätsmechanismus ist auf die Vermeidung von Marktmachtpotential zu achten.

Insgesamt können sowohl bestehende nachgerüstete (Retrofitmaßnahmen) als auch neue thermische Kraftwerke die technischen Anforderungen an die Flexibilität (wie z.B. hohe Effizienz bei Teillast, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe) erfüllen. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können durch Wärmespeicher flexibler gemacht werden (Entkoppelung der Produktion von Strom und Wärme).

Als Schwerpunkt für Forschung und Entwicklung sollten das Erreichen hoher Wirkungsgrade bei reduzierten Emissionen sein und die Entwicklung innovativer Konzepte für den Betrieb (wie z.B. Optimierung Mühlenbetrieb, Entkoppelung von Gas- und Dampfturbine, Wärmespeicher) thermischer Kraftwerke.

Die Entwicklung weg von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren dezentralen Einheiten erfordert einen höheren Aufwand in Bezug auf Kraftwerkseinsatzplanung und Energiemanagementsystemen.

Summary

Motivation

The intense buildup of new power plants using volatile renewable energy (wind and PV) leads to new requirements to the grid and to new products and services (e.g. production versus backup, frequency control and backup, tertiary reserve capacity) on the electricity market. This leads to new requirements for thermal power plants in the future as e.g. starts and shut downs several times a day, load sequence operation, black start capacity, frequency back-up, and high start and operating reliability, that causes further challenges. Besides a readily control system the fuel flexibility will play a growing role to reduce the dependence on fuels with volatile prices taking into account economic and environmental aspects. Thermal power plants could be operated flexible and readily controllable and therefore become economically viable.

Content and objectives

The main contents of the project are:

- Overview on technologies (state of the art/future applications; combined technology/fuel options) on flexible and readily controllable power plants
- Potentials for optimization (e.g. adaption of existing plants, retrofit measures)
- Definition of typical application examples
- Overall assessment of typical application examples (technical, economic, environmental, social) of flexible and readily controllable power plants
- Requirements for new entrants in the electricity market (technical and regulatory purposes, tasks and business model)
- Identification of the future contribution of flexible and readily controllable power plants to the Austrian electricity sector
- Recommendations for Austrian stakeholders in the electricity sector (R&D demand, technologic options, range of applications)

The main goals of the projects are to make an assessment of the future operation of flexible and readily controllable power plants based on typical application examples, and the modeling of future energy systems (2030 and 2050) to show the future role of flexible and readily controllable power plants in the Austrian electricity sector. Conclusions and recommendations and R&D demand will be derived.

Results

A summary of requirements on the flexibility of thermal power plants is given. Derived from a technology data base measures were developed to make existing power plants more flexible and input data for thermal power plants were collected. This data - provided by mechanical engineering companies and energy suppliers (not available for all technologies) - are the input data for the technical assessment and the modeling.

Data of the Austrian thermal power plants were collected and listed in a table. On basis of the requirements for power plants (legal grid access conditions, technical pre-qualifications) new options for the design of balancing market and capacity tariffs in Austria were described.

60 typical application examples were defined by combination of: 4 technologies (CHP plant, CCGT plant, gas turbine power plant and steam power plant), 4 fuels (hard coal, natural gas, biogas and biomethane) and 6 operation modes (operation hours and number of starts). Technical, economic, environmental and social assessment was done for these 60 typical application examples.

Technical assessment was done by means of annual efficiency (annual electricity output in relation to annual fuel consumption). The level of annual efficiency decreases if the operation mode becomes more flexible. Economic assessment was done by calculation of specific electricity production cost (€/MWh electricity output). Lower costs were calculated for plants with high electricity output using fossil fuels. If the operation mode is more flexible the specific electricity production cost grew significantly. Environmental assessment was done by calculation of greenhouse gas (GHG) emissions using the methodology of LCA (Life Cycle Analysis). Renewable fuels (biogas and biomethane) cause lower GHG emissions than the fossil fuels natural gas and hard coal (about 8 times higher). The social assessment for thermal power plants used 4 categories (work practice and work quality, society, product responsibility and human rights) and resulted in social sustainability to the largest extent.

Modeling of the future energy system was done with HiREPS (High Resolution Power System) model together for Austria and Germany because of the high connections of the electricity markets. Boundary conditions for the 2 scenarios („2030 Scenario“ and „Renewable Scenario 2050“) were defined. In the „2030 Scenario“ fossil fuels (lignite and hard coal, natural gas) still play a major role (39% share of electricity production). In „Renewable Scenario 2050“ besides renewables only natural gas (23% share) is used. The share of electricity from wind power systems is 57%. In both scenarios flexible and readily controllable thermal power plants are suitable to meet the hourly gradients of the power capacity caused by flexible demand.

Flexible and readily controllable thermal power plants are an essential element of energy systems with high share of renewable energy. To reduce the operation costs it is also important to make the demand side more flexible (e.g. e-mobility).

Adjustments of legal and regulatory boundary conditions are necessary on the one hand for more flexible electricity demand, and on the other hand for a cost effective structure of the balancing market and the Intraday market. It is assumed that capacity mechanisms will be necessary for a market with a high share of renewables to guarantee security of supply. The design of capacity mechanisms should ensure to avoid high potential for market power.

Both existing power plants (adapted by retrofit measures) and new thermal power plants are able to meet the requirements of flexibility (e.g. high level of efficiency at part load, high gradients of load, use of different fuels). CHP plants could become more flexible by combination with heat storage (decoupling of electricity and heat production).

R&D should focus on high levels of efficiency with reduced emissions and the development of innovative conception for the operation (e.g. optimization of mill operation, decoupling of gas and steam turbine, heat storage) of thermal power plants.

The trend away from central large power plants to decentralized smaller plants requires a higher effort for planning of power plant operation and energy management systems.

1 Einleitung

1.1 Einführung

Durch den verstärkten Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (Wind, PV) kommt es zu neuen Anforderungen an das Stromnetz und neue Produkte und Dienstleistungen, wie z.B. Frequenzstützung, tertiäre Regelreserven, Lastfolgebetrieb, werden vom Strommarkt nachgefragt. Der nach der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen im Stromnetz verbleibende Leistungsbedarf wird als „Residuallast“ bezeichnet und wird von konventionellen Kraftwerken (Wasserkraftwerke, thermische Kraftwerke) bereitgestellt werden. Mit zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen reduziert sich der Bedarf an residualen Grundlastkraftwerken, jedoch erhöht sich gleichzeitig der Bedarf an residualen flexiblen und schnell regelbaren Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Bei zu geringen Speicherkapazitäten in den Netzen und/oder geringen Übertragungskapazitäten der Netze bzw. überregionalen Knotenpunkten stellt die erweiterte flexible und schnell regelbare Nutzung thermischer Mittel- und Spitzenlastkraftwerke einen Teil zur Lösung dar. Dadurch werden an thermische Kraftwerke jedoch zukünftig neue Anforderungen, wie z.B. teilweise mehrfaches tägliches An- und Abfahren, Lastfolgebetrieb, Schwarzstartfähigkeit, Frequenzstützung (rotierende Reserve) und sehr hohe Anfah- und Betriebszuverlässigkeit, gestellt. Die Anforderungen sind jedoch mit Herausforderungen verbunden. So führt häufiges An- und Abfahren zu Betriebsbedingungen, die zu einem erhöhten Verschleiß von Bauteilen führen und dadurch Wartungsintervalle verkürzen und die Wartungskosten erhöhen. Diese neuen Anforderungen können zum Teil, abhängig von den ökonomischen Randbedingungen, mit bestehenden zentralen Kraftwerken gedeckt werden, jedoch werden zukünftig technische und betriebliche Optimierungen, als auch die dezentrale Bereitstellung von Netzdienstleistungen sowie ökologische Aspekte immer wichtiger. Vor allem die dezentrale Bereitstellung von Netzdienstleistung kann aufgrund des verstärkten dezentralen Ausbaus von fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien zu einer wesentlichen Entlastung der Stromnetze beitragen und so etwaigen erforderlichen Verstärkungen der Stromnetze entgegenwirken.

Darüber hinaus kann eine systemspezifische Optimierung z.B. durch den Einsatz von großen thermischen Energiespeichern zur teilweisen Entkopplung der Wärme- und Stromproduktion bei Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung neue Möglichkeiten der Betriebsführung bieten. Thermische Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung haben derzeit häufig den Nachteil, dass sich deren Betrieb nicht mehr am Strombedarf orientiert, sondern am Wärmebedarf in den Fernwärmenetzen. Die Bedingung, dass immer genügend Wärme im eingebundenen Fernwärmenetz bereitgestellt werden muss erfordert es, dass diese thermischen Kraftwerke in der Regel wärmegeführt betrieben werden. Aus diesem Grund müssen thermische Kraftwerke mit Wärmeauskopplung in ein Fernwärmenetz, auch dann weiter betrieben werden, wenn ein reduzierter Strombedarf im Stromnetz besteht (z.B. in der Nacht). Dies kann zu Situationen führen, in denen diese thermischen Kraftwerke nicht mehr ökonomisch betrieben werden können. Hier könnte der komplementäre Einsatz von thermischen Energiespeichern die Wirtschaftlichkeit dieser thermischen Kraftwerke steigern. Der Einsatz thermischer Energiespeicher ermöglicht hier die zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung, d.h. tagsüber besteht die Möglichkeit mit Hilfe der thermischen Kraftwerke einen Überschuss an Wärme bereitzustellen und in thermischen Energiespeichern zu speichern. Diese gespeicherte Wärme ermöglicht es, dass in der Nacht die thermischen Kraftwerke heruntergefahren werden können und dennoch eine kontinuierliche Bereitstellung der Wärme im Fernwärmenetz aus den thermischen Energiespeichern gewährleistet ist. Dies ermöglicht eine Verbesserung der Ökonomie für

den Betrieb dieser thermischen Kraftwerke. Darüber hinaus werden dadurch der Brennstoffausnutzungsgrad erhöht und gleichzeitig die CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke gesenkt.

Der erweiterte und verstärkte Einsatz von bestehenden thermischen Grund- und Mittellastkraftwerken im Stromnetz wird zukünftig immer wichtiger auch was die Brennstoffflexibilität betrifft. Dies zeigen auch die Entwicklungen der letzten Jahrzehnte. Zwischen 1980 und 2010 wurden die Betriebsweisen und die technische Umsetzung der Kraftwerke je nach Anforderung (z.B. hohe Brennstoffkosten, Bereitstellung von Regelernergie, Umweltauflagen) angepasst. Neben der Frage der schnellen Regelung wird zukünftig auch die Frage der Brennstoffflexibilität eine immer größere Rolle spielen, um zukünftig die Abhängigkeit von preislich volatilen Brennstoffen unter der Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Aspekten reduzieren zu können und somit flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger einzusetzen bzw. deren Anteil in der Zu-Feuerung in bestehenden fossilbasierten flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken zu erhöhen.

1.2 Aufgabenstellung

Somit gilt es im Rahmen des Projekthabens zu flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Stand der Technik
- Entwicklungs- und Optimierungspotentiale
- Zukünftige flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke
- Technische, ökonomische, ökologische und soziale Gesamtbewertung schneller Kraftwerke
- Anforderungen und neue Marktmechanismen im Strommarkt
- Integration von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken in der zukünftigen österreichischen Elektrizitätswirtschaft

1.3 Schwerpunkte des Projekts

Die Schwerpunkte des Projekts sind:

- Technologieübersicht (gegenwärtige/zukünftige Technologien; Kombination der Brennstoff- und Technologieoptionen) flexibler und schnell regelbarer thermischer Kraftwerke
- Optimierungspotentiale (z.B. Nachrüstung bestehender Kraftwerke, Retrofitmaßnahmen)
- Festlegung von typischen Anwendungsbeispielen (60 Beispiele)
- Gesamtbewertung (technisch, ökonomisch, ökologisch, sozial) flexibler und schnell regelbarer thermischer Kraftwerke anhand der Anwendungsbeispiele
- Anforderungen an neue Marktteilnehmer im Strommarkt (technisch, regulatorisch, Aufgaben und Geschäftsmodelle)
- Ermittlung des zukünftigen Beitrags von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft
- Empfehlungen für die österreichischen Stakeholder im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (F&E-Bedarf, Technologieoptionen, Anwendungsmöglichkeiten)

1.4 Einordnung in das Programm

1.4.1 Energiestrategische Ziele

- Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft

In diesem Projekt werden flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger anhand technischer, ökonomischer, ökologischer und sozialer Aspekte verglichen und bewertet. Damit soll ein Beitrag für innovative flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke (z.B. durch Auf- und Umrüstung bestehender thermischer Kraftwerke) in der zukünftigen Energiewirtschaft geleistet werden.

- Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern

Mit einer Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie ist sowohl eine Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als auch eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen verbunden. Durch den steigenden Anteil fluktuierender Strommengen aus erneuerbarer Energie wie z.B. Sonne und Wind ist es notwendig flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke (z.B. bestehende GuD-Kraftwerke) einzusetzen, um den Strom bedarfsgerecht bereitstellen zu können. Hier können bestehende fossilbasierte flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke (z.B. GuD-Kraftwerke) eine wichtige Rolle als langfristige Brückentechnologie einnehmen. Neben den gegenwärtig überwiegend fossilbasierten flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken ist es erforderlich, die Entwicklung von bestehenden thermischen Kraftwerken hin zu einer besseren Regelfähigkeit und verminderten Treibhausgasemissionen voranzutreiben und zu einer wichtigen Brückentechnologie weiter zu entwickeln. Des Weiteren wird auch der Einsatz von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger zu erhöhen sein. Der schrittweise Einsatz von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken auf Basis von erneuerbaren Energieträgern, sowie die Aufrüstung von bestehenden thermischen Kraftwerken zu effizienteren und besser regelbaren thermischen Kraftwerken ist somit ein Schlüssel um die Importabhängigkeit von Energieträgern zu reduzieren.

- Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen

Durch die Auf- bzw. Umrüstung von bestehenden fossilbasierten thermischen Kraftwerken (z.B. erdgasbefeuerte GuD-Anlagen) zu flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken sowie der schrittweise dezentrale Einsatz erneuerbarer Energieträger bietet die Möglichkeit auch dezentral bedarfsgerecht Strom zu erzeugen und somit einem teilweise zusätzlichen Infrastrukturausbau entgegenzuwirken, womit ein Beitrag zu Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen geleistet wird.

- Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen

Durch den Einsatz von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken wird der Einsatz der erneuerbaren Energieträger langfristig verbessert und deren Energieproduktionskosten langfristig reduziert. Ebenfalls kann erneuerbare Energie langfristig mit einem hohen Anteil zusehends bedarfsgerecht bereitgestellt werden.

1.4.2 Systembezogene Ziele

- Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger

Eine Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger (z.B. Strom aus PV und Wind) wird eine weitere Erhöhung des Anteils der fluktuierenden Energie mit sich ziehen. Zur

bedarfsgerechten und sicheren Bereitstellung, ist im Elektrizitätssektor unter anderem der verstärkte Einsatz flexibler und schnell regelbarer thermischer Kraftwerke notwendig.

- Verbesserung der Umwandlungseffizienz

Gegenwärtig kann im Bereich der flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerke die schnelle Anpassbarkeit der Leistung mit einer Reduktion der Umwandlungseffizienz und einer Erhöhung der Emissionen verbunden sein. Deshalb sind Bestrebungen notwendig, um diese Verluste zu reduzieren und dadurch bestehende und zukünftige Kraftwerke zu effizienteren, flexibleren sowie schneller regelbaren thermischen Kraftwerken weiter zu entwickeln.

- Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern

Die Vielzahl an gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten der in schnellen Kraftwerke eingesetzten Technologien (z.B. (Mikro)-Gasturbinen, Dampfturbinen, Stirling-Motoren, Brennstoffzellen, Gas-Motoren) sowie die Flexibilität der eingesetzten Energieträger (z.B. Erdgas, Hackgut, Biogas, Biomethan) erschließen eine umfangreiche Optionenvielfalt mit unterschiedlichen Optimierungs- und Entwicklungspotentialen.

- Multiplizierbarkeit, Hebelwirkung und Signalwirkung

Da das Angebot der erneuerbaren Energie stark schwanken kann, müssen neben den Energiespeichermöglichkeiten die zusätzlichen Anforderungen an flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke betrachtet werden. Die Entwicklung und der zukünftig verstärkte Einsatz von techno-ökonomisch, ökologischen und sozial realisierbaren schnellen Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger ist ein zusätzlicher Multiplikator um die verstärkte Nutzung erneuerbare Energie vorantreiben zu können, sowie die raschere Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme zu gewährleisten.

- (Kosten-)Effizienz der Treibhausgasreduktion: Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent pro Jahr, über die Kyoto-Periode und über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition hinaus

Auf Basis einer Lebenszyklusanalyse werden alle relevanten Treibhausgasemissionen ermittelt. Die fossilen Energieträger bei flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken werden in Zukunft eine wichtige Brückentechnologie für die schrittweise Steigerung der erneuerbaren Energie sein. Darüber hinaus wird die Effizienz sowie Regelfähigkeit von bereits in Betrieb befindlicher thermischen Kraftwerken erhöht werden und zusätzlich zur verstärkten erneuerbaren Energieerzeugung auch zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen. Dadurch kann zu einer (Kosten)Effizienz der Treibhausgasreduktion über die Kyoto-Periode und über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition hinaus beigetragen werden.

1.4.3 Technologiestrategische Ziele

- Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem

Forschung im Bereich der flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerke ist für den österreichischen Energiesektor von hoher Relevanz bei der Erreichung ihrer langfristigen Energie- und Klimaziele, die nur mit einer weiteren Erhöhung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energieträger (PV und Windkraft) möglich sind. Darüber hinaus tragen der verstärkte Einsatz von heimischen erneuerbaren Energieträgern, sowie die Entwicklung und der Einsatz von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken zu einer Erhöhung der inländischen Wertschöpfung bei.

- Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit durch verbesserte Ressourceneffizienz

Für österreichische Unternehmen, die sich mit der Entwicklung von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerke beschäftigen bzw. diese aktiv einsetzen, ergibt sich aus dem Projekt eine breite Datenbasis für die zukünftige Weiterentwicklung der Ressourceneffizienz der Stromerzeugung und -speicherung bzw. im ressourceneffizienten Einsatz.

- Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmen

Für Unternehmen der Energiewirtschaft wird die kostengünstige, nachhaltige und bedarfsgerechte Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger weiter an Bedeutung gewinnen, um den zukünftigen Anforderungen der Versorgungssicherheit unter erhöhter Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energie gerecht werden zu können. Das Projekt wird entsprechende Perspektiven aufzeigen, um zur Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz technologiepolitisch relevanter österreichischer Unternehmen beizutragen.

- Generierung von Sekundärnutzen bzw. Spin Offs durch eine Technologie

Durch die dezentrale bedarfsgerechte Stromerzeugung mit Hilfe von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken besteht zukünftig verstärkt die Möglichkeit, das Stromnetz zu stabilisieren und die effiziente Einbindung von dezentraler fluktuierender erneuerbare Stromerzeugung voranzutreiben.

1.5 Verwendete Methoden

1.5.1 Übersicht

Die Datensammlung (Datenbank) wurde mittels einer Literaturrecherche und Datenerhebung bei Firmen durchgeführt. Die Anwendungsbeispiele wurden technologisch, ökonomisch, ökologisch und sozial bewertet. Die Integration von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken in der zukünftigen Elektrizitätswirtschaft wurde mittels Modellierung durchgeführt.

1.5.2 Literaturrecherche und Datenerhebung

Umfangreiche Daten zu Kraftwerkstechnologien (derzeit und zukünftig), Retrofitmaßnahmen und zum zukünftigen flexiblen Einsatz von Kraftwerken wurden aus Fachliteratur und aktuellen Veröffentlichungen in einschlägigen Journalen zusammengestellt und ausgewertet. Ergänzend wurden Vorträge bei Fachveranstaltungen (z.B. Workshops der deutschen Energieagentur - dena) und bei den beiden Projekt-Workshops verwendet sowie an der POWERGEN Europe 2012 in Köln (4. bis 6.6.2012) teilgenommen.

Um die für die Berechnungen und Modellierungen erforderlichen Eingabedaten und Kennzahlen für (Heiz)Kraftwerkstechnologien (z.B. Gasturbine (GT), Gas- und Dampfturbine (GuD), Dampfturbine (DT), Blockheizkraftwerk (BHKW)) und für unterschiedliche Brennstoffe (z.B. Erdgas, Biogas, Steinkohle) zu bekommen, wurde eine Datenbank erstellt und an die Projektpartnern und weitere Firmen bzw. Experten geschickt. Die Daten wurden verglichen und ausgewertet und als Eingabedaten für die Berechnungen der Anwendungsbeispiele (siehe Kapitel 4 und 5) eingesetzt.

1.5.3 Technische Bewertung

Für die Eignung von Kraftwerken für einen flexiblen Einsatz bzw. Optimierungsmaßnahmen wurden Fachliteratur und Fachvorträge ausgewertet. Für die Anwendungsbeispiele wurden die Jahresnutzungsgrade in Abhängigkeit von den Betriebsfällen (Betriebsstunden, Starts)

errechnet. Diese Jahresnutzungsgrade wurden errechnet aus der erzeugten Jahresstrommenge pro Jahr und dem Jahresbrennstoffeinsatz für Betrieb und Starts.

1.5.4 Ökonomische Bewertung

Für die ökonomische Bewertung der Anwendungsbeispiele wurde die Methode der Jahreskostenrechnung verwendet. Das Ergebnis sind spezifische Stromgestehungskosten (€/MWh Strom), die sich aus spezifischen Kapitalkosten (aus der Investition), spezifischen Brennstoffkosten (für Betrieb und Starts), spezifischen Wartungskosten, spezifischen Revisionskosten und spezifischen Personalkosten zusammensetzen.

Spezifische Kapitalkosten

Die Kapitalkosten setzen sich aus der kalkulatorischen Abschreibung und den kalkulatorischen Zinsen zusammen.

Die kalkulatorische Abschreibung errechnet sich aus den Investitionskosten inkl. Planung, Grundstück etc. bezogen auf die Lebensdauer der Anlage.

$$\text{Spez. kalk. Abschreibung [€/MWh]} = \text{kalk. Abschreibung Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung Anlage [MWh/a]}$$

Die kalkulatorischen Zinsen errechnen sich auf Basis der halben Investitionskosten der Anlage und dem angenommenen Zinssatz (6%).

$$\text{Spez. kalk. Zinsen [€/MWh]} = \text{kalk. Zinsen Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung Anlage [MWh/a]}$$

$$\text{Spez. Kapitalkosten [€/MWh]} = \text{Spez. kalk. Abschreibung Anlage [€/MWh]} + \text{Spez. kalk. Zinsen Anlage [€/MWh]}$$

Spezifische Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten wurden aus den Brennstoffkosten pro Einheit (siehe Tabelle 24) und dem jährlichen Brennstoffbedarf errechnet. Der jährliche Brennstoffbedarf errechnet sich als Summe der für den Betrieb benötigten Brennstoffmenge (unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade bei Vollast und Teillast) und der zusätzlich benötigten Brennstoffmenge für die Starts.

Brennstoffkosten Anlage [€/a] = Brennstoffkosten [€/Nm³ oder €/kg] * Brennstoffbedarf Anlage [Nm³/a oder kg/a]

$$\text{Spez. Brennstoffkosten [€/MWh]} = \text{Brennstoffkosten Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung [MWh/a]}$$

Für einzelne Brennstoffe wurden unterschiedliche Brennstoffkosten für die Berechnungen eingesetzt (siehe Tabelle 25, Sensitivitätsanalyse), um den Einfluss der Brennstoffkosten auf die Gesamtkosten darzustellen.

Spezifische Wartungskosten

Die Wartungskosten wurden aus den angegebenen variablen Wartungskosten und der jährlich erzeugten Strommenge errechnet. Für die Anwendungsbeispielen Gasturbinenkraftwerk (GT-Anlage) und Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Anlage) sind die Revisionskosten in den Wartungskosten enthalten.

Wartungskosten Anlage [€/a] = Wartungskosten variabel ohne Revision [€/MWh] * jährliche Stromerzeugung [MWh/a]

$$\text{Spez. Wartungskosten [€/MWh]} = \text{Wartungskosten Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung [MWh/a]}$$

Spezifische Revisionskosten

Die Revisionskosten wurden ausgehend von den Kosten für eine sogenannte große Revision (angegeben in % der Investitionskosten) und den Betriebsstunden bezogen auf das Wartungsintervall (in Stunden) errechnet.

Kosten große Revision Anlage [€/a] = (Betriebsstunden [h/a] / Wartungsintervall [h]) * Kosten große Revision in [%] der spezifischen Investitionskosten Anlage [€/MW] * Leistung Anlage [MW]

$$\text{Spez. Revisionskosten [€/MWh]} = \text{Kosten große Revision Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung [MWh/a]}$$

Spezifische Personalkosten

Die Personalkosten wurden aus den Angaben übernommen bzw. aus Anzahl der Mitarbeiter und den Jahreskosten pro Mitarbeiter errechnet.

$$\text{Spez. Personalkosten [€/MWh]} = \text{Personalkosten Anlage [€/a]} / \text{jährliche Stromerzeugung [MWh/a]}$$

Damit errechnen sich die spezifischen Stromgestehungskosten als Summe der spezifischen Teilkosten:

$$\begin{aligned} \text{Spez. Stromgestehungskosten [€/MWh]} = & \text{Spez. Kapitalkosten [€/MWh]} + \\ & \text{Spez. Brennstoffkosten [€/MWh]} + \text{Spez. Wartungskosten [€/MWh]} + \\ & \text{Spez. Revisionskosten [€/MWh]} + \text{Spez. Personalkosten [€/MWh]} \end{aligned}$$

In den berechneten Stromgestehungskosten sind keine CO₂-Kosten berücksichtigt. Für zwei Anwendungsfälle (Dampfturbinenkraftwerk Steinkohle und GuD-Kraftwerk) wurden beispielhaft CO₂-Kosten berücksichtigt.

1.5.5 Ökologische Bewertung

Die ökologische Bewertung der Anwendungsbeispiele erfolgt auf Basis der Berechnung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) mit der Methode der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis - LCA). Dabei werden alle THG-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus (Bau, Betrieb und Abriss) der (Heiz)Kraftwerke berechnet. Die THG-Emissionen werden in g CO₂-Äq/kWh erzeugter Strom angegeben. Berücksichtigt werden die Emissionen von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Zur Errechnung der CO₂-Äq werden die sogenannten Äquivalenzfaktoren verwendet, die die Wirksamkeit der Emission in Bezug zu CO₂ darstellen.

Diese Äquivalenzfaktoren sind (IPCC, 2007):

- CO₂ = 1 CO₂-Äq
- CH₄ = 25 CO₂-Äq
- N₂O = 298 CO₂-Äq

Die mit den Äquivalenzfaktoren berechneten Emissionen ergeben in Summe die THG-Emissionen für das Anwendungsbeispiel. Als Ausgangsdaten wurden spezifische THG-Emissionen aus Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, Version 4.8 (GEMIS, 2013) verwendet.

1.5.6 Soziale Bewertung

Einleitung

Nachhaltig ist nach Definition der Brundtland-Kommission eine Form der Entwicklung, die Lebensqualität in dieser Generation sichert und zukünftigen Generationen die Wahlmöglichkeit erhält, wie sie ihr Leben gestalten wollen (WCED 1987).

Allgemein unterteilt man den Begriff der Nachhaltigkeit in die folgenden drei Dimensionen:

1. die ökologische Dimension,
2. die ökonomische Dimension und
3. die soziale Dimension.

Die Übergänge der drei Dimensionen sind allerdings teilweise fließend.

Die ökologische Dimension wird anhand der Treibhausgasemissionen in der Lebenszyklusanalyse der flexiblen thermischen Kraftwerke bewertet (siehe Kapitel 4.4).

Die ökonomische Dimension wird anhand der Stromerzeugungskosten und den möglichen Erlösen aus dem Stromverkauf am Strommarkt und dem Anbieten von gesicherten bzw. flexiblen Erzeugungskapazitäten am Kapazitätsmarkt bewertet.

Die soziale Dimension wird qualitativ bewertet und im Folgenden näher beschrieben.

Soziale Dimension der Nachhaltigkeit

Grundlagen

Die soziale Dimension der Nachhaltigkeit aus Sicht von Unternehmen erfasst ganz generell die Auswirkungen einer Organisation auf die Gesellschaft in der sie agiert. Die gesellschaftlichen/sozialen Leistungen lassen sich mit einer Analyse der Wirkungen der Organisation auf Stakeholder (= Anspruchsgruppe, wie zum Beispiel Kunden, Lieferanten, Anrainer, etc.) auf lokaler, nationaler, globaler Ebene abschätzen. Innerhalb von Unternehmen betrifft dies bspw. die Auswirkungen sozialen Handelns im Umgang mit Mitarbeitern, außerhalb des Unternehmens die Beziehungen zu Interessensgruppen oder der allgemeinen Verantwortung des Unternehmens gegenüber der Gesellschaft. In einigen Fällen beeinflussen gesellschaftliche/soziale Indikatoren auch die intangiblen Vermögenswerte einer Organisation, wie zum Beispiel deren Humankapital oder die Reputation des Unternehmens.

Mit Hilfe von Kriterien und Indikatoren strebt man an, den Begriff der Sozialen Nachhaltigkeit zu beschreiben und greifbar zu machen. Am häufigsten verwendet werden die Indikatoren der GRI (Global Reporting Initiative), die die Themen Arbeitspraxis und Arbeitsqualität, Menschenrechte, Produktverantwortung und Gesellschaft abdecken. Die spezifischen Aspekte für die Arbeitspraxis und Menschenrechte basieren hauptsächlich auf international anerkannten Standards wie den "Conventions of the International Labour Organisation" (ILO) und international anerkannten Instrumenten wie die „United Nations Universal Declaration of Human Rights“.

Was die gesellschaftlichen/sozialen Indikatoren deutlich von den ökologischen und den ökonomischen unterscheidet ist, dass sie nicht leicht zu quantifizieren, also hauptsächlich qualitativ zu beschreiben sind. Hierbei sind die folgenden vier Bereiche der sozialen Dimension wesentlich:

- 1) Arbeitspraxis und Arbeitsplatzqualität
- 2) Gesellschaft
- 3) Produktverantwortung
- 4) Menschenrechte

Diese vier wichtigsten Bereiche sollen hier kurz beschrieben werden, um dann auf flexible thermische Kraftwerke angewandt zu werden.

Arbeitspraxis und Arbeitsplatzqualität

Eine Organisation sollte im Bereich der Arbeitspraxis nicht nur Grundrechte respektieren und schützen sondern auch die Arbeitsplatzqualität und den Wert der Beziehung zum Arbeitnehmer verbessern. Somit sind die Aspekte der Arbeitspraxis und der Menschenrechte eng verbunden, die Indikatoren jedoch weisen einige wesentliche Unterschiede auf: die

Aspekte und Indikatoren zu den Menschenrechten helfen bei der Beurteilung, inwiefern eine Organisation dazu beiträgt, die Menschenrechte zu bewahren und zu respektieren. Die Aspekte und Indikatoren zur Arbeitspraxis messen Wege, auf denen die Organisationsbeiträge über diese Grunderwartung hinausgehen.

Der Aspekt Arbeitspraxis und Arbeitsplatzqualität umfasst die Bereiche Beschäftigung, Beziehungen zwischen Arbeitnehmern und Management, Sicherheit und Gesundheit, Trainings und Weiterbildung, sowie Gleichberechtigung. In diesen Bereichen sind am ehesten branchenübergreifende Vergleiche möglich. Mögliche Indikatoren sind zum Beispiel Daten zu Voll- und Teilzeitbeschäftigung sowie Zeitverträgen (Werkverträgen) sowie die Anzahl der Lehrlinge, aber auch Angaben zu Regelungen von Nachtschicht, Schwerarbeit oder Arbeit mit gefährlichen Substanzen, die über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehen. Weiters lassen auch Angaben über Art und Anzahl von Trainings und Weiterbildungsmaßnahmen sowie die Beschreibung von Gleichstellungsgrundsätzen (zum Beispiel gleiche Entlohnung von Männern und Frauen) Rückschlüsse auf die Beziehung einer Organisation zu den ArbeitnehmerInnen zu.

Gesellschaft

Investitionen durch einen Betrieb beeinflussen die langfristige Standortqualität einer Region. Bewusste Kooperationen mit anderen wirtschaftlichen Akteuren der Region (über Netzwerke, Auswahl von Zulieferern und Partnern) tragen zur Stärkung des Innovationssystems, Identitätsbildung und Stabilität in der Region bei. Eine regionale Aufwertung hängt nicht nur mit wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit zusammen, sondern ist auch eng mit sozialen, sozio-ökonomischen und soziokulturellen Aspekten verbunden. Dazu zählt z.B. der Beitrag eines Betriebes zur Lebensqualität und zum Zusammenhalt in einer Region (durch sein Engagement zu Freizeit-, Kultur-, Konsum- und Bildungsangeboten, Sozialen Netzen und Vereinen). Ebenso zählt auch die Qualität des Umgangs des Betriebes mit seinen regionalen Stakeholdern wie Entscheidungsträgern, Interessensvertretungen, Zusammenschlüssen sowie Bürgern durch Kommunikation und Öffentlichkeitseinbindung in regional relevante Diskussions- und Entscheidungsprozesse (z.B. durch Veranstaltung von Tagen der offenen Tür, Informationsveranstaltungen, aber auch Aktionen zur Konfliktvermeidung und Konfliktmanagement, sowie regionale Kooperationen und die Schaffung von Arbeitsplätzen in der Region. Nicht zuletzt sind auch die Rechteinhaltung sowie Maßnahmen gegen Korruption wichtige Indikatoren.

Produktverantwortung

Der Aspekt Produktverantwortung umfasst im Allgemeinen die Bereiche Konsumentenschutz (Konsumentengesundheit und –sicherheit), Produktkennzeichnung (Labelling), Öffentlichkeitsarbeit/Werbung, sowie den Schutz der Privatsphäre während des Gebrauchs des Produktes und/oder der Inanspruchnahme des Services. Als Indikatoren werden qualitative Daten erfasst, wie zum Beispiele die Beschreibung der Grundsätze zur Erhaltung der Konsumentengesundheit und-sicherheit während des Produktgebrauchs, der Grundsätze, die mit der Produktinformation verknüpft sind, sowie die Beschreibung von Grundsätzen, die den Schutz der Privatsphäre der KonsumentInnen betreffen.

Menschenrechte

Der Aspekt Menschenrechte betrifft Investition und Beschaffungstätigkeiten, Nicht-Diskriminierung, Versammlungsfreiheit und Gewerkschaftsrechte, Kinderarbeit, Zwangsarbeit, Sicherheitswesen, Eingeborenenrechte und ist eigentlich nur für jene Betriebe relevant, die über ausländische Produktionsstandorte und Investitionsvorhaben verfügen oder in eine weltweite Lieferantenkette einbezogen sind. Ansonsten genügt der Verweis auf österreichisches Arbeits- und Gewerkschaftsrecht sowie die Kollektivvertragsregelungen als Nachweis für die Einhaltung der Menschenrechte.

1.5.7 Modell HiREPS (High Resolution Power System)

Für die Beantwortung der Frage der technischen und ökonomischen Machbarkeit eines Stromsystems mit an die 100% erneuerbaren Energien wurde das HiREPS (High Resolution Power System)-Modell entwickelt. Das HiREPS-Modell wird dabei eingesetzt, um die verschiedenen Gestaltungsoptionen für das zukünftige Strom- und Wärmesystem zu bewerten und wichtige Zusammenhänge für eine kostengünstige Auslegung des Gesamtsystems zu erforschen.

HiREPS wurde als Optimierungsmodell mit stündlicher Auflösung aufgebaut und beinhaltet eine detaillierte Modellierung der fluktuierenden Erneuerbaren (Wasser, Wind und Solar), der (Pump-)Speichertechnologien, der konventionellen Kraftwerke (inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast), der Kraftwärmekopplung und zukünftiger Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage. Die Investitionen und die Versorgungssicherheit werden endogen im Modell optimiert. Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten für Strom und Wärmeherzeugung:

$$\begin{aligned} \text{Minimierung der Gesamtsystemkosten} \\ &= \sum (\text{Investitionskosten Strom} + \text{Wärme}) \\ &+ \sum (\text{Betriebskosten Strom} + \text{Wärme}) \end{aligned}$$

Die Gesamtsystemkosten inkludieren die Investitionskosten für die Strom-, für die Wärmeherzeugung und für die Speichertechnologien (Pumpspeicher, P2G, Adiabate Druckluftspeicher, Wärmespeicher), die Betriebskosten (Brennstoff-, CO₂-, Startkosten) und die jährlich fixen und variablen Wartungskosten. Exogen vorgegeben sind der Stromverbrauch der Endnutzer, der Wärmebedarf in den 5 Wärmesektoren des HiREPS-Modells, die Energiepreise, die Investitionskosten und technologiespezifischen Parameter (siehe die Szenarien Definition in [Kapitel 5.1](#)). Da der Fernwärmebedarf exogen vorgegeben ist, sind auch die Fernwärmenetze nicht Teil der Optimierung und nicht in den Gesamtsystemkosten inkludiert. Die Analyse und Simulation des erforderlichen Stromnetzausbaus und von alternativen Maßnahmen dazu ist eine wichtige Forschungsaufgabe, die im Rahmen des Projektes Flexipower nicht durchgeführt wurde. Sie ist das Thema für zukünftige Forschungsvorhaben mit dem HiREPS-Modell. Daher sind in den Gesamtsystemkosten die Kosten eines Netzausbaus nicht inkludiert. Das HiREPS-Modell optimiert also das Gesamtsystem aus der Sicht eines zentralen Planers. Damit sich in einem privatisierten Markt der entsprechende Investitionsmix ergibt, müssen die Marktregeln den Erfordernissen angepasst werden. Ein vielversprechender Vorschlag dazu ist es, die Bilanzgruppen für die Beschaffung von Reserve-Kapazitäten eigenverantwortlich zu machen (Erdmann, 2013 und [Kapitel 3.3](#)).

In diesem Projektbericht wird das HiREPS-Modell sowohl als Optimierungsmodell als auch als Simulationsmodell bezeichnet. Dies ergibt sich daher, dass der Kraftwerkseinsatz, der sich aus dem Optimierungsmodell HiREPS ergibt, der profitmaximierenden Fahrweise der Kraftwerke entspricht, die ein Kraftwerksbetreiber, bei den Strompreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde. Die Optimierungsergebnisse sind somit eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes bei den Strompreisen, wie sie im Modell simuliert werden.

Weiters ist das Modell als „Perfect-Foresight-Modell“ ausgeführt. D.h. im Modell wird angenommen, dass es keine Unsicherheit bei der Prognose der erneuerbaren Erzeugung und der Last gibt. Dies ist eine Vereinfachung, die zu einer Überschätzung des Nutzens von Speichertechnologien führt.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen HiREPS-Module genauer beschrieben:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft,
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke,
- Simulationsmodell für die Fernwärme und die Kraftwärmekopplung in Österreich (AT) + Deutschland (DE),
- Simulationsmodell für die dezentrale Wärmezeugung für 2050,
- Simulationsmodell für die Übertragungsnetze,
- Power-to-Gas(P2G)-Modul,
- Biogas-Modul,
- Adiabate-Druckluftspeicher-Modul,
- Programm zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur).

Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft

Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben zukünftig eine wichtige Rolle bei der Integration der Wind- und Solarstrom-Erzeugung, da sie die billigste Technologie zur Stromspeicherung sind. Es wird kontrovers diskutiert, wie viel die Wasserkraft wirklich zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen kann. Dies kommt auch daher, weil es, unseres Wissens nach, kein Modell gibt, das den Kraftwerkseinsatz für alle wichtigen Wasserkraftwerke für Österreich und Deutschland realistisch simulieren kann. Daher wurde für das HiREPS-Modell ein sehr detailliertes Modell der über 400 wichtigsten Wasserkraftwerke in Österreich und Deutschland aufgebaut.

In Abbildung 1 sind die im HiREPS-Modell detailliert modellierten Wasserkraftwerke dargestellt. Es wurden die existierenden und im Bau befindlichen Kraftwerke größer 5 – 10 MW berücksichtigt. Im HiREPS-Modell sind die oft komplexen hydrologischen Zusammenhänge für die über 400 Wasserkraftwerke detailliert modelliert. Siehe beispielhaft Abbildung 2 zur Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Kreuzeck. Hier kann z.B. Wasser vom Tagespeicher Roßwiese in den Großen Mühlendorfer See gepumpt werden, oder vom Großen Mühlendorfer See nach Rottau abgearbeitet werden, oder von Rottau zum Speicher Gößkar hinaufgepumpt werden, oder vom Speicher Gößkar wieder in den Großen Mühlendorfer See. Dies ist im Detail im HiREPS-Modell implementiert, mit den Stau- und Absenkzielen, den Volumina, den maximalen Durchflüssen und Leistungen, den variablen Pegelständen und Fallhöhen.

Weiters sind auch die Laufzeiten des Wassers von einem Kraftwerk zum nächsten implementiert. Dies ist wichtig, weil das Wasser aus Speicherkraftwerken auch in den darunterliegenden Laufwasserkraftwerken Strom erzeugt. Dies aber nicht zeitgleich, sondern verzögert mit vielen Stunden Laufzeit. Wenn zum Beispiel das Speicherkraftwerk Mayrhofen in Tirol Wasser aus dem Speicher Stillup abarbeitet, fließt dieses Wasser auch noch durch alle Kraftwerke des österreichischen und deutschen Inn und dann durch die Donaukraftwerke. Die Stromerzeugung in Mayrhofen beträgt nur 61% und die der Laufwasserkraftwerke stromab 39% der gesamten Stromerzeugung durch Wasser aus dem Speicher Stillup in Deutschland und Österreich.

Da für die Simulationen der Strom- und Wärmezeugung der Zukunft Wetter- (Wind, Strahlung, Temperatur), Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Jahre 2001 – 2011 verwendet werden, mussten für alle mehr als 400 im Modell befindliche Wasserkraftwerke und Stauseen tägliche Zufluss-Daten gesammelt werden.

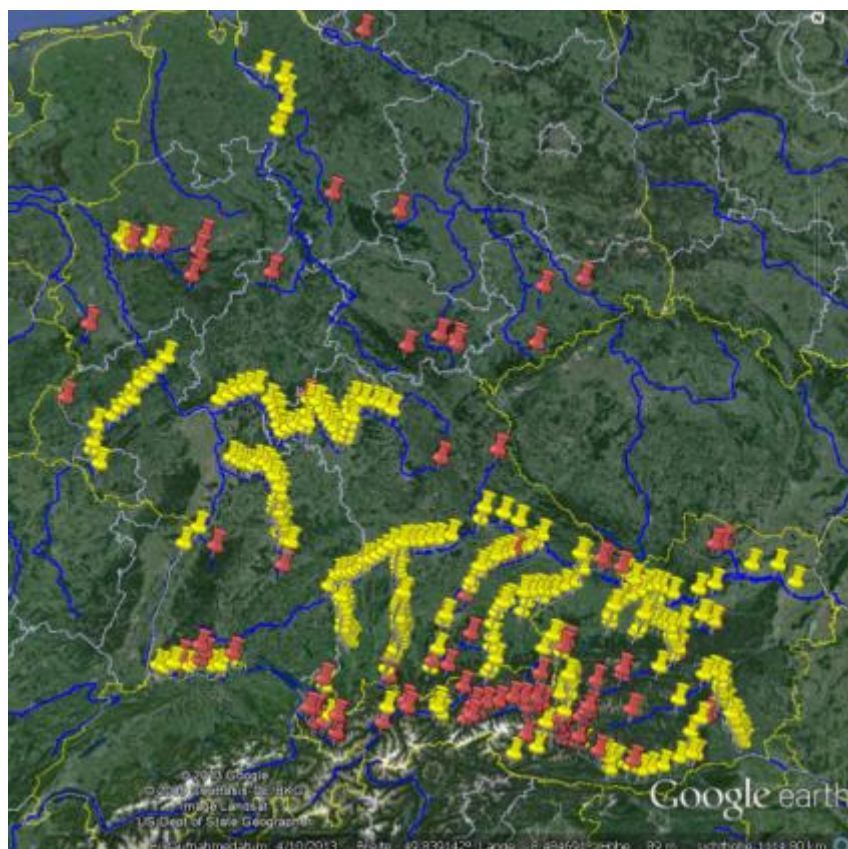


Abbildung 1: Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.



Abbildung 2: Darstellung der hydrologischen Zusammenhänge der Kraftwerksgruppen Malta und Reibek/Kreuzeck

Für die Flexipower-Szenarien wurde kein Neubau von Speicherseen angenommen, da es unklar ist, wie viele neue Speicherseen gesellschaftlich akzeptabel sind. Sehr wohl wurde in

allen Szenarien aber angenommen, dass die Leistungen der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden kann, falls das profitabel sein sollte. Da ein Leistungsausbau meist unter Tage mit neuen Druckstollen und Kavernenkraftwerken geschieht, wird das als unproblematisch angesehen.

Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke

Wie die Flexipower-Ergebnisse in Kapitel 5 zeigen, sind die thermischen Kraftwerke auch für das zukünftige Stromsystem mit einem sehr hohen Erneuerbaren-Anteil wichtig. Daher wurden die thermischen Kraftwerke detailliert im HiREPS-Modell abgebildet.

Folgende Kraftwerkstypen sind im HiREPS-Modell für das Flexipower-Projekt implementiert:

- Gasturbinen (GT)
- Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD)
- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Erdgas BHKW mit Wärmenutzung
- Biogas-BHKW mit und ohne Wärmenutzung
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Braunkohlekraftwerk

Für die Kraftwerkseinsatzoptimierung wurden unter anderem die Startkosten (als Brennstoffmeherverbrauch und als monetäre Kosten durch Verschleiß), die reduzierte Effizienz bei Teillast, die Minimallast, minimale Einschalt- und Ausschaltzeitdauern, Brennstoff-, Wartungs- und CO₂-Kosten für die oben gelisteten thermischen Kraftwerkstypen im HiREPS-Modell im Modell abgebildet (siehe Abbildung 3). Im Anhang sind die Kostenannahmen dargestellt. Weiters sind im HiREPS-Modell für die unterschiedlichen thermischen Kraftwerke verschiedene Altersklassen definiert, die sich durch abnehmende Effizienz mit dem Alter kennzeichnen.

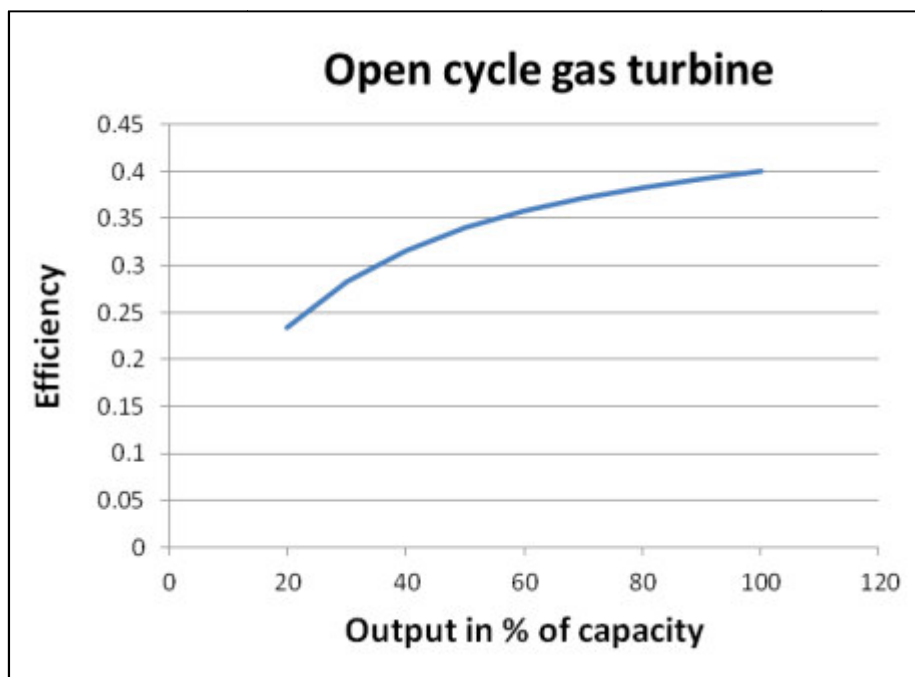


Abbildung 3: Teillastverhalten von Gasturbinen im HiREPS-Modell

Simulationsmodell für die Fernwärme und die Kraftwärmekopplung in AT+DE

Es wurde für das HiREPS-Modell ein Fernwärmesimulationsmodul erstellt. Die Fernwärmesysteme von Österreich und Deutschland werden im HiREPS-Modell abgebildet, da sie einen Einfluss auf das zukünftige Stromsystem haben. Einerseits führt der Fernwärmebedarf im Winter unter Umständen dazu, dass KWK-Anlagen wegen des Wärmebedarfes Strom erzeugen, obwohl es gerade ein Überangebot an Wind-Energie gibt. Hier verursachen Fernwärmesysteme potentiell Inflexibilität bei der Stromerzeugung. Andererseits kann man dem durch Bau von Fernwärmespeichern entgegenwirken (siehe [Kapitel 5](#)) und es kann überschüssiger Wind- und Solarstrom (im Sommer) mit Hilfe von Elektrodenheizkesseln genutzt werden.

Anhand von realen gemessenen stündlichen Fernwärmebedarfszeitreihen von 3 Städten wurde ein Regressionsmodell entwickelt, welches basierend auf Außentemperatur, Uhrzeit, Wochentag und Datum den Fernwärmebedarf simuliert. In [Abbildung 4](#) wird das Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf verglichen mit den realen Messdaten eines Fernwärmenetzes. Die Standardabweichung zwischen realen Daten und dem Fernwärmeregressionsmodell beträgt 6%.

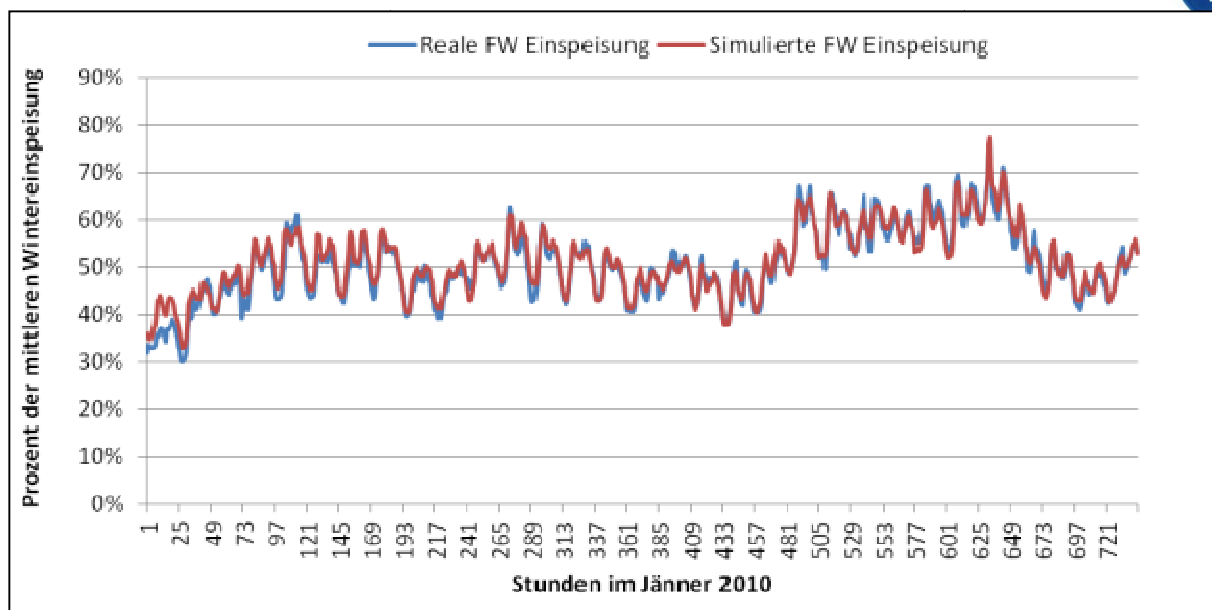


Abbildung 4: Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit Simulation

Dieses Fernwärmeregressionsmodell ermöglicht es für die Simulation mit einem ausgewählten Wetterjahr auch einen zum Wetter passenden Fernwärmebedarf zu simulieren. Entsprechend den Szenario-Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfes bis 2050 wurde das Regressionsmodell angepasst. Dabei wurde angenommen, dass der Warmwasserbedarf (Sommerlast) pro Kopf konstant bleibt und nur der Heizenergiebedarf zurückgeht. Da es bei den Flexipower-Simulationsläufen um die Interaktion von Strom und Wärmesystem Deutschland und Österreich geht, war es hinreichend für das jeweils ausgewählte Wetterjahr, die mit GIS-Daten der Bevölkerungsdichte gewichtete mittlere 10-Meter-Temperatur für Österreich und Deutschland für das Fernwärmeregressionsmodell zu verwenden.

Nachfolgend sind die verschiedenen möglichen Komponenten der Fernwärmeerzeugung aufgelistet.

- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Gasheizwerk
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Zentrale Solarthermieranlagen auf Freiflächen
- Elektrodenheizkessel
- Zentrale Fernwärmespeicher
- BHKW

KWK-Entnahmekondensationsanlagen können bei gegebener Feuerleistung (z.B. Vollast und Minimallast in [Abbildung 5](#)) zwischen nur Strom und maximaler Fernwärmeauskopplung bezogen auf den Lastpunkt regeln. Dem gegenüber haben KWK-Gegendruckanlagen bei einer gegebenen Feuerleistung ein fixes Verhältnis von Strom zu Wärmeauskopplung. Der

Vorteil von Gegendruckanlagen ist, dass sie einen höheren Gesamtwirkungsgrad haben bei maximaler Fernwärmeauskopplung.

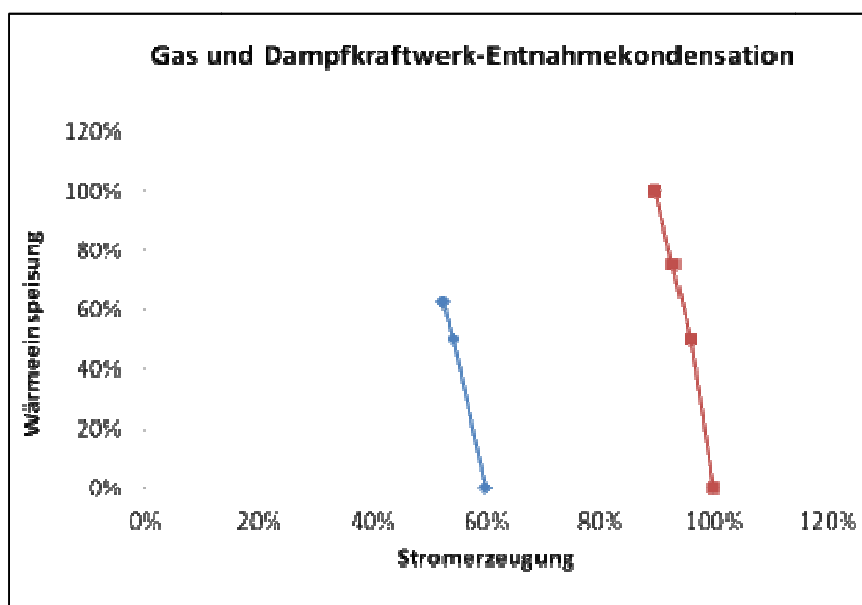


Abbildung 5: Typische Kennlinien von GuD-Entnahmekondensationsanlagen. Volllast ist durch die rote Linie. Eine Teillast ist durch die blaue Linie dargestellt.

In den Szenarioläufen in [Kapitel 5](#) bestimmt das HiREPS-Modell den kostenoptimalen Mix der verschiedenen Erzeugungskomponenten unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie den CO₂-Preisen und den sich aus dem Modell ergebenden endogenen Strompreisen.

Exemplarisch ist in [Abbildung 6](#) das Ergebnis für die Fernwärmeerzeugung im Erneuerbaren 2050 Szenario dargestellt (siehe auch [Kapitel 5.2](#)).

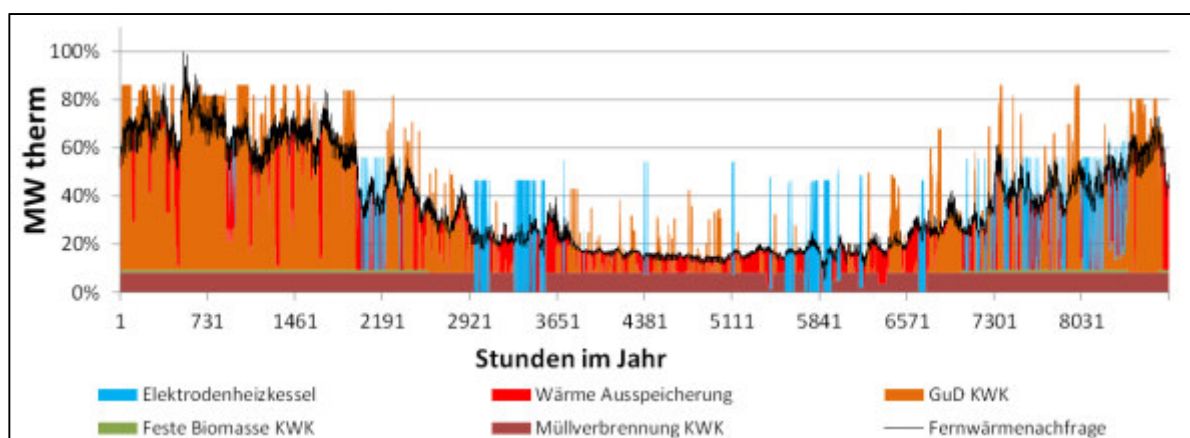


Abbildung 6: HiREPS - Simulation der Fernwärmeerzeugung im Erneuerbaren 2050 Szenario. Die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmenachfragelinie überragen, dargestellt.

In Österreich und Deutschland haben Fernwärmenetze meist Vorlauftemperaturen über 90°C. Es ist gegenwärtig noch unklar, ob es für so hohe Temperaturen Wärmepumpenlösungen gibt, die in einem Fernwärmenetz hohe Arbeitszahlen erreichen. Weiters ist es unklar, welche Wärmequellen man verwenden könnte, um einen signifikanten Anteil der Fernwärme von großen Städten ökonomisch sinnvoll mit Wärmepumpen zu erzeugen. Um die Ergebnisse konservativ zu berechnen, wird daher hier angenommen, dass es für die Fernwärmeerzeugung keine ökonomisch darstellbare Wärmepumpen-Technologie

gibt. Diese Frage ist aber gegenwärtig Gegenstand von Untersuchungen. Eine Möglichkeit überschüssigen Wind- und Solarstrom direkt im Fernwärmesystem zu nutzen sind Elektrodenheizkessel. Diese haben kein Problem mit hohen Temperaturen und nur etwa 4% der Kosten im Vergleich zu Wärmepumpen, aber auch eine viel geringere Effizienz.

Simulationsmodell für die dezentrale Wärmeerzeugung

Es wurde für das HiREPS-Modell ein Modul für die Simulation der Warmwasser- und Heizwärmeerzeugung erstellt, um die möglichen Synergieeffekte mit dem Stromsystem zu bestimmen. Es wurde im Erneuerbaren 2050 Szenario (siehe Kapitel 5) angenommen, dass für das Stromsystem und das Wärmesystem der gleiche CO₂-Preis gilt. Oder alternativ, dass es für Strom- und Wärmesystem ein gemeinsames CO₂-Ziel gibt. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom+Wärme, das diese CO₂-Ziele mit minimalen Kosten erreicht. Nachfolgend sind die verschiedenen möglichen Komponenten der dezentralen Wärmeerzeugung aufgelistet. Die Kostenannahmen sind im Anhang angegeben.

- Erdgas-Brennwertheizung
- Pellets-Heizung
- Kombiwärmepumpen für Heizen und Warmwasser
- Direktstrom-Zusatzheizregister
- Aufdach-Solarthermieranlagen
- Wärmespeicher

Es wird zwischen 4 unterschiedlichen dezentralen Gebäudetypen unterschieden: Gebäude, die für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, für die alternativ je nach Wirtschaftlichkeit als Hauptwärmequelle eine Wärmepumpe oder eine Pellets-Heizung in Frage kommt und Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und keinen Gasanschluss haben. Für alle 4 dezentralen Gebäudetypen bestimmt das HiREPS-Modell die im Gesamtsystem Strom+Wärme kostengünstigsten Investitionen in die Wärmeversorgung mit den in Tabelle 1 angegebenen Komponenten. Es wird angenommen, dass das Warmwasser über eine Frischwasserstation mit der Wärme aus dem Wärmespeicher erzeugt wird. Die Warmwasserwärmepumpe speist mit 55° in den Warmwasserspeicher ein. Die Direktstromheizung und die anderen Heizquellen speisen in den Warmwasserspeicher mit 95° ein.

Tabelle 1: Annahmen zur dezentralen Wärmeerzeugung

Arbeitszahl der Wärmepumpen für Heizung	3
Arbeitszahl der Wärmepumpen für Warmwasser	2,5
Haushaltanschlussleistung:	Max. 3 kW simultane Leistungsaufnahme von Wärmepumpe, Direktstromheizregister und normaler Haushaltslast
Warmwasserspeicher	Invest. Kosten 900 Euro/m ³ , Verlust 0,2% der Energie pro Stunde
Gebäudewärmespeicherkapazität der für Wärmepumpen geeigneten Gebäude	An normalem Wintertag kann die Wärmepumpe 3 Stunden ausgeschaltet werden ohne Komfortverlust

In einem Bericht zu Wärmepumpen-Effizienz des Fraunhofer ISE wurden reale Wärmepumpen vermessen (Fraunhofer ISE, 2011). Bei Häusern mit Fußbodenheizungen erreichten Erdreichwärmepumpen eine Arbeitszahl vom 4 und Luft-Wärmepumpen eine Arbeitszahl von 3. Die Annahmen in Tabelle 1 sind daher konservative Werte.

Weitere HiREPS-Modellkomponenten

Folgende weitere Module wurden für HiREPS-Modell erstellt und werden in den Szenarioläufen verwendet:

Power to Gas (P2G)

Mit P2G bezeichnet man die Umwandlung von Strom in Erdgas oder Wasserstoff. Da aus Kostengründen P2G in den betrachteten Szenarien keine Rolle spielt wird hier auf eine genauere Beschreibung verzichtet.

Adiabate Druckluft-Speicher

Druckluftspeicherkraftwerke stellen eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar, zumal die sichtbaren Eingriffe in die Natur weniger sichtbar sind. Es wird zwischen zwei Typen von Druckluftspeicher-Kraftwerken unterschieden, den diabaten und den adiabaten Druckluftspeichern. Bei diabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage – CAES) handelt es sich im Prinzip um herkömmliche Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke. Mit Hilfe von überschüssiger elektrischer Energie wird ein Motor und in weiterer Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird ungenutzt abgeführt. Die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage – AA-CAES) soll den niedrigen Nutzungsgraden von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken entgegenwirken. Neben der Luft wird bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme adiabatisch zwischengespeichert und bei Entnahme der gespeicherten Luft wieder zugeführt. Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70% erreicht werden. Bisher ist noch kein Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben (Zunft et al., 2006). Da aus Kostengründen P2G in den betrachteten Szenarien keine Rolle spielt wird hier auf eine genauere Beschreibung verzichtet.

Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

Für Biogas werden Erzeugungskosten von 55 €/MWh Heizwert im HiREPS-Modell angenommen (Fraunhofer IWES, 2011b). Das Biogas wird mittels Gasmotoren zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Im HiREPS-Modell werden die Investitionskosten von 2-MW-Gasmotoren mit 700 €/kW angenommen (siehe Anhang). Um die Stromerzeugung den variablen Strompreisen anpassen zu können, kann das HiREPS-Modell auch Biogasspeicher bauen. Für Biogas-Doppelmembran-Speicher werden Kosten von 27 €/Nm³ Biogas angenommen (Fraunhofer UMSICHT, 2008). In den Szenarien wird definiert, welches Biogas-Potential zur Verfügung steht und in welchem Prozentsatz es auch einen Abnehmer für die Wärme gibt.

Unter Biomethan wird in diesem Bericht ein in Erdgas-Qualität aufbereitetes Biogas verstanden, das direkt in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierfür werden Erzeugungskosten von 70 €/MWh Biomethan angenommen (Fraunhofer UMSICHT, 2008). Da das Erdgasnetz über genügend Speicher verfügt, wird hier angenommen, dass keine weiteren Biomethan-Speicher notwendig sind.

Programm zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

Das grundlegende Vorgehen für die HiREPS-Simulationsläufe ist es, für die Simulationen des Jahres 2050 konsistente Wetter(Wind, Strahlung, Temperatur)-, Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit zu verwenden, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Es werden Wetterdaten der des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Diese Wetterdaten liegen als tausende stündliche Files verschiedener Wetterparameter für ganz Europa mit 7 – 10 km Auflösung im binären GRIB-Format vor. Es wurde für jeden Gitterpunkt die Erzeugung einer 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe simuliert und daraus der langjährige mittlere Ertrag berechnet. Zur Berechnung der Windstromeinspeisung für Deutschland und Österreich wurde angenommen, dass an allen guten Standorten eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe Strom erzeugt. Als gute Standorte wurden jene Gitterpunkte definiert, an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mehr als 2000 Volllaststunden (VLS) erzielen würde. Weiters wurden auch all jene Gitterpunkt ausgeschlossen, die über 1.200 Meter Seeshöhe liegen. In Abbildung 7 rechte Grafik sind die laut den Simulierten Windstromerzeugungsdaten guten Standorte gekennzeichnet. Zur Berechnung der Windstrom-Erzeugungszeitreihen für Deutschland und Österreich wurden natürlich nur jene Gitterpunkte verwendet, die in dem entsprechenden Land liegen.

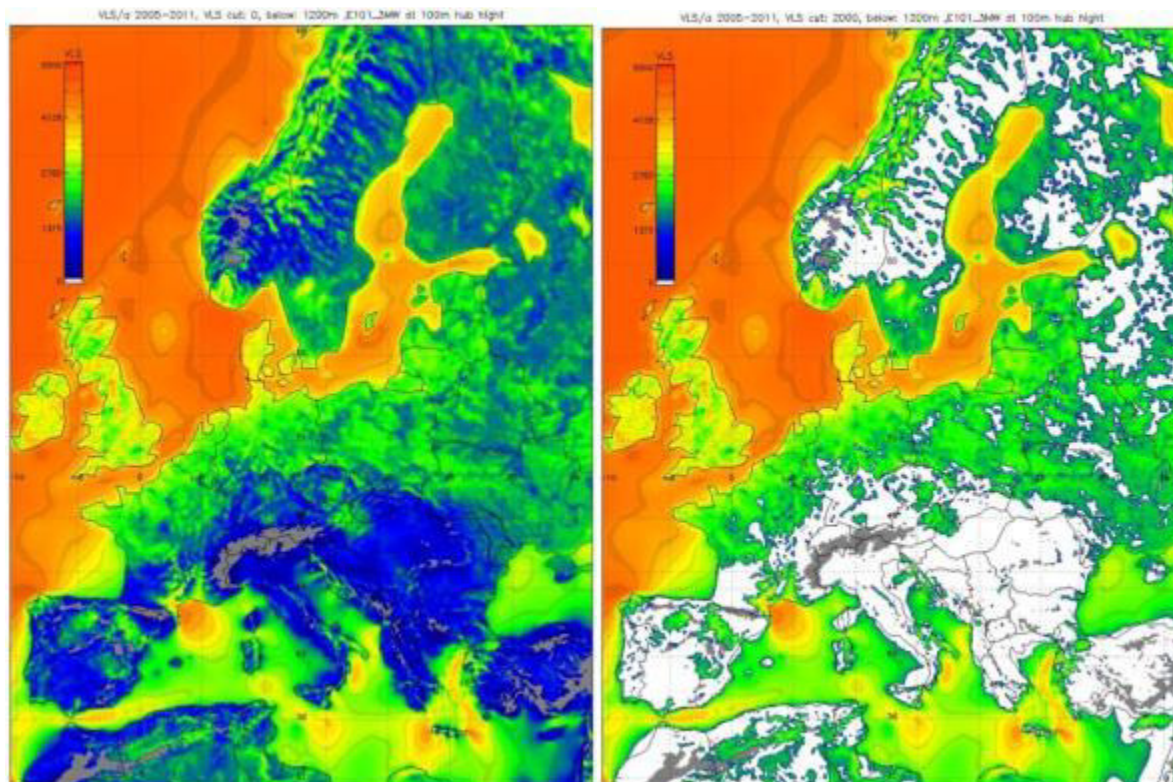


Abbildung 7: Simulierte Volllaststunden (VLS) einer 3 MW E101 mit 100 Metern Nabenhöhe bei 7 km Auflösung basierend auf Wetter-Daten des DWD. In den Grafiken sind Regionen als grau gekennzeichnet, die über 1.200 Meter Meereshöhe liegen. In der rechten Grafik sind all jene Punkte, an denen die E101 die weniger als 2.000 VLS erzielt, weiß eingefärbt.

Die so berechneten Zeitreihen werden im HiREPS-Modell so skaliert, dass die Erzeugungszeitreihe den zu simulierenden Leistungen (GW) an Windenanlagen entspricht. Für Ergebnisse zur Validierung siehe im Anschluss.

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wurden Globalstrahlungs- und Direktstrahlungsdaten der ZAMG und vom Meteosat Auswertungen verwendet. Es wurde ein

IDL-Programm geschrieben, das für jeden Gitterpunkt den Sonnenstand simuliert und daraus die solare Einstrahlung auf 30° geneigte und Süd ausgerichtete Module simuliert. Zur Berechnung der österreichischen und deutschen Solarstromerzeugungszeitreihe wurden angenommen, dass es sich um gebäudeintegrierte Solaranlagen handelt. D.h. die angenommene flächige Verteilung der Photovoltaik-Anlagen entspricht der Verteilung der bebauten Fläche. In folgenden sind die Validierungsergebnisse für die Wind- und Solarstromberechnungen dargestellt.

Validierung der Solar- und Winddaten

Für die HiREPS-Simulationen des Stromsystems der Zukunft wurden die Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (www.dwd.de) für die Jahre 2005 – 2012 und METEOSAT¹ Satelliten-Auswertungen der Globalstrahlung und Direktstrahlung für die Jahre 2005 – 2012 verwendet. Die Validierung wurde sehr umfangreich im Rahmen des Klimafonds Neue Energien 2020 Projektes „AutRES100“ (AutRES100, 2013) durchgeführt. Im Folgenden sind beispielhaft einige Ergebnisse dargestellt.

Winddaten-Validierung

In Abbildung 8 sind die zur Validierung verwendeten Windanlagen und Windmessmasten dargestellt. Die stündlichen DWD-Winddaten liegen für verschiedene Höhengschichten über dem Grund vor. Für die Auswertung in der Tabelle 2 wurde für die 5 Windanlagen die Windgeschwindigkeit auf 105 Meter Nabenhöhe interpoliert und mittels der Kennlinie des dort verwendeten Windrades Vestas V90-2MW in eine stündliche Stromerzeugungszeitreihe umgerechnet. Stunden, bei denen die Anlagenerfassung einen möglichen Fehler auswies (z.B. eine Verfügbarkeit), wurden nicht in die Auswertung mit einbezogen.

Wie man in Tabelle 2 sieht, können die Wetterdaten sogar den Jahresertrag von Einzelanlagen erstaunlich gut simulieren.

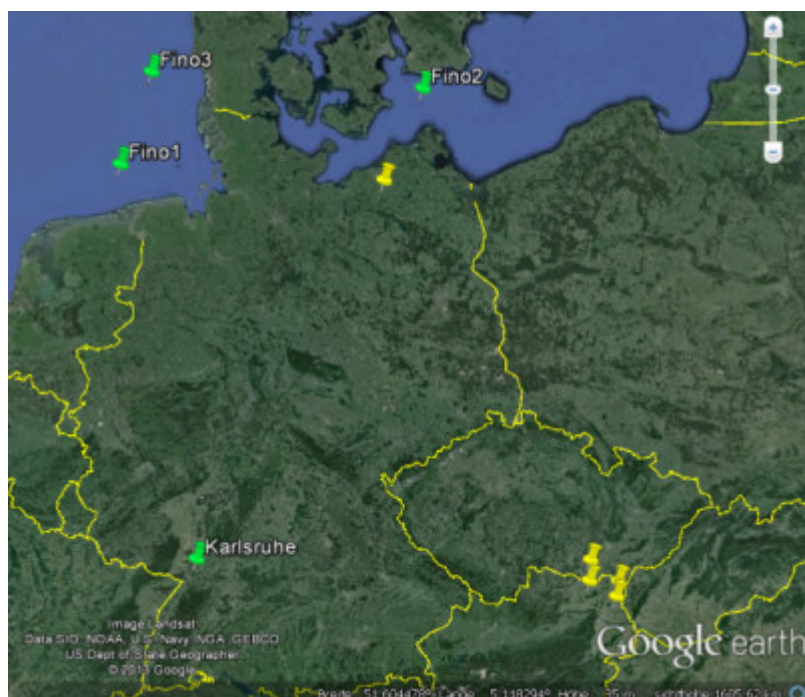


Abbildung 8: Zur Validierung verwendete Windanlagen (gelb) und Windmessmasten (grün)

¹ METEOSAT Satelliten Daten von EUMETSAT: <http://www.eumetsat.int/website/home/index.html>

Tabelle 2: Validierung der DWD-Winddaten anhand von realen Windanlagen.

Anlage	Mittel	DE	CZ	AT-1	AT-2	AT-3
Nabenhöhe	105	105	105	105	105	105
Anlage	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW	V90-2MW
VLS real	2473	3053	2102	2297	2168	2836
VLS Cosmo/WEB bei Stunden ohne Fehlermeldungen	1.014	0.98	0.97	1.10	1.05	0.97

Für **Tabelle 3** wurden die DWD-Wetterdaten für die Standorte von 3 Offshore-Windmessmasten² und einem Onshore-Windmessmast³, die jeweils Windgeschwindigkeitssensoren in etwa 100 Meter Höhe haben, verglichen. Einerseits wird in **Tabelle 3** die mittlere Windgeschwindigkeit verglichen und andererseits wurde, basierend auf den Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten, die Windstromerzeugung einer Vestas V90 2MW simuliert und dann verglichen. Die Datenverfügbarkeit der Messmasten betrug zwischen 1 und 5 Jahren. Wie man sieht ist auch hier die Simulation mit den Wetterdaten erstaunlich gut.

Tabelle 3: Vergleich der DWD-Windgeschwindigkeitsdaten-Messungen einzelner Onshore- und Offshore-Windmessmasten

	Fino1	Fino2	Fino3	Karlsruhe
Messhöhe (Meter)	100	102	100	100
Volllaststunden Wettermodell/Messstation	0,978	1,077	0,945	---
Mittlere Geschwindigkeit Wettermodell/Messstation	0,995	1,100	0,964	1,09

Der Windmessmast in Karlsruhe liegt in einem hügeligen und bewaldeten Gebiet. Die Berechnung der Windgeschwindigkeiten für ein solches Gebiet ist besonders schwierig für Wettermodelle. In **Abbildung 9** sind die mit den DWD-Wetterdaten simulierte Windgeschwindigkeit und die realen Messwerte aufgetragen. Die mittlere Abweichung der gemessenen von der berechneten Modellwindgeschwindigkeit über das Jahr 2007 beträgt $-0,18 \pm 1,4\text{m/s}$.

Als weiterer Test wurde die deutsche Windstromerzeugung für 2010 und 2011 mit den DWD-Wetterdaten simuliert. Dazu wurde eine Datenbank der existierenden Windparks verwendet und angenommen, dass an jedem dieser Standorte eine Enercon E82-3MW mit 80 Meter Nabenhöhe stehen würde. In Wirklichkeit sind es ja hunderte verschiedene Anlagen mit unterschiedlichen Nabenhöhen. Für jeden Standort wurde mit den DWD-Daten die Windgeschwindigkeit auf 80 Meter Nabenhöhe bestimmt und dann mit der Kennlinie der Enercon E82-3MW in eine Stromerzeugung umgerechnet. Die daraus entstehende Summenerzeugung wurde dann skaliert, um der real installierten Leistung zu entsprechen.

² FINO Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee, www.fino-offshore.de

³ Messmast am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), <http://imkbemu.physik.uni-karlsruhe.de/~fzkmast>

In der Abbildung 10 werden die Simulation und die reale Windstromerzeugung für 7 Wochen im Spätsommer 2011 verglichen.

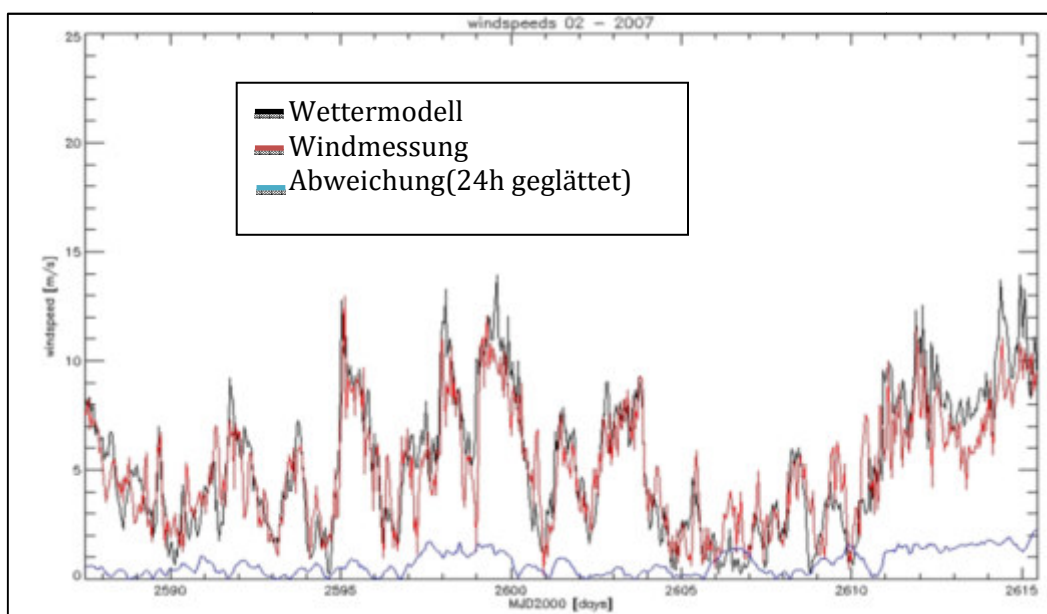


Abbildung 9: Stündliche gemessene und simulierte Windgeschwindigkeiten auf 100 Meter Höhe für den Februar 2007 und den Windmessmast des KIT in Karlsruhe (Kaiser, 2012)

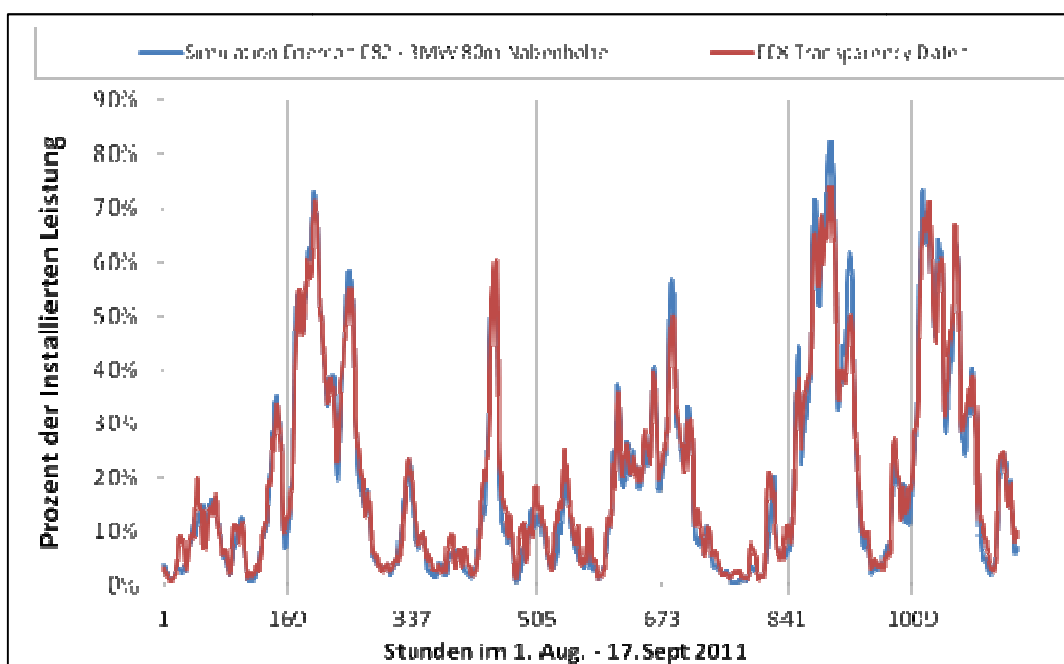


Abbildung 10: Vergleich der Simulation der stündlichen deutschen Windstromerzeugung mit DWD-Wetterdaten mit realen historischen Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform⁴

In Abbildung 11 wird die Häufigkeitsverteilung der stündlichen Änderungen (Änderung der Windstromeinspeisung pro Stunde GW/h) 2010 – 2011 als Dauerlinie dargestellt. In der Dauerlinie sind alle stündlichen Änderungen der Windstromerzeugung der Größe nach

⁴ EEX-Transparenzplattform: <http://www.transparency.eex.com/de/>

sortiert. Die Abbildung zeigt, dass auch die Häufigkeitsverteilung der Erzeugungsänderungen (Rampen) gut mit den Wetterdaten simuliert werden kann.

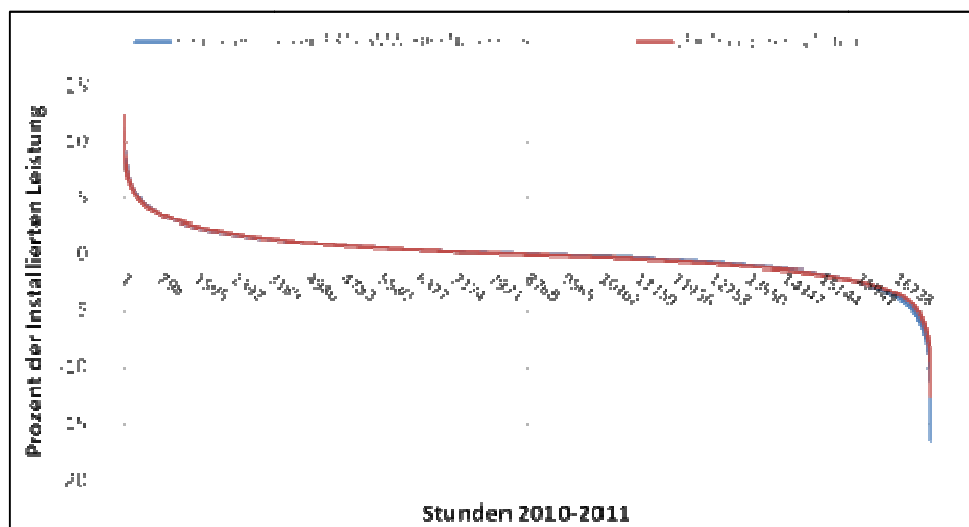


Abbildung 11: Dauerlinie der stündlichen Änderungen der Windstromeinspeisung. Vergleich der Simulation mit DWD-Wetterdaten mit realen historischen Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform

Solardaten-Validierung

Zur Validierung der Berechnung der PV-Erzeugung aus den Meteosat-Diffus- und -Direktstrahlungsdaten (30-km-Raster) wurden reale PV-Einspeisedaten der EEX-Transparenzplattform für Deutschland für den Zeitraum 07.2011 – 03.2012 verwendet. Für die Simulation wurde angenommen, dass alle Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind. Weiters wurden die installierte Leistung pro Bundesland Ende 2011 (PHOTON, 2013) als auf die bebaute Fläche des Bundeslandes gleichverteilt angenommen. Mit einer Geoinformationssoftware wurde dies umgesetzt und somit ein 30-km-Raster der installierten PV-Leistung für ganz Deutschland gerechnet. Die so abgeschätzte regionale Verteilung der PV-Installationen am 31. 12. 2011 wurde für den ganzen Zeitraum 07.2011 bis 03.2012 entsprechend den Daten (PHOTON, 2013) zum gesamtdeutschen PV-Ausbau skaliert (siehe [Abbildung 12](#)). Da von Meteosat und von den Netzbetreibern die Daten in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, wurde diese Auflösung in der Validierung verwendet. Für jeden Gitter-Punkt des 30-km-Rasters der Meteosat-Daten wurden der Sonnenstand und die Einstrahlung auf die Module berechnet und dann zu einer gesamtdeutschen PV-Einspeisung aufsummiert. Die so simulierten PV-Erzeugungszeitreihen zeigen für diesen Zeitraum ein Korrelationskoeffizient von 0,99 mit den Daten der EEX-Transparenzplattform. In [Abbildung 13](#) ist beispielhaft der Vergleich der Simulation der PV-Erzeugung mit realen Einspeise-Daten für eine Woche im August 2011 dargestellt. In [Abbildung 12](#) wird die simulierte PV-Erzeugung basierend auf den obigen Annahmen und den Meteosat-Daten verglichen mit den Einspeisedaten der EEX-Transparenzplattform. In der [Abbildung 12](#) sind für jeden Tag im Zeitraum 07.2011 bis 03.2012 nur jeweils der 12-Uhr (MEZ)-Wert dargestellt. Da in der Nacht die Sonne nie scheint, würde sonst die Grafik unübersichtlich werden.

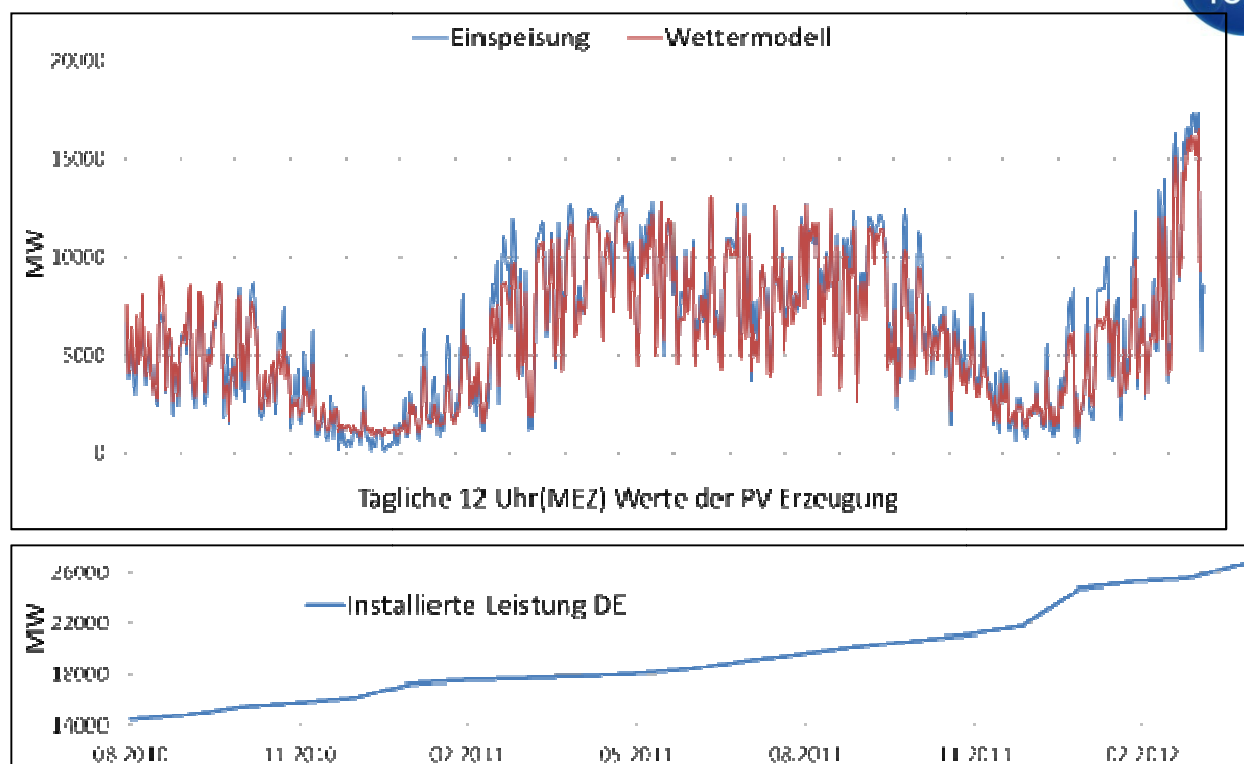


Abbildung 12: Vergleich der simulierten (rot) historischen Erzeugung mit den Daten der EEX-Transparenzplattform (blau). In der unteren Grafik ist die für die Simulation angenommene Entwicklung der installierten Leistung dargestellt.

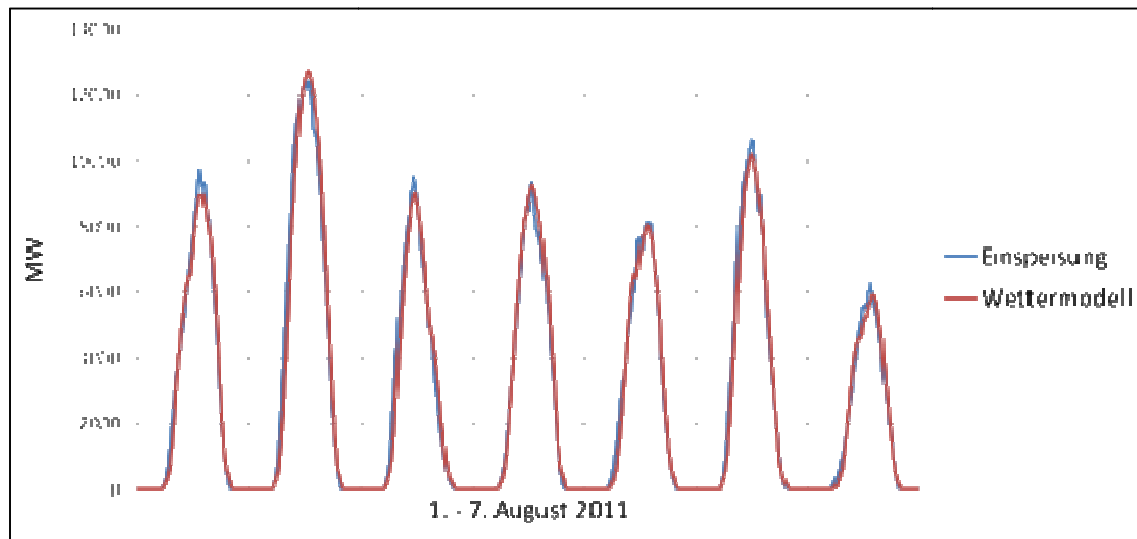


Abbildung 13: Simulation der PV-Erzeugung basierend auf den Meteosat-Daten im Vergleich mit den Einspeise-Daten der EEX-Transparenzplattform für eine Woche im August.

Zusammengefasst zeigt die Simulation eine gute Übereinstimmung mit der historischen Einspeisung.

Für die Simulationen in [Kapitel 5](#) kann man also annehmen, dass die Variabilität der Wind- und Solarerzeugung realistisch abgebildet ist.

1.5.8 Stakeholdereinbindung

Zur Einbindung von Experten aus dem Energiebereich (F&E, Kraftwerkstechnologien, Strommärkte etc.) wurden zwei Workshops durchgeführt.

Experten-Workshop, 25. Juni 2012, Graz

Der Experten-Workshop wurde am 25. Juni 2012 in Graz bei JOANNEUM RESEARCH veranstaltet (Programm und Teilnehmer/innenliste im Anhang). Im Vortragsblock 1 gab es Impulsreferate zu den Themen „Aufgaben flexibler thermische Kraftwerke bei der Energiewende“ und „Thermische Kraftwerke als erforderliches flexibles Element im Stromsystem Deutschland“. In zweiten Vortragsblock wurden im Detail der Stand der Technik und die Möglichkeiten der Flexibilisierung von bestehenden thermischen Kraftwerken erläutert. Diese Themen wurden ergänzt durch Betriebserfahrungen und Möglichkeiten des flexiblen Einsatzes von BHKW und Erfahrungen aus dem Betrieb eines Fernwärmespeichers in Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplung am Beispiel der Linz Strom GmbH. Weiters wurde über Möglichkeiten der Biogasspeicherung für den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen-BHKW und Betriebserfahrungen/Möglichkeiten der Flexibilisierung und Polygeneration am Beispiel Biomassekraftwerk Güssing berichtet. Im Vortragsblock 3 wurden zum Projekt „FlexiPower“ folgende Inhalte präsentiert: Technologieübersicht und Anwendungsbeispiele sowie Modellierung des Stromsystems Österreich. Von den ExpertInnen aus F&E, Energiewirtschaft und Herstellerfirmen wurden angeregte Diskussionen geführt. Anregungen aus dem Workshop wurden in das Projekt aufgenommen.

Abschluss-Workshop, 20. Juni 2013, Graz

Der 2. Workshop (Abschluss-Workshop, Programm und Teilnehmer/innenliste im Anhang) am 20. Juni 2013 in Graz beinhaltete im ersten Vortragsblock Impulsreferate von Experten zu den Themen „Neue Chancen für KWK – Mit Flexibilität zur Energiewende beitragen“, „Erfahrungen mit flexiblen Kraftwerken im derzeitigen Strommarkt“ und „Energie- und Klimapolitik bis 2050 – EU und Österreich“. Im zweiten Vortragsblock 2 wurden die vorliegenden Projektergebnisse präsentiert: Datenerhebung, Datenbank und Kennzahlen von Technologien, Übersicht Anwendungsbeispiele und deren Ergebnisse (Stromgestehungskosten, Triebhausgasemissionen und Jahresnutzungsgrade), Randbedingungen und Ergebnisse der Modellierung des zukünftigen Stromsystems sowie Informationen zu Anforderungen und neuen Marktteilnehmer bei Regelernergie und Spotmarkt. Die Vorträge und vorliegenden Projektergebnisse wurden angeregt und ausführlich diskutiert.

1.6 Aufbau des Endberichts

Ausgehend von der Aufgabenstellung und den Zielen des Projektes werden die verwendeten Methoden erläutert. Beginnend mit einem Überblick über die Rolle thermischer Kraftwerke in der Energiewirtschaft werden Maßnahmen zur Flexibilisierung und Kennzahlen für Kraftwerke zusammengestellt. Daraus werden Anforderungen, die zukünftig von den Kraftwerken gefordert werden, und Anpassungs- bzw. Optimierungsmaßnahmen zusammengestellt. Eine Technologiedatenbank beinhaltet technische und ökonomische Daten zu den ausgewählten Technologien sowie Optimierungs- und Entwicklungspotentiale. Ein Überblick über thermische Kraftwerke in Österreich enthält Daten zu Stromerzeugung und zum Kraftwerkspark.

Die Anforderungen an Erzeugungsanlagen (wie gesetzliche Netzanschlussbedingungen und technische Präqualifikationsbedingungen zur Bereitstellung von Regelernergie),

Designoptionen für den zünftigen Regelenenergiemarkt (Einkauf von Regelenergie, Kostenumlage) und Kapazitätsmechanismen wurden dargestellt.

Aus den Anforderungen zur Flexibilisierung wurden die Herausforderungen für thermische Kraftwerke abgeleitet. Die Bewertung ausgewählter Technologien anhand von 60 Anwendungsbeispielen (Technologie/Brennstoff-Kombinationen) erfolgte im Detail technisch, ökonomisch, ökologisch und sozial. Eine Gesamtbewertung der Technologie/Brennstoff-Kombinationen wurde daraus abgeleitet.

Die Rolle von Kraftwerken in einem zukünftigen Energiesystem wurde mittels des Programmes HiREPS modelliert. Es wurden zwei zukünftige Energiesysteme („2030 Szenario“ und „Erneuerbares Szenario 2050“) modelliert.

Aus diesen Ergebnissen wurden Empfehlungen und Schlussfolgerungen für die Rolle thermischer Kraftwerke in einem zukünftigen Energiesystem abgeleitet.

2 Thermische Kraftwerke – Stand der Technik und Herausforderungen

Nach einer Darstellung der Rolle von thermischen Kraftwerken in der Energiewirtschaft werden Kennzahlen und Maßnahmen zur Flexibilisierung zusammengestellt. Stromerzeugungstechnologien werden anhand von technischen und ökonomischen Daten auf Basis einer Literaturrecherche beschrieben (Technologiedatenbank im Anhang). Abschließend werden Informationen zum österreichischen thermischen Kraftwerkspark zusammenfassend dargestellt.

2.1 Rolle thermischer Kraftwerke in der Energiewirtschaft

Je nach Primärenergieangebot und lokalem Bedarf an elektrischer Energie erfolgt die Erzeugung der elektrischen Energie in Kraftwerken unterschiedlicher Größe (von einigen kW bis mehreren hundert MW). Da der Bedarf und zusätzlich das Angebot an elektrischer Energie aus intermittierender Erzeugungsquellen (Windkraft, PV) im Tagesverlauf schnellen Änderungen unterworfen sein kann, arbeiten deterministische Kraftwerke (z.B. Wasserkraftwerke, thermische Kraftwerke) im Parallelbetrieb, d. h. während ein einzelnes Kraftwerk mit 100% Leistung arbeitet, müsste dieselbe Spitzenleistung im Stromnetz als Reserveleistung für etwaige Revisionen bzw. unvorhergesehen Ausfälle (z.B. Schwankungen im Winddargebot, hohe Brennstoffkosten) vorgehalten werden (Schwab, 2006).

Da die Bereitstellung der elektrischen Energie genau dem Bedarf entsprechen muss, werden Kraftwerkseinsatzplanung auf Basis von Bedarfsprognosen erstellt und kurzfristige Schwankungen über die Bereitstellung von Leistungsreserven ausgeglichen. Thermische Kraftwerke bieten unter anderem aufgrund der Energiespeicherfähigkeit von Brennstoffen sehr hohe Verfügbarkeit und Regelbarkeit und werden im Rahmen von Kraftwerkseinsatzplanungen gezielt eingesetzt. Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit und Regelbarkeit werden nach ihrer Beteiligung an der Deckung des tageszeitlich schwankenden elektrischen Energiebedarfs und der Ausregelung von fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Diese drei Kraftwerkstypen unterscheiden sich in der Jahresnutzungsdauer. Grundlastkraftwerke werden über 4.000 Stunden im Jahr, Mittellastkraftwerke zwischen 2.500 bis 4.000 Stunden im Jahr und Spitzenlastkraftwerke zwischen 500 bis 1.000 Stunden im Jahr eingesetzt (Abbildung 14) (Schwab, 2006).

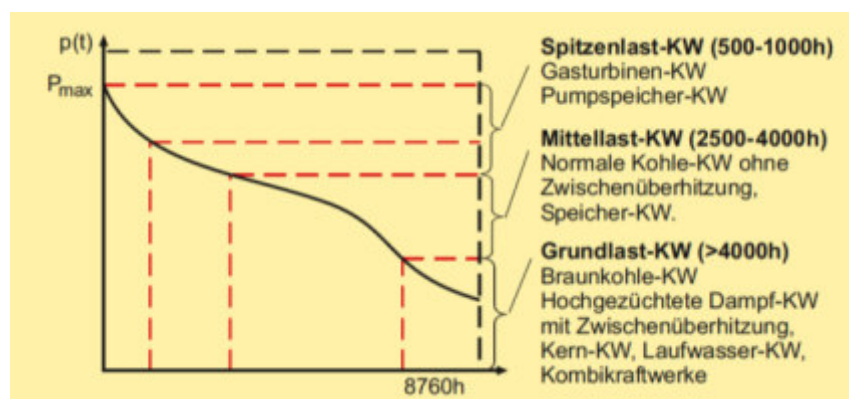


Abbildung 14: Einteilung von Kraftwerkstypen nach ihrer Jahresnutzungsdauer (Schwab, 2006)

Es wird zwischen Regel- und Ausgleichsenergie unterschieden. Ausgleichsenergie dient dem Ausgleich von Abweichungen zwischen der Kraftwerkseinsatzplanung und der tatsächlichen Last im Stromnetz. Regelenergie wird eingesetzt, um die Frequenz im Stromnetz aufrechtzuerhalten und ist eine Systemdienstleistung. Regel- und Ausgleichsenergie benötigen eine kurzfristige Bereitstellung von Reserveleistung zum Ausgleich von Schwankungen wie (Konstantin, 2007):

- Ausfall von Kraftwerken (z.B. Schwankungen im Winddargebot, technische Gebrechen)
- Ausfall oder Zuschaltung von größeren Lasten
- Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Last (bedarfs- wie angebotsseitig)

Diese Regelenergie wird nach der Dauer der Bereitstellung in festgelegte Kategorien (Ansprechzeit, Dauer der Bereitstellung, Mindestkraftwerksleistung) eingeteilt und je nach Bedarf werden diese nacheinander abgerufen, wobei die vorangegangene Reserveleistung durch die nachfolgende ersetzt wird (siehe Abbildung 15). Diese Kategorien der Regelenergie sind (Konstantin, 2007; Tomschi, 2012):

1. Primärregelung (Sekundenreserve)

Die Primärregelung dient vorrangig dazu, die Normalfrequenz 50 Hertz im Stromnetz jederzeit halten zu können (Stabilisierung der Frequenz). Die Primärregelung muss innerhalb von 15 bis 30 Sekunden aktivierbar sein und mindestens 15 Minuten aufrechterhalten werden. Die Primärregelung erfolgt derzeit nur von konventionellen Anlagen (z.B. Kohlekraftwerke: Nutzung von Speichern im Kessel und Wasser-Dampf-Kreislauf; GuDs: Nutzung der schnellen Leistungsänderungen der Gasturbine).

2. Sekundärregelung

Auch die Sekundärregelung dient der Frequenzstabilität und löst die Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden ab. Diese wird von gut regelbaren und vollautomatisch schaltbaren Kraftwerken bereitgestellt (z.B. Schwallbetrieb von Laufwasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, virtuelle Kraftwerke aus Biogasanlagen) und muss für mindestens eine Stunde aufrechterhalten werden.

3. Tertiärregelung (Minutenreserve):

Die Tertiärregelung löst spätestens 15 Minuten nach Auftreten der Schwankung die Sekundärregelung ab, um diese für andere Ereignisse auf ihren Ausgangswert zurückzuführen. Die Tertiärregelung derzeit wird meist durch den Einsatz von Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerken bereitgestellt.

4. Stundenreserve:

Die Tertiärregelung wird nach spätestens einer Stunde von der Stundenreserve abgelöst. Diese wird durch thermische Kraftwerke, die als Kaltreserve oder stehende Reserve zur Verfügung stehen, bereitgestellt.

Für die Bereitstellung der Reserveleistung kommen zum einen in Betrieb befindliche Kraftwerke (thermische und Wasserkraftwerke) und auch heruntergefahrte Kraftwerke (thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke) in Frage. Je nach Betriebszustand können flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke sämtliche Kategorien der Reserveleistung abdecken. In Tabelle 4 sind die durchschnittlichen Kenngrößen (Anfahrtdauer, Mindestbetriebszeit, Mindeststillstandzeit) konventioneller thermischer Großkraftwerke dargestellt.

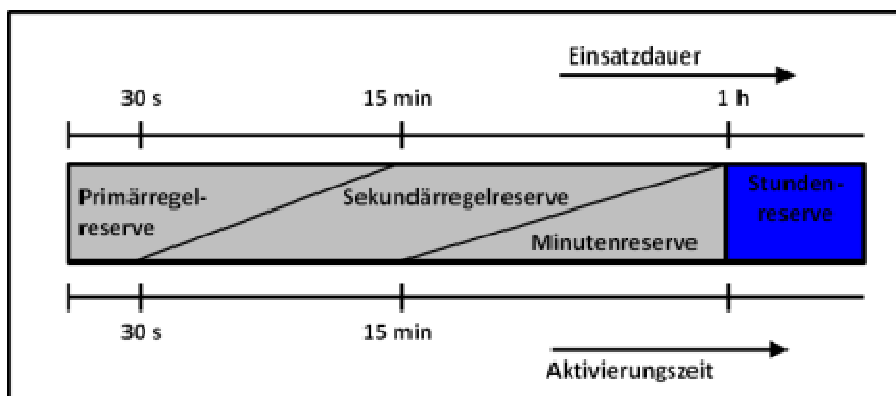


Abbildung 15: Kategorien der Reserveleistung (nach Pfaff, 2012)

Tabelle 4: Durchschnittliche Kenngrößen konventioneller zentraler thermischer Kraftwerke (nach Gwisdorf et al., 2009)

	Kohle-Kraftwerk	Gas-/Öl-Kraftwerk	Atom-Kraftwerk
Anfahrdauer [h]	3-60	1-4	15-24
Mindestbetriebszeit [h]	6-15	1-6	15-24
Mindeststillstandzeit [h]	6-15	1-6	24-48

Abbildung 16 zeigt die Rolle von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken im Kontext des derzeitigen und zukünftigen Energiesystems für Deutschland. In einem Energiesystem gibt es ein bestimmtes Angebot an fossiler und erneuerbarer Energie, diesem steht ein bestimmter Strombedarf gegenüber. Zur Deckung des Basis- und Mittelbedarfs an Strom werden kontinuierlich verfügbare Kraftwerke (z.B. Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke, thermische Kraftwerke) eingesetzt. Zum Ausgleich des diskontinuierlichen Stromangebots durch z.B. Photovoltaik und Windkraft bzw. zur Deckung des diskontinuierlichen Strombedarfs kamen bisher neben Kraftwerken aus dem hydrothermischen Kraftwerksverbund auch Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) zum Einsatz. Neben der Energiespeicherung, die immer mit Speicherverlusten und Kosten behaftet ist, kommt auch der erweiterte Einsatz von flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken (z.B. Dampfkraftwerk, GuD-Kraftwerke, BHKW mit Gasmotoren) zum Ausgleich des diskontinuierlichen Stromangebots bzw. des diskontinuierlichen Strombedarfs in Frage. Diese Kraftwerke nutzen das kontinuierlich vorhandene Brennstoff-Angebot (z.B. Kohle, Erdgas, Biomasse) als chemischen (stofflichen) Energiespeicher und können so diskontinuierlich und bedarfsgerecht Strom bereitstellen.

Zusammengefasst stellen thermische Kraftwerke im Energiesystem folgende Leistungen zur Verfügung (Jeschke, 2012):

- Versorgungssicherheit
 - Bereitstellung der Residuallast
 - Bereitstellung der gesamten Last an einem trüben und windstillen Wintertag
- Sicherstellung der Netzstabilität
 - Frequenzstützung – Wirkleistungsregelung (positiv und negativ)
 - Spannungshaltung - Blindleistungsregelung
- Sicherstellung der Spannungsqualität – rotierende Reserve

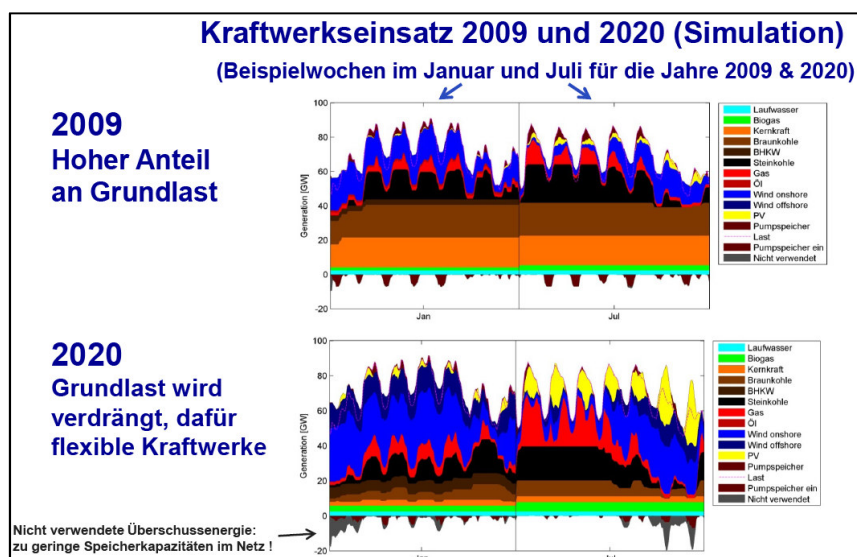


Abbildung 16: Kraftwerkseinsatz 2009 und 2020 (aus Brauner, 2012)

Zukünftig werden diese Leistungen unter neuen Randbedingungen zu erbringen sein (Dena, 2013). Der Anstieg von fluktuierender Einspeisung durch erneuerbare Energien erhöht die Volatilität der residualen Last. Um diese residuale Last zu jedem Zeitpunkt decken zu können, ist eine höhere Flexibilität in der Betriebsweise der konventionellen Kraftwerke nötig, die Anforderungen an die Technik und die betriebliche Organisation von Kraftwerken stellt. Diese Anforderungen sind insbesondere:

- schnelleres und häufigeres An- und Abfahren
- höhere Laständerungsgeschwindigkeiten und häufigere Lastwechsel
- Absenkung der Mindestlast
- Überbrückung längerer Stillstandzeiten

2.2 Kennwerte und Maßnahmen zur Flexibilisierung thermischer Kraftwerke

Für thermische Kraftwerke werden Kennwerte (aktuelle und zukünftige) zusammengestellt und aus den Anforderungen für eine zukünftig geforderte Strombereitstellung Maßnahmen zur Flexibilisierung zusammengestellt.

2.2.1 Überblick Kennwerte thermischer Kraftwerke

Eine zunehmende Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks kann durch den Neubau hochflexibler Kraftwerke oder aber durch Umbau- bzw. Retrofit-Maßnahmen von Bestandskraftwerken erreicht werden (Dena, 2013).

Um diese Technologien für einen zukünftigen flexiblen Einsatz vergleichen und beurteilen zu können, werden Kennwerte verwendet (siehe Tabelle 5). Diese Kennwerte wie Mindestlast, Nutzungsgrade, Lastgradienten, Regelbereich und Stunden für Startvorgänge beschreiben insgesamt die Eignung von Kraftwerkstypen für einen flexiblen Einsatz. Die Angabe von Kennwerten für derzeit üblich, Stand der Technik für Kraftwerksneubauten und für das erwartete Optimierungspotential erlaubt einen aktuellen und in die Zukunft gerichteten Vergleich dieser Technologien.

Tabelle 5: Kennwerte unterschiedlicher Kraftwerkstypen (VDE, 2012; Hille, 2012)

Parameter - Einheit		Steinkohle	Braunkohle	Gasturbine	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)
Leistungsklasse	MW	800	1.100	375	570
Mindestlast	$P_{\min}$ in % P_{nenn}	~ 25 bis 40	~ 40	~ 40 - 50	~ 25 - 50
Lastgradient	% P_{nenn} /min	1,5 <u>4</u> 6	1 <u>2,5</u> 4	8 <u>12</u> 15	2 <u>4</u> 8
Regelbereich	% P_{nenn}	40 – 90	50 – 90	40 - 90	40 - 90
Minimallast	% P_{nenn}	40 <u>25</u> 20	60 <u>50</u> 40	50 <u>40</u> 20	50 <u>40</u> 30
Anfahrzeiten	Einheit				
Heißstart (Stillstand < 8h)	h	3 <u>2,5</u> 2	6 <u>4</u> 2	< 0,1	1,5 <u>1</u> 0,5
Kaltstart (Stillstand > 48 h)	h	10 <u>5</u> 4	10 <u>8</u> 6	< 0,1	4 <u>3</u> 2
Nutzungsgrad bei 50 % P_{nenn}		42 - 44	35 - 41	30 - 37	52 – 57 (Single) 54 – 59 (Multi)
Nutzungsgrad bei P_{nenn}		45 - 47	42 bis >45	38 bis 45	58 bis >60

Lesehinweis: heute üblich | Stand der Technik (Neubau) | erwartetes Optimierungspotential

Die Flexibilität von Kraftwerken kann durch folgende Parameter beschrieben werden (Frohne, 2012):

- Dynamik
 - Hohe Laständerungsgeschwindigkeiten (siehe Nr. 1 in Abbildung 17)
 - Kurze An-/Abfahrzeiten
- Einsatzflexibilität
 - Geringe Mindestlast bei hohem Wirkungsgrad (siehe Nr. 2 in Abbildung 17)
 - Hohe Startanzahl und Lastzyklen
 - Niedrige An-/Abfahrkosten
 - Kurze Mindeststillstandzeiten
- Organisationsflexibilität
 - Flexible Schichtmodelle
 - Breite Personalqualifizierung
 - Marktorientierte Revisionsplanung
- Sonstige Parameter
 - Genehmigungsrestriktionen
 - Brennstoffflexibilität
 - Vertragsflexibilität

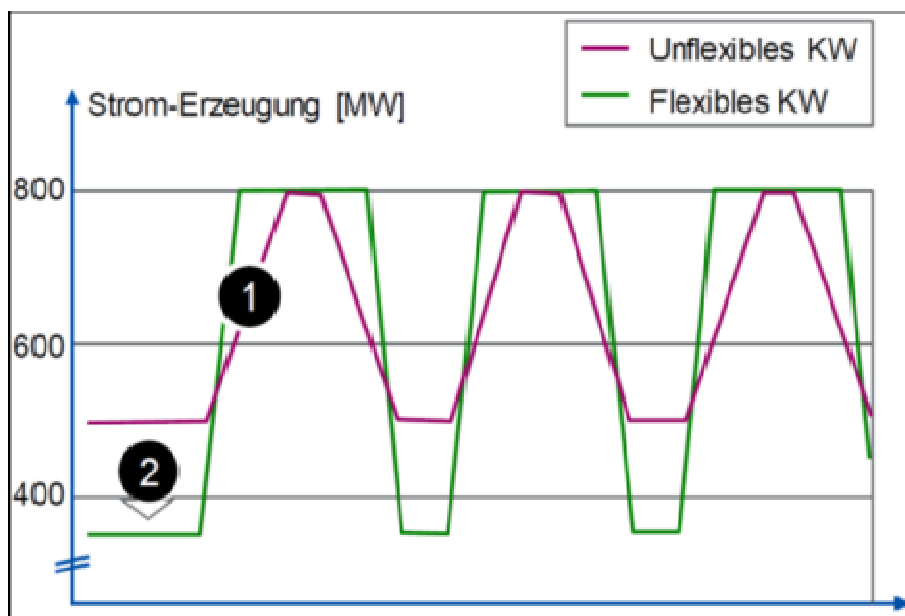


Abbildung 17: Vergleich eines unflexiblen Kraftwerks und eines flexiblen Kraftwerks (Frohne, 2012)

Gasmotorenkraftwerke als Mehrmotorenanlagen vereinen 2 Flexibilitätsmerkmale – hoher Teillastwirkungsgrade und kurze Anfahrzeiten bzw. niedrige Startkosten. Außerdem erreichen Großgasmotoren höhere „Simple Cycle“ Wirkungsgrade als Gasturbinen. In der folgenden **Abbildung 18** ist der Teillastwirkungsgradverlauf einer Mehrmotorenanlage mit beispielsweise 10 Motoren dargestellt. Aus den genannten Gründen gewinnen Gasmotorenkraftwerke im Leistungsbereich von 10 bis ca. 200 MW derzeit an Bedeutung, sowohl als Spitzenlastkraftwerke als auch als KWK Anlagen.

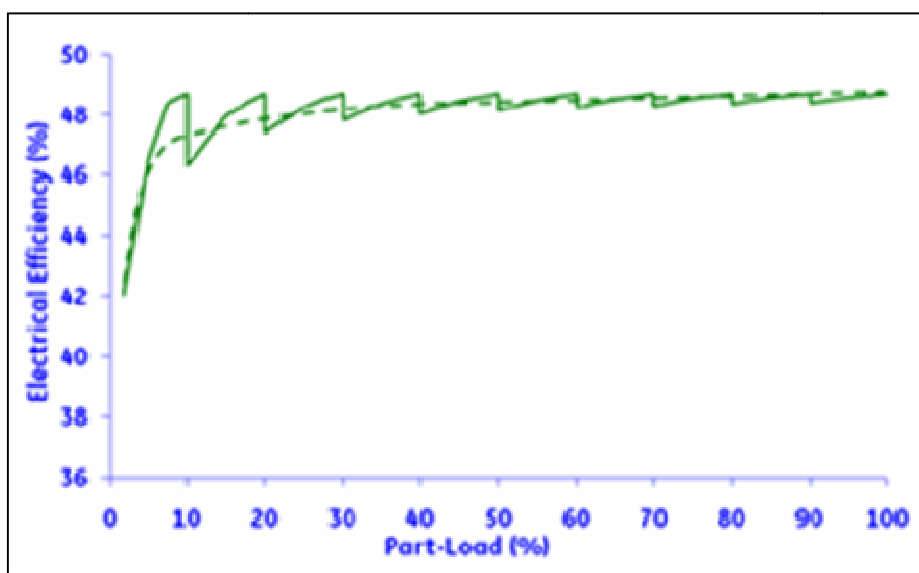


Abbildung 18: Verlauf des Bruttowirkungsgrades eines Gasmotorenkraftwerkes als Mehrmotorenanlage (Payrhuber, 2013)

2.2.2 Maßnahmen zur Flexibilisierung thermischer Kraftwerke

Der zukünftige Strommarkt erfordert die Transformation von Grund-, Mittel-, Spitzenlastkraftwerken zu flexiblen Erzeugungseinheiten (Magin, 2012).

- Bestehende Anlagen haben noch Potential, den Anforderungen an flexible Erzeugung zu folgen.
 - Tiefere Mindestlasten
 - Höhere Laständerungsgeschwindigkeit
 - Optimierte Anfahren
- Optimierungsmöglichkeiten sind noch nicht ausgeschöpft.
 - Mechanische Anpassungen
 - Leittechnische Anpassungen
- Höhere Anforderungen an Laständerungsgeschwindigkeit haben direkte Auswirkung auf die Lebensdauer.

Die bereits vorhandenen Möglichkeiten und die Potentiale für die Kraftwerkstechnologien zum flexiblen Einsatz sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Potentiale unterschiedlicher Kraftwerkstypen für flexiblen Einsatz (nach Herdan, 2012)

	Kohlekraftwerke	Gasturbinen-kraftwerke	Blockheizkraftwerke - Motoren
Laständerungen			
Anfahrzeiten			
Flexibilität durch Wärmeauskopplung			
Einwirkung direkt auf Mittelspannungsebene			
Schnelle Spannungsregelung			
Dämpfung von Frequenzänderungen			
Flexible Standortwahl			
	Fähigkeit heute vorhanden		
	Fähigkeit teilweise vorhanden oder zukünftiges Potential		
	Kein Potential		

Kraftwerkskomponenten können an die zukünftigen Anforderungen durch eine Reihe von Maßnahmen angepasst werden. Dies kann in Zusammenhang mit Retrofit eines Kraftwerks (= die Modernisierung oder der Ausbau bestehender Anlagen) umgesetzt werden. Hauptgründe für Retrofit-Maßnahmen sind u.a. die Verlängerung der Lebensdauer, eine Verbesserung des Betriebs (Kostenreduktion), Nutzung neuester Technologie und Erfüllung gesetzlicher Vorgaben (wie z.B. Emissionssenkung, Arbeitssicherheit). Diese getroffenen Maßnahmen können auch eine Flexibilisierung des Betriebs ermöglichen: Optimierung der Feuerung, Retrofit von Einzelkomponenten, Installation von Speicher, Prozessoptimierung Wasser-Dampf-Kreislauf, Verbesserung des Teillastverhaltens und Optimierung der Auslegung von Komponenten (nach Alstom, 2013).

Folgende Retrofit-Maßnahmen können u.a. zur Steigerung der Flexibilität, zur Verlängerung der wirtschaftlichen und technischen Nutzungsdauer, sowie zur Erhöhung von z.B. Wirkungsgrad und Leistung durchgeführt werden (Frohne, 2012):

- Revision der Turbinenanlage
- Einsatz Vorschaltgasturbine
- Austausch von Überhitzern
- Modernisierung der Leittechnik
- Nachrüstung NO_x-armer Brenner
- Optimierung von Kühlsystemen
- Modernisierung Generator

In Tabelle 7 sind Retrofit-Maßnahmen und Neubau von Kraftwerksanlagen gegenübergestellt und bewertet.

Um die zukünftig notwendigen Eigenschaften von thermischen Kraftwerken (wie Ausweitung des regelbaren Leistungsbereichs, Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeiten, Erhöhung der Start- und Shut-Down Möglichkeiten (Kalt/Warm/Heißstart), die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und Aufrechterhaltung eines hohen Wirkungsgrades im Teillastbetrieb) zu erreichen, sind technische Anpassungen an Einzelkomponenten bestehender Dampfkraftwerke vorzunehmen.

Tabelle 7: Vergleich zwischen Retrofit-Maßnahmen und Neubau eines Kraftwerks (Frohne, 2012)

Retrofit	Neubau
• Spezifisch niedrigere Investitionskosten (€/kW) • Geringere Genehmigungsrisiken • Kurzfristige Realisierung der Retrofitmaßnahmen möglich (< 1 Jahr) • Technische Nutzungsdauer jedoch nicht beliebig verlängerbar	• Höhere absolute Investitionskosten • Spezifisch geringere Abgasemissionen • Höhere Anlagenverfügbarkeit • Höhere Flexibilität möglich • Mittel- bis langfristige Realisierung eines Neubaus (>4 Jahre) • Gefahr eines „stranded investments“

Die Anpassungen in bestehenden Kraftwerken können in folgenden Bereichen vorgenommen werden (Pechtl, 2012):

- Maßnahmen am Kessel
 - Brenner
 - Wasser/Dampf-Seite
- Maßnahmen an der Dampfturbine bzw. dem Kreislauf
 - Leistungssteigerung
 - Erhöhung des stabilen Mindestlastbetriebs
 - Zeitliche Entkoppelung von Bedarf und Produktion

Kohlekraftwerke

Die Erfordernisse und zu erreichenden gewünschten Zielwerte für Kohlekraftwerke sind in Tabelle 8 enthalten.

Tabelle 8: Anforderungen an Kohlekraftwerke (Jeschke, 2012; Pechtl, 2012)

Erfordernisse	Stand der Technik- Status Quo	Zielwert
Ausweitung des regelbaren Leistungsbereichs	100 - 35%, darunter mit Stützfeuerung (Öl oder Gas)	100 - 15% ohne teuren Brennstoff
Erhöhung der Lastgradienten	Etwa 5%/min	Etwa 10%/min
Häufige Start und Shutdowns (Heiß/Warm/Kalt)	Tägliche Starts möglich	Erweiterung des Lastbereichs (15 – 100%) zur Vermeidung täglicher Starts
Teillastfähigkeit bei hohem Wirkungsgrad	Prozessdesign für hohen Wirkungsgrad bei Volllast	Prozessdesign für hohen Wirkungsgrad bei Teillast unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte

In Kohlekraftwerken können folgende Modifizierungen zur Flexibilisierung des bestehenden Prozesses in Frage kommen (Herdan, 2012):

- Geänderte Mühleneinsätze
- Verändertes Temperatur-Management (auch Bauteiltausch)
- Optimierte Teillast-Verhalten (-Wirkungsgrad)
- Turbinen-Retrofit

Folgende Maßnahmen bei diskontinuierlichen Prozessen können zur Flexibilisierung bei Kohlekraftwerken unter anderem ergriffen werden (Herdan, 2012):

- Abkopplung Mühlenbetrieb von Brenner/Kessel
- Wärmespeicher

Erdgaskraftwerke

Die Erfordernisse und zu erreichenden gewünschten Zielwerte für Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Anlagen) sind in Tabelle 9 enthalten.

Für Gaskraftwerke können u.a. folgende Modifizierungen zur Flexibilisierung des bestehenden Prozesses in Frage kommen (Herdan, 2012):

- Absenkung Mindestlast
- Verkürzung Anfahrzeiten
- Erhöhung Lastgradienten

Blockheizkraftwerke

Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können u.a. folgende Modifizierungen zur Flexibilisierung des bestehenden Prozesses in Frage kommen (Herdan, 2012):

- Entkoppelung bzw. Flexibilisierung der Strom- und Wärmeabgabe bei KWK-Prozessen (z.B. Einsatz von Wärmespeichern)

Des Weiteren kann auch die Hybridisierung von bestehenden Prozessen in Kraftwerken zu einer Flexibilisierung führen (Herdan, 2012):

- Kohle und Gas
 - Vorschaltgasturbinen
 - Speisewasservorwärmung mit Gasturbinen oder Gasmotoren
- Einbindung erneuerbarer Energieträger
 - Biomasse/Biogas Mitverbrennung
 - Hybridkraftwerke Solar & Gas, Kohle & Solar (abhängig von meteorologischen Rahmenbedingungen)
 - Lokale “Power to Gas to Power” Einheiten

Tabelle 9: Anforderungen an Gas- und Dampfkraftwerke GuD (Pechtl, 2012)

Erfordernisse	Stand der Technik- Status Quo	Zielwert
Ausweitung des regelbaren Leistungsbereichs	100 - 60% der Gasturbinenlast, darunter erhöhte Emissionen	100 - 40%
Erhöhung der Lastgradienten	Peaker GT: 0 - 100% in 10 min GuD: 0 - 100% in 60 min	Hot Start 0 - 100% in ~30 min (500 MW in 30 min)
Häufige Start und Shutdowns (Heiß/Warm/Kalt)	Tägliche Starts sind Realität	Technologische Maßnahmen zur Reduktion der Wartungskosten
Teillastfähigkeit bei hohem Wirkungsgrad	Prozessdesign für besten Wirkungsgrad bei Volllast	Prozessdesign für hohen Wirkungsgrad bei Teillast unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte

2.2.3 Auswirkungen der Flexibilisierung auf Kraftwerksbetrieb und Wartung

Die Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebs hat Auswirkungen auf die Revisions- und Wartungsintervalle sowie auf die Lebensdauer der Kraftwerksanlagen. In der Beurteilung dieser Auswirkungen durch den flexibleren Einsatz von Dampfkraftwerken wird vorrangig folgenden Betriebszuständen Beachtung geschenkt (Bader, 2012):

- Lastwechsel
- Teillastbetrieb
- Stillstandzeiten

Das Zusammenspiel dieser Betriebszustände in Hinblick auf den flexibleren Betrieb thermischer Kraftwerke führt zu neuen kombinierten Herausforderungen, wie z.B. (Bader, 2012):

- Materialermüdung durch Korrosion
- Materialermüdung durch thermo-mechanische Abnützungen

In Abbildung 19 sind die Zusammenhänge von Betriebszuständen, Lasteigenschaften und Schadensbildern dargestellt.

Die Ausweitung des regelbaren Leistungsbereichs hin zu einer niedrigeren Minimallast ermöglicht es Kraftwerken zukünftig länger am Netz zu bleiben. Erhöhte Laständerungsgeschwindigkeiten ermöglichen eine verbesserte Frequenzhaltung in Fällen

plötzlich abnehmender erneuerbarer Erzeugung. Die Fähigkeit häufige Starts und Shut-Downs durchzuführen ermöglichen es die täglichen Erzeugungsschwankungen der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung und des Bedarfs auszugleichen. Es ist davon auszugehen, dass Kraftwerke zukünftig häufiger über längere Zeiträume im Teillastbereich betrieben werden, wobei die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und die Aufrechterhaltung eines hohen Wirkungsgrades jedenfalls sichergestellt werden muss (Jeschke, 2012).

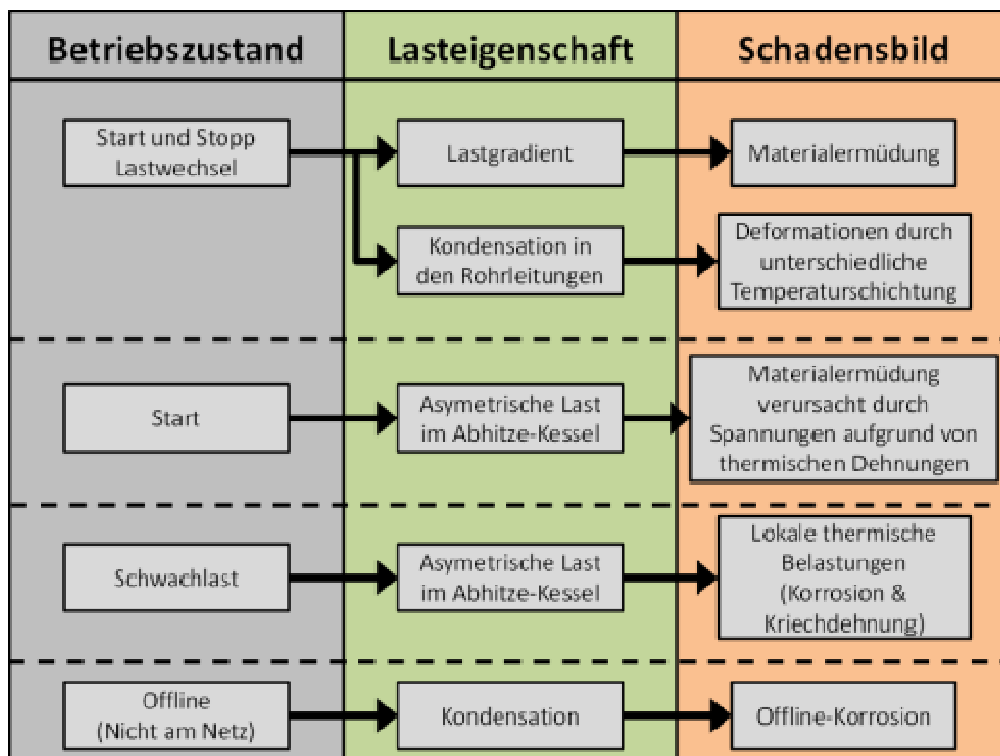


Abbildung 19: Zusammenhang zwischen Betriebszuständen und Schadensbildern (nach Bader, 2012)

2.2.4 F&E Bedarf

Unabhängig von der genauen Höhe des Retrofit-Potentials sollte die effiziente Optimierung des bestehenden Kraftwerksparks weiterhin ein Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung sein. Insbesondere sollte zentrales Ziel sein, die Wirkungsgrade bei einer flexibleren Fahrweise weiter zu verbessern und Emissionen zu reduzieren, beispielsweise durch innovative Konzepte wie den Einsatz von Wärmespeichern oder Solarthermie. Im Rahmen von Forschung und Entwicklung sollten neben weiteren technischen Verbesserungen aber auch Lösungen für die organisatorischen Fragestellungen, die mit einer immer flexibleren Fahrweise des Kraftwerkspark einhergehen, entwickelt werden (Dena, 2013).

Die Entwicklung weg von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren dezentralen Einheiten erfordert einen höheren Aufwand in Bezug auf Kraftwerkseinsatzplanung und Energiemanagementsystemen. Aufgrund der kleineren Anlagen steigt nicht nur die Zahl der Erzeugungsanlagen, durch die intermittierende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien wie Wind und Solar müssen diese Anlagen auch entsprechend flexibel eingesetzt werden können.

2.3 Technologiedatenbank

Nachfolgende Übersicht (siehe Tabelle 10) beinhaltet Technologie/Brennstoff-Kombinationen, die aktuell und zukünftige geeignet sein könnten, entsprechende flexible Anforderungen durch die erhöhte Integration von Anlagen erneuerbarer Energieerzeugung erfüllen zu können.

Tabelle 10: Übersicht möglicher Technologie/Brennstoffkombinationen

Brennstoffe	kommerzielle (Heiz)kraftwerke						
	Gas- und Dampfturbine	Gasturbine	Dampfturbine	Verbrennungsmotor	Stirling	Brennstoffzelle	ORC-Prozess
fossile Brennstoffe							
Kohle	I		I/Z	Z			
Erdgas	I/Z	I/Z	I	I/Z		Z	
Heizöl S			I	I/Z			
Heizöl EL	I	I	I	I/Z			
biogene Brennstoffe							
Hackgut	Z		I/Z	I/Z	I/Z	Z	I/Z
Pflanzenöl				I/Z			
Biodiesel				I			
Bioethanol				I			
synth. Biotreibstoffe				Z			
Pyrolyseöl				Z			
Biogas				I/Z		Z	
Biomethan	Z	Z	Z	I/Z			
sonstige Brennstoffe							
Abfälle			I/Z	I/Z			
Wasserstoff	Z	Z		I/Z		Z	
Stahlgase (Koksgas, Gichtgas)	I	I	I	I			

I...IST...derzeit interessant und im kommerziellen Einsatz

Z...Zukunft...zukünftig technisch interessant mit weiterer Möglichkeit zur Flexibilisierung

In der Technologiedatenbank (siehe Anhang) werden auf Basis einer Literaturrecherche technische Grunddaten, ökonomische Grunddaten und Optimierung- und Entwicklungspotentiale für die Technologien Dampfturbine (DT), Gasturbine (GT), Gas- und Dampfturbine (GuD), Verbrennungsmotor (BHKW), Brennstoffzelle und ORC-Prozess zusammengefasst dargestellt.

Für die Technologie/Brennstoffkombinationen wurde im Projektteam eine Vorauswahl der für Österreich interessantesten Kombinationen getroffen. Davon ausgehend wurde eine Datenbank erstellt, mit der die für die weiteren Arbeiten (Modellierung, technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung) erforderlichen Daten erhoben werden sollten. Diese Datenbank wurde an die Partner und Firmen verschickt. Letztendlich wurden aufgrund der eingelangten Daten die Technologie/Brennstoff-Kombinationen ausgewählt, die in Kapitel 4 umfassend bewertet wurden.

2.4 Thermischer Kraftwerkspark Österreich

In Österreich erfolgt die Stromerzeugung in Wasserkraft- und Wärmekraftwerken, in Anlagen mit erneuerbarer Energie (Wind, PV, Geothermie) und sonstige Erzeugung. In nachfolgender Tabelle 11 ist die Stromerzeugung Österreichs für das Jahr 2011 aufgeteilt nach den Kraftwerkstypen aufgelistet. Die Stromerzeugung im Jahr 2011 betrug etwa 66 TWh (Quelle: Energie-Control Austria, Datenstand Juli 2012).

Die Anteile der Kraftwerkstypen für 2011 sind in Abbildung 20 dargestellt. Die Wärmekraftwerke haben einen Anteil von 39,3% nach den Wasserkraftwerken von 57,4%. Eine weitere Detaillierung der Wärmekraftwerke zeigt die Anteile der Brennstoffe in den Wärmekraftwerken in Österreich (siehe Abbildung 21). Erdgas hat den größten Anteil mit 47,9%, gefolgt von Steinkohle (21%) und sonstigen Brennstoffen (11%). Die biogenen festen Brennstoffe erreichen einen Anteil von 9,9%. Insgesamt kamen in den österreichischen Wärmekraftwerken etwa 82% fossile und etwa 18% biogene Brennstoffe zum Einsatz.

Eine Übersicht der thermischen Kraftwerke in Österreich (Stand 2012) bietet Tabelle 12. Die geplanten thermischen Kraftwerke (graue Zeilen am Ende der Tabelle) sind als GuD-Anlagen konzipiert und damit für einen flexiblen Betrieb geeignet.

Tabelle 11: Stromerzeugung Österreich 2011 in GWh (Quelle: Energie-Control Austria, Datenstand Juli 2012)

Kraftwerkstyp	GWh/a
Wasserkraftwerke	37.701
Wärmekraftwerke fossil	20.691
davon Steinkohle	5.416
davon Erdgas	12.362
davon Sonstige (Erdölderivate)	2.913
Wärmekraftwerke biogen	3.194
davon fest	2.557
davon flüssig	12
davon gasförmig	625
Sonstige Biogene	1.361
Sonstige Brennstoffe	586
Summe Wärmekraftwerke	25.832
Wind, PV, Geothermie	1.985
Sonstige Erzeugung	170
Stromerzeugung Österreich 2011	65.688

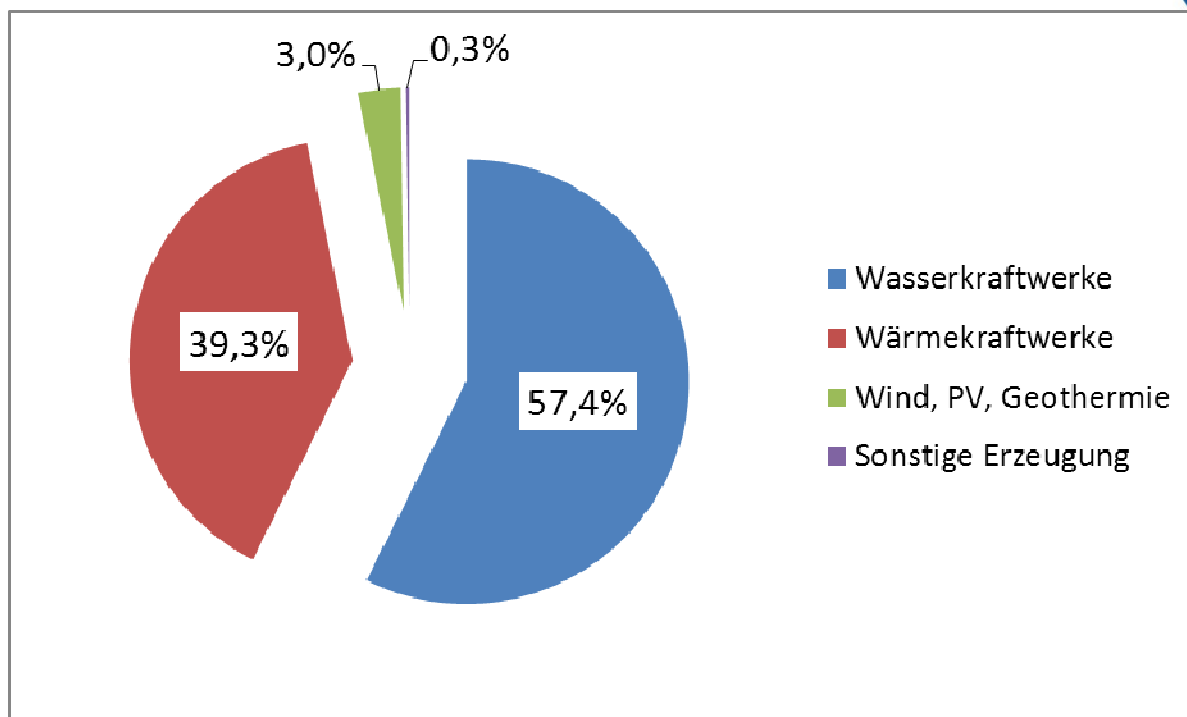


Abbildung 20: Anteile der Stromerzeugung Österreich 2011 (eigene Berechnungen nach Energie-Control Austria, Datenstand Juli 2012)

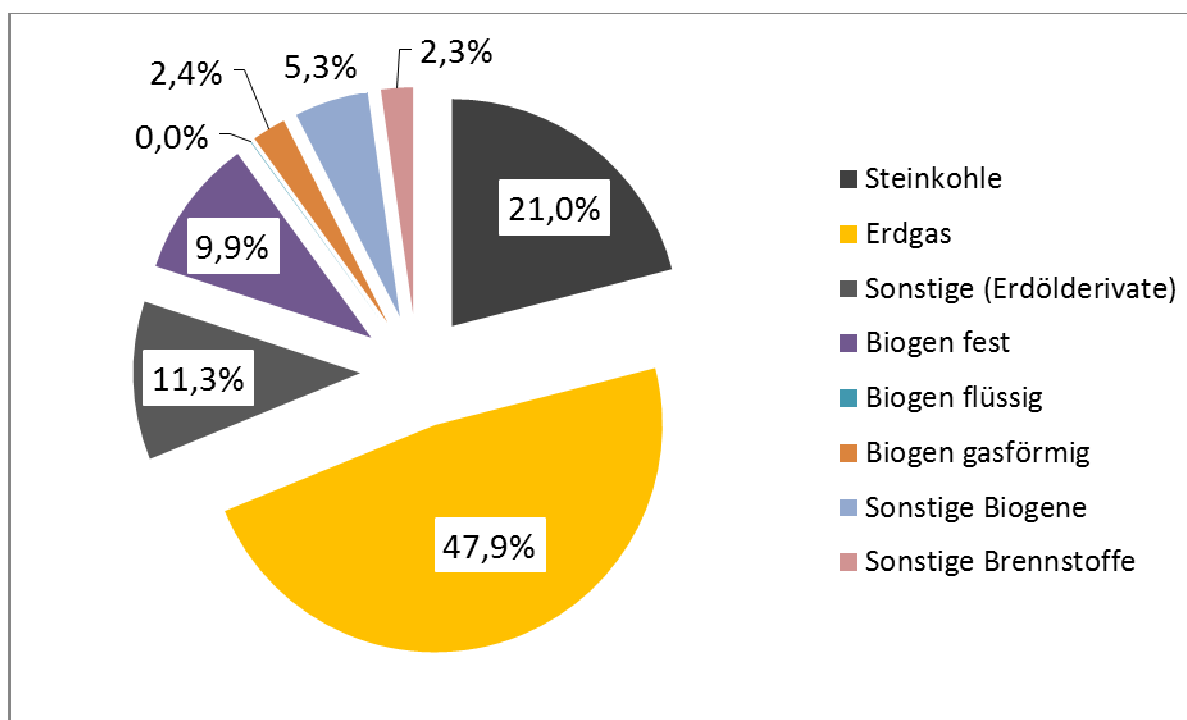


Abbildung 21: Anteile der Brennstoffe in Wärmekraftwerken Österreich 2011 (eigene Berechnungen nach Energie-Control Austria, Datenstand Juli 2012)

Tabelle 12: Thermische Kraftwerke Österreich (Betrieb und Planung) Stand 2012 (Quellen: <http://de.wikipedia.org> Liste österreichischer Kraftwerke aufgerufen am 3.7.2013; Österreichs Energie Ausgabe Juli/August 2013; www.energieag.at; www.wienenergie.at; www.linzag.at)

Name	Bruttoleistung el. [MW]	Leistung th. [MW]	Technologie	Energieträger	Fertigstellung	Bundesland
Theiß	775	-	Dampfkraftwerk	Erdgas, Heizöl S	1974	NÖ
Kraftwerk Simmering 1	700	450	GuD	Erdgas	2009	Wien
Kraftwerk Dümrohr Block 1	405	-	Dampfkraftwerk	Steinkohle, Erdgas	1986	NÖ
Kraftwerk Dümrohr Block 2 (inkl. Müllverbrennung)	370	-	MVA/Dampfkraftwerk	Steinkohle, Erdgas (Hausmüll, Biomasse)	1986	NÖ
Kraftwerk Simmering 3	365	350	GuD	Erdgas, Heizöl S	1992	Wien
Dampfkraftwerk Donaustadt	347	250	GuD	Erdgas	2001	Wien
Mellach	246	230	Dampfkraftwerk	Steinkohle	1986	Steiermark
Riedersbach 2	168	17	Dampfkraftwerk	Kohle	1986	OÖ
Linz Süd	171	150	GuD	Erdgas, Heizöl (Reserve)	1993	OÖ
Neudorf-Werndorf 2	164	200	Dampfkraftwerk	Erdgas, Heizöl S	1976	Steiermark
Korneuburg	154	-	GuD	Erdgas	-	NÖ
Leopoldau	142	170	GuD	Erdgas	1975	Wien
Timelkam	405	100	GuD	Erdgas	2008	OÖ
Kraftwerk Timelkam Biomasse	15	15	Dampfkraftwerk	Biomasse	2005	OÖ
Fernheizkraftwerk Linz-Mitte	217	171	GuD	Erdgas, Heizöl	1970	OÖ
Biomasse-Fernheizkraftwerk Linz-Mitte	8	21	Dampfkraftwerk	Biomasse	2005	OÖ
Timelkam 2	66	-	Dampfkraftwerk	Kohle	1962	OÖ
Kraftwerk Simmering 2	60	150	GuD	Erdgas	2009	Wien
Kraftwerk Simmering Biomasse	17	35	Dampfkraftwerk	Biomasse	2006	Wien
Riedersbach 1	55	10	Dampfkraftwerk	Kohle	1969	OÖ
Kraftwerk Spittelau	6	-	MVA/Dampfkraftwerk	Erdgas, Heizöl, (Hausmüll)	1971	Wien
Kraftwerk Mellach	848	400	GuD	Erdgas	2011	Steiermark
Geplante Kraftwerke						
Biomasse-Fernheizkraftwerk Linz (Block 2)	10	-	Dampfkraftwerk	Biomasse	2014	OÖ
Riedersbach	452	-	GuD	Erdgas	2015	OÖ
Hohe Wand 1	400	-	GuD	Erdgas	2017	NÖ
Hohe Wand 2	400	-	GuD	Erdgas	2019	NÖ
Raum Zwentendorf	400	-	GuD	Erdgas	2020	NÖ
GDK BKW 4-Simmering	450	-	GuD	Erdgas	2019	Wien

3 Designoptionen und neue Marktteilnehmer

3.1 Anforderungen an Erzeugungsanlagen

3.1.1 Gesetzliche Netzanschlussbedingungen für alle Anlagen

Die technischen Anforderungen an Kraftwerke, als auch nachfrageseitige Laststeuerungseinrichtungen, sind in den Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber festgelegt. Auf europäischer Ebene werden derzeit auf der Grundlage der sogenannten network codes (ENTSO-E, 2013a) die erforderlichen Minimalanforderungen des zukünftigen Verbundnetzes definiert, welche eine untere Schranke der Anforderungen in den nationalen Netzanschlussbedingungen darstellen. Network codes behandeln nur die geforderte Leistungsfähigkeit einzelner Anlagen und sagen nichts über deren tatsächlichen Abruf aus.

In (ENTSO-E, 2012) sind allgemeine Rahmenbedingungen, sowie Bandbreiten für technische Kenngrößen enthalten, welche von allen Anlagen zukünftig erfüllt werden müssen. Das so spezifizierte Verhalten der Erzeugungsanlagen wird von Netzbetreibern genutzt, um verschiedene Systemdienstleistungen anzubieten. Das Leistungsvermögen der Anlagen hinsichtlich dieser Dienstleistungen ist nicht durchgehend gewährleistet, sondern hängt davon ab, in welchen Betriebszustand sich die Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt befindet. Die Kosten dieser Leistungsfähigkeit ist ein entscheidendes Kriterium für die Entwicklung der entsprechenden Märkte für Systemdienstleistungen. Diese Dienstleistungen werden gewöhnlich nur dann abgerufen, wenn sie benötigt werden. Grundsätzlich gibt es Dienstleistungen, welche im eingeschwungenen Netzbetrieb gebraucht werden und Dienstleistungen die nur in Ausnahmesituationen abgerufen werden müssen. In dieser Studie liegt der Fokus auf jenen technischen Fähigkeiten, welche im normalen Netzbetrieb die Frequenzstabilität und -regelung gewährleisten.

Im Gegensatz zur bisher gängigen Praxis die technischen Anforderungen technologiespezifisch zu formulieren, ist man seitens ENTSO-E nun zu technologieunabhängigen Definitionen übergegangen. Des Weiteren wird eine Klassifikation der Anlagen hinsichtlich ihres Einflusses auf das System vorgenommen. Tabelle 13 gibt einen Überblick über die in den allgemeinen Netzanschlussbedingungen von ENTSO-E getroffene Klassifizierung.

Um einen Überblick über die Vereinbarkeit der derzeit geltenden nationalen Netzanschlusspläne mit diesen Vorgaben zu bekommen, wurde von ENTSO-E eine Studie durchgeführt (ENTSO-E, 2013b). Für Österreich und Deutschland ergab diese Untersuchung, dass die derzeitigen nationalen Regelungen die Erfordernisse von ENTSO-E derzeit übererfüllen. Die österreichischen Richtlinien unterscheiden sich von den ENTSO-E Anforderungen hinsichtlich Frequenzhaltung dahingehend, dass sie sich im Sinne des ENTSO-E Operational Handbook auf die zu leistende Systemdienstleistung beziehen und nicht auf das Leistungsvermögen einzelner Erzeugungseinheiten einer bestimmten Klasse abzielen (siehe UCTE, 2011). Daher müssen momentan Anlagen vom Typ C in Österreich nicht die Fähigkeit aufweisen Frequenzhaltung zu leisten, im zukünftigen Verbundsystem könnte diese Fähigkeit jedoch gebraucht werden.

Um die Tauglichkeit der festgelegten technischen Anforderungen hinsichtlich des zukünftigen Stromsystems festzustellen, wurde von ENTSO-E eine weitere Analyse durchgeführt (ENTSO-E, 2009). Als wesentliche Schlussfolgerung dieser Studie lässt sich festhalten, dass die definierten Anforderungen auch zukünftig ausreichen, um den sicheren Betrieb des Stromnetzes gewährleisten zu können. Die wesentliche Neuerung ist der technologieneutrale

Ansatz, welcher die historisch gewonnene Erfahrung hinsichtlich der notwendigen Leistungsfähigkeit von konventionellen Stromerzeugern von allen Anlagen fordert.

Tabelle 13: Klassifizierung von Erzeugungsanlagen nach ENTSO-E

	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
Anschlusspunkt	< 110 kV	< 110 kV	< 110 kV	> 110 kV
Untere Kapazitätsschwelle*	0,8 kW	0,1 – 1,5 MW	5 – 50 MW	15 – 75 MW
Obere Kapazitätsschwelle*	0,1 - 1,5 MW	5 – 50 MW	15 – 75 MW	Kein Limit
Allgemeine Anforderungen zur Gewährleistung des Netzbetriebs (siehe ENTSO-E, 2012 für Details)	Schnittstelle zur Abschaltung und Fernsteuerung durch Netzbetreiber.	Steuerbar in Stufen < 20% der Gesamtleistung. Fernsteuerung durch Netzbetreiber. Wiederanfahren nach Abschaltung wird durch Netzbetreiber entschieden.	Automatische Sollwertregelung (plus manuell wenn erforderlich). Werden ggf. gebraucht um genügend Schwungmassen (oder Äquivalente) im System zu haben.	Spezielle Anforderungen für Anlagen die in das Hochspannungsnetz einspeisen, um einen stabilen Netzbetrieb im Verbundsystem sicherzustellen.

* Die genaue Bandbreite hängt vom tatsächlichen Synchrongebiet innerhalb Europas ab (siehe ENTSO-E, 2012).

3.1.2 Technische Präqualifikationsbedingungen zur Bereitstellung von Regelernergie

Auch hinsichtlich der Anforderungen an die Netzregelung gibt ENTSO-E in einem gesonderten network code Rahmenbedingungen und Minimalanforderungen vor (ENTSO-E, 2013c). Grundsätzlich werden in dieser Vorschrift drei verschiedene Klassen definiert:

- **Frequency Containment Reserves (FCR)** – Sorgt durch die Stabilisierung von durch Ungleichgewichte verursachte Frequenzabweichungen für die betriebstechnische Zuverlässigkeit des Netzbetriebs eines Synchrongebietes. Die Regelung sorgt für Frequenzstabilität im Sekundenbereich, führt jedoch die Netzfrequenz nicht auf ihren Normwert zurück. Die in Österreich und Deutschland gängige Bezeichnung ist die Primärregelung.
- **Frequency Restoration Reserves (FRR)** – Führt die Netzfrequenz nach einem Systemungleichgewicht wieder auf ihren Normwert zurück und entlastet gleichzeitig die systemweit eingesetzten Primärregelreserven. In großen Verbundsystemen, in welchen eine dezentrale Regelung implementiert ist, zielen diese Reserven insbesondere auf eine Wiederherstellung des Lastgleichgewichts der betroffenen Regelzone ab. Der Aktivierungszeitrahmen wird auf der Ebene eines Synchrongebietes definiert. Die in Österreich und Deutschland gängige Bezeichnung lautet *Sekundärregelung*.
- **Replacement Reserves (RR)** – Diese Art von Reserven wird manuell und zentral von einem Netzbetreiber aktiviert, wenn sich ein länger andauerndes Systemungleichgewicht und somit eine anhaltende Bindung der Sekundärregelreserven abzeichnet. Netzbetreiber verwenden diese Reserven auch dazu, antizipierte Ungleichgewichte auszugleichen. Die in Österreich gängige Bezeichnung lautet *Tertiärregelung*, in Deutschland lautet sie *Minutenreserve*.

Diese Kategorien stellen Prozesse dar, welche nach dem Zweck ihrer Dienstleistung benannt worden sind und jeweils mehrere Systemdienstleistungen enthalten können. In Österreich werden die Regelenenergieserven seit Beginn des Jahres 2012 seitens der Austrian Power Grid (APG) marktbasierend beschafft (APG, 2013a), in Deutschland wurden die Märkte schon im Jahr 2001 geöffnet. Seit 2006 (01.12.2006 für Minutenreserveleistung und 01.12.2007 für Primär- und Sekundärregelleistung) beschaffen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam die Regelenenergieserven auf der Ausschreibungsplattform *regelleistung.net* (Regelleistung.net, 2013).

Um sich an einer Ausschreibung zu beteiligen, muss ein potentieller Teilnehmer erst seine Anlagen beim verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) präqualifizieren. Hierzu wurden seitens der ÜNB technische Minimalanforderungen definiert, welche alle teilnehmenden Anlagen erfüllen müssen, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Eine Anlage kann sich für mehrere Regelenenergiearten präqualifizieren und diese auch gleichzeitig anbieten, insofern die jeweiligen Anforderungen der Teilnahme auch gleichzeitig und über den gesamten Angebotszeitraum hinweg erfüllt werden können.

Die derzeit geltenden technischen Minimalanforderungen von Österreich und Deutschland, sind in Tabelle 14 bis Tabelle 17 angegeben. Zusätzlich sind, soweit vorhanden, aktuelle Vorgaben und Rahmenbedingungen von ENTSO-E angeführt (ENTSO-E, 2013c). Diese Übersicht beschränkt sich auf relevanten technischen Anforderungen und beinhaltet keine etwaigen organisatorischen, sowie kommunikationstechnische Anforderungen. Für detailliertere Informationen wird auf die angegebene Literatur verwiesen.

Tabelle 14: Präqualifikationskriterien für die Bereitstellung von Primärregelreserve

Kategorie	Deutschland	Österreich	ENTSO-E
Mindestregelband (entspricht gleichzeitig Mindestangebot per Anbieter)	$\geq \pm 2\%$ der Nennleistung, jedoch mind. ± 2 MW (auch asymmetrisches Band möglich)	$\geq \pm 2$ MW (pro technischer Anlage; bei zentraler Steuerung auch pro Anlagenpark)	Keine Angabe
Unempfindlichkeitsbereich	± 10 mHz		± 10 mHz
Aktivierungsgeschwindigkeit (bei einer Frequenzabweichung $> \pm 50 - 200$ mHz)	< 30 sec für eine Dauer von mind. 15min	< 30 sec für eine Dauer von mind. 30min (bei 2facher Aktivierung)	< 30 sec (CE, GB, NE) < 15 sec (IRE)
Zeitverfügbarkeit	100%		Keine Angabe
Erforderlicher Betriebszustand	Synchron am Netz (rotierend)		Keine Angabe
Ausschreibungsperiode	1 Woche		Keine Angabe
Zusätzliche Angaben	Erbringungsort, Technische Realisierung der Regelung, Messgenauigkeit, Statik muss einstellbar sein, Primärregel-fähigkeit auch im Lastfolgebetrieb	Erbringungsort, Technische Realisierung der Regelung, Protokollierung der Messergebnisse, Messgenauigkeit, Statik muss einstellbar sein, Funktionskontrolle	Auch Anlagen-parks zur Bereitstellung von Regelleistung erlaubt, umfassende Protokollierung der Regleraktivität erforderlich (Aggregation der

		der Regelung, zusätzliche Daten- blätter zu Anlage	Protokolle aller Einheiten bis 1MW möglich)
Relevante Dokumente	(FNN, 2003)	(APG, 2013b)	(ENTSO-E, 2013c)

Tabelle 15: Präqualifikationskriterien für die Bereitstellung von Sekundärregelreserve

Kategorie	Deutschland	Österreich	ENTSO-E
Nennung der technischen Eigenschaften	Detailliertes technisches Datenblatt der Anlage (u.A. Minimalleistung, Totzeit, Zeitkonstante der Sprungantwort, Erforderliche Haltepunkte, Einschränkungen von Leistungs- und Arbeitsvermögen)		
Leistungsänderungsgeschwindigkeit	> 2% der Nennleistung pro Minute (Angabe muss auch in MW/s erfolgen)		
Aktivierungsgeschwindigkeit (gilt für Aktivierung, sowie Rückführung)	< 5 min (bei Pool-Ansteuerung muss zusätzlich nach max. 30s der Regler eine Reaktion zeigen)	< 5 min (bei Pool-Ansteuerung muss zusätzlich nach max. 30s der Regler eine Reaktion zeigen)	Regler-Aktivierung spätestens nach 30s
Max. Überspringen	< 10%, jedoch maximal 5 MW		
Zeitverfügbarkeit	95%	Keine Angabe	
Mindestregelband pro Anlage (entspricht gleichzeitig Mindestangebot per Anbieter)	>= 5 MW (kann auch durch Anlagen-Pool bereit gestellt werden)	>= 2 MW (kann auch durch Pool bereitgestellt werden, bei Speichern zusätzlich noch Arbeitsverfügbarkeitsangabe)	Keine Angabe
Erforderlicher Betriebszustand	- Synchron am Netz (thermisch) - Stillstand, sofern Aktivierungszeit < 5min (hydraulisch)	Keine konkrete Angabe (kontrahierte Leistung muss innerhalb von 5min voll zur Verfügung stehen, auch bei Regelrichtungsumkehr)	
Arbeitspunktänderung	Variante A: Festgelegte symmetrische Rampe um Viertelstundenwechsel Variante B: Änderung mit Vorankündigung von 5min (vorausseilender Arbeitspunkt)	Kontinuierliche Arbeitspunktregelung	
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	5 Tage (Werktage) 2 Tage (Wochenenden +	

		FT)	
Zusätzliche Angaben	Erbringungsort, Testfahrt der Anlage gemäß „Musterbetriebsprotokoll SRL für TE“ zur Ermittlung von Totzeit und max. Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Anlagen müssen reproduzierbares Verhalten aufweisen,	Erbringungsort, Regelfähigkeit muss auch im Lastfolgebetrieb gewährleistet sein, Grundsätzlich ist auch Anlagenpooling möglich	Verfügbare Echtzeitmesswerte für Einheiten > 1MW
Relevante Dokumente	(FNN, 2007)	(APG, 2011a)	(ENTSO-E, 2013c)

Tabelle 16: Präqualifikationskriterien für die Bereitstellung von Tertiärregel-/Minutenreserve

Kategorie	Deutschland	Österreich	ENTSO-E
Mindestregelband pro Anlage	>= 1MW (kann auch durch Anlagenpool bereitgestellt werden)	>= 0,5 MW (kann auch durch Anlagenpool bereitgestellt werden)	Keine Angabe
Mindestangebot pro Anbieter	>= 5 MW	>= 10 MW (bzw. >= 25MW ab zweiten Angebot)	Keine Angabe
Aktivierungsgeschwindigkeit (gilt auch für Rückführung)	< 15 min nach telefonischer Anforderung	< 10min	
Arbeitsverfügbarkeit	100% (Pumpspeicher ausgeschlossen, können aber nur im Pool betrieben werden)		
Zeitverfügbarkeit	100% (Abweichungen sind zu melden)		
Fahrplan	Meldung des Fahrplans mit einer Vorlaufzeit von mind. 7,5min	Keine Angabe	
Ausschreibungszeitraum	Täglich (4h-Raster)	Wöchentlich (5 Tage) Wöchentlich (für Wochenenden) Täglich (4h-Raster)	
Zusätzliche Angaben	Erbringungsort, Betriebsprotokoll erforderlich (ex-post Nachweis der Erbringung)	Erbringungsort, Übermittlung eines detaillierten technischen Datenblattes der Anlage, Regelfähigkeit muss auch im Lastfolgebetrieb verfügbar sein	Verfügbare Echtzeitmesswerte für Einheiten > 1MW

Relevante Dokumente	(FNN, 2007)	(APG, 2011b)	(ENTSO-E, 2013c)
---------------------	-------------	--------------	------------------

Tabelle 17: Präqualifikationskriterien für abschaltbare Lasten

Kategorie	Deutschland
Netzebene	≥ 110 kV
Mindestangebot pro Anbieter	≥ 50 MW (kann auch in einem Pool von maximal 5 Anlagen erfüllt werden)
Lastcharakteristik	Minimalwert eines 1-Minutenmittelwertes präqualifizierbar (Maximalwert der Last darf Minimalwert nicht mehr als 20% übersteigen.
Verfügbarkeit	≤ 1 min unter präqualifizierter Last pro Tag
Aktivierungsgeschwindigkeit (gilt auch für Rückführung)	Sofort abschaltbare Lasten (SOL): - Abschaltung nach 1 sec (Nachweis mit Leistungs-/Zeitdiagramm) - 3 Optionen (15min, 4h, 8h) Schnell abschaltbare Lasten (SNL): - Abschaltung nach max. 15min (Nachweis mit Leistungs-/Zeitdiagramm) - 3 Optionen (15min, 4h, 8h)
Mindesterbringungszeit	1 Monat (4 Tage dürfen ausgenommen werden)
Zusätzliche Angabe	Detaillierte technische Beschreibung der Anlage vonnöten, Erbringungsort, Funktionsnachweise sind kontinuierlich zu erbringen
Relevante Dokumente	(VDN, 2012)

3.2 Designoptionen für den zünftigen Regelenenergiemarkt

Im Hinblick auf das Design von Regelenenergiemärkten kann man die Kategorien *Einkauf* und *Kostenumlage* unabhängig voneinander betrachten. Innerhalb von Europa existieren derzeit eine Vielzahl unterschiedlicher Implementierungen von Regelenenergiemärkten und es ist aus heutiger Sicht – im Gegensatz zu den day-ahead Märkten – keine Konvergenz hin zu einer *best-practise* Lösung festzustellen. Weiters ist noch nicht klar, ob es im Hinblick auf die stark unterschiedlichen Gegebenheiten in den verschiedenen Ländern überhaupt vorteilhaft wäre ein einziges Marktdesign zu propagieren, oder ob länderspezifische Designs mit überregionalen Kooperationen nicht eine bessere Lösung darstellen (vgl. derzeitige regionale Kooperationen (siehe Literatur: IGCC, e-GCC, INC). Eine umfassende Übersicht über die in Europa implementierten Marktdesigns findet sich in Barquín, 2011.

3.2.1 Einkauf von Regelenenergie

Grundsätzlich kann man zwischen vier Beschaffungsmethoden von Regelenenergie unterscheiden (Rebours, 2007)

- *Verpflichtende Bereitstellung:* Eine bestimmte Klasse von im Betrieb befindlichen Anlagen wird verpflichtet Regelenergie bereitzustellen.
- *Bilaterale Verträge:* Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) tritt in bilaterale Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern.
- *Öffentliche Ausschreibung:* Der ÜNB veranstaltet eine bestimmte Zeit im voraus (≥ 1 Woche) eine Ausschreibung, wobei eine konkrete Regelenergiemenge und genau spezifizierte Regelenergieprodukte nachgefragt werden.
- *Spotmarkt:* Der ÜNB organisiert seine Ausschreibungen so häufig (< 1 Woche), dass sie als Markt interpretiert werden können.

Die verpflichtende Bereitstellung kommt in Europas Märkten hauptsächlich bei der Primärregelung zur Anwendung. Diese Dienstleistung ist so zeitkritisch, wichtig und wenig kostenintensiv, dass diese Variante derzeit vielerorts die beste Möglichkeit darstellt. Zukünftig wird aber von ENTSO-E gefordert, dass alle Kraftwerke einer bestimmten Kategorie die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelenergie aufweisen, wodurch es je nach Bedarf zukünftig auch vermehrt zu Ausschreibungen kommen könnte. Derzeit wird in Österreich und Deutschland schon eine jährliche Ausschreibung durchgeführt.

Bilaterale Verträge kamen noch vor der Öffnung der (Regelenergie-)Strommärkte häufig zur Anwendung, spielen heutzutage aber nur mehr in Einzelfällen, z.B. bei der Kontrahierung von strategischer Reserve eine Rolle (vgl. EnWG, 2012). Derzeitig im liberalisierten Strommärkten am häufigsten zur Anwendung kommend sind öffentliche Ausschreibungen und zentral organisierte Märkte. Wann von einer Ausschreibung zu einem Markt übergegangen werden kann, hängt hauptsächlich von der Anzahl der in Frage kommenden Teilnehmer ab. Beispielsweise wird derzeit in Österreich Sekundärregelenergie in Form einer 1-wöchigen Ausschreibung kontrahiert. Im Hinblick auf die Anzahl der präqualifizierten Anbieter ist jedoch zu bezweifeln, dass derzeit ein liquider Markt eingeführt werden könnte. Durch den internationalen Zusammenschluss der Regelenergiemärkte wird sich dieser Umstand zukünftig jedenfalls ändern.

Grundsätzlich sollte im Sinne der ökonomischen Effizienz – sofern möglich – ein Markt zur Beschaffung von Regelenergie eine gute Lösung sein. Im Folgenden wird daher auf die verschiedenen Gestaltungsmöglichkeiten eines Marktes eingegangen. Tabelle 18 gibt einen Überblick über mögliche Ausgestaltungen eines Regelenergiemarktes.

Ein essentielles Unterscheidungsmerkmal von Regelenergiemärkten ist deren Bepreisungsstruktur. Diese kann sich darin unterscheiden, ob eine Bepreisung ausschließlich auf Basis einer Entschädigung für die Reservierung einer bestimmten Kapazität (in MW), oder auf Basis einer tatsächlich abgerufenen Energiemenge (in MWh), bzw. einer Kombination dieser beiden vorgenommen wird. Reine Kapazitätsangebote kommen häufig bei der Beschaffung von Primärregelung zum Einsatz, da sich die abgerufenen Energiemengen, und somit auch die variablen Kostenbestandteile über einen längeren Zeitraum gewöhnlich aufheben. Bei der Beschaffung von Sekundär- und Tertiärregelung ist es nicht möglich eine Empfehlung für eine bestimmte Option abzugeben. In Märkten mit reiner Energiebepreisung ist es notwendig, dass alle verfügbaren Anlagen verpflichtet werden an der Auktion teilzunehmen, um garantieren zu können, dass genügend Kapazität vorhanden ist (vgl. spanisches Marktdesign). Auf der anderen Seite kann eine geringe Abrufwahrscheinlichkeit in den Regelenergiemärkten zu sehr hohen (Energie-) Preisen führen, welche durch die Abspaltung einer kapazitätsabhängigen Zahlung ausbalanciert werden können. Weitere Argumente gegen eine reine Energiebepreisung sind eine möglicherweise hohe Volatilität der resultierenden Energiepreise, die damit einhergehenden Risiken und dass intertemporäre Beschränkungen (z.B. Startkosten) in diesem Schema nicht effizient eingepreist werden können (Vandezande, 2010).

Tabelle 18: Regulatorische Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Regelenenergiemarktes

Design Option	Option 1	Option 2
Bepreisungsstruktur	Reines Energieangebot (MWh)	Kombination aus Energie und Kapazitätsangebot (MW + MWh)*
Bepreisungsmethode	Pay-as-bid	Grenzkosten
Häufigkeit der Auktion / Distanz zur physikalischen Lieferung	Früher Handelsschluss/Auktionszeitpunkt (bspw. vor day-ahead clearing)	Handelsschluss/Auktionszeitpunkt nahe an physikalischer Lieferung (bspw. nach day-ahead/ intra-day clearing)
Länge des Ausschreibungszeitraumes	Für den ganzen Zeitraum bis zur nächsten Ausschreibung	Stundenblöcke
Zugelassene Teilnehmer	Konventionelle Kraftwerke	Einbindung von RES und Nachfrageseite
Angebotsstruktur	Kraftwerksscharf	Portfolio
Reservierung von Übertragungskapazitäten	Nutzung nicht genutzter Übertragungskapazitäten	Reservierung eines bestimmten Kapazitätsbandes

*Ein Angebot zur ausschließlichen Kapazitätsreservierung stellt eigentlich eine dritte Option dar, wird in dieser Übersicht aber als Option 2 gewertet.

Des Weiteren gibt es zwei verschiedene Methoden eine gegebene Angebotsstruktur zu bepreisen. Bei der pay-as-bid Methode erhält jeder Anbieter den von ihm angegebenen Preis erstattet, bei Grenzkostenbepreisung erhält jeder Anbieter den angebotenen Preis des höchsten noch akzeptierten Angebots. Grenzkostenbepreisung hat den Vorteil, dass ein eindeutiges Preissignal gebildet wird, welches genau die richtigen Anreize für eine Kraftwerkseinsatzentscheidung sendet. Der Nachteil dabei ist, dass diese Methode ein Clearing erfordert und bei einem kontinuierlichen Abruf von Regelenenergie somit nur schwer zum Einsatz kommen kann. Der Vorteil der pay-as-bid Methode ist, dass es zumindest theoretisch bei kostenbasierenden Angeboten zu geringeren Ausschreibungskosten als bei der Grenzkostenbepreisung kommt. In der Praxis wird jedoch das Spiel „errate den Grenzkostenpreis“ eröffnet, welches dann ähnliche Ergebnisse wie die Grenzkostenbepreisung liefert und sich zudem noch die Gefahr von Ineffizienzen durch falsche Entscheidungen erhöht.

Neben der Beschaffungsmethode von Regelenenergie kommt der Bestimmung der benötigten Regelenenergiemenge und der Zeitabstände in denen das passiert auch eine bedeutende Rolle zu. Es ist davon auszugehen, dass bei Ausschreibungen in größeren Zeitabschnitten grundsätzlich mehr Regelenenergie kontrahiert werden muss, als bei häufigeren Ausschreibungen. Unabhängig von den verwendeten Berechnungsmethoden zur Bestimmung der notwendigen Menge von Regelenenergie ist daher eine häufigere Beschaffung zu präferieren. Neben diesen Aspekt spielt jedoch ein übergeordneter gegenläufiger Effekt eine bedeutende Rolle. Je kürzer der Auktionszeitpunkt vor dem Zeitpunkt der tatsächlichen physikalischen Erfüllung liegt, desto höher werden die Kosten seitens der konventionellen Erzeugung ihre Fahrpläne noch zu ändern. Wenn jedoch zukünftig hohe Anteile erneuerbarer, volatiler Energieerzeugung (insbesondere Windenergie) ins Stromsystem integriert werden, dann steigt der Prognosefehler mit der Zeitdauer des Prognosehorizonts. Wählt man somit einen Auktionszeitpunkt nahe an der physikalischen Erfüllung, so kann man den Prognosefehler und somit die Kosten für Regelenenergie

verringern. Dieser gegenläufige Effekt besitzt je nach Charakteristik der beiden Kostenkurven an einer bestimmten Stelle ein Kostenminimum, woraus sich der kostenoptimale Auktionszeitpunkt ableiten lässt. In Abbildung 22 ist dieser Effekt nochmals zur Verdeutlichung grafisch veranschaulicht. Die beiden Kostenkurven dienen rein der Illustration der grundsätzlichen Charakteristik. Die tatsächliche Kurvenform hängt vom Anteil volatiler, erneuerbarer Energien, sowie der Anzahl und Art konventioneller Erzeugung im Stromsystem ab. Entscheidend ist, dass es je nach Zusammensetzung des Strommarktes einen Kompromiss zwischen den Anpassungskosten inflexiblen thermischen Kraftwerken und der Kosten verursacht durch den Ausgleich eines Prognosefehlers von erneuerbaren, volatilen Energien kommen muss. Ein weiteres Argument für häufigere Ausschreibungen ist auch der Umstand, dass es dadurch Wind und PV Anlagen erleichtert wird am Regelenenergiemarkt teilzunehmen, nachdem sie zuverlässiger das von ihnen zur Verfügung stehende Regelenenergieband bestimmen können.

In vielen derzeit implementierten Regelenenergiemärkten ist der Marktzugang nur konventionellen Anbietern erlaubt. Um ein effizientes Marktergebnis zu erzielen ist es jedoch wünschenswert, möglichst viele Anbieter (insofern sie die technischen Anforderungen erfüllen) in den Markt einzubinden. Zukünftig sind daher diverse noch bestehende Eintrittsbarrieren abzubauen und die regulatorischen Anforderungen entsprechend anzupassen.

Hinsichtlich der Vorgabe der Anbieterstruktur gibt es zwei verschiedene Philosophien. Eine kraftwerksscharfe Angebotsstruktur geht davon aus, dass der Marktbetreiber sehr eng mit dem ÜNB zusammenarbeitet und unter Kenntnis der einzelnen technischen Kraftwerksrestriktionen ein effizientes Marktclearing vornimmt (vgl. spanisches Marktdesign).

Insofern es erlaubt ist Portfolio-Angebote abzugeben, wird den einzelnen Erzeugern mehr Flexibilität bei der Gestaltung ihres eigenen Fahrplans eingeräumt und kurzfristige Änderungen im konkreten Kraftwerkseinsatzplan bleiben den Anbietern vorbehalten. In Europa kommt derzeit überwiegend die Portfolio-Angebotsstruktur zur Anwendung.

Ein offener Punkt ist noch die Frage, ob man zukünftig für die grenzüberschreitende Übertragung von Regelenenergie ein bestimmtes Kapazitätsband reservieren sollte. Wieder gibt es bei dieser Frage einen Kompromiss zwischen Kostenerhöhungen im day-ahead/intra-day Handel und Kosteneinsparungen im Regelenenergiemarkt durch Ausgleichseffekte zu finden. In der überwiegenden Anzahl der Fälle kann die benötigte Regelenenergie mittels der aus dem vorherigen Handel nicht genutzten Kapazität übertragen werden. Ob das zukünftig auch so bleiben wird ist noch Gegenstand derzeitiger Forschungen. Abbildung 23 veranschaulicht den Sachverhalt nochmals.

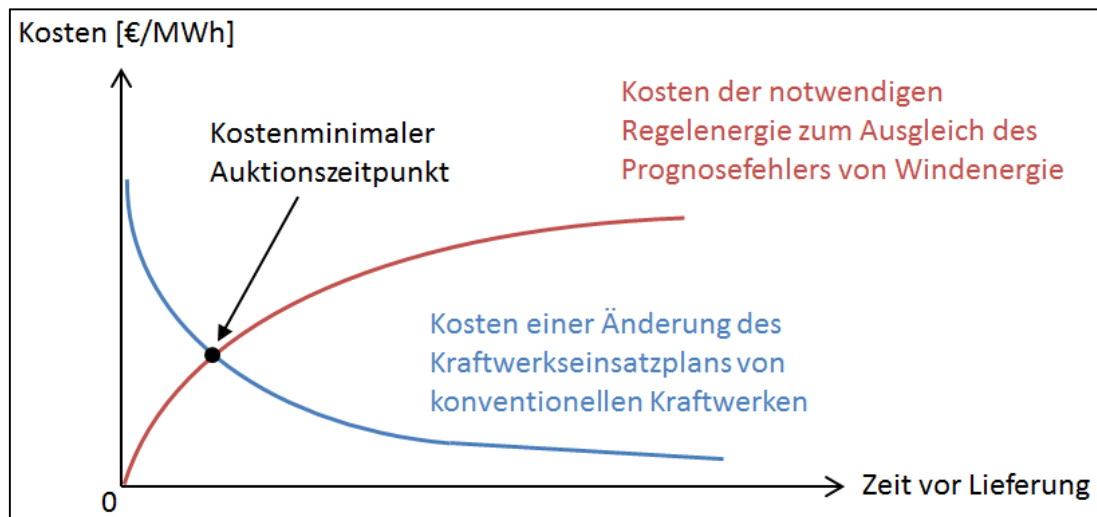


Abbildung 22: Darstellung der kostenminimalen Zeitspanne zwischen einer Regellenergie-Auktion und dem Zeitpunkt der physikalischen Lieferung am Beispiel eines bestimmten Anteils von Windenergie und (unflexibler) konventioneller Erzeugung im Stromsystem

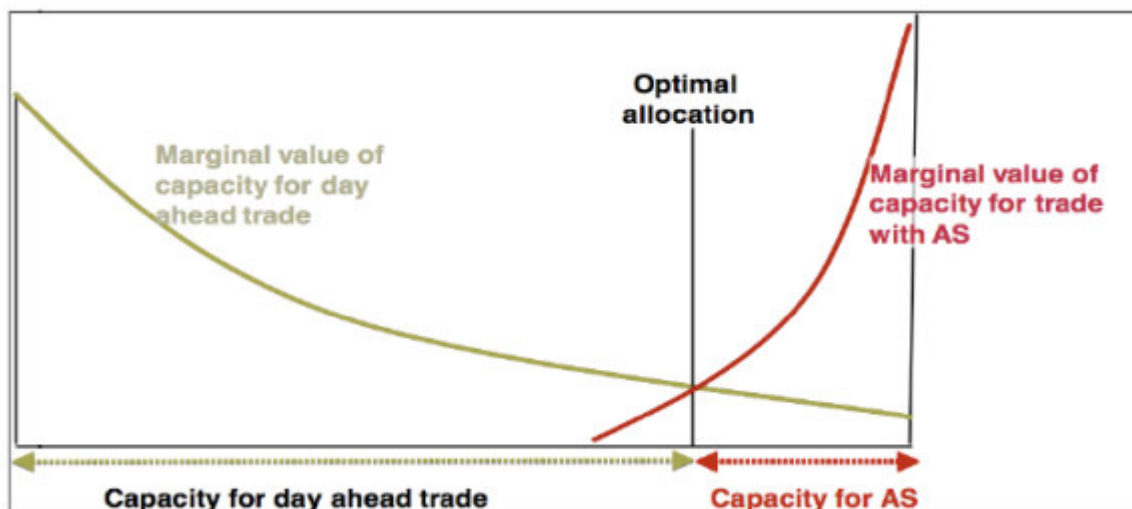


Abbildung 23: Optimaler Anteil der zu reservierenden Übertragungskapazität von Übertragungsleitungen zur Bereitstellung von grenzüberschreitender Regellenergie (ENTSO-E, 2011)

3.2.2 Kostenumlage

Die Kosten, die durch den Einkauf von Regelleistung entstehen, werden letztendlich vom Marktbetreiber über die ÜNB auf die Marktteilnehmer umgelegt, welche ihren Fahrplan nicht eingehalten haben und somit beabsichtigt oder nicht beabsichtigt Regelleistung verursacht haben. Bei dieser Umlage ist entscheidend, dass es auch Marktteilnehmer gibt, welche eine Fahrplanabweichung in umgekehrter Richtung zum Systemungleichgewicht aufweisen und somit indirekt zur Ausbalancierung des Gesamtsystems beitragen. In der Praxis werden zwei verschiedene Arten verwendet, wie man diese Teilnehmer bepreist. Tabelle 19 gibt einen Überblick über mögliche Gestaltungsoptionen.

Bei der *single-price* Methode müssen die Teilnehmer, welche zum Systemungleichgewicht beitragen jenen Preis bezahlen, welcher sich durch die entsprechende Kontrahierung der Regelleistung ergab und die Teilnehmer, welche indirekt durch ihre Fahrplanabweichung dem Systemungleichgewicht entgegenwirken erhalten zu denselben Preis eine Zahlung. In

diesem Sinne gibt es ein symmetrische Bonus/Malus-System und es ergibt sich für den ÜNB, der die Kostenumverteilung vornimmt ein Nullsummenspiel.

Tabelle 19: Regulatorische Ausgestaltungsmöglichkeiten der Kostenumlage von Regelernergie

Design Option	Option 1	Option 2
Bepreisungsmethode	Single-price	Dual-price
Berechnung des Ausgleichsenergiepreises	Mittelwert mehrerer Energiepreise	Grenzkosten
	Einbeziehung der Kapazitätspreise	Umlage der Kapazitätskosten auf die Systemnutzungstarife
Zeitraum bis zur Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise	Echtzeit (15min)	Spät (2 Monate nach Lieferung)

Die *dual-price* Methode behandelt gegenläufige Marktteilnehmer asymmetrisch, in dem Sinne dass wie bei der *single-price* Methode die zum Systemungleichgewicht beitragenden Teilnehmer mit dem entsprechenden Regelernergiepreis belastet werden, jedoch Teilnehmer, welche eine zum Systemungleichgewicht gegengleiche Abweichung aufweisen, nur den entsprechenden Spotmarktpreis erhalten.

In beiden Umlagemethoden können auch noch unterschiedliche Varianten der Berechnung eines entsprechenden Regelernergiepreises herangezogen werden. Im Normalfall wird immer nur die Energiekomponente des Preises auf die unbalancierten Marktteilnehmer umgelegt. Die Kosten aus der Kontrahierung durch die Kapazitätskomponenten werden dann über die Systemnutzungstarife auf alle Stromkunden umgelegt. Weiters berechnen einige ÜNB einen Mittelwert der 5 höchsten Energiepreis-Angebote und andere ÜNB verrechnen direkt den Grenzkostenpreis. Im Idealfall setzt eine Grenzkostenbepreisung die richtigen Anreize, im Falle von imperfekten Märkten kann jedoch eine Mittelung der Preise vorteilhafter sein.

Ein wesentlicher Unterschied hinsichtlich der Bepreisungsmethoden besteht in den strategischen Anreizen der Marktteilnehmer hinsichtlich der Entscheidung ausbalanciert zu sein, oder nicht. Bei der *dual-price* Methode haben alle Teilnehmer einen starken Anreiz ihren Fahrplan einzuhalten, da sie im Falle einer das Systemgleichgewicht gegenläufigen Abweichungen ohnehin nur den Spotmarktpreis erhalten, welchen sie auch bei Einhaltung des Fahrplans bekommen würden. Anders verhält es sich bei der *single-price* Methode, wobei unter der Voraussetzung, dass die Richtung des Systemungleichgewichts von den Marktteilnehmern hinreichend genau prognostiziert werden kann, ein Arbitrage-Möglichkeit ergeben kann, weil die Regelernergiepreise meist höher/niedriger als die Spotmarktpreise sind. Aufgrund dieses Umstandes ergibt sich aber auch für den ÜNB kein Nullsummenspiel mehr und die akkumulierten Erträge/Kosten müssen daher bei dieser Methode von Zeit zu Zeit wieder ausgeglichen werden. Des Weiteren benachteiligt die *dual-price* Methode bevorzugt volatile Energieerzeugungsanlagen wie Wind und PV, weil diese ihre Fahrplanabweichung nicht in dem Umfang strategisch steuern können wie steuerbare Anlagen (Vandezande, 2010).

Ein letzter Punkt, der auch unmittelbar mit der Bepreisungsmethode zusammenhängt, ist die Zeitdauer bis zur Veröffentlichung des Ausgleichsenergiepreises. Da in Systemen mit der *single-price* Methode eben die erwähnten strategischen Anreize ein Problem darstellen, wird versucht durch die zeitverzögerte Bekanntgabe der resultierenden Preise dieses Problem zu umgehen. Verschiedene Analysen haben jedoch ergeben, dass mit einer relativ guten Qualität die resultierenden Ausgleichsenergiepreise prognostiziert werden können (Just, 2012).

3.3 Zukünftiger Handlungsbedarf

Für eine kosteneffiziente Bereitstellung von Regelenergie in einem Stromsystem mit hohem erneuerbaren Anteil ist es sinnvoll neuen Marktteilnehmern die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu ermöglichen. Um Wind- und Solarenergie bei der Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie zu integrieren braucht es mindestens tägliche Ausschreibungen von stündlichen Blöcken. PV könnte bei Ausschreibung von stündlichen Blöcken sogar ca. 10% der installierten Kapazität in den Monaten April bis August als Regelenergie von 8-15 Uhr MEZ fix anbieten (siehe [Abbildung 24](#)).

In [Abbildung 24](#) ist die minimale PV Erzeugung in Prozent der Installierten Leistung in den Jahren 2005-2011 dargestellt. Sie wurde simuliert mit den Meteosat Satellitenmessdaten unter der Annahme einer auf den bebauten Flächen von Österreich und Deutschland gleich verteilten PV Installationsdichte mit 30° südausgerichteten Modulen. Man kann erkennen das im Zeitraum April – August 5 Monate lang immer, unabhängig von der Wetterlage, in den Jahren 2005-2011 mindestens 16%-20% der installierten Leistung zu Mittag verfügbar war. Dieser Befund lässt sich auch anhand der real gemessenen Einspeisedaten nachvollziehen(siehe [Abbildung 12](#)).

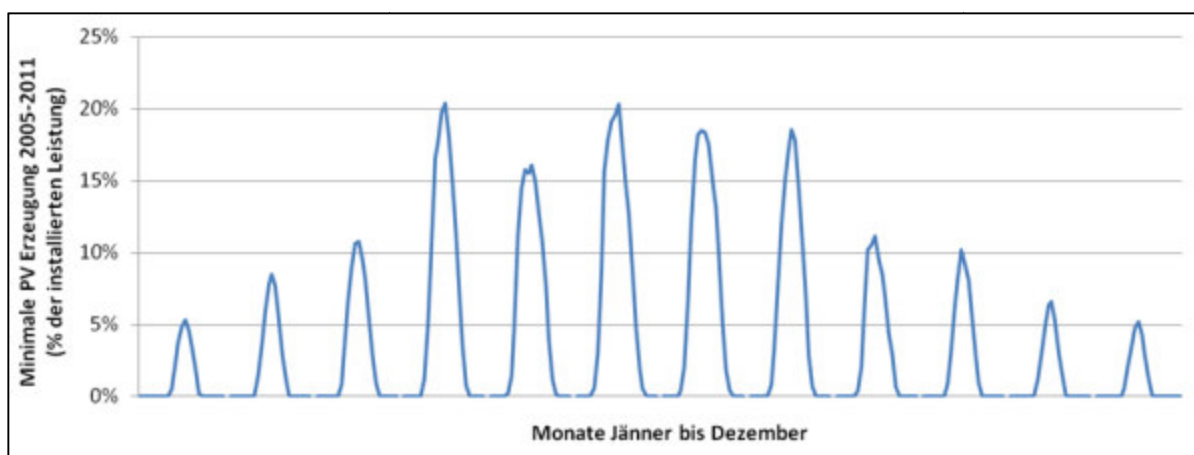


Abbildung 24: Minimale PV Erzeugung in Prozent der Installierten Leistung in den Jahren 2005-2011. Dargestellt sind die Monate Jänner – Dezember und für jeden Monat die minimalen Erzeugung für jeder Stunde 1-24 Uhr in allen Jahren 2005-2011.

Ein weiteres wichtiges Thema ist die Ermöglichung der Einbindung von nachfrageseitigen Maßnahmen. Aktuell sind (siehe [Kapitel 3.1](#)) als abschaltbare Lasten in Deutschland nur zeitlich konstante Lasten >10 MW zugelassen und Pooling kleiner Anlagen nicht möglich. In Österreich gibt es gar keine Regelung dazu. Dezentrale Wärmepumpen, Direktstromheizungen oder variable Leistungsbegrenzungen für Haushalte bei Versorgungsengpässen sind so nicht integrierbar. Anlagen Pooling ist zum Teil schon jetzt möglich aber mit zum Teil starken Einschränkungen: siehe zum Beispiel [Tabelle 17](#) Präqualifikationskriterien für abschaltbare Lasten.

3.4 Kapazitätsmechanismen

In der Literatur wird kontrovers diskutiert, ob und wann Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen und im Speziellen für Deutschland und Österreich notwendig sind, um eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch wird häufig unterstellt, dass die volatilen erneuerbaren Energien der Grund für eine Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen seien. Das Problem der Refinanzierung von Kraftwerken kann aber in Märkten mit und ohne Erneuerbaren Energien auftreten (Elberg, 2011). In Märkten ohne

erneuerbare Energien ist dies verstärkt auch dann der Fall, wenn in Zukunft die technologische Entwicklung thermischer Kraftwerke ausgereizt ist und die Effizienz neuer Kraftwerke kaum höher ist als jene von abgeschriebenen Altanlagen. Damit fallen, unter Annahme einer Preisbildung durch kurzfristige Grenzkosten, in Zukunft die Deckungsbeiträge für neue Kraftwerke geringer aus als gegenwärtig. Sofern in so einem Marktdesign unter Wettbewerbsbedingungen keine Knappheitspreise auftreten können (z.B. durch die fehlende Einbindung der Nachfrageseite), ergibt sich eine Finanzierungslücke für notwendige Investitionen in neue Kraftwerke. Erneuerbare Energien sind also nicht die primäre Ursache, können aber die Finanzierungsprobleme verstärken.

Im Folgenden werden verschiedene Optionen zur Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus dargestellt. Die Kosten eines effizienten Kapazitätsmechanismus, werden in Kapitel 5.2 für das „Erneuerbare Szenario 2050“ berechnet und sind hier zur Illustration kurz wiedergegeben. Der Wert der gesicherten Leistung, d.h. die notwendige Kapazitätsprämie, im „Erneuerbaren Szenario 2050“ ist 48 Euro/kW und Jahr. Dies sind genau die jährlichen Abschreibungskosten und Fixkosten für den Neubau der spezifisch (in €/kW) billigsten Kraftwerkstechnologie unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors. Unter den Szenarioannahmen ist das billigste (in €/kW) neue Kraftwerk eine „simple cycle“ Gasturbine. Eventuell kann der Kapazitätspreis auch durch Altanlagen gesetzt werden, welche durch die Kapazitätsprämie weiter in Bereitschaft gehalten werden. Mit der Kapazitätsprämie wird die Bereitstellung der gesicherten Leistung von 156 GW finanziert. Wenn alle 156 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen und diese Kosten auf die 918 TWh Strombedarf umgerechnet werden ergeben sich 8,2 €/MWh an Kosten für die gesicherte Leistung. Das sind 11% der mittleren Stromgestehungskosten von 78,2 €/MWh in diesem „Erneuerbaren Szenario 2050“. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass die Kostenbelastung eines effizienten Kapazitätsmarktes, d.h. die Summe der anfallenden Kosten aus der Bereitstellung von gesicherter Leistung, nicht prohibitiv teuer sein muss. Es ist außerdem zu bemerken, dass hier von einem Szenario 2050 und darauf aufbauend von der Finanzierung eines kostenminimalen Kraftwerkspark ausgegangen wird. Um Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist in der Übergangszeit eine anreizkonforme Gestaltung des Kapazitätsmechanismus vonnöten.

Nachfolgend werden drei grundsätzliche Optionen zur möglichen Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus dargestellt; die Strategische Reserve, der zentrale Kapazitätsmarkt und der dezentrale, auf Bilanzgruppen basierte Kapazitätsmechanismus. Generell können Kapazitätsmechanismen nach ihrer Effektivität bei der Erreichung des Ziels der Versorgungssicherheit, nach ihrer Effizienz (Erreichung des Ziels unter möglichst geringen Kosten) und nach ihrer Praktikabilität (nicht zu schwere Umsetzbarkeit durch Kompatibilität mit politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen) bewertet werden (Weber, 2013).

3.4.1 *Strategische Reserve*

Die strategische Reserve zeichnet sich dadurch aus, dass nicht die gesamte nötige gesicherte Leistung beschafft wird, sondern nur ein kleiner Teil. Zum Beispiel 4 GW im Fall von Deutschland (FACHDIALOG STRATEGISCHE RESERVE, 2013). Kraftwerke die einmal an der strategischen Reserve teilgenommen haben dürfen nicht mehr am Strommarkt teilnehmen. Dies verhindert eine Benachteiligung von Kraftwerken, die nur am normalen Strommarkt teilnehmen und keine Prämie durch die strategische Reserve erhalten. Weiters reduziert diese „No Way Back“ Regel das Risiko, dass Kraftwerke aus Nachbarländern, welche an der strategischen Reserve teilnehmen, nur scheinbar die Versorgungssicherheit erhöhen, weil deren Fehlen im Nachbarland nicht erkannt wird. Die Kraftwerke der strategischen Reserve werden mit dem maximal erlaubten Preis im Strommarkt gehandelt, um so sicherzustellen, dass das normale Market Clearing am Strommarkt nicht beeinflusst und diese Kraftwerke nur zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit verwendet werden. Die Kapazität der Kraftwerke im „Energy Only“ Strommarkt reduziert sich in der Folge so weit, bis die sich

bildenden Knappheitspreise in Stunden mit Versorgungsengpässen eine ausreichende Finanzierung auch der Kraftwerke am Strommarkt darstellt. Wenn die sich bildenden Knappheitspreise hinreichend hoch und berechenbar sein sollten, könnte dies auch zu Investitionen in Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung führen.

Vorteile:

- Die Möglichkeit Marktmacht auszuüben ist stark reduziert, da nur ein kleiner Teil der notwendigen gesicherten Leistung als strategische Reserve kontrahiert wird.
- Die Kosten sind potentiell niedrig wenn tatsächlich nur ein kleiner Teil der notwendigen gesicherten Leistung kontrahiert wird.
- Kraftwerke in Nachbarländern können gut eingebunden werden und es ist transparent, da diese Kraftwerke dann nicht mehr am Strommarkt im Nachbarland teilnehmen.

Nachteile:

- Es ist unklar ab welcher Größe der strategischen Reserve, die sich bildenden Knappheitspreise tatsächlich zu einer ausreichende Finanzierung der restlichen Kraftwerke am „Energy Only“ Strommarkt führen und somit zu einer stabilen Kapazität an Kraftwerken mit gesicherter Leistung außerhalb der Strategischen Reserve.
- Die schwer vorherzusagenden Knappheitspreise führen zu zusätzlicher Investitionsunsicherheit und damit verbundenen Kosten.
- Die Kraftwerke der strategischen Reserve nehmen nicht am Strommarkt teil und werden sind daher selten im Betrieb. Dies ist ineffizient und würde zusätzliche Kosten verursachen, wenn die notwendige Größe der strategischen Reserve größer ist als angenommen.

3.4.2 Zentraler Kapazitätsmarkt

Die gesamte nötige gesicherte Leistung wird auf einen zentralen Kapazitätsmarkt beschafft (Richter, 2013; Agora, 2013; Agora, 2012). Bei diesem Design nehmen alle Kraftwerke auch am Strommarkt teil. Da die gesamte Leistung ausgeschrieben wird und in vielen Ländern wenige Marktteilnehmer einen Großteil der Installierten Kapazitäten kontrollieren, gibt es in einem vollständigen Kapazitätsmarkt ein hohes Marktmachtpotential. Auch ist unklar, wie Kapazitäten in Nachbarländern transparent eingebunden werden können, sofern diese nicht den gleichen Kapazitätsmechanismus implementiert haben. Da die Kosten für die gesicherte Leistung auf alle Stromkunden gleichmäßig aufgeteilt werden, gibt es keinen Wettbewerb der Stromversorger (um bspw. die Kapazitätskosten gering zu halten, oder optimale Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung und zur Reduzierung der Spitzenlast durchzuführen). Bei entsprechender Ausgestaltung könnten aber Aggregatoren, entsprechend der erforderlichen Kriterien, ihre Nachfrageflexibilität bündeln und am Kapazitätsmarkt anbieten. Für den zentralen Kapazitätsmarkt müssen Ausschreibungen mit verschiedenen Fristigkeiten, Vertragsdauern und Anforderungen platziert werden, um Kraftwerksneubauten mit mehrjährigen Bewilligungsverfahren und Bauzeiten und mehreren Jahrzehnten Abschreibungsdauer zu ermöglichen.

3.4.3 Dezentraler Kapazitätsmechanismus

Der dezentrale Ansatz basiert darauf, dass man die einzelnen Bilanzgruppen verpflichtet, die für die Versorgung ihrer Kunden nötige gesicherte Leistung in Eigenverantwortung vorzuhalten (Cremer, 2013; Enervis, 2013; Richter, 2013; Leprich, 2012; Erdmann, 2013). Diese Leistung kann entweder durch eigene Kraftwerkskapazität, oder durch entsprechende Verträge mit externen Partnern garantiert werden. Die Planung und Durchführung der Beschaffung der gesicherten Leistung übernimmt die Bilanzgruppe. Der Regulator kontrolliert

einerseits, dass jede Bilanzgruppe über die für ihre Kunden nötige gesicherte Leistung verfügt und andererseits, ob die Planung der Reserve angemessen ist.

Es gibt verschiedene Ansätze zur Umsetzung. Hier seien nur drei davon erwähnt:

- Der Netzbetreiber setzt, bei sich ankündigender Knappheit, ein Knappheitssignal. Bei dessen Wirksamwerden ist eine Unterdeckung der Bilanzgruppe mit einer hohen Pönale belegt. Die Bilanzgruppe muss in jedem Verteilnetzgebiet, in welcher die Bilanzgruppe aktiv ist, eine Unterdeckung vermeiden. Dieses Verfahren setzt auch die richtigen Anreize zur Positionierung der Kraftwerke im Netz. Diese Pönale ist so hoch, dass die Bilanzgruppen gesicherte Leistung vorhalten (Cremer, 2013).
- Die Beschaffung und der Handel der gesicherten Leistung erfolgt mit Hilfe von Leistungszertifikaten, die generiert werden sobald physische Kapazität bereitgestellt wird (Richter, 2013).
- Regulatorische Vorgabe, dass die Bilanzgruppen über eine gesicherte Leistung verfügen müssen und Plausibilitätskontrolle der eingereichten Berichte zur gesicherten Leistung.

Die Vorteile der dezentralen Kapazitätsmechanismen sind:

- Keine zentralen Vorgaben nötig zu Anforderungen, Fristigkeiten und Vertragsdauern von Kapazitätsausschreibungen nötig.
- Die Bilanzkreise kennen ihre Kunden am besten und können so am ehesten die Lastflexibilisierungspotentiale heben.
- Die Versorger können mit ihren Kunden Vereinbarungen über die Möglichkeit treffen, die bezogene Leistung zu begrenzen wenn Versorgungsengpässe drohen.
- Da die Stromerzeuger die Kosten der gesicherten Leistung ihren Kunden verrechnen müssen, sind diese Kosten einem Wettbewerb ausgesetzt. Es bestehen nur geringe Risiken von überhöhten Kosten für die Bereitstellung von gesicherter Leistung für den Endkunden.
- Die Verortung der gesicherten Leistung im Stromnetz wird vom Bilanzgruppenverantwortlichen selber so optimiert, dass keine Gefahr besteht, dass Netzengpässe eine Unterdeckung verursachen könnten.

Ein Nachteil ist:

- Es ist unklar wie Kraftwerke aus den Nachbarländern teilnehmen können, ohne dass die Versorgungssicherheit nur scheinbar gesichert ist, weil das Nachbarland nicht auf die verkaufte Kapazität reagiert.

Bei allen Kapazitätsmechanismen ist es wichtig sie so zu gestalten, dass die Kraftwerke für die gesicherte Leistung passend ins Stromnetz eingebunden werden und nicht durch Netzengpässe behindert sind. Wichtig ist es auch bei der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen die europäische Dimension nicht außer Acht zu lassen. Etwaige Kapazitätsmechanismen müssen dem europäischen Recht entsprechen.

4 Bewertung von thermischen Kraftwerken

Die Bewertung thermischer Kraftwerke erfolgt anhand von ausgewählten Anwendungsbeispielen auf Basis von Technologie/Brennstoff-Kombinationen und Betriebsweisen (Betriebs- und Stillstandstunden, Anzahl der Starts). Für diese ausgewählten Anwendungsbeispiele standen ausreichend detaillierte Eingabedaten für die Berechnungen zur Verfügung stehen. Folgende Ergebnisse wurden berechnet:

- Durchschnittliche Jahresnutzungsgrade [%] für die technische Bewertung
- Spezifische Stromgestehungskosten [€/MWh] für die ökonomische Bewertung
- Spezifische Treibhausgasemissionen [g CO_{2-Äq}/kWh] für die ökologische Bewertung

Die Detailergebnisse für alle ausgewählten Anwendungsbeispiele sind in Anhang zusammengestellt.

4.1 Anwendungsbeispiele

In Tabelle 20 sind die ausgewählten Technologie/Brennstoffkombinationen für die Anwendungsbeispiele zusammengestellt.

Tabelle 20: Technologie/Brennstoff-Kombinationen für Anwendungsbeispiele

Brennstoffe	(Heiz)Kraftwerke			
	Gas- und Dampfturbine	Gasturbine	Dampfturbine	Verbrennungsmotor
fossile Brennstoffe				
Kohle	I		I/Z	Z
Erdgas	I/Z	I/Z	I	I/Z
biogene Brennstoffe				
Biogas				I/Z
Biomethan	Z	Z	Z	I/Z

I...IST...derzeit interessant und im kommerziellen Einsatz

Z...Zukunft....zukünftig technisch interessant mit weiterer Möglichkeit zur Flexibilisierung

Eine Übersicht zu den 60 Anwendungsbeispielen zeigt Tabelle 21. Es wurden vier Kraftwerkstechnologien ausgewählt:

- 1 Blockheizkraftwerk mit Motor (BHKW für 5, 10 und 100 MW)
- 2 Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD für 500 MW)
- 3 Gasturbinenkraftwerk (GT für 100 MW)
- 4 Dampfturbinenkraftwerk (DT für 400 MW)

Vier Brennstoffe wurden betrachtet:

- Kohle
- Erdgas
- Biogas
- Biomethan

Sechs unterschiedliche Betriebsweisen (Basis, Flex1 bis Flex5) pro Technologie/Brennstoff-Kombination wurden festgelegt. Die Betriebsweisen Basis, Flex1 und Flex2 werden für den Ist-Zustand, die Betriebsweisen Flex4 bis Flex6 für die Zukunft verwendet. Diese sechs unterschiedlichen Betriebsweisen wurden durch Annahme von Betriebsstunden (für Vollast,

Teillast, Stillstand) und Anzahl von Starts (Heiß-, Warm-, Kaltstarts) für die ausgewählten Technologien festgelegt. Diese Annahmen wurden getroffen auf Basis von

- Auswertung der Betriebsweisen von Einzelkraftwerken aus der Modellierung (siehe Kapitel 5),
- Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Endbericht Berlin 2012 (Dena, 2012),
- Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Vortrag M. Hille, BDEW, beim Dialogforum dena, Berlin, 10. Okt. 2012 (Hille, 2012),
- Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen, Abschlussbericht, VGB Powertech/Universität Rostock, Rostock Mai 2012 (VGB, 2012) und
- Expertenvorschläge von GE Jenbacher und Siemens.

Tabelle 21: Übersicht Anwendungsbeispiele

Betriebsweise	Brennstoff	Kraftwerkstechnologie					
		BHKW	BHKW	BHKW	GuD	GT	DT
Basis	Kohle						1
	Erdgas		1	1	1	1	
	Biogas	1					
	Biomethan		1	1	1	1	
Flex1 bis Flex5	Kohle						5
	Erdgas		5	5	5	5	
	Biogas	5					
	Biomethan		5	5	5	5	
Summe Anwendungsbeispiele		6	12	12	12	12	6
Engpassleistung [MW]		5	10	100	500	100	400
Gesamtsumme Anwendungsbeispiele							60

Diese Betriebsweisen ermöglichen es die derzeitigen (Basis, Flex1 und Flex2) und zukünftigen flexiblen (Flex4 bis Flex6) Einsätze von Kraftwerken abzubilden und dafür Ergebnisse zu erhalten. Beispielhaft ist das für die GuD-Kraftwerke in Tabelle 22 dargestellt. Die unterschiedlichen Betriebsweisen beeinflussen die Stromerzeugungsmengen und damit die Jahresnutzungsgrade, die Stromgestehungskosten und die THG-Emissionen. Die spezifischen Ergebnisse wurden auf diese unterschiedlichen Stromerzeugungsmengen bezogen. In den Abbildungen sind deshalb die jeweiligen Stromerzeugungsmengen zu den Betriebsfällen in GWh/a angegeben.

Für die Berechnung der Anwendungsbeispiele wurden Eingabedaten aus den Daten der Partner und Firmen eingesetzt. In Tabelle 23 ist eine Übersicht zu den Eingabedaten zusammengestellt (siehe auch Anhang).

Tabelle 22: Betriebsstunden und Starts für GuD-Anlagen für die unterschiedlichen Betriebsfälle

Betriebsstunden	Basis	Flex1	Flex2	Flex3	Flex4	Flex5
Stunden bei Volllast [h/a]	8140	6600	4600	3200	1800	800
Stunden bei Mindestlast [h/a]	0	1800	250	500	200	100
Stillstand [h/a]	620	360	3910	5060	6760	7860
Stunden gesamt pro Jahr [h/a]	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Starts						
Heißstarts pro Jahr	2	10	200	50	50	20
Warmstarts pro Jahr	0	25	45	200	100	80
Kaltstarts pro Jahr	1	1	1	1	1	1
Summe Starts	3	36	246	251	151	101

Tabelle 23: Eingabedaten für Anwendungsbeispiele

Technologie	
Typischer Leistungsklassen Bereich pro Block [MWel von - bis]	
Technologie-Parameter	
$P_{el,min-techn}$ [% von $P_{el,nenn}$] - Min. technische Dauereinspeiseleistung ins Netz	
Brennstoffaufwand pro Kaltstart bis Synchronisation [MWh/MW]	
Brennstoffaufwand pro Warmstart bis Synchronisation [MWh/MW]	
Brennstoffaufwand pro Heißstart bis Synchronisation [MWh/MW]	
Lebensdauer - Betriebsstunden [h]	
η_{el} [%] - elektr. Nettowirkungsgrad nach Abzug des Eigenverbrauchs und in Bezug auf den unteren Heizwert (Hu)	1)
Ökonomische Ausgangsdaten	
Investitionskosten der technischen Anlagen für Neuanlagen 2012 [€/kW]	
Anteil Planung, Finanzierung, Grundstück, Netzanschluss [% von Investitionskosten]	
Wartungskosten variabel [€/MWh]	2)
Kosten Revision [% von IK]	
Personalkosten [€/a]	
große Revision nach x Betriebsstunden [h]	
Zinsen [%]	6,0%
Max Anzahl Anlagen pro Person	3)
1) Wirkungsgrade für Volllast und Teillast (50%)	
2) Bei GT und GuD sind in den Wartungskosten die Revisionskosten enthalten.	
3) Zur Festlegung für Personalkosten bei Mehrmotorenanlagen.	

In den nachfolgenden Kapiteln werden die errechneten Ergebnisse zusammenfassend dargestellt. Der dafür verwendeten Berechnungsformeln sind in Kapitel 1.5.4 erläutert.

4.2 Technische Bewertung

Für die technische Bewertung wurden die Jahresnutzungsgrade berechnet und gegenübergestellt. Diese Jahresnutzungsgrade wurden errechnet aus der erzeugten Jahresstrommenge pro Jahr und dem Jahresbrennstoffeinsatz für Betrieb und Starts (siehe Kapitel 1.5.3).

Ergebnisse Dampfturbine Steinkohle

Beispielhaft sind in Abbildung 25 die Jahresnutzungsgrade für eine Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle dargestellt: Je flexibler die Betriebsweise (weniger Volllaststunden, mehr Starts) desto niedriger ist der Jahresnutzungsgrad. Dieser verringert sich um etwa 1,3% von 41,9% auf 40,6%.

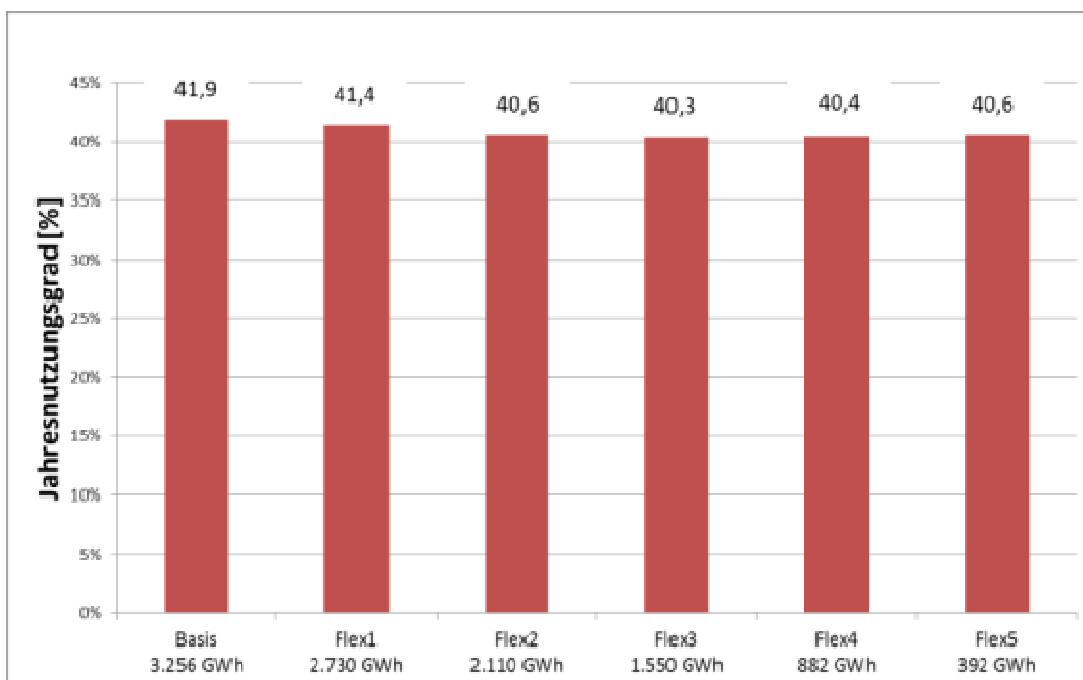


Abbildung 25: Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle – Jahresnutzungsgrade in Abhängigkeit von der Betriebsweise

Ergebnisse GuD-Anlage Erdgas

Beispielhaft sind in Abbildung 26 die Jahresnutzungsgrade für eine Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit Erdgas dargestellt: Je flexibler die Betriebsweise (weniger Volllaststunden, mehr Starts) desto niedriger ist der Jahresnutzungsgrad. Dieser verringert sich nur wenig um etwa 1,0% von 61% auf 60%. GuD-Anlagen sind deshalb technisch sehr gut für einen flexiblen Betrieb geeignet.

Ergebnisvergleich Anwendungsbeispiele

In Abbildung 27 sind die Jahresnutzungsgrade aller ausgewählten Technologie/Brennstoff-Kombinationen dargestellt. Mit der Flexibilisierung nehmen alle Jahresnutzungsgrade ab (kleineren Werte). Für den Betriebsfall Basis gelten die jeweils höheren Werte. Die höchsten durchschnittlichen Jahresnutzungsgrade erreicht die GuD-Anlage (Erdgas, Biomethan) vor der BHKW-Anlage (Erdgas, Biomethan bzw. Biogas) und vor der GT-Anlage (Erdgas, Biomethan). Die DT-Anlage mit Steinkohle erreicht im Vergleich die niedrigsten Jahresnutzungsgrade.

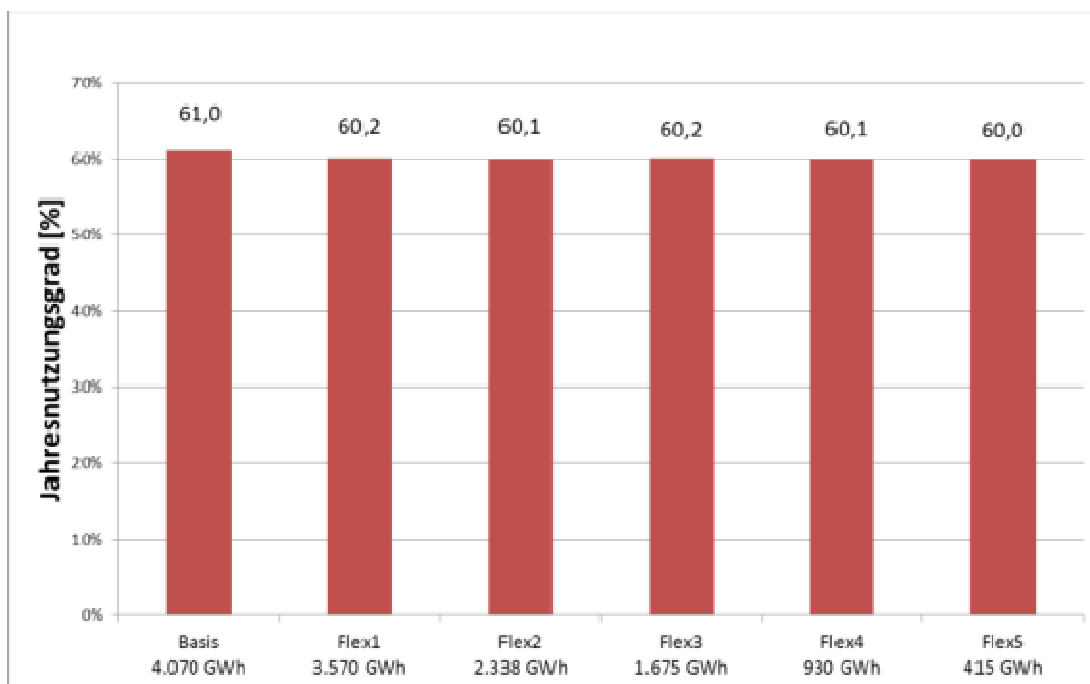


Abbildung 26: Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage – Jahresnutzungsgrade in Abhängigkeit von der Betriebsweise

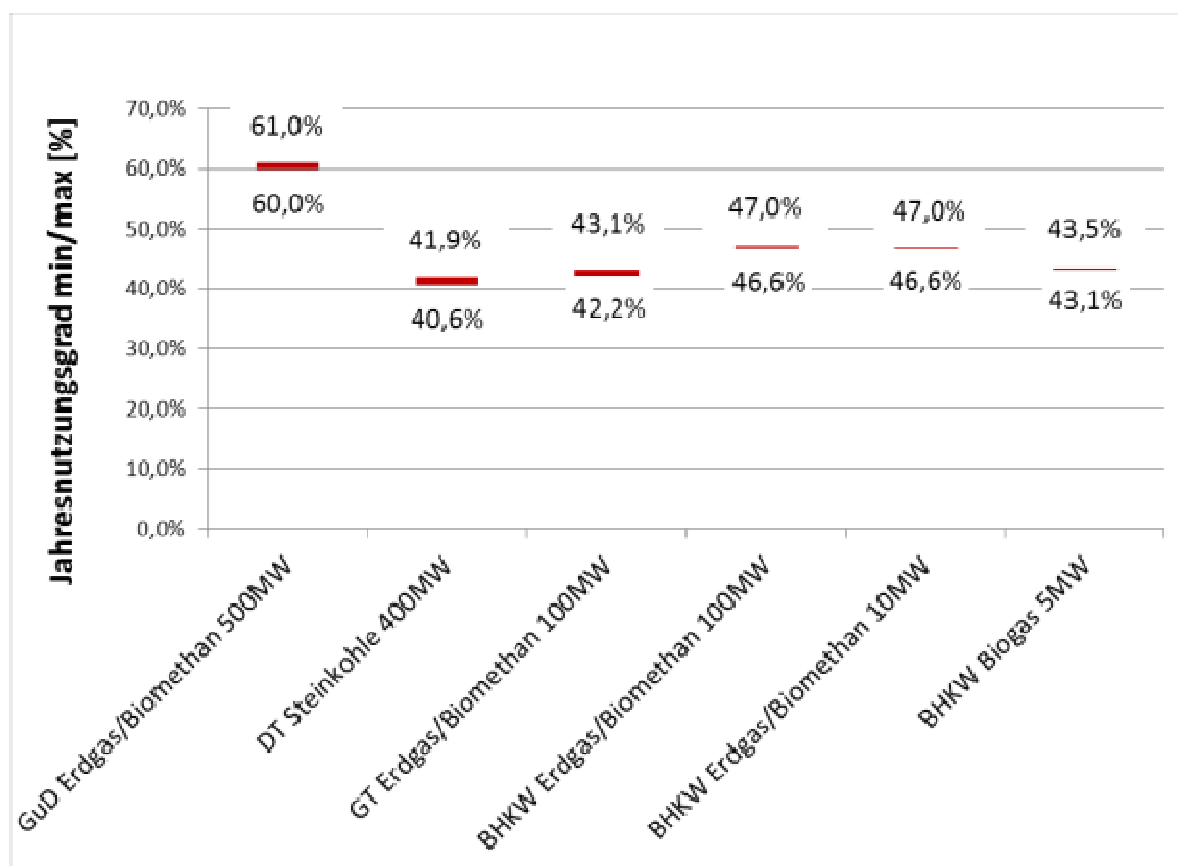


Abbildung 27: Vergleich der Jahresnutzungsgrade der Anwendungsbeispiele

4.3 Ökonomische Bewertung

Für die ökonomische Bewertung der Anwendungsbeispiele wurden spezifische Stromgestehungskosten auf Basis einer statischen Jahreskostenrechnung errechnet. Diese spezifischen Stromgestehungskosten (€/MWh Strom) setzen sich aus spezifischen Kapitalkosten (aus der Investition), spezifischen Brennstoffkosten (für Betrieb und Starts), spezifischen Wartungskosten, spezifischen Revisionskosten und spezifischen Personalkosten zusammen (siehe [Kapitel 1.5](#)). Für die Berechnung der Brennstoffkosten wurden Brennstoffkosten pro Einheit aus unterschiedlichen Quellen verwendet. Die Anwendungsbeispiele mit den Betriebsfällen wurden mit den Brennstoffkosten für Basisannahmen gerechnet ([Tabelle 24](#)). In den berechneten Stromgestehungskosten sind keine CO₂-Kosten berücksichtigt.

Für Erdgas, Steinkohle und Biomethan wurden die Annahmen für die Brennstoffkosten pro Einheit variiert ([Tabelle 25](#): Annahmen für Sensibilitätsberechnungen).

Für die Anwendungsbeispiele DT mit Steinkohle und GuD mit Erdgas wurden für die Stromgestehungskosten auch die CO₂-Kosten berücksichtigt.

Tabelle 24: Brennstoffkosten pro Einheit – Basisannahmen

Annahmen für Brennstoffe				Basisannahmen		
Brennstoff	Heizwert		Dichte [kg/Nm ³]	Brennstoffkosten		
	[kWh/kg]	[kWh/Nm ³]		[€/Nm ³]	[€/kg]	[€/kWh]
Biogas	5,58	6,472	1,16	0,32		0,050
Erdgas	13,55	10	0,74	0,3 ¹⁾		0,03
Steinkohle	7,2				0,1 ²⁾	0,014
Biomethan	13,11	9,77	0,745	0,537		0,055 ³⁾

Quellen:

1) e-control: Auswertung der industriepreierhebung 2012

2) Verein der Kohlenimporteure, Jahresbericht 2012, S. 53

3) Wirtschaftlichkeit von Biomethan Nutzungspfaden, Schinnerl, D. et al, 2012

Tabelle 25: Brennstoffkosten pro Einheit – Annahmen Sensibilitätsrechnung

Brennstoff	Annahmen für Sensibilitätsberechnungen					
	Brennstoffkosten			Brennstoffkosten		
	[€/Nm ³]	[€/kg]	[€/kWh]	[€/Nm ³]	[€/kg]	[€/kWh]
Erdgas	0,27		0,027 ¹⁾	0,575		0,057 ²⁾
Steinkohle		0,076	0,0106 ¹⁾		0,1411	0,019 ²⁾
Biomethan	0,684		0,07 ³⁾	0,782		0,08 ⁴⁾

Quellen:

1) Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013, Entwurf 7. Juli 2012; Werte 2033

2) Primes Reference Scenario 2050

3) Wirtschaftlichkeit von Biomethan Nutzungspfaden, Schinnerl, D. et al, 2012

4) Auskunft GE Jenbacher, Herr Payrhuber, Email 25.06.2013

Ergebnisse Dampfturbine Steinkohle

Für die DT-Anlage mit Steinkohle sind die detaillierten Ergebnisse wie folgt: Die spezifischen Stromgestehungskosten variieren von 61 bis 174 €/MWh ([Abbildung 28](#)) in Abhängigkeit von den Betriebsfällen bei einem Steinkohlepreis von 100 €/t (Basisannahme). Die Verteilung auf

die einzelnen Kostenarten ist in Abbildung 29 dargestellt. Der Anteil der spezifischen Kapitalkosten ist bedingt durch die hohen Investitionskosten (im Vergleich zu GuD- und BHKW-Anlagen). Der Anteil der Kapitalkosten nimmt natürlich mit der höheren Flexibilisierung und damit geringeren erzeugten Strommenge (Flex5) signifikant zu.

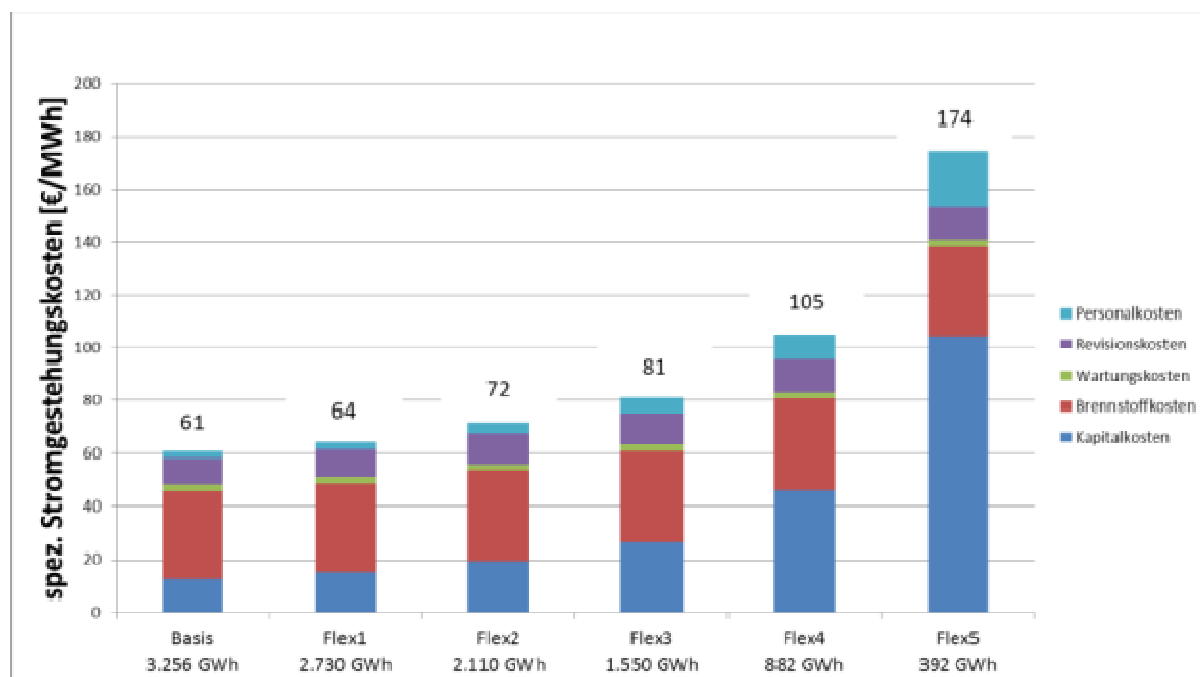


Abbildung 28: Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle – spezifische Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Betriebsfall bei einem Steinkohlepreis von 100 €/t

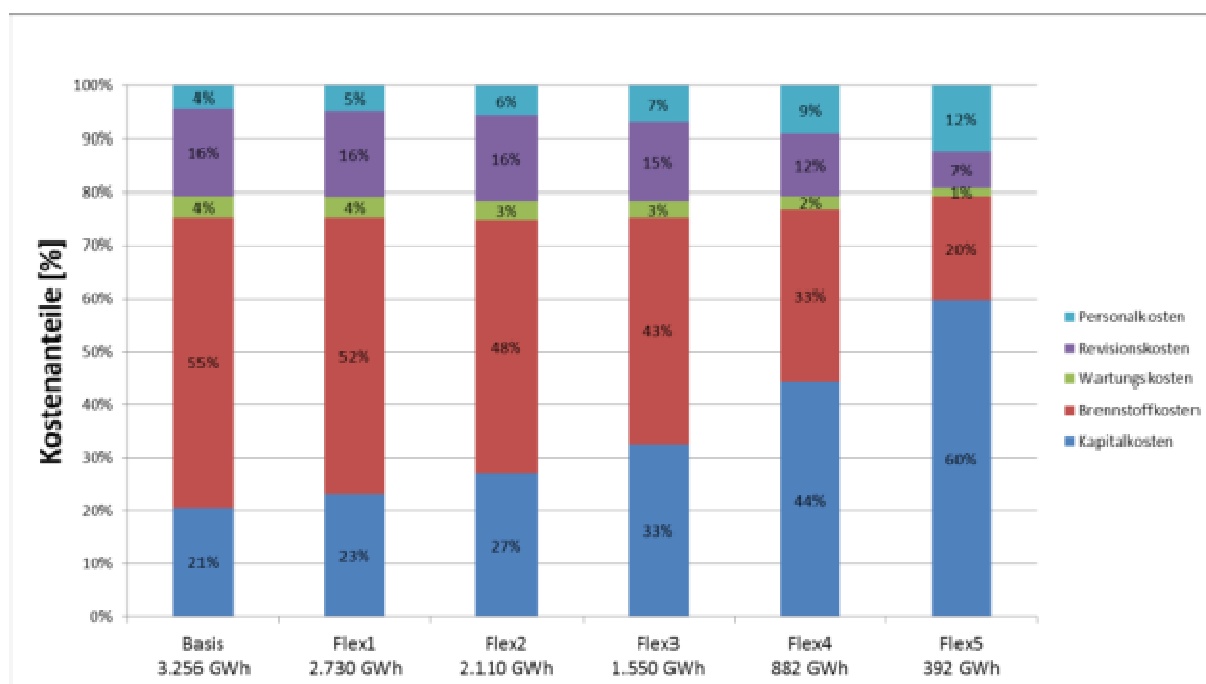


Abbildung 29: Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle – Kostenanteile der spezifischen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Betriebsfall bei einem Steinkohlepreis von 100 €/t

Der Einfluss des Steinkohlepreises von 76 bzw. 141 €/t (siehe Annahmen für Sensibilitätsberechnungen) ist aus Abbildung 30 ersichtlich. Je flexibler die Betriebsweise desto geringer ist der Einfluss des Steinkohlepreises in Prozent.

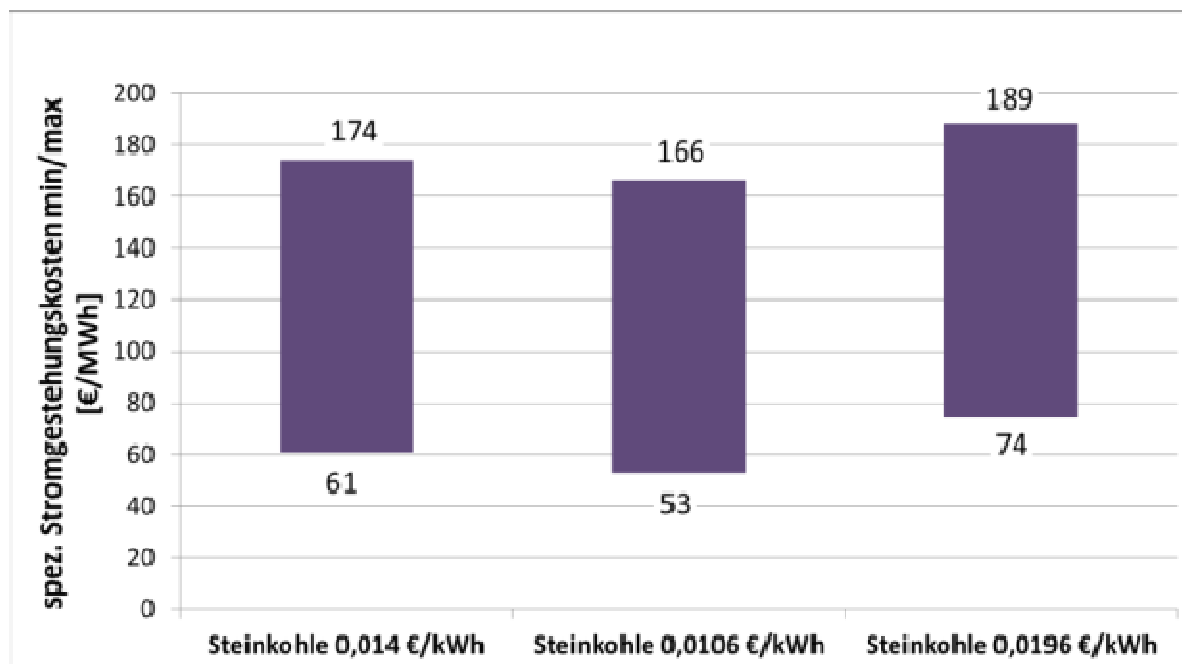


Abbildung 30: Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle – spezifische Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Steinkohlepreis

Für die DT-Anlage mit Steinkohle wurden CO₂-Kosten berechnet und in die Stromgestehungskosten inkludiert. Die dadurch sich ergebenden spezifischen Stromgestehungskosten (Steinkohlepreis 100 €/t) sind für einen CO₂-Preis von 12 €/t in Abbildung 31 ersichtlich. Die spezifischen Stromgestehungskosten erhöhen sich um etwa 6% (Flex5) bis 17% (Basis).

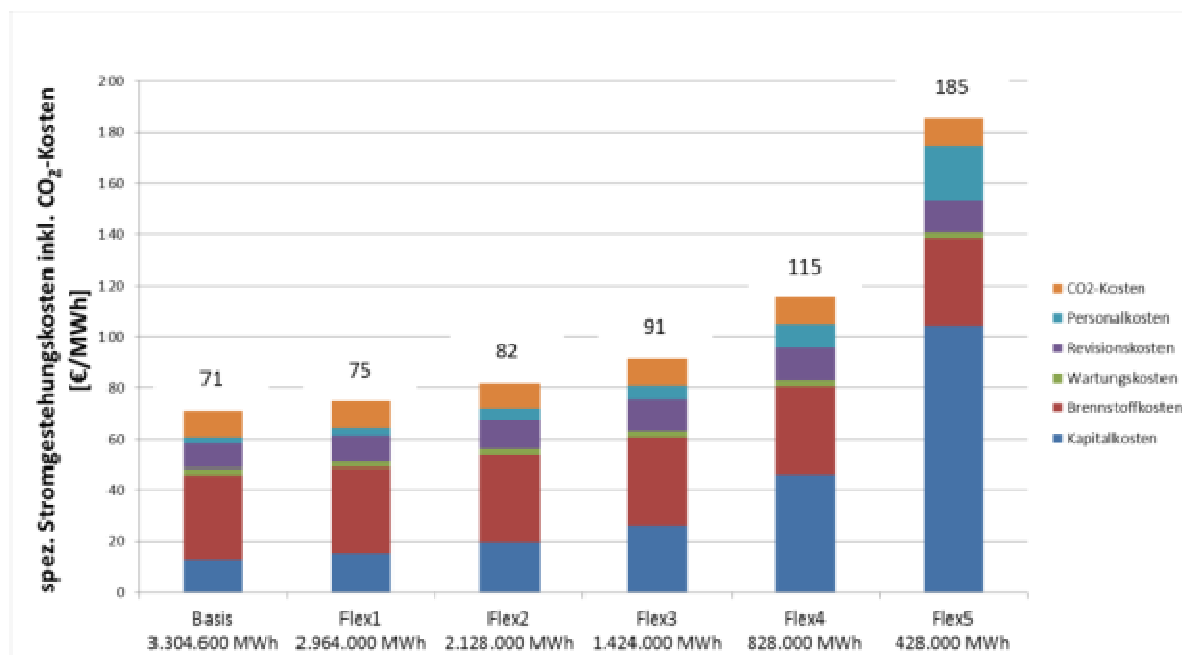


Abbildung 31: Dampfturbinen(DT)-Anlage mit Steinkohle – spezifische Stromgestehungskosten inklusive CO₂-Kosten (12 €/t) für einen Steinkohlepreis von 100 €/t

Ergebnisse GuD-Anlage Erdgas

Für die GuD-Anlage mit Erdgas sind die detaillierten Ergebnisse wie folgt: Die spezifischen Stromgestehungskosten variieren von 59 bis 120 €/MWh (siehe [Abbildung 32](#)) in Abhängigkeit von der Betriebsweise bei einem Erdgaspreis von 0,3 €/Nm³. Die spezifischen Revisionskosten sind in den spezifischen Wartungskosten inkludiert. Die Verteilung auf die einzelnen Kostenarten ist in [Abbildung 33](#) dargestellt. Dominant ist der Anteil der Brennstoffkosten für Erdgas. Der Anteil der Personalkosten ist sehr gering. Der Anteil der Kapitalkosten nimmt mit der höheren Flexibilisierung zu, im Betriebsfall Flex5 stellen die Kapitalkosten den größten Anteil dar. Der Einfluss des Erdgaspreises (0,27 bzw. 0,575 €/Nm³) ist aus [Abbildung 34](#) ersichtlich und im Vergleich zu Steinkohle größer. Je flexibler die Betriebsweise desto geringer ist der Einfluss des Erdgaspreises in Prozent.

Für die GuD-Anlage mit Erdgas wurden CO₂-Kosten berechnet und in die Stromgestehungskosten inkludiert. Die dadurch sich ergebenden spezifischen Stromgestehungskosten sind für einen CO₂-Preis von 12 €/t in [Abbildung 35](#) ersichtlich. Die spezifischen Stromgestehungskosten erhöhen sich um etwa 3% (Flex5) bis 7% (Basis).

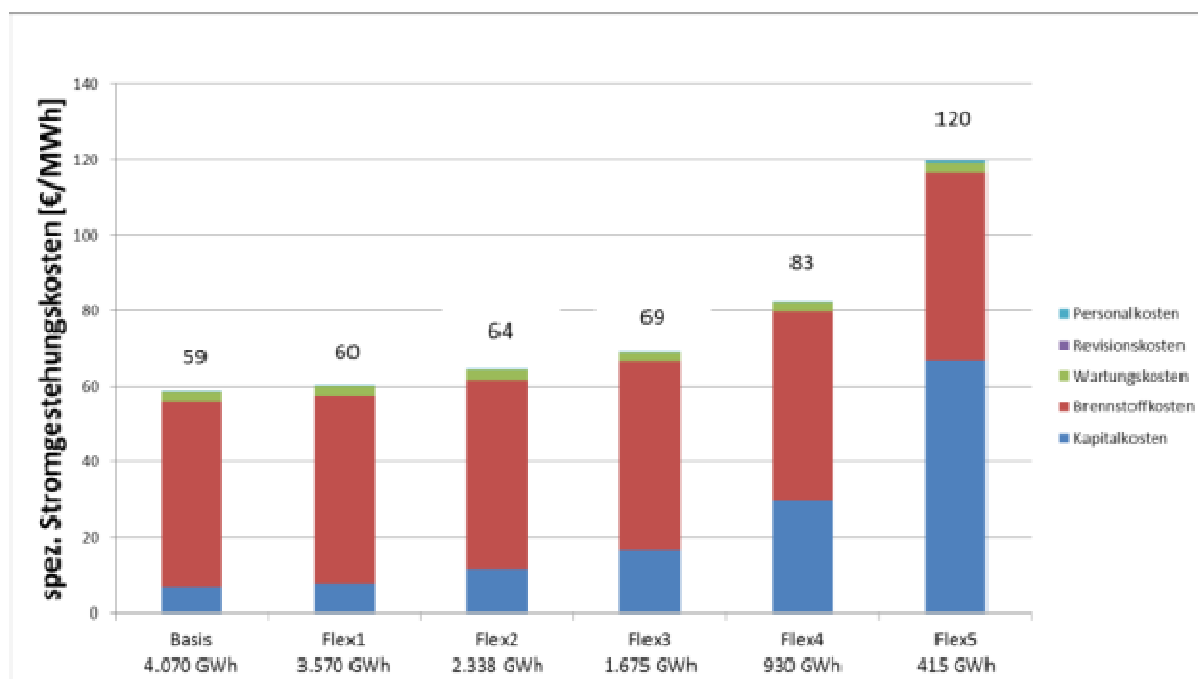


Abbildung 32: Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit Erdgas – spezifische Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Betriebsfall bei einem Erdgaspreis von 0,3 €/Nm³

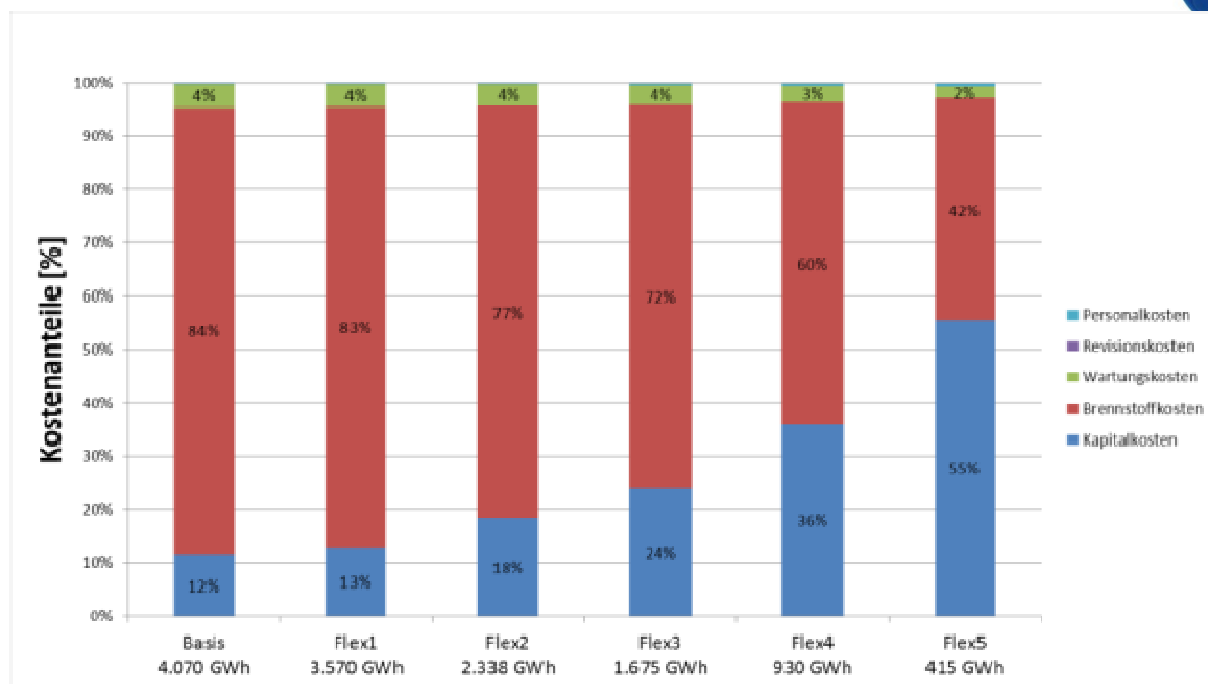


Abbildung 33: Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit Erdgas – Kostenanteile der spezifischen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Betriebsfall bei einem Erdgaspreis von 0,3 €/Nm³

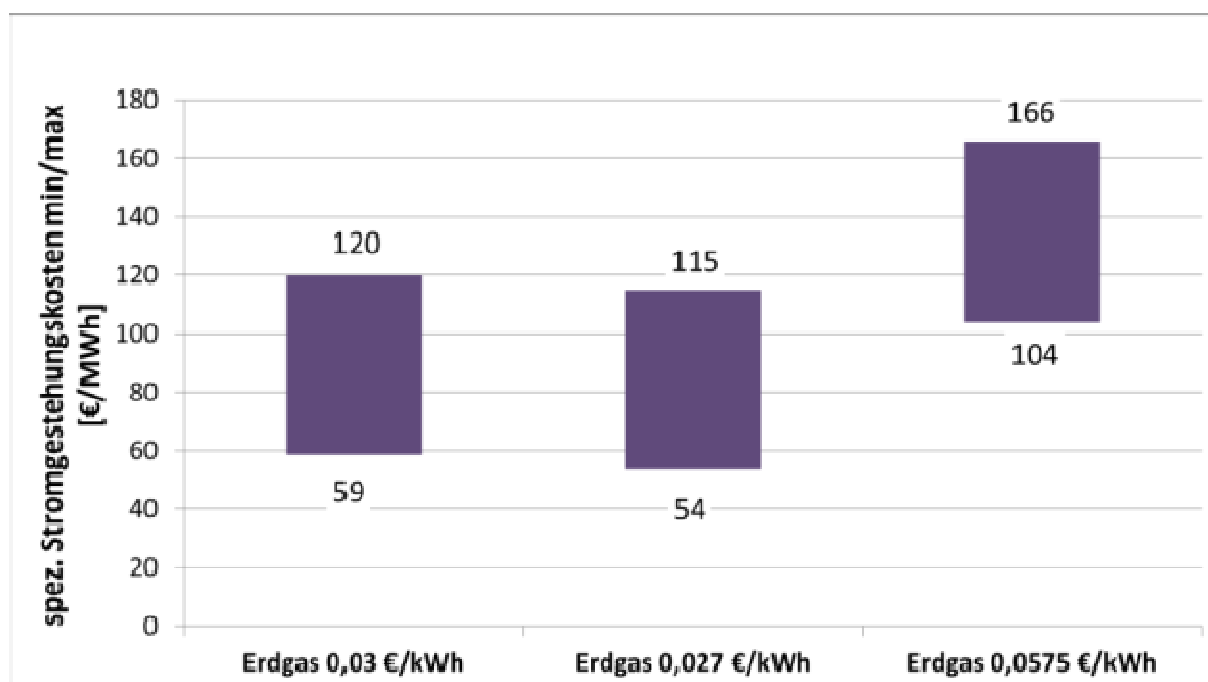


Abbildung 34: Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit Erdgas – spezifische Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Erdgaspreis

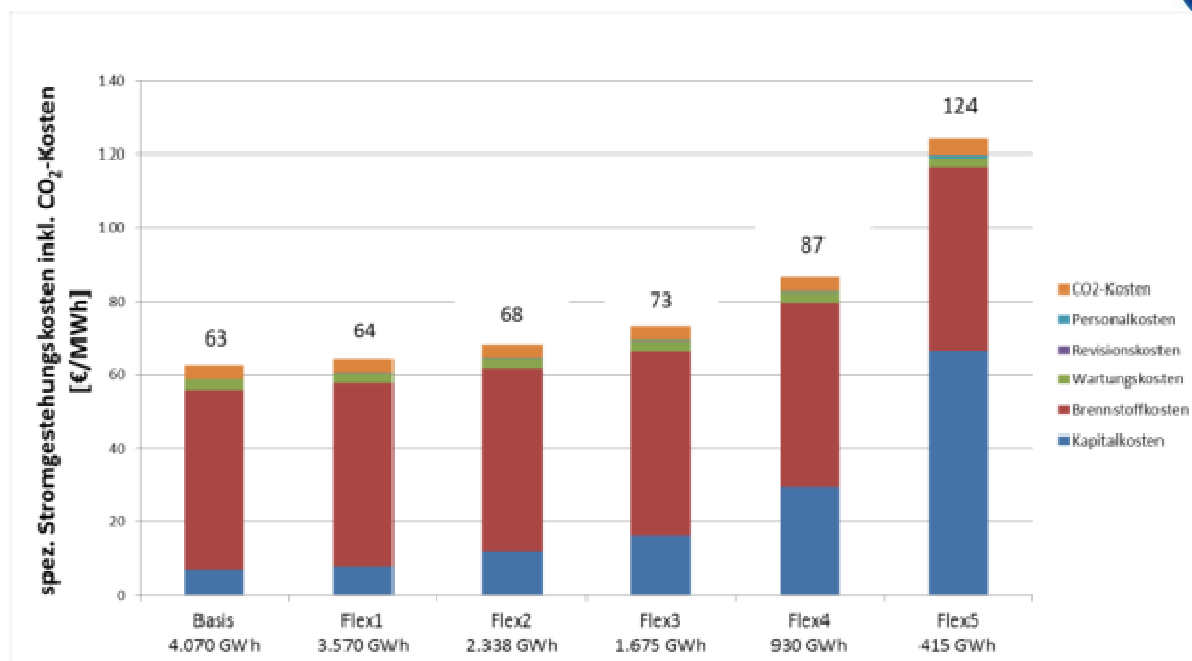


Abbildung 35: Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit Erdgas – spezifische Stromgestehungskosten inklusive CO₂-Kosten (12 €/t) für einen Erdgaspreis von 0,3 €/Nm³

Ergebnisvergleich Anwendungsbeispiele

Die errechneten Ergebnisse für alle ausgewählten Technologie/Brennstoff-Kombination sind nachfolgend in **Abbildung 36** dargestellt. Die höheren Maximalwerte ergeben sich immer für die Betriebsweise Flex5, die Minimalwerte für die Betriebsweise Basis.

Die größte Änderung der Stromgestehungskosten errechnete sich für DT mit Steinkohle, da die spezifischen Kapitalkosten bei einem flexibel angenommenen Betrieb die Stromgestehungskosten dominant beeinflussen.

Die niedrigsten Stromgestehungskosten ergaben sich für GuD-Anlage mit Erdgas gefolgt von DT-Steinkohle, BHKW Erdgas (100 MW und 10 MW) und Gasturbine (GT). Die Stromgestehungskosten für Biogas und Biomethan sind – bezogen auf die jeweilige Technologie – aufgrund der spezifisch höheren Brennstoffkosten signifikant höher als die vergleichbaren Stromgestehungskosten mit Erdgas.

Dieser Kostenvorteil von Erdgas gegenüber Biomethan bei einer GuD-Anlage bzw. BHKW-Anlage würde sich erst ab einem CO₂-Preis von mehr als 100 €/t ausgleichen.

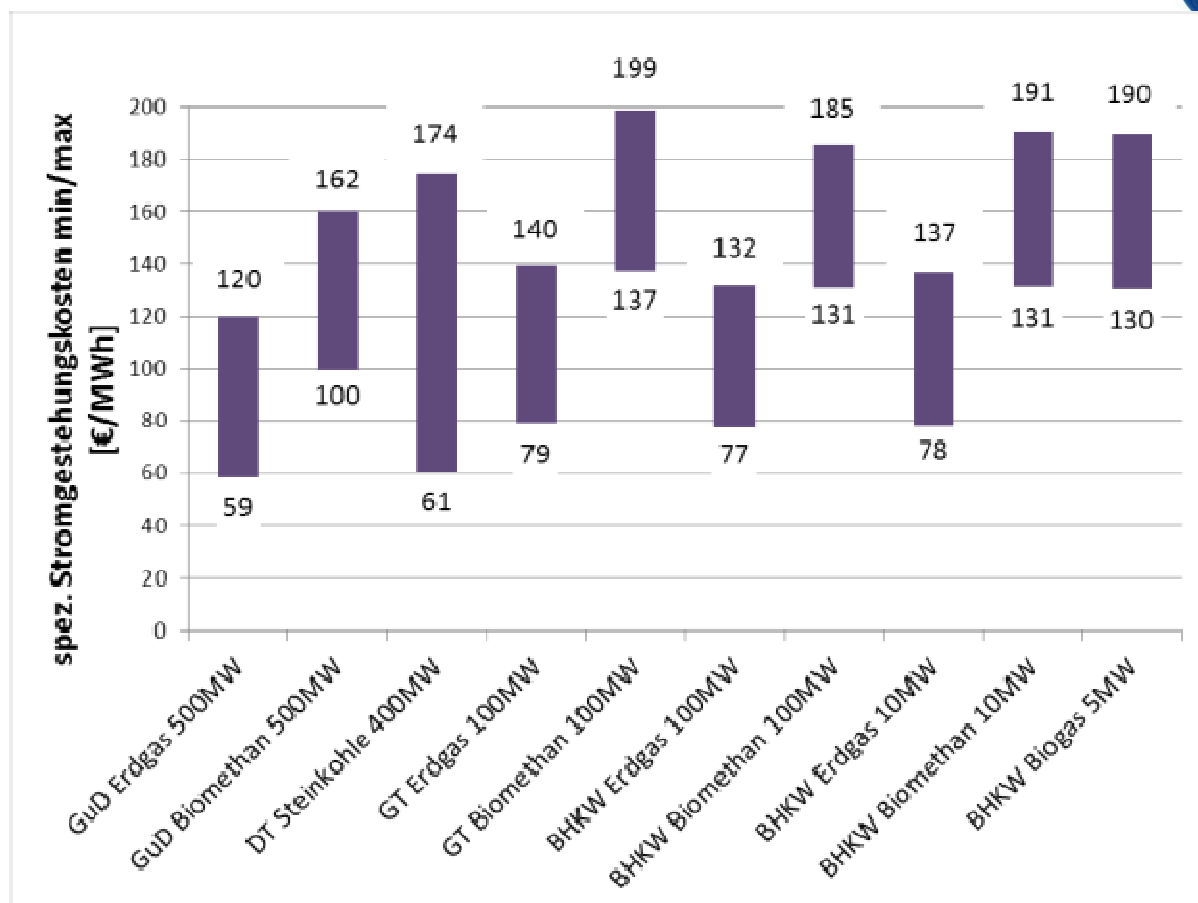


Abbildung 36: Vergleich spezifische Stromgestehungskosten der Anwendungsbeispiele

4.4 Ökologische Bewertung

Für die ökologische Bewertung wurden die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) über die Lebensdauer berechnet (siehe [Kapitel 1.5.5](#)). Diese beinhalten die THG-Emissionen aus Errichtung und Rückbau der Anlagen, der Brennstoffaufbereitung und den Betrieb.

Ergebnisse Dampfturbine Steinkohle

Die spezifischen THG-Emissionen für DT-Anlage mit Steinkohle sind in [Abbildung 37](#) zusammengestellt. Je flexibler die Betriebsweise desto höher die spezifischen THG-Emissionen. Sie variieren von etwa 850 bis 880 g CO₂-Äq/kWh. Dies ist bedingt durch die THG-Emissionen für die höhere Anzahl von Starts trotz der Verminderung der THG-Emissionen für die verringerte Stromerzeugung.

Ergebnisse GuD-Anlage Erdgas

Für die GuD-Anlage mit Erdgas sind die spezifischen THG-Emissionen (von etwa 435 bis etwa 450 g CO₂-Äq/kWh) in [Abbildung 38](#) dargestellt. Auch hier nehmen die spezifischen THG-Emissionen für die flexiblen Betriebsweisen zu.

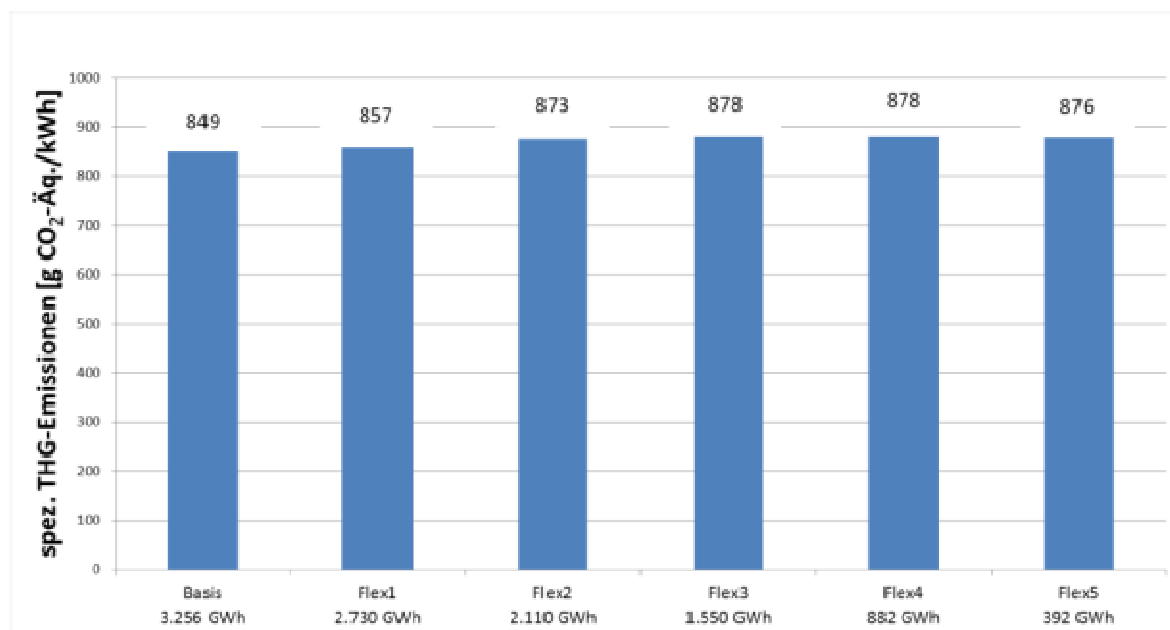


Abbildung 37: DT-Anlage mit Steinkohle – spezifische THG-Emissionen

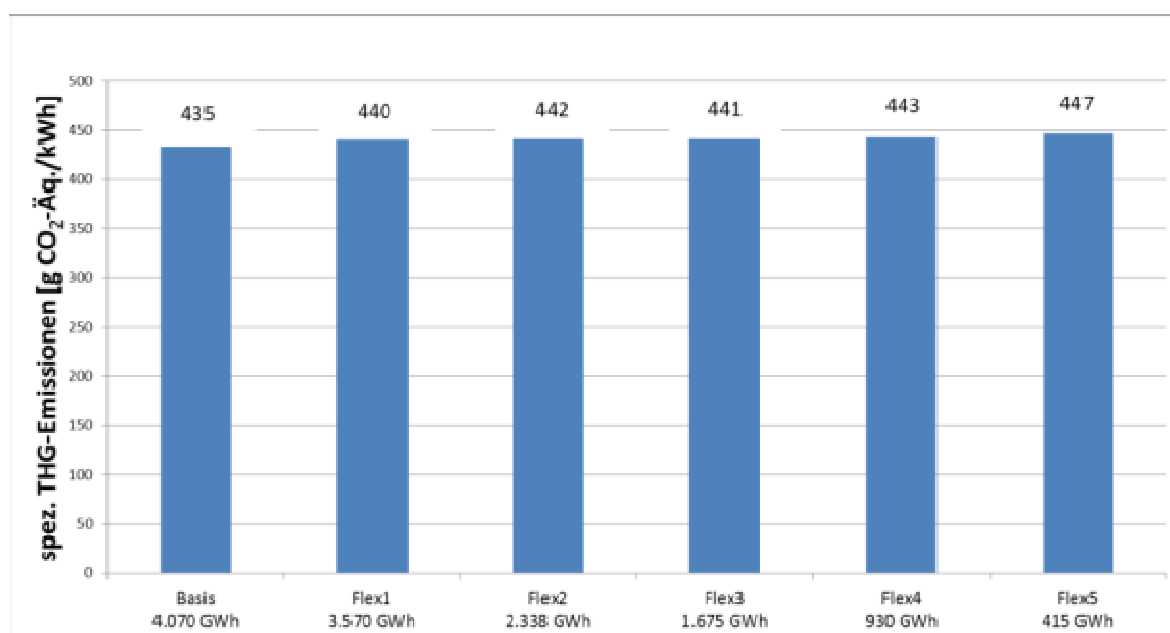


Abbildung 38: GuD-Anlage mit Erdgas – spezifische THG-Emissionen

Ergebnisvergleich Anwendungsbeispiele

Einen Vergleich der spezifischen THG-Emissionen für alle betrachteten Technologie/Brennstoff-Kombinationen zeigt [Abbildung 39](#). Die Biobrennstoffe (Biogas, Biomethan) haben die signifikant niedrigsten spezifischen THG-Emissionen. Danach folgen die Technologien mit Erdgas (etwa Faktor 5 höher gegenüber Biobrennstoffen). Die höchsten spezifischen THG-Emissionen ergeben sich für Steinkohle (etwa Faktor 8).

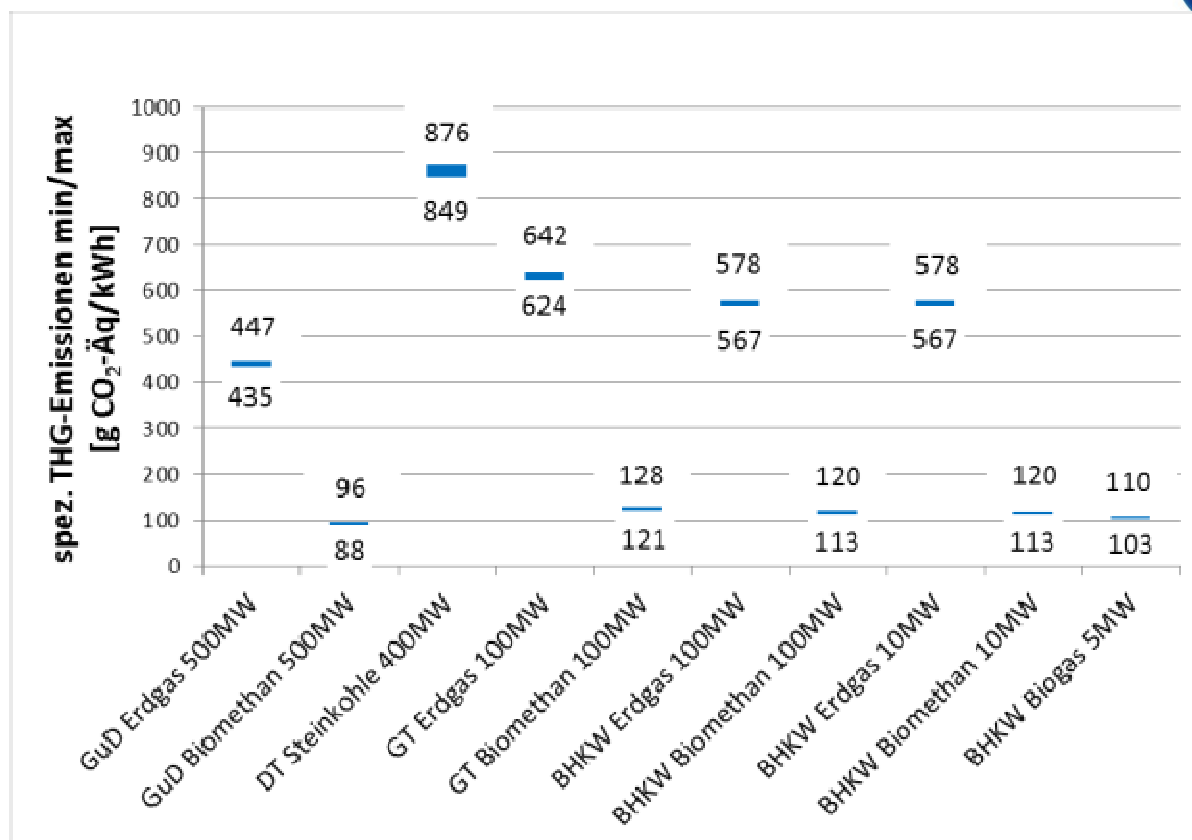


Abbildung 39: Vergleich spezifische THG-Emissionen der Anwendungsbeispiele

4.5 Soziale Bewertung

Bei der Bewertung der sozialen Nachhaltigkeit von flexiblen thermischen Kraftwerken wird davon ausgegangen, dass konventionelle thermische Kraftwerke Stand der Technik und schon seit Jahrzehnten in Österreich im Einsatz sind. Daher wird vorausgesetzt, dass die Bereiche der sozialen Nachhaltigkeit (siehe [Kapitel 1.5.6](#)) von den derzeit in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerken in Österreich im Wesentlichen berücksichtigt sind und in den jeweiligen Unternehmen und bei den betroffenen Stakeholdern erfüllt werden.

Die technologischen Unterschiede durch die Flexibilisierung von thermischen Kraftwerken (siehe [Kapitel 2.2](#)) betreffen diese Bereiche der sozialen Nachhaltigkeit nur unwesentlich.

Daher wird die Dimension der sozialen Nachhaltigkeit flexibler thermischer Kraftwerke in Österreich gleich wie die von derzeit in Österreich in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerken so bewertet, dass die soziale Nachhaltigkeit hinsichtlich der vier genannten Bereiche in Österreich weitestgehend erfüllt ist.

4.6 Gesamtbewertung

In nachfolgender [Tabelle 26](#) sind die Ergebnisse der Berechnungen zusammengefasst: beginnend mit dem Minimalwert mit zunehmender Flexibilisierung zum Maximalwert.

Die spezifischen Stromgestehungskosten sind sortiert beginnend mit dem niedrigsten Minimalwert. Für Erdgas und Steinkohle errechnen sich die geringsten

Stromgestehungskosten. Dies ist bedingt durch die angenommenen Brennstoffpreise und die Nutzungsgrade der betrachteten Anlagen.

Die spezifischen Treibhausgasemissionen sind aufsteigend vom niedrigsten Wert geordnet nach den Minimalwerten. Biomethan und Biogas haben die geringsten THG-Emissionen, von Erdgas (abhängig von der Technologie und vom Nutzungsgrad) und Steinkohle.

Die Jahresnutzungsgrade nehmen mit zunehmender Flexibilisierung ab und sind geordnet beginnend mit dem höchsten Maximalwert.

Tabelle 26: Vergleich spezifische Stromgestehungskosten, spezifische THG-Emissionen und Jahresnutzungsgrade der Anwendungsbeispiele

zunehmende Flexibilisierung ➔		
Spez. Stromgestehungskosten	€/MWh	
	Min	Max
GuD Erdgas 500MW	59	120
DT Steinkohle 400MW	61	174
BHKW Erdgas 100MW	77	132
BHKW Erdgas 10MW	78	137
GT Erdgas 100MW	79	140
GuD Biomethan 500MW	100	162
BHKW Biogas 5MW	130	190
BHKW Biomethan 100MW	131	185
BHKW Biomethan 10MW	131	191
GT Biomethan 100MW	137	199
Spez. THG-Emissionen	g CO ₂ -Äq./kWh	
	Min	Max
GuD Biomethan 500MW	88	96
BHKW Biogas 5MW	103	110
BHKW Biomethan 10MW	113	120
BHKW Biomethan 100MW	113	120
GT Biomethan 100MW	121	128
GuD Erdgas 500MW	435	447
BHKW Erdgas 100MW	567	578
BHKW Erdgas 10MW	567	578
GT Erdgas 100MW	624	642
DT Steinkohle 400MW	849	876
Jahresnutzungsgrade	%	
	Max	Min
GuD Erdgas/Biomethan 500MW	61,0%	60,0%
BHKW Erdgas/Biomethan 100MW	47,0%	46,6%
BHKW Erdgas/Biomethan 10MW	47,0%	46,6%
BHKW Biogas 5MW	43,5%	43,1%
GT Erdgas/Biomethan 100MW	43,1%	42,2%
DT Steinkohle 400MW	41,9%	40,6%

5 Zukünftig möglicher Bedarf thermischer Kraftwerke (Ergebnisse der dynamischen HiREPS Simulation)

In diesem Abschnitt wird die Abschätzung des zukünftigen Beitrags von und die Anforderungen an die flexiblen und schnell regelbaren thermischen Kraftwerken auf Basis eines erhöhten Anteils erneuerbarer Stromerzeugung in Österreich und Deutschland mit Hilfe der HiREPS Modells (siehe [Kapitel 1.5](#) für eine Darstellung des HiREPS Modells) simuliert. Dazu wurden 2 Szenarien in Abstimmung mit Stakeholdern entwickelt. Das „2030 Szenario“, das auf dem Szenario B der deutschen Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2013 beruht und als „Business as Usual“ (BAU) Szenario angesehen werden kann, und das Erneuerbare Szenario 2050 mit einem weiter stark gestiegenen Anteil erneuerbarer Energien bis 2050. Diese beiden Szenarien sollen eine Bandbreite der zukünftigen Anforderungen und des Bedarfs an thermischen Kraftwerken aufspannen.

5.1 Szenarien Definition

5.1.1 2030 Szenario

Das Szenario zum Stromsystem 2030 („2030 Szenario“) basiert auf dem Szenario Rahmen 2013 für den Netzentwicklungsplan der deutschen Bundesnetzagentur (NEP, 2013). Dieser Szenariorahmen wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern entwickelt und vom der deutschen Bundesnetzagentur genehmigt. Brennstoff und CO₂-Preise wurden dem eingereichten Szenariorahmen 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber entnommen, da in der Genehmigung der Bundesnetzagentur keine Preise aufscheinen. Der Szenariorahmen besteht aus den Szenarien A und C bis 2023 und einem Szenario B bis 2033. Diese Szenario B dient als Grundlage für das „2030 Szenario“.

Tabelle 27: Szenario B des Netzentwicklungsplan 2013 für Deutschland (NEP 2013). Die 2030 Werte sind nicht Teil des NEP 2013 sondern wurden durch lineare Interpolation berechnet.

		Installierte Erzeugungsleistung			
		2011	2023	2030	2033
Kernenergie	[GW]	12,1	0	0	0
Braunkohlekraftwerke	[GW]	20,2	17,6	13,54	11,8
Steinkohlekraftwerke	[GW]	26,3	25,7	21,85	20,2
Erdgaskraftwerke	[GW]	26,5	33	38,6	41
Wind Onshore	[GW]	28,9	49,3	61,2	66,3
Wind Offshore	[GW]	0,2	14,1	21,94	25,3
Photovoltaik	[GW]	25,3	61,3	64,1	65,3
		Preise			
Erdgas	[EUR2010/MWh(th)]	21,00	26,00	26,70	27,00
Kraftwerkssteinkohle	[EUR2010/MWh(th)]	10,44	9,70	10,31	10,56
Braunkohle	[EUR2010/MWh(th)]	1,5	1,5	1,5	1,5
CO ₂ -Zertifikatspreis	[EUR2010/tCO ₂]	13	27	39,6	45
		Stromnachfrage			
Stromnachfrage DE	[TWh/a]	536,8	535,4	535,4	535,4

Für das „2030 Szenario“ wurden die installierten Leistungen von Wind- und Solarstrom auf die 2030 Werte in Tabelle 27 festgelegt. Die installierten Kapazitäten der Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland wurden mit den 2030 Werten von Tabelle 27 nach oben limitiert. Die Steinkohlekraftwerkskapazität für Österreich wurde mit den Werten in 2012 nach oben limitiert (E-Control Bestandsstatistik, 2012). Die verschiedenen Typen von Gaskraftwerken werden vom HiREPS Modell in der Simulation entsprechend dem Bedarf installiert. Wenn man die NEP Werte für 2030 mit den 2012 Werte von E-Control Bestandsstatistik kombiniert kommt man auf 23 GW Steinkohlekraftwerke, 14 GW Braunkohlekraftwerke und 44 GW Gaskraftwerke in Österreich und Deutschland.

Der in Tabelle 27 angegebene CO₂-Preis wurde in der HiREPS Simulation angewendet. Es wurde für Österreich und Deutschland angenommen das 250 TWh pro Jahr an Bioenergie für die Wärme- und Stromerzeugung zur Verfügung steht. Da im NEP 2013 von einer stagnierenden Stromnachfrage bis 2030 ausgegangen wird, wurde die Stromnachfrage für Österreich und Deutschland „2030 Szenario“ mit dem 2010 Wert festgelegt. Die Installierte Wind- und Photovoltaikkapazität für Österreich im „2030 Szenario“ wurden auf die Werte des Ökostromgesetzes 2012 festgelegt (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: 2020 Ziele für Österreich und Deutschland. Dieser Ausbau ist in allen Szenarien als untere Grenze vorgeschrieben.

	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photovoltaik GW	Quelle
Österreich	3	---	1,2	Ökostromgesetz 2012 (ÖSG, 2012)
Deutschland	36	10	52	Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP DE)

5.1.2 Erneuerbares Szenario 2050

In diesem Szenario wird von einer weitgehenden Politik der CO₂-Emissionsvermeidung in der Strom- und Wärmeerzeugung (90% Reduktion der CO₂-Emissionen für Stromerzeugung derzeit) ausgegangen („Erneuerbares Szenario 2050“). Dies spiegelt sich in einem angenommenen CO₂-Preis von 110 €/t CO₂ wieder. Die Grundlage für das „Erneuerbare Szenario 2050“ ist das Primes-Referenzszenario 2011 mit aktualisierten Weltenergiepreisen (PRIMES, 2011). Dies ist ein in der EU häufig verwendetes aktuelles Szenario. Für die 2050-Szenarien wurden folgende Werte aus dem Primes-Referenzszenario 2011 verwendet: Die Brennstoffpreise, die CO₂-Preise und die Entwicklung der Stromnachfrage. Da für das Jahr 2010 der Primes-Stromverbrauch nicht genau mit dem Stromverbrauch laut ENTSO-E Consumption⁵ übereinstimmt, wurden die ENTSO-E-2010-Werte mit den Primes-Wachstumszahlen kombiniert, um die Stromverbrauchswerte der Szenarien bis 2050 zu berechnen. Diese berechneten Stromverbrauchswerte sind in der Tabelle 29 dargestellt. Die Brennstoffpreise sind in Euro pro MWh Heizwert angegeben. Für das „Erneuerbare Szenario 2050“ werden die 2020-Ziele für Wind und Photovoltaik als Mindestausbau vorgegeben (siehe Tabelle 28).

⁵ Stromverbrauch = Stromverbrauch der Endnutzer, inklusive der Leitungsverluste, inklusive der Industrie-Eigenerzeugung, exklusive des Pumpstrombedarfs und exklusive des Eigenverbrauchs der Kraftwerke. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>

Eine Studie des Fraunhofer IEWS (Fraunhofer IWES, 2011) aus dem Jahr 2011 kommt zum Ergebnis, dass das Onshore-Windenergie-Potential in Deutschland 198 GW ist, wenn man die Flächennutzung auf 2% der Fläche für jedes Bundesland limitiert. Ohne diese Limitierung berechnet das IWES ein Windenergiepotential von 722 GW. In den Szenarien wurde angenommen, dass das Onshore-Windenergie-Potential für Österreich und Deutschland mit 200 GW beschränkt ist.

Da Biomasse eine knappe Ressource ist, wird angenommen, dass in einem größtenteils CO₂-neutralen Wirtschaftssystem ein beträchtlicher Teil der Biomasse für die Industrie, für die stoffliche Nutzung und den Verkehr benötigt wird (siehe z.B. auch WUK, 2013). In den Szenarien wird daher angenommen, dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in Österreich und Deutschland genutzt werden können. In den Szenarien wird angenommen, dass 25% von diesen 90 TWh als Biomethan- oder Biogas-Potential zur Verfügung stehen. In den Szenarien wird angenommen, dass 70% des Biogases zu Biomethan aufgearbeitet werden kann und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das restliche Biogas kann mit Gasmotoren verstromt werden. Hier wird angenommen, dass es für 2/3 des Biogaspotentials auch eine Abwärmenutzung gibt, bei der 70% der anfallenden Abwärme genutzt werden kann. Wie für alle Technologien im HiREPS-Modell sind auch die Biomasse- und Biogas-Technologien Teil der Kostenoptimierung des Gesamtsystems. Zu den Kostenannahmen siehe Tabelle 29. Im „2030 Szenario“ wurde angenommen, dass die Anzahl der Wärmepumpen und sonstiger Stromheizungen auf dem 2010 Wert bleiben.

Tabelle 29: Grundannahmen der Szenarien. Sie basieren auf dem Primes-Referenzszenario.

	Einheiten	2010	2020	2030	2050	2050/2010
Kohle	€/MWh	7,1	9,4	17,6	19,6	2,8
Erdgas	€/MWh	18,3	29,7	41,2	57,5	3,2
Erdöl	€/MWh	29,7	46,6	55,1	74,1	2,5
CO₂-Preis	€/t CO ₂	11,9	18,7	42,8	53,6	4,5
Stromverbrauch AT+DE	TWh	616	638	661	749	1,22

Da im „Erneuerbaren Szenario 2050“ ein sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert wird, wird die Betrachtung der Stromnetze wichtig. Im Rahmen des Projektes mussten hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden. Es wird angenommen, dass die Summe der Onshore und Offshore Windstromeinspeisung nicht mehr als die normale Endnutzer Spitzenlast (= 120 GW DE+AT 2050) betragen kann. Es wird davon ausgegangen, dass die Photovoltaikanlagen gezielt nahe an den Verbraucherzentren gebaut werden und somit zu keiner massiven Belastung der Übertragungsnetze führen.

Die Netzlimitierungsgleichung DE+AT 2050 lautet also:

$$\text{Wind Onshore Erzeugung} + \text{Wind Offshore Erzeugung} - \text{Einspeicherung(DL + P2G)} + \text{Ausspeicherung(DL + P2G)} \leq 120\text{GW}$$

Druckluftspeicher (DL) und Power2Gas (P2G) können aber dazu verwendet werden, um lokal den Windstrom zwischen zu speichern, soweit das ökonomisch ist. Da Pumpspeicher meist in

den Alpen und die Windenergieerzeugung vorrangig im Norden würden sie zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in der Gleichung oben nicht inkludiert.

Für die Verteilnetze wird angenommen, dass jeder Haushalt gleichzeitig 3 kW Strom beziehen kann. Momentan sind die Verteilnetze so ausgebaut dass sie 2-3 kW an gleichzeitiger Last pro Haushalt verkraften können. Daher ist die Summe der Stromaufnahme von Stromheizungen und Wärmepumpen und der Normalen last mit 3 kW pro Haushalt begrenzt.

5.1.3 Weitere Annahmen für die 2030 und 2050 Szenarien

Für die Szenarien wurde kein Neubau von Speicherseen angenommen, da es unklar ist, wie viele neue Speicherseen gesellschaftlich akzeptabel sind. Sehr wohl wird in allen Szenarien aber angenommen, dass die Leistungen der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden können, falls das die Gesamtsystemkosten senken würde. Da ein Leistungsausbau meist unter Tage mit neuen Druckstollen und Kavernenkraftwerken geschieht, wird das als unproblematisch angesehen. In den Szenarien werden Pumpen oder Turbinen nur dann ausgebaut, wenn es schon eine Pumpe oder Turbine gibt. Gänzlich neue Nutzungsmöglichkeiten bereits existierender Speicher werden in den Szenarien nicht analysiert.

Für die Simulation der Windstromerzeugung wurde angenommen, dass an allen geeigneten Standorten eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe steht. Als geeignete Standorte werden alle Standorte angenommen, die unter 1.200 Meter Seehöhe in der DWD-Modell-Orographie liegen und an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mindestens 2.000 Volllaststunden erzeugen würden (siehe [Kapitel 1.5](#) zum HiREPS Modell). Eine Grafik der simulierten Volllaststunden einer E101 für Europa ist in [Abbildung 7](#) dargestellt. Die Summenerzeugung der geeigneten Standorte in Österreich und Deutschland wird anschließend so skaliert, dass die installierten Leistungen den Szenarioannahmen entsprechen. Weiters werden von den so simulierten Erzeugungsdaten noch pauschal 12% als Verluste abgezogen. Diese Verluste wurden abgeschätzt als 7% (Verfügbarkeit + Elektrische Verluste + Vereisungsverluste) + 5% Windparkverluste (siehe [Kapitel 1.5](#) für eine genauere Beschreibung der Berechnungsmethode).

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wird angenommen, dass die Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind (siehe [Kapitel 1.5](#) zum HiREPS Modell). Von der simulierten PV-Stromerzeugung wurden noch pauschal 28% als Verluste abgezogen. Diese 28% ergaben sich aus Abschätzung der folgenden Verluste (multiplikativ!): 14% Systemverluste, 5% Reflexion, Schnee, Abschattung, Verschmutzung, 6% Temperaturverluste und 6% mittlere Degradierungsverluste bei einem Mix aus 20 Jahre alten und neuen Solarmodulen.

In den Szenarien gilt für das Stromsystem und das Wärmesystem der gleiche CO₂-Preis, oder alternativ ein gemeinsames CO₂-Ziel. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom + Wärme, das diese CO₂-Ziele mit minimalen Kosten erreicht.

Es ist dem Modell vorgegeben, dass für die normale Endkunden-Stromnachfrage eine gesicherte Kapazität im Ausmaß von 1,1 fache der aktuellen Spitzenlast zur Verfügung steht. Zusätzlich müssen auch noch gesicherte Kapazitäten für die gegebenenfalls installierten Wärmepumpen zur Verfügung stehen.

Angelehnt an die Szenarien der Untersuchung: "Der Abfallmarkt in Deutschland und Perspektiven bis 2020" (NABU, 2009) wird angenommen das das Primärenergieaufkommen aus Müllverbrennung in allen Szenarien für Österreich und Deutschland 50 TWh beträgt.

5.1.4 Annahmen zum Wärmebedarf für die 2030 und 2050 Szenarien

In Tabelle 30 ist die Entwicklung des Wärmebedarfs in den Szenarien dargestellt. Diese Annahmen basieren auf dem Szenario Misch-Ineffizient des Projektes „Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie“ aus dem Jahr 2013 für Deutschland (WuK. 2013) und wurden für Österreich proportional zu den Werten von 2008 skaliert. Die Annahme ist, dass der Wärmebedarf bis 2050 um 33% zurückgeht, was als sehr moderat angesehen werden kann. In den Effizienz-Szenarien des WuK-Projektes wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf bis 2050 um 55% abnimmt. Im „Erneuerbaren Szenario 2050“ wird davon ausgegangen, dass 66% der Gebäude bis 2050 für Wärmepumpen geeignet sind. Weiters wird angenommen, dass von den nicht mit Wärmepumpen geheizten Gebäuden 57% mit Erdgas und 43% mit fester Biomasse geheizt werden. Zu den unterschiedlichen Wärmesektoren und zur Implementierung im HiREPS-Modell siehe Kapitel 1.5 zum HiREPS Modell.

Tabelle 30: Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Österreich und Deutschland bis 2050 in den Szenarien (Werte in TWh_{thermisch})

DE+AT	2010 TWh _{th}	2020 TWh _{th}	2030 TWh _{th}	2040 TWh _{th}	2050 TWh _{th}	Faktor 2050/2010
Dezentrale Wärmebereitstellung	818	697	585	504	459	0,56
Fern+Nahwärme	118	155	181	187	170	1,43
Summe	936	852	766	691	628	0,67

5.2 Ergebnisse Erneuerbares Szenario 2050

Im diesem Kapitel sind die Ergebnisse der HiREPS Simulation des Strom- und Wärmesystems für das „Erneuerbare Szenario 2050“ dargestellt. Dies ist ein beispielhaftes Szenario um die Anforderungen an die thermischen Kraftwerke zu untersuchen. Zuerst wird im Folgenden die Simulation des Strom- und Wärmesystems dargestellt und dann auf die Anforderungen an die thermischen Kraftwerke eingegangen. Der wichtigste Kenngröße in diesem Szenario ist ein CO₂-Preis von 110 €/t CO₂, der für das Strom- und Wärmesystem gleichermaßen gültig ist. Nach dieser Vorgabe berechnet das HiREPS-Modell im Optimierungslauf die kostengünstigste Art der Strom- und Wärmebereitstellung, die den Szenario-Vorgaben entspricht.

Das Ergebnis führt zu einem Stromsystem für Österreich und Deutschland, dass 84% weniger CO₂ emittiert als im Jahr 2011. Die spezifischen Emissionen reduzieren sich von 518 g CO₂/kWh im Jahr 2011 auf 84 g CO₂/kWh im simulierten Jahr 2050. Die mittleren Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Kosten) belaufen sich auf 78,2 Euro/MWh (Tabelle 31).

Tabelle 31: Ergebnisse für „Erneuerbares Szenario 2050“

	Spezifischer Emissionsfaktor f. Strom	Mittl. Stromgestehungskosten
Erneuerbares Szenario 2050	84 g CO ₂ /kWh	78,2 Euro/MWh

In Abbildung 40 und in Tabelle 32 ist der Stromerzeugungsmix dargestellt. Der Erneuerbaren Anteil ist 77% und der Beitrag von Erdgas 23%. Das nach den Szenario Vorgaben

verfügbare Biomassepotential zur Strom- und Wärmeerzeugung wird vollständig ausgeschöpft.

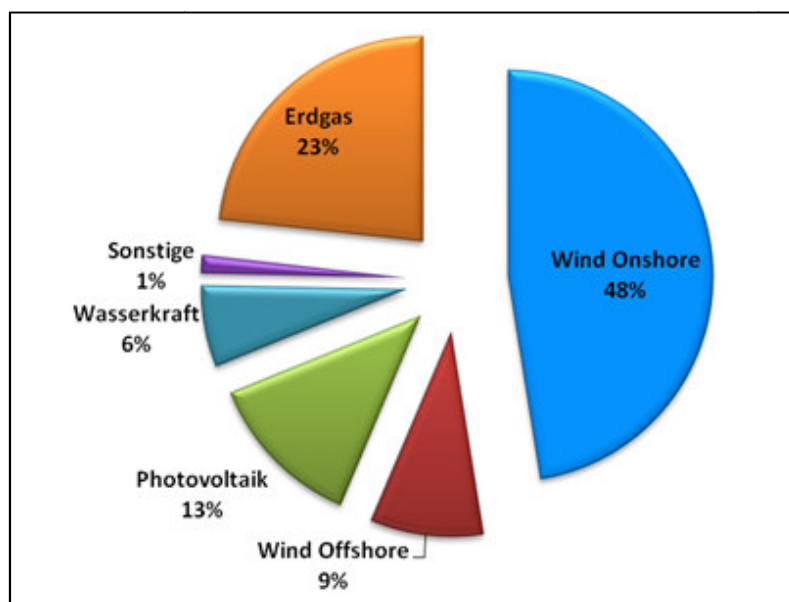


Abbildung 40: Stromerzeugungsmix im „Erneuerbaren Szenario 2050“. Die Prozentangaben beziehen sich auf die jährliche Stromerzeugung.

Tabelle 32: Stromerzeugung im „Erneuerbaren Szenario 2050“

	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	VLS
Wind Onshore	200	437	2185
Wind Offshore	22	82	3821
Photovoltaik	138	115	836
Wasserkraft		59	
Feste Biomasse	0,9	3,8	4178
BioGas	0,7	1,8	2701
Müllverbrennung	1,2	9	7214
Gasturbinen	55	1,5	27
Gas-KWK	84	213	2537
Gesamte Stromerzeugung:		923	

Durch die Pumpspeicherverluste liegt der Stromverbrauch von 918 TWh um 5 TWh unter der Stromerzeugung vom 923 TWh. 8% der verfügbaren Windstromerzeugung auf Land (Wind Onshore) wird abgeregelt, weil es keine Nutzungsmöglichkeit gibt. Bei Wind Offshore sind es 11% und bei PV 2%. Um die Limitierungen der Stromnetze zu emulieren wird im diesem Szenario mit der Netzlimitierungsgleichung (siehe Seite 84) die maximale Einspeisung von Windenergie (abzüglich lokaler Druckluftspeicher und P2G-Erzeugung) auf 120 GW limitiert. P2G und Druckluftspeicher erweisen sich aber als nicht wirtschaftlich und werden nicht genutzt.

In **Abbildung 41** ist der Stromerzeugungsmix für 5 Wochen im Jänner bis Anfang Februar dargestellt.

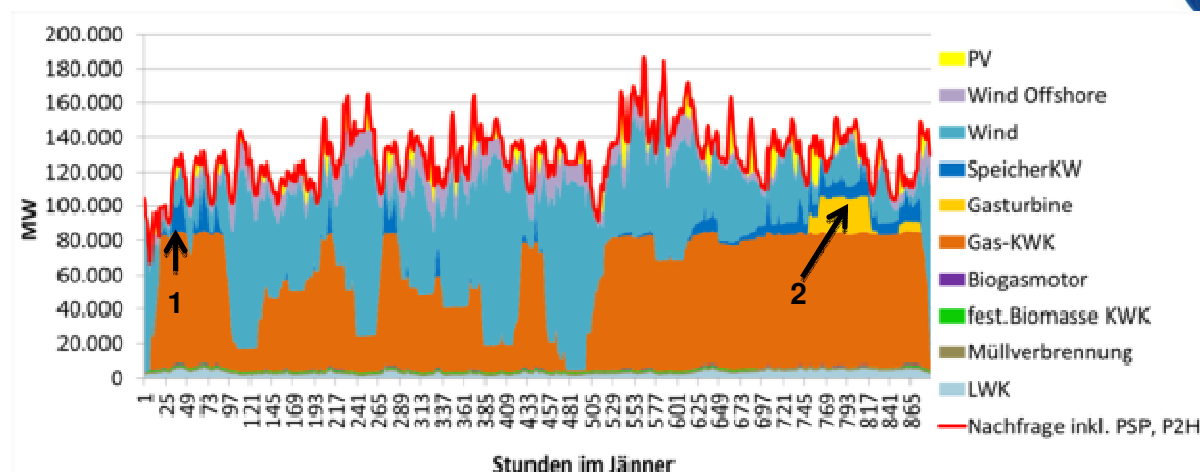


Abbildung 41: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung im Erneuerbaren 2050 Szenario für 5 Wochen Anfang Jänner/ Februar. Position 2 kennzeichnet den Einsatz der Gasturbinen bei einer längeren Windflaute. Bei Position 1 können Pumpspeicher eine kurze Flaute ausgleichen.

Aus Abbildung 41 kann man erkennen, dass größere Stromerzeugungslücken auf Seiten der erneuerbaren Energiequellen großteils durch Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke kompensiert werden. Die GuD-Anlagen kommen auf etwa 2.600 Volllaststunden⁶. Kurzfristige Erzeugungslücken können gut durch Pumpspeicher gedeckt werden (siehe Abbildung 41, Position 1). Wenn die Erzeugungslücken zu groß und zu lang sind, dann kommen Gasturbinen zum Einsatz (siehe Abbildung 41, Position 2). Im Vergleich zu GuD-Anlagen haben Gasturbinen geringere spezifische Investitionskosten (ca. 400 €/kW), aber auch einen deutlich schlechteren Wirkungsgrad. Daher werden Gasturbinen im simulierten zukünftigen Stromsystem als Ergänzung zu GuD und Pumpspeicher verwendet, um seltene, aber länger andauernde Versorgungslücken zu decken, die durch die Pumpspeicher nicht ausgleichbar sind.

In Abbildung 42 sind die verschiedenen Stromnachfragekomponenten des Erneuerbaren Szenarios 2050 Laufes dargestellt. Dazu gehört einerseits der normale Endkunden-Stromverbrauch inklusive der Leitungsverluste. Dieser ist als schwarze Linie dargestellt. Die blaue Linie enthält neben dem Endkunden-Stromverbrauch noch zusätzlich die Stromnachfrage durch die Pumpspeicher. Die rote Linie enthält zusätzlich zu den Endkunden und Pumpspeichern (PSP) auch noch die Stromnachfrage durch die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung (= Power to heat = P2H). Man kann erkennen, dass die Stromnutzung im Wärmesektor mehr an flexibler Nachfrage bereitstellt als Pumpspeicher. Obwohl die Pumpspeicher in diesem Szenario kostenoptimal ausgebaut werden.

In Abbildung 43 sind sowohl die Erzeugungskomponenten als auch die Nachfragekomponenten für 3 Wochen im Sommer in einer Abbildung dargestellt.

⁶ Die Volllaststunden (VLS) sind definiert als $VLS = (\text{Jahresstromerzeugung in MWh}) / (\text{Installierte Leistung in MW})$.

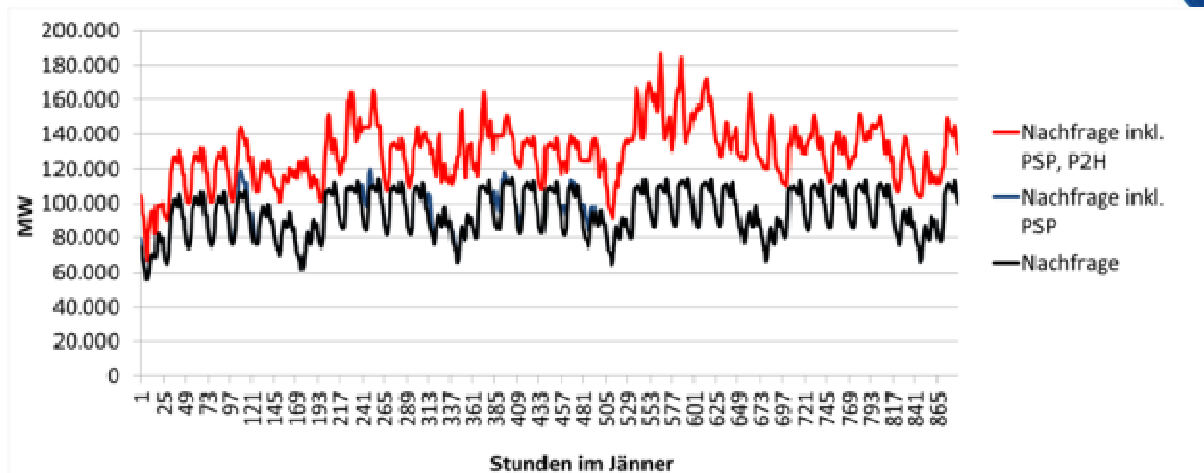


Abbildung 42: Darstellung der Stromnachfragekomponenten des „Erneuerbaren Szenario 2050“ Laufes Szenario für 5 Wochen Anfang Jänner/Februar.

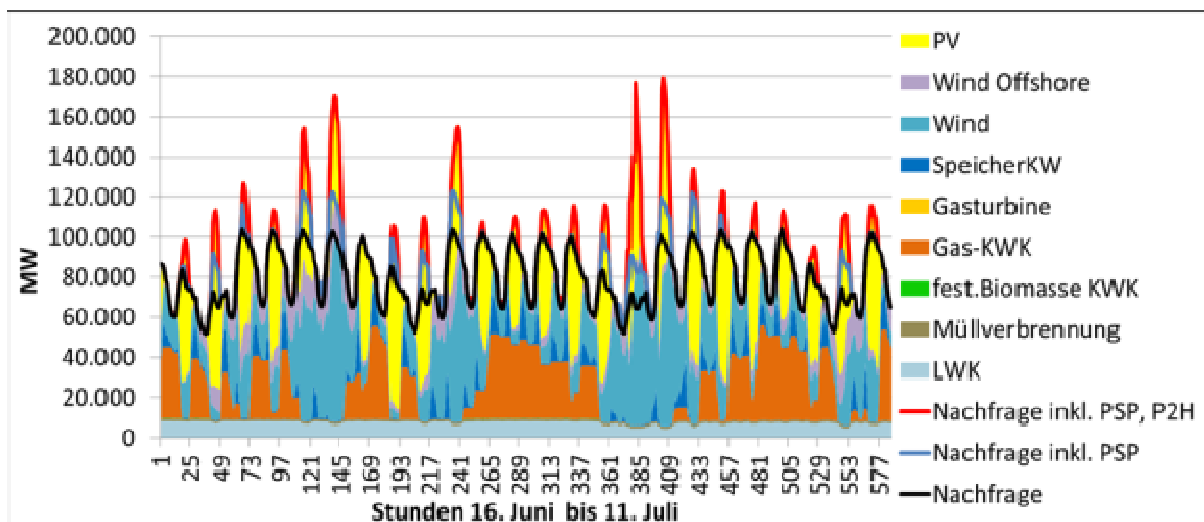


Abbildung 43: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung im „Erneuerbaren Szenario 2050“ für 3 Wochen im Sommer.

5.2.1 Wärmeerzeugung

Die Wärmeerzeugung und Stromerzeugung wird im HiREPS Modell gemeinsam simuliert, weil für KWK Anlagen die Wärmenachfrage eine Limitierung der Flexibilität am Strommarkt bewirkt. Umgekehrt kann eine Überproduktion von Solar- und Windstrom im Wärmesektor genutzt werden und erhöht damit die Flexibilität der Stromnachfrage. Wärmespeicher helfen sowohl bei der Flexibilisierung von KWK-Anlagen als auch bei der Nutzung von überschüssigem Wind- und Solarstrom. In Abbildung 44 und Abbildung 45 ist die Fernwärmeerzeugung und die Nahwärmeerzeugung dargestellt.

In Abbildung 46 und Abbildung 47 sind die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (= Strompreise) für das „Erneuerbare Szenario 2050“ dargestellt. Diese Strompreise sind als Indikative Werte zu verstehen. Der Fokus dieses Forschungsprojektes war nicht die Strompreis-Modellierung. Da der Strompreis unter den geltenden Marktregeln durch das Grenzkraftwerk gesetzt wird, müsste für eine genauere Strompreismodellierung eine noch größere Streuung bei den Eigenschaften des Kraftwerksparks implementiert werden und auch strategisches Verhalten simuliert werden.

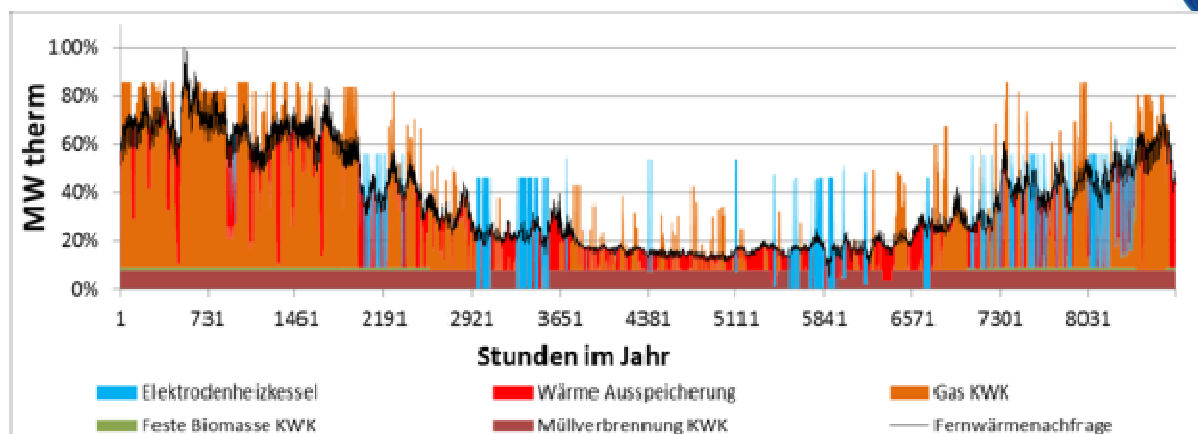


Abbildung 44: Simulation der Fernwärmeerzeugung. Die Erzeugung die über die Fernwärmenachfrage hinausgeht ist die Einspeicherung in die Wärmespeicher. Die Wärmespeicher haben eine Kapazität die 45 Stunden der mittleren Winterlast entspricht.

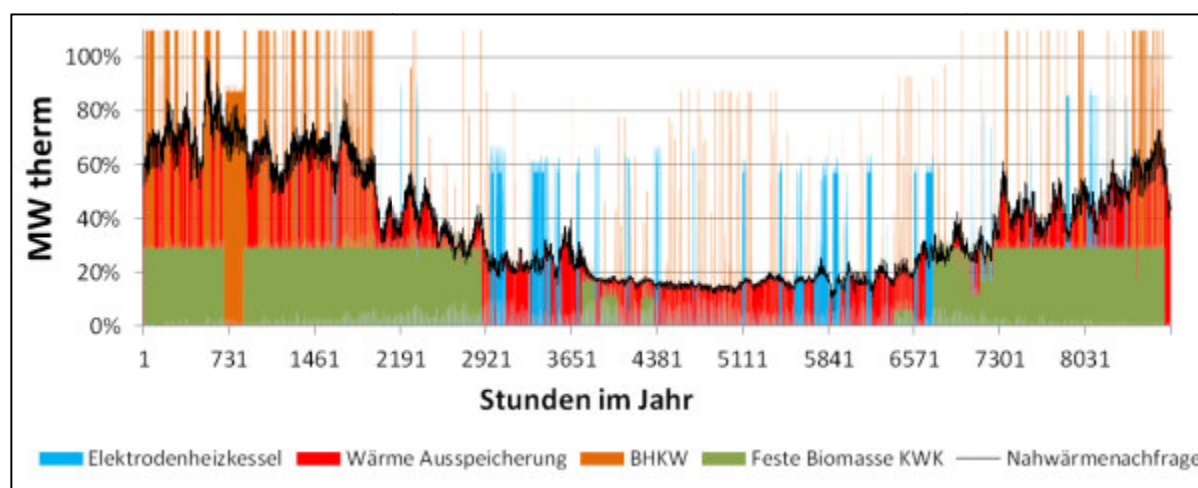


Abbildung 45: Simulation der Nahwärmeerzeugung. Die Erzeugung die über die Fernwärmenachfrage hinausgeht ist die Einspeicherung in die Wärmespeicher. Die Wärmespeicher haben eine Kapazität, die 57 Stunden der mittleren Winterlast entspricht.

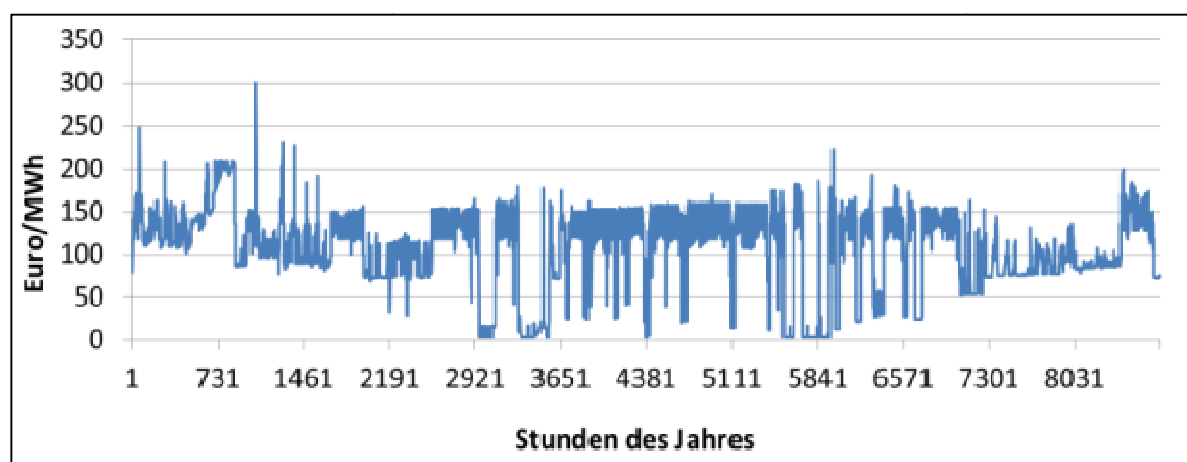


Abbildung 46: Kurzfristige Grenzkosten der Stromerzeugung (entspricht den Strompreisen) für das „Erneuerbare Szenario 2050“

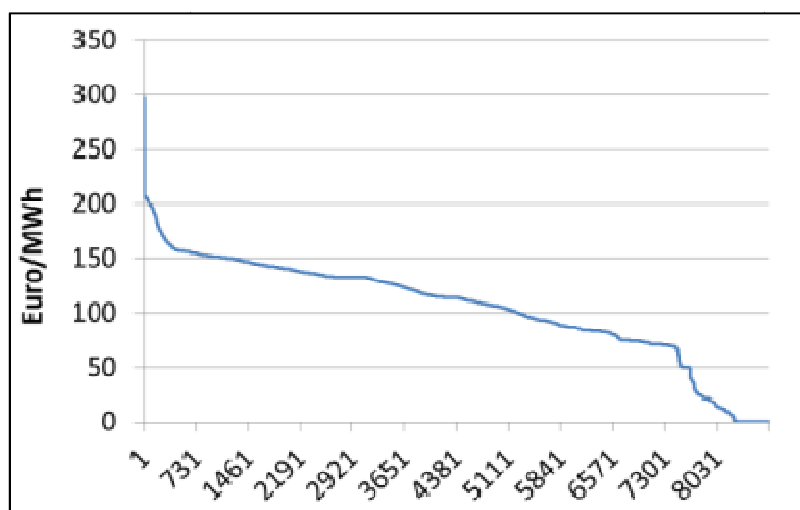


Abbildung 47: Dauerlinie der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (entspricht den Strompreisen) für das „Erneuerbare Szenario 2050“

Der Strompreis ist für etwa 500 Stunden unter 5 €/MWh. Der Strompreis hat keine negativen Werte, weil Wind- und Solarstrom in diesem Szenario ohne Förderung auf dem Strommarkt agieren und abregeln, wenn der Strompreis nicht kostendeckend ist. Wind- und Solarstrom sind in diesem Szenario mit einem CO₂-Preis von 110 €/t CO₂ profitabel und werden soweit ausgebaut bis die Rentabilität nicht mehr gegeben ist. Wind an Land ist aber durch die Potentialgrenze von 200 GW begrenzt.

5.2.2 Gesicherte Leistung

Gemäß den Szenario-Vorgaben müssen die Investitionsentscheidungen, das 1,1 fache der Spitzenlast plus die installierte Wärmepumpen-Leistung (inkl. Netzverluste) als gesicherte Erzeugung zur Verfügung stellen. In [Tabelle 33](#) und [Abbildung 48](#) ist die Bereitstellung der gesicherten Erzeugung dargestellt.

[Tabelle 33](#): Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im „Erneuerbaren Szenario 2050“

	Installierte Leistung [GW]	Gesicherte Leistung (inkl. Verfügbarkeit) [GW]	Verfügbarkeit
Gasturbine	55	50	0,92
Gas KWK	79	72	0,92
Biogere KW	1,6	1,4	0,92
Müllverbrennung	1,2	1,1	0,92
Speicher KW	27	25,9690	0,95
Summe	163	151	
Spitzenlast AT+DE 2050		119	

Wie man in [Tabelle 32](#) sehen kann, werden die 55 GW an „Simple Cycle“ Gasturbinen selten eingesetzt. Sie sind also reine Reservekraftwerke. Gasturbinen kommen hier deshalb zum Zug weil sie mit 400 €/kW Investitionskosten die günstigste Technologie sind. Man würde auf

den ersten Blick vermuten, dass es sehr teuer sein sollte 55 GW an Gasturbinen zu installieren, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Wenn man die 400 €/kW Investitionskosten bei 25 Jahre Abschreibungsdauer und 7% effektivem Zinssatz für 55 GW Gasturbinen auf die 918 TWh Stromverbrauch umrechnet, belaufen sich die Kosten für die Gasturbinen auf 2,1 €/MWh. Dies sind 3% der mittleren Stromgestehungskosten von 78,2 €/MWh in diesem Szenario und somit gering. Diese 55 GW können aber genauso gut alte Kraftwerke sein am Ende der Lebensdauer, die für diesen Einsatz noch bereitgehalten werden. Weiters könnten die Versorgen auch mit Kunden vereinbaren, dass sie den Strom günstiger erhalten, wenn sie bei Notwendigkeit abgeschaltet werden können.

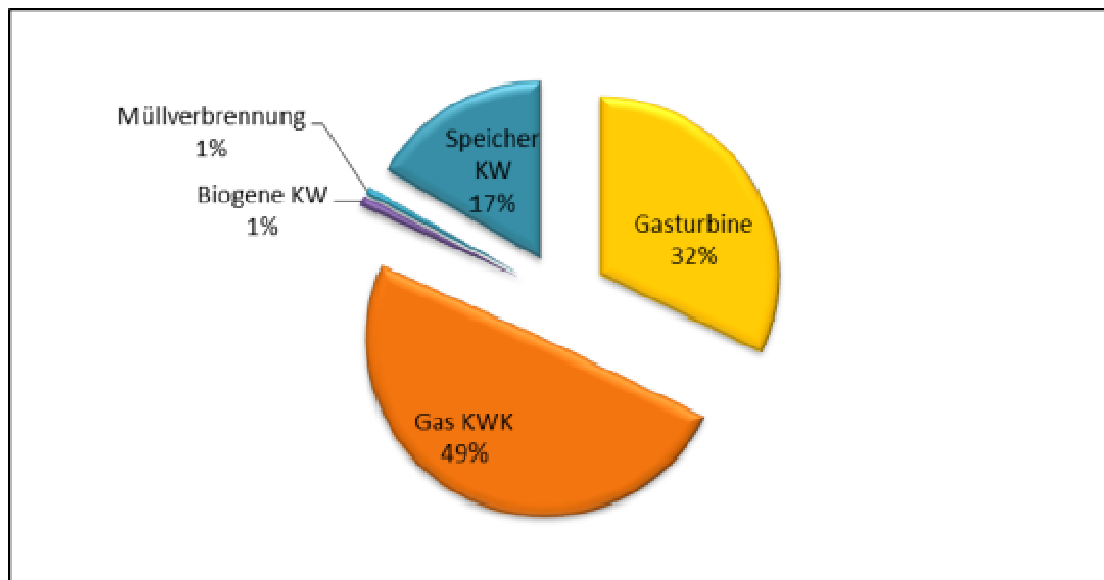


Abbildung 48: Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im „Erneuerbaren Szenario 2050“

5.2.3 Erlösstruktur der thermischen Kraftwerke

In den Simulationslauf ergibt sich für das „Erneuerbare Szenario 2050“ eine notwendige Kapazitätsprämie mit 48 Euro/kW und Jahr. Damit wird die Bereitstellung der gesicherten Leistung von 156 GW finanziert. Wenn alle 156 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen und diese Kosten auf die 918 TWh Strombedarf umgerechnet werden, ergeben sich 8,2 €/MWh an Kosten für die gesicherte Leistung. Das sind 11% der Stromgestehungskosten des Erneuerbaren Szenarios 2050. In [Abbildung 49](#) ist die Erlösstruktur für verschiedene Kraftwerkstypen angegeben. Dies bedeutet aber nicht, dass einen zentraler Kapazitätsmarkt nötig ist. Es gibt viele Vorschläge zu wettbewerblichen dezentralen Kapazitätsmechanismen, die darauf hinauslaufen die Bilanzgruppen zu verpflichten, 100% der Jahreshöchstlast ihrer Kunden an gesicherter Kapazität vorzuweisen. Entweder durch eigene Kraftwerke oder Verträge mit anderen Kraftwerksbetreibern. Dies würde den Bilanzgruppen auch erlauben mit ihren Kunden Verträge abzuschließen, die eine Abregelung der Last vorsehen, falls es zu Engpässen in der Versorgung kommt. Die verschiedenen Optionen wurden in [Kapitel 3](#) genauer dargelegt.

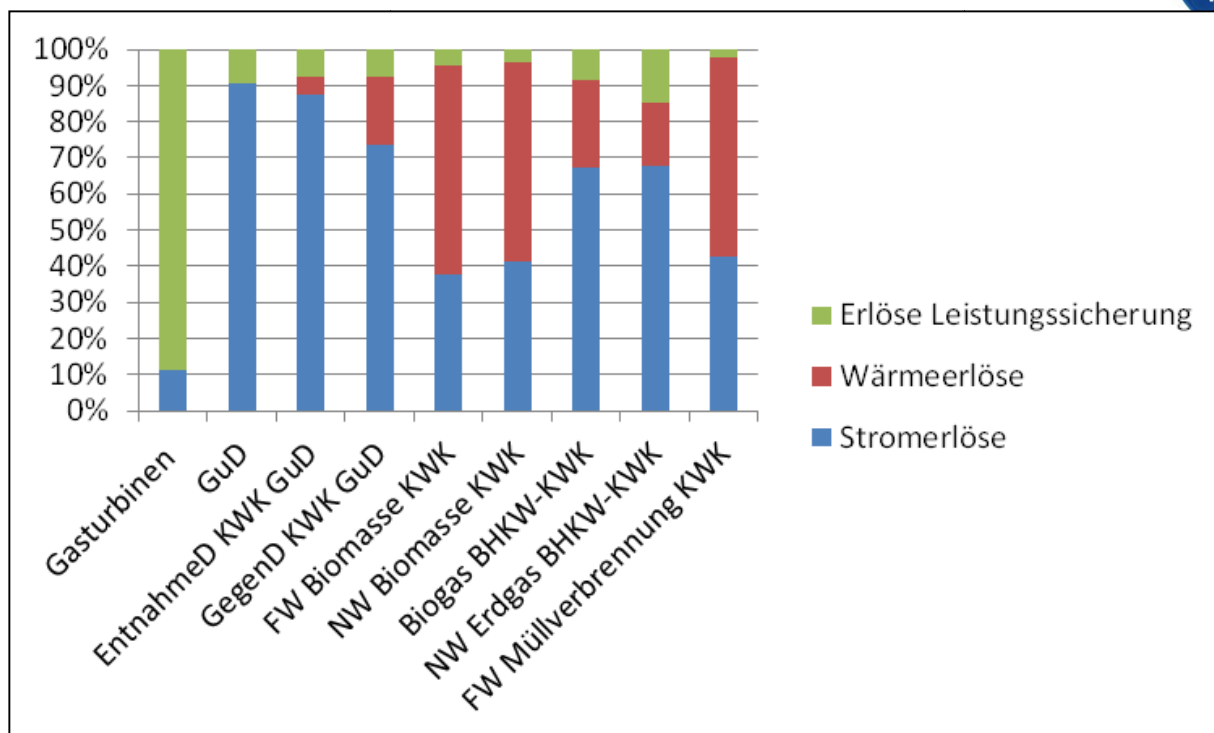


Abbildung 49: Erlösstruktur für das „Erneuerbare Szenario 2050“. FW steht für Fernwärme KWK und NW für Nahwärme KWK.

5.2.4 Anforderungen an die Fahrweise von thermischen Kraftwerken

In [Abbildung 50](#) wird untersucht, wie groß die auftretenden stündlichen Änderungen bei der Stromnachfrage und bei der Erzeugung der thermischen Kraftwerke sind. In [Abbildung 50](#) sind die Dauerlinien (d.h. Werte der Größe nach sortiert) der stündlichen Änderungen der thermischen Stromerzeugung, der stündlichen Änderungen der Residuallast (Endkundenstromverbrauch – Wind verfügbar – Photovoltaik verfügbar) und der stündlichen Änderungen der Residuallast inklusive des Stromverbrauchs für Heizung und Warmwasser (Endkundenstromverbrauch inkl. P2H – Wind nutzbar – Photovoltaik nutzbar) dargestellt. Man kann erkennen, dass die thermischen Kraftwerke für die meiste Zeit (5.700 Stunden im Jahr) ihre Leistung konstant halten und keine Gradienten fahren müssen. Dies wird ermöglicht durch die ausgleichende Wirkung der Pumpspeicher und den flexiblen Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmespeichern.

Die Maximalwerte betragen +38/-32 GW pro Stunde für die Residuallast ohne Abregelung von Wind- und Solarstrom, +35/-22 GW pro Stunde für die Residuallast inklusive Strom für Wärme und +35/-22 GW pro Stunde für die Summe aller thermischen Kraftwerke. Da im „Erneuerbaren Szenario 2050“ 55 GW an Gasturbinen und 84 GW an Gas- und Dampfkraftwerken und BHKWs installiert sind, sind diese Rampen von 35 GW pro Stunde für den Kraftwerkspark ohne Problem zu bewältigen. In [Abbildung 51](#) sind die Dauerlinien verschiedener Definitionen der Residuallast und der thermischen Kraftwerke dargestellt.

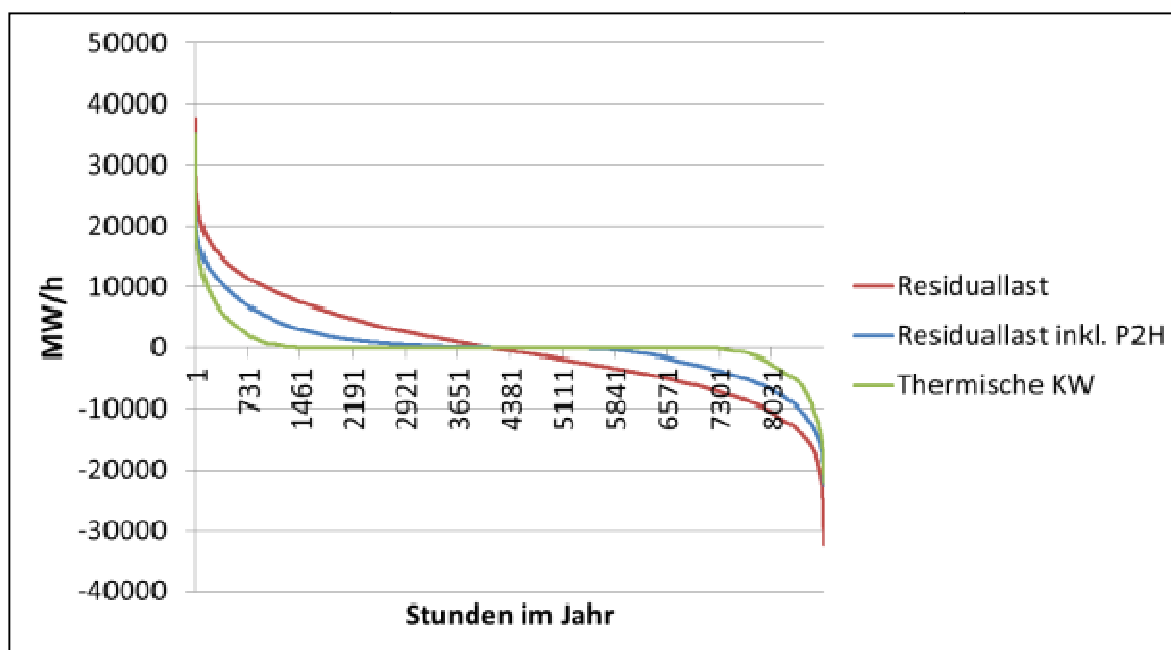


Abbildung 50: Dauerlinie der stündlichen Änderungen in der thermischen Erzeugung, der Residuallast und der Residuallast inklusive Strom für Wärmeherzeugung (P2H = Power to Heat).

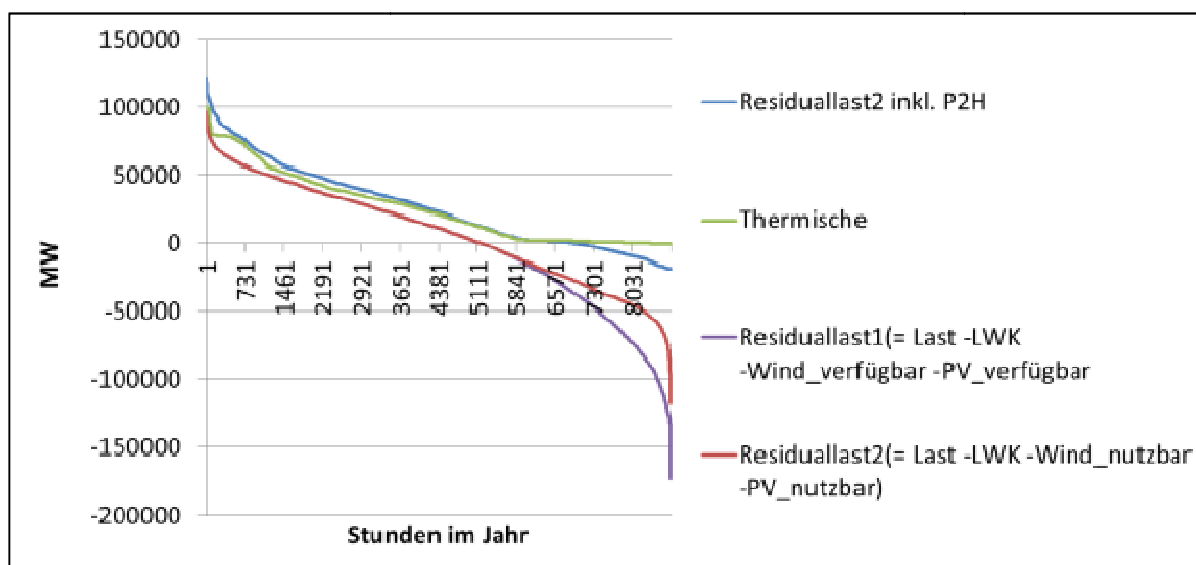


Abbildung 51: Dauerlinien für die Residuallast und der thermischen Stromerzeugung

5.3 Ergebnisse 2030 Szenario

Im diesem Kapitel sind die Ergebnisse der HiREPS Simulation des Stromsystems für das „2030 Szenario“ dargestellt. In [Abbildung 52](#) und in [Tabelle 34](#) ist der Stromerzeugungsmix dargestellt. In diesem Szenario ist der Beitrag der fossilen Stromerzeuger 39% und der Erneuerbaren Anteil 61%. Die nach den Szenario-Vorgaben mögliche Stromerzeugung aus Biomasse und Braunkohle wird fast ganz ausgeschöpft. Die nach dem Szenario möglichen Steinkohle-Kapazitäten werden nur zu 36% ausgebaut. Bei dem angenommenen CO₂-Preis von 39,6 €/t CO₂ sind Kohlekraftwerke nur bei hohen Volllaststunden profitabel.

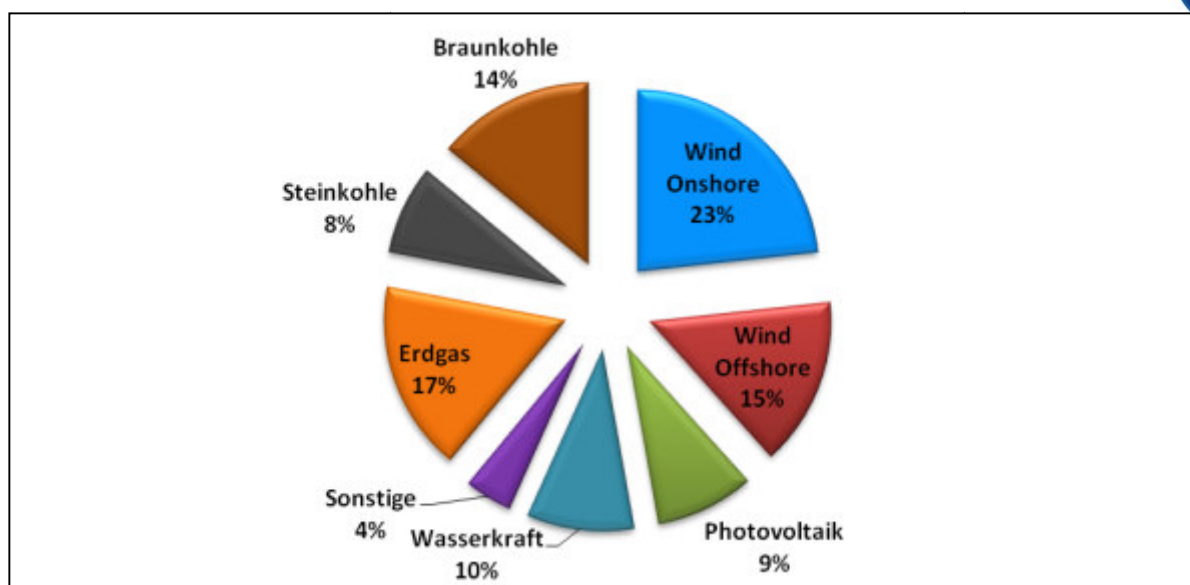


Abbildung 52: Stromerzeugungsmix im „2030 Szenario“. Die Prozentangaben beziehen sich auf die jährliche Stromerzeugung. Die Kategorie „Sonstige“ beinhaltet die Stromerzeugung aus Biomasse und Müllverbrennung.

Tabelle 34: Stromerzeugungsmix im „2030 Szenario“

	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	VLS
Wind Onshore	61	144	2356
Wind Offshore	22	93	4248
Photovoltaik	64	55	855
Wasserkraft		59	
Feste Biomasse	2,7	17,5	6534
Müllverbrennung	1,1	9	8010
Gasturbinen	18	0,7	39
Gas KWK	42	105	2479
Steinkohle	8	49	5934
Braunkohle	13	87	6685
Gesamte Stromerzeugung :		619	

Das Ergebnis (Tabelle 35) zeigt ein Stromsystem für Österreich und Deutschland, dass 53% weniger CO₂ emittiert als im Jahr 2011. Die spezifischen Emissionen reduzieren sich von 518 g CO₂/kWh im Jahr 2011 auf 245 g CO₂/kWh im simulierten Jahr 2030. Die mittleren Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Kosten) belaufen sich auf 70,5 Euro/MWh.

Tabelle 35: Ergebnisse für „2030 Szenario“

	Spezifischer Emissionsfaktor f. Strom	Mittl. Stromgestehungskosten
2030 Szenario	245 g CO ₂ /kWh	70,5 Euro/MWh

In Abbildung 53 ist die Stromerzeugung im „2030 Szenario“ für 5 Wochen Jänner – Anfang Februar dargestellt. In Abbildung 54 ist die Stromerzeugung im „2030 Szenario“ für 3 Wochen im Sommer dargestellt. Aus Abbildung 53 und Abbildung 54 kann man erkennen, dass größere Stromerzeugungslücken auf Seiten der Erneuerbaren großteils durch Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke kompensiert werden. Die Steinkohle und Braunkohle Kraftwerke müssen nur bei sehr starker Windstromerzeugung die Erzeugung reduzieren und kommen auf 6000-7000 Volllaststunden. Die GuD-Anlagen kommen auf 2.300 Volllaststunden. Kurzfristige Erzeugungslücken können gut durch Pumpspeicher gedeckt werden. Wenn die Erzeugungslücken zu groß und zu lang sind, dann kommen Gasturbinen zum Einsatz.

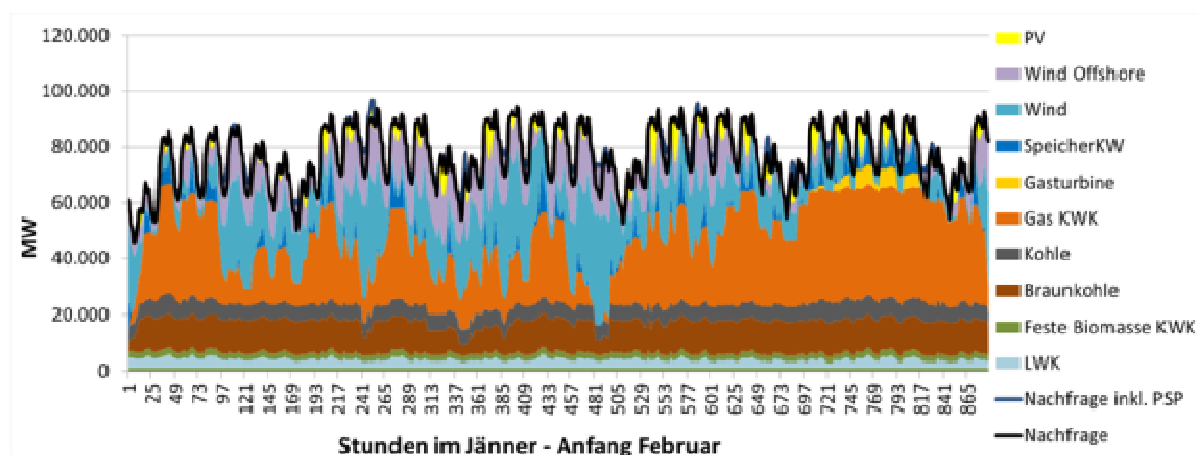


Abbildung 53: Stromerzeugung für 5 Wochen Jänner – Anfang Februar im „2030 Szenario“

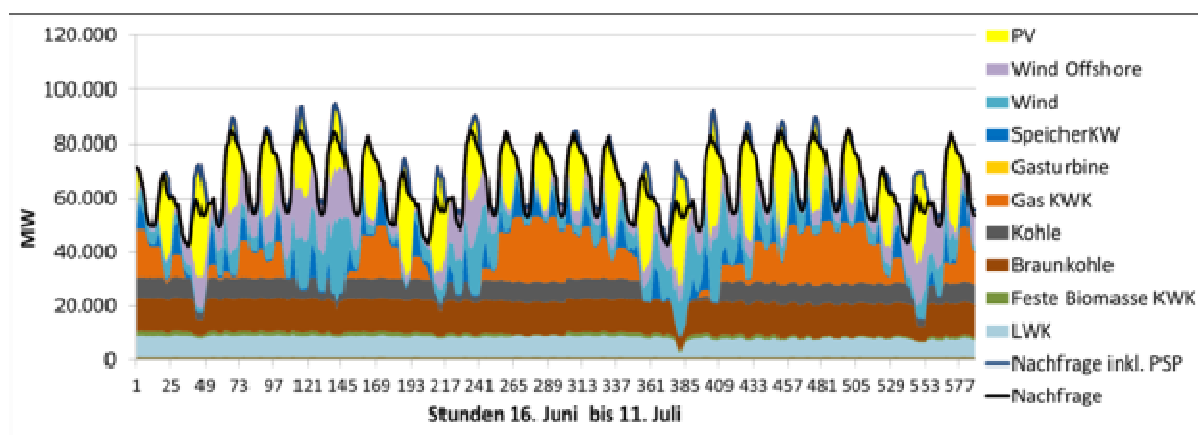


Abbildung 54: Stromerzeugung für 3 Wochen Sommer im „2030 Szenario“

5.3.1 Anforderungen an die Fahrweise von thermischen Kraftwerken

In Abbildung 55 ist die Dauerlinie der stündlichen Änderungen in der thermischen Erzeugung und der Residuallast dargestellt. In der Dauerlinie kann man erkennen dass die thermischen Kraftwerke ihre Leistung für 2.600 Stunden im Jahr konstant halten.

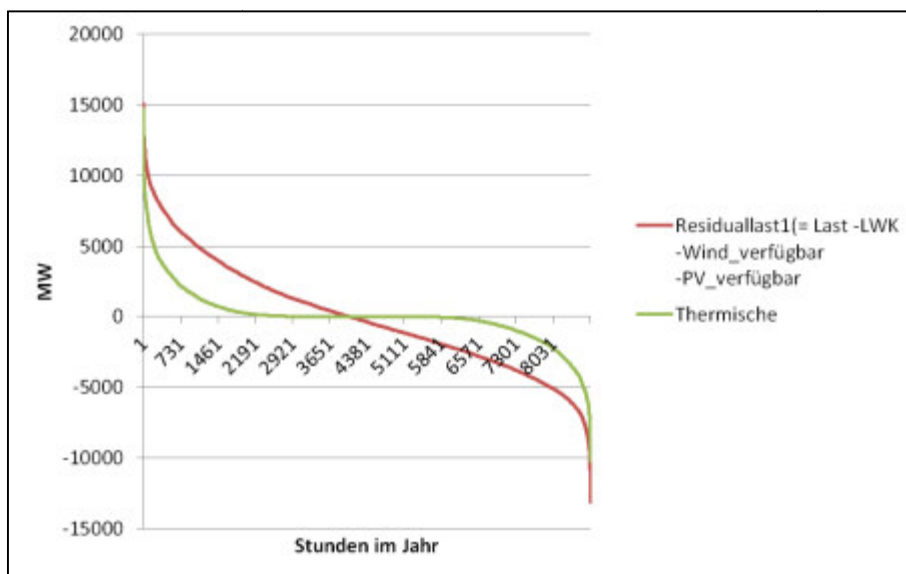


Abbildung 55: Dauerlinie der stündlichen Änderungen in der thermischen Erzeugung und der Residuallast

Die Maximalwerte betragen +15/-13 GW pro Stunde für die Residuallast ohne Abregelung von Wind- und Solarstrom und +14.7/-10 GW pro Stunde für die Summe aller thermischen Kraftwerke. Da im Szenario 2030 18 GW an Gasturbinen und 45 GW an Gas- und Dampfkraftwerken und BHKWs installiert sind, sind diese Rampen von 15 GW pro Stunde für den Kraftwerkspark ohne Problem zu bewältigen.

5.4 Schlussfolgerungen

Die in beiden Szenarien auftretenden maximalen stündlichen Rampen der thermischen Stromerzeugung sind jeweils unter 29% der installierten Leistung an Gaskraftwerken, die zum Zeitpunkt vor der Rampe noch verfügbar sind. Somit sind diese Rampen problemlos fahrbar. Negative Rampen sind an sich unproblematisch da auch notfalls Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen abgeregelt werden könnten.

In Tabelle 36 werden die Ergebnisse der „2030 Szenario“ mit dem „Erneuerbaren Szenario 2050“ verglichen.

In Tabelle 37 sind die Beiträge der thermischen Kraftwerke (inklusive der erneuerbaren thermischen Kraftwerke) im „2030 Szenario“ und im „Erneuerbaren Szenario 2050“ dargestellt:

- Im „2030 Szenario“ stellen thermische Kraftwerke (inklusive der erneuerbaren thermischen Kraftwerke) 43% der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich bereit. Davon wird anteilig 39% von Gaskraftwerken, 32% von Braunkohle, 18% von Steinkohle, 7% Feste Biomasse und 3% von der Müllverbrennung erzeugt. Die thermischen Kraftwerke stellen 76% der gesicherten Leistung und die (Pump-)Speicher 24%.
- Im „Erneuerbaren Szenario 2050“ stellen thermische Kraftwerke (inklusive der erneuerbaren thermischen Kraftwerke) 25% der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich bereit. Den größten Teil leisten Gaskraftwerke mit 23% der Stromerzeugung. Die thermischen Kraftwerke stellen 83% der gesicherten Leistung und die (Pump-)Speicher 17%. Somit haben die thermischen Kraftwerke auch in einem Stromsystem mit sehr hohem erneuerbaren Anteil eine wichtige Bedeutung zur Sicherung der Stromversorgung.

Tabelle 36: Vergleich der notwendigen stündlichen Rampen thermischer Kraftwerke für die beiden Szenarien.

	Maximale stündliche Änderungen der thermischen Kraftwerkserzeugung in Prozent der installierten Leistung	Maximale stündliche Änderungen der thermischen Kraftwerkserzeugung in Prozent der Leistung der Gaskraftwerke	Maximale stündliche Änderungen der Residuallast in Prozent der Leistung der Gaskraftwerke	Maximale stündliche Änderungen der thermischen Kraftwerkserzeugung in Prozent der Leistung der verfügbaren Gaskraftwerke
2030 Szenario	16%	23%	24%	29%
Erneuerbares Szenario 2050	25%	25%	27%	27%

Tabelle 37: Beiträge der thermischen Kraftwerke (inklusive der erneuerbaren thermischen Kraftwerke) im „2030 Szenario“ und im „Erneuerbaren Szenario 2050“

	Anteil der thermischen Kraftwerke an der Stromerzeugung	Anteil der thermischen Kraftwerke an der Gesicherten Leistung
2030 Szenario	43%	76%
Erneuerbares Szenario 2050	25%	83%

- Um die Stromgestehungskosten gering zu halten in einem Stromsystem mit hohem erneuerbaren Anteil ist es sehr wichtig die Flexibilität auf der Nachfrageseite zu erhöhen. In Synergie mit dem Stromsystem können Wärmepumpen für starke CO₂-Einsparungen im Gebäudesektor eingesetzt werden. Direktstromzusatzheizregister senken die Kosten der Integration von Wind- und Solarenergie in das Stromsystem. Abgesehen davon werden sich auch noch weitere Nutzungsformen für Überschussstrom in Zeiten von Wind- und Solarstrom-Überangebot entwickeln (z.B. Elektromobilität).
- Bei einem weiter stark steigenden erneuerbaren Anteil wird angenommen, dass zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein Kapazitätsmechanismus nötig sein wird. Hier ist aber darauf zu achten das Design des Kapazitätsmechanismus so zu wählen, dass es kein großes Marktmachtpotential gibt. Die Kosten eines effizienten Kapazitätsmechanismus belaufen sich für das „Erneuerbare Szenario 2050“ auf 11% der mittleren Stromgestehungskosten berechnet. D.h. auch in einem Stromsystem mit 77% erneuerbaren Anteil muss die Bereitstellung von gesicherter Leistung nicht prohibitiv teuer sein.
- Verbrauchsreduktionen im Strom- und Wärmesektor sind sehr wichtig und erleichtern den Aufbau eines erneuerbaren Strom- und Wärmesystems.
- Die eigentliche Herausforderung scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur, sondern die politische und gesellschaftliche Organisation des Energiesystemumbaus.

6 Empfehlungen für Stakeholder in Österreich

Durch den stark erhöhten Anteil erneuerbarer Energien insbesondere durch die steigende Anzahl von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland ist der Strommarkt seit einiger Zeit im Umbruch. Österreich ist Teil des europäischen Strommarkts und von den Veränderungen betroffen. Die Preisbildung an den Spotmärkten, an denen kurzfristige Leistungen gehandelt werden, unterliegt dem Angebot/Nachfrage-Mechanismus. Das heißt für die Kraftwerksbetreiber sind die variablen Kosten ausschlaggebend. Dadurch ergeben sich mehrere Kostenstufen („Merit Order“) beginnend mit Wasserkraftwerken, gefolgt von Kernkraft- und Kohlekraftwerken (Braunkohle, Steinkohle) bis zu Gaskraftwerken.

Durch die zusätzlichen Mengen an volatilen erneuerbarer Energien (Wind, PV, Wasserkraft), die keine variablen Kosten aufweisen, verschiebt sich die Angebotskurve in den Stunden mit erneuerbarer Erzeugung und dadurch sinkt der Preis (Haas et al., 2012). Dies führt bei den thermischen Kraftwerken zu verringerten Einsatzdauern und im Durchschnitt geringeren Erlösen. In Abbildung 56 ist dieser Mechanismus bei gleichbleibender Nachfrage vereinfacht dargestellt.

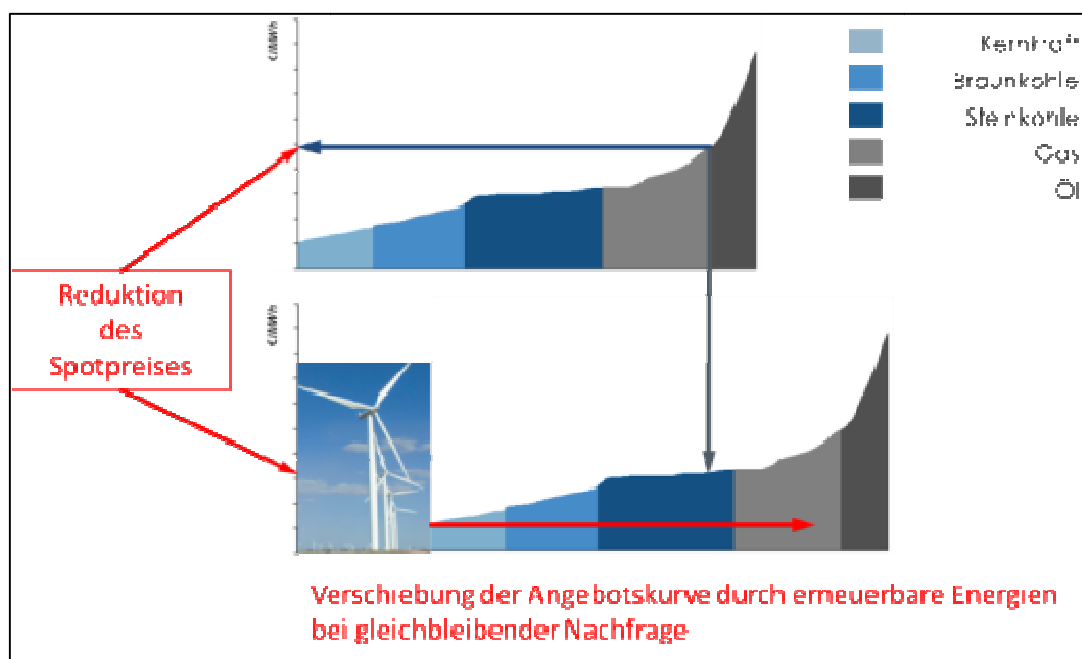


Abbildung 56: Merit Order Mechanismus (eigene Darstellung nach Pickard, 2013)

Die Residuallast wird derzeit und zukünftig durch gesicherte Kraftwerkskapazitäten (in Deutschland etwa 95 GW) abgedeckt. Durch den bereits hohen Anteil an erneuerbaren Energien müssen die konventionellen thermischen Kraftwerke flexibler betrieben werden.

6.1.1 Zukünftige Anforderungen an Kraftwerke

Die Änderungen im Strommarkt und die weitere Bereitstellung von gesicherten Kraftwerkskapazitäten bedeutet, dass sich die Zahl der jährlichen Volllaststunden reduzieren wird und damit die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Kraftwerke negativ beeinflusst wird (Dena, 2012). Daraus lassen sich die grundlegenden zukünftigen Anforderungen an Kraftwerke ableiten (nach Jeschke, 2012 und Pechtl, 2012):

- Ausweitung des regelbaren Leistungsbereichs (100% bis 20%)
- Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeiten (Lastgradienten)

- Erhöhung der Start- und Shut-Down Möglichkeiten (Kalt/Warm/Heißstart)
- Aufrechterhaltung eines hohen Wirkungsgrades im Teillastbetrieb

In allen Betriebszuständen muss die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ermöglicht werden. Grundsätzlich können konventionelle Kraftwerke nach dem Stand der Technik die heutigen und zukünftig an sie gestellten Anforderungen erfüllen. Es ist weitere Forschung und Entwicklung sinnvoll, um Kraftwerkstechnologien weiterzuentwickeln, möglichst energieeffizient einen flexiblen Betrieb zu ermöglichen (Dena, 2012).

6.1.2 Retrofitmaßnahmen zu Erfüllung der Anforderungen

Die Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken müssen versuchen, ihre Kosten durch Optimierungs- und Umbaumaßnahmen an bestehenden Anlagen zu reduzieren. Zukünftige Anforderungen lassen sich im Zuge von Retrofit-Maßnahmen an bestehenden Anlagen umsetzen, die unter bestimmten Zielsetzungen getroffen werden (siehe Tabelle 38).

Tabelle 38: Zielsetzungen für Retrofit-Maßnahmen (Dena, 2013)

Steigerung von Leistung und Wirkungsgrad
+ Steigerung der Leistung (z.B. Einsatz Vorschaltgasturbine) + Erhöhung des Wirkungsgrads u.a. im Teillastbereich (z.B. 3D-Beschaufelung) + Reduzierung/optimierte Steuerung des Eigenbedarfs
Flexibilität
+ Absenkung der Mindestleistung (z.B. Stützfeuerung mit Trockenbraunkohle, Ein-Mühlenbetrieb) + Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeiten und der Lastwechseltoleranz (z.B. Modernisierung der Leittechnik, modellbasierter Betrieb) + Verkürzung der An-/Abfahrzeiten und Mindeststillstanddauer
Verlängerung der Nutzungsdauer
+ Verlängerung der technischen Nutzungsdauer (z.B. Revision der Turbinenanlage) + Verlängerung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer durch Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit (z.B. Erweiterung der Brennstoffbandbreite)
Weiteres
+ Verringerung der Emissionen (z.B. Nachrüstung NOx-armer Brenner) + Qualifizierung/Optimierung für Regelleistungsbereitstellung

Retrofit-Maßnahmen an Bestandskraftwerken können neben der Schaffung der Voraussetzungen für eine flexiblere Fahrweise, und damit verbunden die Erhöhung der möglichen Einsatzzeiten und der Verfügbarkeit der Kraftwerke, die Leistung von Kraftwerken erhöhen, die Lebensdauer verlängern und ggf. die Außerbetriebnahme durch die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit verhindern (Dena, 2013).

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden heute typischerweise wärmegeführt betrieben, d. h. die Stromerzeugung erfolgt weitestgehend unflexibel in Abhängigkeit von der benötigten Wärmemenge. Eine Möglichkeit, die Flexibilität im Stromversorgungssystem zu erhöhen, ist die Kombination von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Wärmespeichern. Damit kann die Bereitstellung von Wärme zu einem gewissen Grad zeitlich von der Stromproduktion entkoppelt werden, so dass die Anlagen flexibler betrieben werden können (Dena, 2013).

6.1.3 Organisation der flexiblen Fahrweise von Kraftwerken

Mit der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks sind nicht nur technische Fragen verbunden. Die neuen Anforderungen, die insbesondere aus der Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Stromversorgungssystem resultieren, werfen auch organisatorische Fragen für den flexiblen Betrieb von Kraftwerken mit wenig Volllaststunden auf (Dena, 2013):

- Vorhaltung/flexible Einsatzplanung des Personals für Instandhaltung und Kraftwerksbetrieb,
- Reduzierter Einsatz von Kraftwerken zu Zeiten niedriger Last (z. B. an Wochenenden und Feiertagen, Sommerstillstand von Kraftwerken),
- Konservierung von Anlagen bei längerem Stillstand,
- Flexible Planung von Revisionen und Instandhaltung,
- Vertragsgestaltung/Flexibilisierung Brennstoffbezug.

6.1.4 F&E-Bedarf

Unabhängig von der genauen Höhe des Retrofit-Potentials sollte die effiziente Optimierung des bestehenden Kraftwerksparks weiterhin ein Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung sein. Insbesondere sollte zentrales Ziel sein, die Wirkungsgrade bei einer flexibleren Fahrweise weiter zu verbessern und Emissionen zu reduzieren, beispielsweise durch innovative Konzepte wie den Einsatz von Wärmespeichern oder Solarthermie. Im Rahmen von Forschung und Entwicklung sollten neben weiteren technischen Verbesserungen aber auch Lösungen für die organisatorischen Fragestellungen, die mit einer immer flexibleren Fahrweise des Kraftwerkspark einhergehen, entwickelt werden (Dena, 2013).

Die Entwicklung weg von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren dezentralen Einheiten erfordert einen höheren Aufwand in Bezug auf Kraftwerkseinsatzplanung und Energiemanagementsystemen. Aufgrund der kleineren Anlagen steigt nicht nur die Zahl der Erzeugungsanlagen. Durch die intermittierende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien wie Wind und Solar müssen diese Anlagen auch entsprechend flexibel eingesetzt werden können.

6.1.5 Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen

Mit dem Trend zu kurzfristigeren Produkten auf dem Strommarkt (z.B. Tagesfutures, Viertelstundenprodukte auf dem Spotmarkt) und dem zukünftig zu erwartenden steigenden Bedarf an Regenergie werden sich voraussichtlich zusätzliche Erlösmöglichkeiten für flexible konventionelle Kraftwerke ergeben (Dena, 2012).

Im Rahmen der Überlegungen hinsichtlich der Umsetzung von Mechanismen zur Gewährleistung ausreichender, gesicherter Kraftwerkskapazitäten (Kapazitätsmechanismen), ist auch zu prüfen, inwieweit Anforderungen an die Flexibilität der benötigten Kapazitäten zu definieren sind.

6.1.6 Einbettung in ein flexibilisiertes Energiesystem

Um in einem Stromsystem mit hohem erneuerbaren Anteil die Stromgestehungskosten niedrig zu halten, ist es sehr wichtig die Flexibilität auf der Nachfrageseite zu erhöhen. Eine flexible Stromnachfrage ermöglicht es auch die thermischen Kraftwerke effizient einzusetzen (siehe Kapitel 5). Daher sind F&E und regulatorische Anstrengungen zur Erschließung der Nachfrageflexibilität notwendig:

- In Synergie mit dem Stromsystem können Wärmepumpen für starke CO₂-Einsparungen im Gebäudesektor eingesetzt werden. Direktstromzusatzheizregister senken die Kosten der Integration von Wind- und Solarenergie in das Stromsystem. Wärmespeicher sorgen für eine Flexibilisierung dieser Nachfrage.
- Auch in den Fernwärme- und Nahwärmenetzen ermöglichen Fernwärmespeicher eine flexible Stromgeführte Fahrweise der thermischen Kraftwerke.
- Es werden sich auch noch weitere Nutzungsformen für billigen Strom in Zeiten von hohem Wind- und Solarstromangebot entwickeln (z.B. Elektromobilität).
- Damit diese flexible Stromnutzung möglich wird, sind auch Änderungen bei Netzgebühren und Steuern notwendig. Diese werden momentan zum Großteil über die Menge an bezogenem Strom (kWh) abgerechnet. Unter diesen Rahmenbedingungen ist selbst bei einem Strompreis von 0 Euro am Spotmarkt eine Nutzung dieses Stroms zur dezentralen Wärmezeugung unwahrscheinlich.
- Bei einem weiter stark steigenden erneuerbaren Anteil ist anzunehmen, dass zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein Kapazitätsmechanismus nötig sein wird. Hier ist aber darauf zu achten das Design des Kapazitätsmechanismus so zu wählen, dass Marktmachtpotential vermieden wird. Die Kosten eines effizienten Kapazitätsmechanismus wurden im „Erneuerbaren Szenario 2050“ auf 11% der mittleren Stromgestehungskosten berechnet. D.h. auch in einem Stromsystem mit sehr hohem erneuerbaren Anteil muss die Bereitstellung von gesicherter Leistung nicht prohibitiv teuer sein.
- Die eigentliche Herausforderung scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur zu sein, sondern in der politischen und gesellschaftlichen Organisation des Energiesystemumbaus zu liegen.

7 Literaturverzeichnis

- AGORA, 2012: Agora Energiewende „Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?“ Stellungnahmen der Referenten des Fachgesprächs Kapazitätsmarkt; Diskussionsveranstaltung von Agora Energiewende und Energie & Management am 24. August 2012 in Berlin, Link: <http://www.agora-energiewende.de>
- AGORA, 2013: Agora Energiewende „Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts“ Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013, Link: <http://www.agora-energiewende.de>
- ALSTOM, 2013: Anpassung thermischer Kraftwerke an künftige Herausforderungen im Strommarkt, Vortrag G. Schmidt, Alstom, beim Workshop dena, Berlin, 9. Jan. 2013
- APG, 2011A: Austrian Power Grid (APG), „Technische Präqualifikation für Bezug/Lieferung von Sekundärregelreserve“, 12.10.2011
- APG, 2011B: Austrian Power Grid (APG), „Technische Präqualifikation für Bezug/Lieferung von Tertiärregelreserve“, 12.09.2011
- APG, 2013A: Austrian Power Grid (APG), Link: <https://www.apg.at/emwebapggrem/startApp.do>, abgerufen am 10.06.2013
- APG, 2013B: Austrian Power Grid (APG), „Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung „Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone“
- AUTRES100, 2013: Publizierbarer Endbericht des Neue Energien 2020 Forschungsprojektes „AutRES100 – Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem erneuerbaren Anteil – Richtung 100% Erneuerbare in Österreich“. 2013; Link: <http://eeq.tuwien.ac.at/AutRES100/>
- BADER, 2012: Effect of the higher flexibility demand on coal-fired power plant, Vortrag M. Bader, E.ON Anlagenservice GmbH, bei PowerGen Europe, Köln, Juni 2012
- BALLING, 2011: Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft, Beitrag von L. Balling, E. Schmid, U. Tomschi, Siemens Energy, in Energy 2.0-Kompendium 2011, S.136 - 139, 2011
- BARQUÍN, 2011: J. Barquín et al.: “Current designs and expected evolutions of Day-ahead, Intra-day and balancing market/mechanisms in Europe”. OPTIMATE Report, D2.2/D3.3.1/D3.3.2/D3.2. (2010)
- BRAUNER, 2012: Aufgaben flexibler Kraftwerke bei der Energiewende, Vortrag G. Brauner, TU Wien, beim Experten-Workshop, Graz, 25. Juni 2012
- CREMER, 2013: C. Cremer „Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2
- DENA, 2012: Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Endbericht Berlin 2012

- DENA, 2013: Workshop „Flexibilität von Bestandskraftwerken - Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ergebnispapier, Berlin 2013
- E-CONTROL BESTANDSSTATISTIK, 2012, Excel Tabelle zu den Engpasseleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2012. Siehe: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>
- E-GCC: Regional Grid-Control-Cooperation e-GCC, Gemeinsame Sekundärregelenergie-Kooperation des Tschechischen (ČEPS) und Slowakischen (SEPS) Netzbetreibers
- ELBERG, 2011: C. Elberg, et al., EWI: „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie(BMWi), 2011
- ENTSOE-E, 2009: ENTSO-E, „Network Code ‘Requirements for Generators’ in view of the future European electricity system and the Third Package network codes“, 29.10.2009
- ENTSOE-E 2011: ENTSO-E 07/2011, „Position paper on cross-border balancing“, 8th July, Link: <https://www.entsoe.eu/publications/position-papers/2011-position-papers/>
- ENTSOE-E, 2012: ENTSO-E, „Network code for requirements for grid connection applicable to all generators“, 26.06.2012
- ENTSOE-E, 2013A: European Network of Transmission System Operators for Electricity, Link: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/>, abgerufen am 07.06.2013
- ENTSOE-E, 2013B: ENTSO-E 2013, „NC RfG – Requirements in the context of present practices“, 2013
- ENTSOE-E, 2013C: ENTSO-E, „Draft Network Code on Load-Frequency Control and Reserves“, 30.04.2013
- ENERVIS, 2013: Enervis, BET und VKU „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ 2013, Link: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd_gutachten_langfassung_enervis_bet_vku_20130301.pdf
- ENWG, 2012: EnWG 2012, „Anforderung der Betriebsbereitschaft von vorläufig stillgelegten Anlagen“, Drittes Gesetz zur Neuordnung energiewirtschaftlicher Vorschriften, vom 20. Dezember 2012, BGBl. I S. 2729, §13, Abs. 1a und 1b.
- ERDMANN, 2013: Warum Kapazitätsmärkte das Ende des Wettbewerbs im Strommarkt bedeuten, Vortrag G. Erdmann am 13. Februar 2013 bei IEWT2013; http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/
- FACHDIALOG STRATEGISCHE RESERVE, 2013: Ergebnisbericht des Fachdialogs der Verbände BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) und BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) mit den Wissenschaftlern Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Albert Moser und Christopher Breuer (Institut für

Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), Dr. Marco Nicolosi (Ecofys), Markus Peek (r2b energy consulting), Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) und Prof. Dr. Michael Sterner (Hochschule Regensburg, Moderation). Abrufbar unter <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/strommarkt/versorgungssicherheit/>

- FNN, 2003: FNN, Anhang D1 zum Transmission Code 2003. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) ist der zuständige Ausschuss für die Erarbeitung von VDE-Anwendungsregeln und technischen Hinweisen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Übertragungs- und Verteilungsnetze.
- FNN, 2007: FNN, Anhang D2 zum Transmission Code 2007, „Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB“, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, November 2009.
- FRAUNHOFER ISE, 2011: Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb, 2011, im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- FRAUNHOFER IWES, 2011A: „Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land“ im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (2011), <http://www.eeg-aktuell.de/2011/04/fraunhofer-iwes-studie-zum-potenzial-der-onshore-windenergie/>
- FRAUNHOFER IWES, 2011B: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, 2011, Projekt Bericht im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- FRAUNHOFER UMSICHT, 2008: BMBF-Verbundprojekt Biogaseinspeisung, Band 4 Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz, Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008
- FROHNE, 2012: Kraftwerke im Umbruch – Antworten auf die Anforderungen der Energiewende, Vortrag A. Frohne, RWE Power, beim Dialogforum dena, Berlin, 10. Okt. 2012
- GEMIS, 2013: Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, Version 4.8, siehe http://www.umweltbundesamt.at/leistungen/leistungen_klima/leistungen_co2reduzieren/gemis/
- GÖRNER, 2010: Mikro-KWK: Von Striling bis Dachs: Eine Marktübersicht, Vortrag K. Görner beim Forum Kraftwerkstechnik – Kraft-Wärme-Kopplung, Essen, 2. Februar 2010
- GWISDORF ET AL., 2009: B. Gwisdorf, A. Reissaus „Wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatzplanung und Lastaufteilung eines Kraftwerksbetreibers“, Technische Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Dortmund 2009

- HAAS ET AL., 2012: R. Haas, Th. Loew "Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken", Diskussionspapier, Wien und Berlin, Okt. 2012
- HILLE, 2012: Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Vortrag M. Hille, BDEW, beim Dialogforum dena, Berlin, 10. Okt. 2012
- IGCC: International Grid-Control-Cooperation IGCC, Gemeinsame Ausschreibungsplattform mehrerer Übertragungsnetzbetreiber (DE, DK, NL, CH, CZ).
- INC: Imbalance-Netting-Cooperation INC, Zusammenarbeit des österreichischen Netzbetreibers APG mit dem Slowakischen Netzbetreiber SEPS
- IPCC, 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY
- JESCHKE, 2012: Flexibility via high efficient technology II - scope:plant, Vortrag R. Jeschke, Hitachi Power Europe GmbH, bei PowerGen Europe, Köln, Juni 2012
- JOANNEUM RESEARCH, 2012: I. Kaltenegger et al. „Stand der Technik und künftige Entwicklungsperspektiven von biomassebefeuerten Stirlingmotoren, Graz, Mai 2012
- JUST, 2012: S. Just, C. Weber: „Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism: Incentives, Evidence, Costs and Solutions“, Arbeitspapier; Link: <http://www.ewl.wiwi.uni-due.de/forschung/veroeffentlichungen/arbeitspapiere/>
- KAISER, 2012: Europäisches Windenergiemodell - Outputmodellierung unter Verwendung von meteorologischen Reanalysen, Masterarbeit Alexander Kaiser, Betreuung: F. Tatzber, G. Totschnig, Fachhochschule Technikum Wien, März 2012
- KONSTANTIN, 2007: Panos Konstantin „Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, ISBN-10 3-540-35377-1, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007
- LECHNER, 2010: Christof Lechner „Stationäre Gasturbinen“, ISBN 978-3-540-92787-7, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2010
- LEPRICH, 2012: U. Leprich, E. Hauser: „Vertriebe zu Akteuren aufwerten“ Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft 8, 2012
- NABU, 2009: Untersuchung: „Der Abfallmarkt in Deutschland und Perspektiven bis 2020“ durchgeführt durch die PrognosAG im Auftrag des NABU (Naturschutzbund Deutschland e.V.) 2009.
- NEP, 2013: Netzentwicklungsplan 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber genehmigt durch die deutsche Bundesnetzagentur, siehe: <http://www.netzentwicklungsplan.de/>
- NREAP DE: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, National

renewable energy action plans, siehe:

http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

- MAGIN, 2012: Technische Realisierbarkeit der Anforderungen an konv. Kraftwerke, Vortrag W. Magin, ABB AG Mannheim, beim Dialogforum dena, Berlin, 10. Okt. 2012
- ÖSG, 2012: Das Ökostromgesetz 2012 , BGBl. I Nr. 75/2011, http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2012_I_11/BGBLA_2012_I_11.pdf
- PECHTL, 2012: Möglichkeiten der Flexibilisierung bestehender thermischer KW, Vortrag P. Pechtl, VTU-Energy, beim Experten-Workshop, Graz, 25. Juni 2012
- PFAFF, 2012: Thermische Kraftwerke als erforderliches flexibles Element im Stromsystem Deutschland, Vortrag I. Pfaff, E.ON New Build & Technology GmbH, beim Experten-Workshop, Graz, 25. Juni 2012
- PHOTON, 2013: PHOTON-Netzbetreiberstatistik, Link: <http://www.photon.info/>, Basierend auf Daten der Bundesnetzagentur
- PICKARD, 2013: Erfahrungen mit flexiblen Kraftwerken im derzeitigen Strommarkt, Vortrag A. Pickard, Siemens AG Powerplants, beim Experten-Workshop, Graz, 20. Juni 2013
- PRIMES, 2011: PRIMES EU 27 Reference case with updated world energy prices - conducted by National Technical University of Athens, 21th June 2011
- REBOURS, 2007: Y. G. Rebours et al. „A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features“, IEEE transactions on power systems, vol. 22, no. 1, February 2007
- REGELLEISTUNG.NET, 2013: Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Link: <http://www.regelleistung.net>, abgerufen am 10.06.2013
- RICHTER, 2013: Jan Richter, Tobias Paulun „Kapazitätsmechanismen: Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex“, EEX.COM, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 9
- SCHWAB, 2006: Adolf J. Schwab „Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, ISBN-10 3-540-29664-6, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006
- STRAUß, 2006: Karl Strauß „Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen“, ISBN-10 3-540-29666-2, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007
- THEIBING ET AL., 2010: Matthias TheiBing et al. Kraftwerke im Klimawandel – Auswirkungen auf die Erzeugung von Elektrizität (KRAKE), Neue Energien 2010, Endbericht, Kapfenberg 2010
- TOMSCHI, 2012: Flexible thermische Kraftwerke für die Energiewende, Vortrag U. Tomschi, Siemens Energy, beim WEC-Workshop, Wien, 14. Nov. 2012
- UCTE, 2011: UCTE Operational Handbook, 2011

- VANDEZANDE 2010: Vandezande et al., „Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration“, Energy Policy 38 (2010) 3146–3154
- VDE, 2012: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020, G. Brauner et al., VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V., Frankfurt, April 2012
- VDN, 2007: VDN, Anhang D3 zum Transmission Code 2007, „Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Minutenreserveleistung für die ÜNB“, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, 24.08.2007.
- VDN, 2012: VDN, Präqualifikationsanforderungen für abschaltbare Lasten, „Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten entsprechend der Verordnung vom 28. Dezember 2012“, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, 2012.
- VGB, 2012: Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen, Abschlussbericht, VGB Powertech/Universität Rostock, Rostock Mai 2012
- WEBER, 2013: C. Weber et al.: „Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in Deutschland – was ist zielführend, was nicht?“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Jg. 2013 Heft 1/2
- WUK, 2013: Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>
- ZAHORANSKY, 2007: Richard A. Zahoransky „Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf“, ISBN 978-3-8348-0215-6, Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden 2007
- ZUNFT ET AL., 2006: Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power, Vortrag S. Zunft bei Sixth international Workshop on large scale integration of windfarms and transmission networks for offshore windfarms, 2006

8 Anhang

- Experten-Workshop, Graz, 25. Juni 2012: Programm und Teilnehmer/ilnnenliste
- Abschluss-Workshop, Graz, 20. Juni 2013: Programm und Teilnehmer/innenliste
- Technologiedatenbank
- Anwendungsbeispiele
Inputdaten
Ergebnisse
- Kostenannahmen für Szenarien

Experten-Workshop, Graz, 25. Juni 2012: Programm und Teilnehmer/innenliste



Experten-Workshop „Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke“

im Rahmen des Projekts:
„FlexiPower – Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke“

Montag 25. Juni 2012, 09:30 – 16:30
Leonhardstraße 59 - 1. Stock - Konferenzsaal, 8010 Graz

Veranstalter: JOANNEUM RESEARCH – RESOURCES – Energieforschung
TU Wien - Energy Economics Group, VERBUND Thermal Power, GE Jenbacher

Tagesordnung

Uhrzeit	Titel des Vortrages	Vortragender
09:00-09:30	Eintreffen der Teilnehmer und Begrüßungskaffee	
09:30	Begrüßung und Einführung	Gerfried Jungmeier (JOANNEUM RESEARCH)
Block 1: Impulsreferate Moderation: Johanna Pucker (JOANNEUM RESEARCH)		
09:40	Das Projekt „FlexiPower - Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke in Österreich“	Karl-Peter Felberbauer (JOANNEUM RESEARCH)
09:50	Aufgaben flexibler thermische Kraftwerke bei der Energiewende	Günther Brauner (TU Wien)
10:30	Thermische Kraftwerke als erforderliches flexibles Element im Stromsystem Deutschland	Imo Pfaff (E.ON New Build & Technology)
11:10	Diskussion und Fragen	
11:30	Mittagspause	
Block 2: Stand der Technik, Möglichkeiten der Flexibilisierung von thermischen Kraftwerkstechnologien Moderation: Maximilian Kloess (TU Wien – Energy Economics Group)		
12:30	Möglichkeiten der Flexibilisierung des bestehenden thermischen Kraftwerksparks	Peter Pechtl (VTU Energy)
12:50	Betriebserfahrungen am Standort Mellach/Werndorf der VERBUND Thermal Power (Dampfkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke)	Martin Hochfellner (VERBUND Thermal Power)
13:10	Betriebserfahrungen, Möglichkeiten des flexiblen Einsatzes von BHKW	Peter Pechtl, Klaus Payrhuber (GE Jenbacher /VTU Energy)
13:30	Erfahrungen aus dem Betrieb eines Fernwärmespeichers in Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplung am Beispiel der Linz Strom GmbH	Hubert Pauli (Linz Strom)
13:50	Diskussion und Fragen	
14:00	Kaffeepause	
14:30	Möglichkeiten der Biogasspeicherung für den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen-BHKW	Franz Arnold (Sattler)

14:50	Betriebserfahrungen, Möglichkeiten der Flexibilisierung und Polygeneration am Beispiel Biomassekraftwerk Güssing	Reinhard Rauch (TU Wien)
Block 3: Präsentationen und Diskussion & Abstimmung der Randbedingungen/Voraussetzungen im Projekt FlexiPower Moderation: Maximilian Kloess (TU Wien – Energy Economics Group)		
15:10	- Technologieübersicht im Projekt „FlexiPower“ - Anwendungsbeispiele im Projekt - Modellierung des Stromsystems Österreich (Stromzukunft)	Karl-Peter Felberbauer (JOANNEUM RESEARCH) Gerhard Totschnig (TU Wien)
15:45	Diskussion und Zusammenfassung des Workshops	Gerfried Jungmeier (JOANNEUM RESEARCH)
16:30	Ende des Workshops	

Teilnehmer

Name	Organisation
Franz Arnold	Sattler AG
Gerhard Beer	Linz Strom GmbH
Martin Boxleitner	TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Günther Brauner	TU Wien
Friedrich Diesenreiter	Ökostrom AG
Karl-Peter Felberbauer	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Harald Geyer	TU Wien
Regina Hirsch	Oesterreichs Energie
Martin Hochfellner	VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG
Gerfried Jungmeier	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Gerald Kinger	EVN AG
Maximilian Kloess	TU Wien - Energy Economics Group
André Ortner	TU Wien - Energy Economics Group
Hubert Pauli	Linz Strom GmbH
Klaus Payrhuber	GE Jenbacher GmbH & Co OG
Peter Pechtl	VTU Energy GmbH
Imo Pfaff	E.ON
Johanna Pucker	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Reinhard Rauch	TU Wien
Benjamin Schratzer	TU Wien
Michael Sorger	E-Control
Wolfgang Strasser	Energie AG
Matthias Theissing	Technisches Büro Theissing
Gerhard Totschnig	TU Wien - Energy Economics Group
Gerald Tscherne	Salzburg AG
Anton Wenzel	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Gerhard Wolkerstorfer	VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG

Abschluss-Workshop, Graz, 20. Juni 2013: Programm und Teilnehmer/innenliste



Abschluss-Workshop im Rahmen des Projekts: „FlexiPower – Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke“

Donnerstag 20. Juni 2013, 09:00 – 15:30
Leonhardstraße 59 - 1. Stock - Konferenzsaal, 8010 Graz

Veranstalter: JOANNEUM RESEARCH – RESOURCES – Energieforschung
TU Wien - Energy Economics Group, VERBUND Thermal Power, GE Jenbacher

Programm

Uhrzeit	Titel des Vortrages	Vortragender
09:00-09:20	Eintreffen der Teilnehmer und Begrüßungskaffee	
09:20	Begrüßung und Einführung	Gerfried Jungmeier (JOANNEUM RESEARCH)
09:30	Zusammenfassung der Ergebnisse von FlexiPower	Gerfried Jungmeier (JOANNEUM RESEARCH)
Block 1: Impulsreferate und Diskussion Moderation: Maria Hingsamer (JOANNEUM RESEARCH)		
09:45	Neue Chancen für KWK – Mit Flexibilität zur Energiewende beitragen	Klaus Schmücker Thüga Aktiengesellschaft
10:15	Energie- und Klimapolitik bis 2050 – EU und Österreich	Andreas Türk Joanneum Research
10:45	Erfahrungen mit flexiblen Kraftwerken im derzeitigen Strommarkt	Andreas Pickard SIEMENS, Fossil Power Solutions, Innovation Management
11:15	Diskussion	
Block 2: Präsentationen und Diskussion der Ergebnisse im Projekt FlexiPower Moderation: Maria Hingsamer (JOANNEUM RESEARCH)		
11:30	Kennzahlen flexibler Kraftwerke	Kurt Könighofer (JOANNEUM RESEARCH)
11:50	Fallbeispiele flexibler Kraftwerke	Kurt Könighofer (JOANNEUM RESEARCH)
12:15	Diskussion	
12:30	Mittagessen	
Block 2 Fortsetzung: Präsentationen und Diskussion der Ergebnisse im Projekt FlexiPower Moderation: Maria Hingsamer (JOANNEUM RESEARCH)		
13:45	Mögliche Rolle flexibler Kraftwerke in einem zukünftigen Energiesystem (Modellierung mit HIREPS)	Gerhard Totschnig (TU Wien – Energy Economics Group)

14:05	Anforderungen & neue Marktteilnehmer bei Regelleistung und Spotmarkt	Gerhard Totschnig (TU Wien – Energy Economics Group)
14:45	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	Kurt Könighofer (JOANNEUM RESEARCH)
15:00	Diskussion und Zusammenfassung des Workshops	Kurt Könighofer (JOANNEUM RESEARCH)
15:30	Ende des Workshops	

Liste der TeilnehmerInnen

	Vorname	Nachname	Firma
1	Martin	Beermann	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
2	Wolfgang	Fliegel	Salzburg AG, Bereich Kraftwerke
3	Maria	Hingsamer	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
4	Regina	Hirsch	Oesterreichs Energie
5	Gerfried	Jungmeier	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
6	Kurt	Könighofer	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
7	Johannes	Laubach	GE Jenbacher GmbH & Co OG
8	Klaus	Payrhuber	GE Jenbacher GmbH & Co OG
9	Peter	Pechtl	VTU Energy GmbH
10	Andreas	Pickard	Siemens AG
11	Johanna	Pucker	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
12	Klaus	Schmücker	Thüga Aktiengesellschaft
13	Benjamin	Schratzer	TU Wien
14	Gerhard	Totschnig	TU Wien - Energy Economics Group
15	Andreas	Türk	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
16	Gerald	Vones	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
17	Gerhard	Wolkerstorfer	VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG

Technologiedatenbank

- Dampfturbine
- Gasturbine
- Gas- und Dampfkraftwerk
- Verbrennungsmotor
- Brennstoffzelle
- Organic Rankine Cycle (ORC)

Dampfturbine

Dampfturbinenkraftwerk

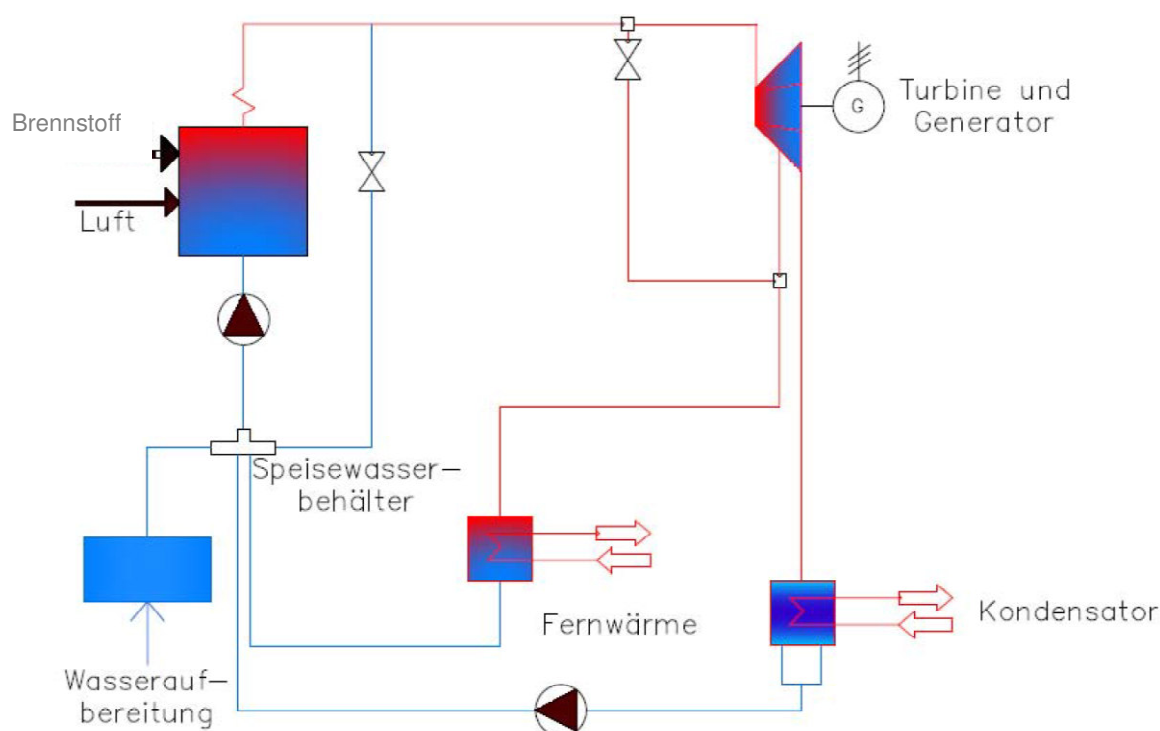
Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

In Dampfturbinenkraftwerken wird als Arbeitsmedium Wasser bzw. Dampf eingesetzt. In einem ersten Schritt wird aus dem Speisewasserbehälter das gereinigte und aufbereitete Speisewasser über die Speisewasserpumpe dem Dampfkessel zugeführt. Im Dampfkessel wird durch die Zufuhr von Brennstoffwärme aus das Wasser in Dampf übergeführt. Dieser dient als Antriebsmedium für die Dampfturbine. In einem weiteren Schritt kann durch einen Überhitzer die Temperatur und das spezifische Volumen des Dampfes weiter erhöht werden. Über Rohrleitungen strömt der Dampf in die Dampfturbine und gibt einen Teil seiner Energie als Bewegungsenergie in der Dampfturbine ab. Die Dampfturbine treibt einen Generator an, welcher die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Der entspannte und abgekühlte Dampf strömt im Anschluss in den Kondensator. In diesem kondensiert er bei Abgabe der Kondensationswärme und sammelt sich als Wasser an der tiefsten Stelle des Kondensators. Über die Kondensat-Wasserpumpe und eine eventuelle Vorwärmung wird das Wasser wieder dem Speisewasserbehälter zugeführt und zwischengespeichert.

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe

- Steinkohle
- Braunkohle
- Abfall
- Hackgut
- Nukleare Brennstoffe
- Erdgas (für den Start)

Technische Grunddaten

- P_{el} :
- Wirkungsgrad-Verlust bei P_{min} :

○ 200 – 800 MW (Steinkohle) ○ 200 – 1.000 MW (Braunkohle) ○ 600 – 1.250 MW (Kernkraft) ○ 500 – 800 MW (Erdgas) • P_{th}: abhängig von der Technologie • η_{el}: ○ 45 – 47 % (Steinkohle) ○ 20 – 40 % • η_{th}: 40-85 % (abhängig von der Technologie) • Regelbereich in %P_{nenn} ○ 40 – 90 %P_{nenn} (Steinkohle) ○ 50 – 90 %P_{nenn} (Braunkohle) • max. Lastgradient % von P_{nenn}/min: ○ 1,5 – 6 %/min (Steinkohle) ○ 2 – 5 %/min (Braunkohle) ○ 5 %/min (Kernkraft) ○ 4 – 9 %/min (Erdgas) • Max. Lastgradient: ○ 27 MW/min (Steinkohle) ○ 30 MW/min (Braunkohle) ○ 63 MW/min (Kernkraft) ○ 38 MW/min (Erdgas) • P_{min}: ○ 20 – 40 % P_{nenn} (Steinkohle) ○ 40 – 60 % P_{nenn} (Braunkohle) ○ 20 – 30 % P_{nenn} (Kernkraft) ○ 15 – 50 % P_{nenn} (Erdgas)	○ 6 %-Punkte (Steinkohle) ○ 5 %-Punkte (Braunkohle) ○ 3 %-Punkte (Kernkraft) ○ 0 – 4 %-Punkte • Dauer-Kaltstart (Stillstand > 50 h): ○ 3 – 10 h (Steinkohle) ○ 6 – 10 h (Braunkohle) ○ 15 – 20 h (Kernkraft) ○ 2 – 3 h (Erdgas) • Dauer-Warmstart (8 h < Stillstand < 50 h): ○ 3 – 5 h (Steinkohle) ○ 2 – 6 h (Braunkohle) ○ 2 – 3 h (Kernkraft) ○ 1 – 1,5 h (Erdgas) • Dauer-Heißstart (Stillstand < 8 h): ○ 80 – 150 min (Steinkohle) ○ 90 – 120 min (Braunkohle) ○ 60 – 120 min (Kernkraft) ○ 30 – 60 min (Erdgas) • Technische Lebensdauer: 20 – 40 Jahre • Feuerungsarten: ○ Rostfeuerung ○ Staubfeuerung ○ Wirbelschichtfeuerung (stationär, zirkulierend) ○ Ölfeuerung (Zerstäubung) ○ Erdgasfeuerung		
Ökonomische Grunddaten • Investitionskosten (2012): ○ 800 €/kW ○ 1.500 – 1.800 €/kW ($P_{el} > 600$ MW; überkrit. Dampfparam.) ○ 2.500 – 3.000 €/kW (250 MW < $P_{el} < 1.200$ MW) ○ 2.200 – 4.500 €/kW ($P_{el} < 50$ MW, biomassegefeuert) • Wartungskosten fix: 70 - 110 €/kW	• Wartungskosten variabel: 1 €/MWh • Verschleißkosten pro Start: 4,8 €/MW (Steinkohle) • Brennstoffmehraufwand pro Start: 35,3 €/MW (Steinkohle) • Warmstart-Faktor: 50 % (Steinkohle) • Heißstart-Faktor: 30 % (Steinkohle)		
Optimierungs- und Entwicklungspotentiale <table border="0"> <tr> <td data-bbox="177 1653 726 2011"> • Erhöhung der Dampfparameter • Zwischenüberhitzung • regenerative Speisewasser-Vorwärmung • Senkung des Kondensationsdrucks • Dampfspeicher • Umstellung von Gleitdruck- auf Festdruckbetrieb (Möglichkeit der Primärenergiebereitstellung) </td><td data-bbox="726 1653 1417 2011"> • Einsatz mehrerer Turbinendruckstufen (Hoch-, Mittel- und Niederdruckstufe) • Einsatz von Drallbrenner • Reduktion der Wandstärke am Kessel • Zeitliche Verschiebung des Kohlemühlenbetriebs – Vergrößerung des Kohlebunkers • Installation eines Speisewasserspeichers • Installation einer Vorschaltgasturbine • Anpassung der Dampfparameter zur </td></tr> </table>		• Erhöhung der Dampfparameter • Zwischenüberhitzung • regenerative Speisewasser-Vorwärmung • Senkung des Kondensationsdrucks • Dampfspeicher • Umstellung von Gleitdruck- auf Festdruckbetrieb (Möglichkeit der Primärenergiebereitstellung)	• Einsatz mehrerer Turbinendruckstufen (Hoch-, Mittel- und Niederdruckstufe) • Einsatz von Drallbrenner • Reduktion der Wandstärke am Kessel • Zeitliche Verschiebung des Kohlemühlenbetriebs – Vergrößerung des Kohlebunkers • Installation eines Speisewasserspeichers • Installation einer Vorschaltgasturbine • Anpassung der Dampfparameter zur
• Erhöhung der Dampfparameter • Zwischenüberhitzung • regenerative Speisewasser-Vorwärmung • Senkung des Kondensationsdrucks • Dampfspeicher • Umstellung von Gleitdruck- auf Festdruckbetrieb (Möglichkeit der Primärenergiebereitstellung)	• Einsatz mehrerer Turbinendruckstufen (Hoch-, Mittel- und Niederdruckstufe) • Einsatz von Drallbrenner • Reduktion der Wandstärke am Kessel • Zeitliche Verschiebung des Kohlemühlenbetriebs – Vergrößerung des Kohlebunkers • Installation eines Speisewasserspeichers • Installation einer Vorschaltgasturbine • Anpassung der Dampfparameter zur		

Literatur

- Brauner, 2012
- Jeschke, 2012
- Konstantin, 2007
- Pechtl, 2012
- Strauß, 2006
- Zahoransky, 2007
- Balling, 2011
- Tomschi, 2012

Gasturbinenkraftwerk

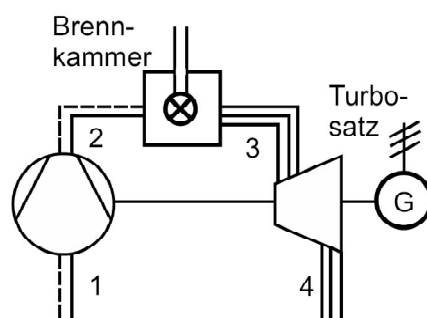
Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

In Gasturbinenkraftwerken („Simple Cycle Plant“) wird als Arbeitsmedium Luft eingesetzt. Der Verdichter der Gasturbine saugt Luft an, verdichtet diese und befördert sie in die Brennkammer. In der Brennkammer findet die Verbrennung der verdichteten Luft unter Zugabe des eingesetzten Brennstoffs (üblicherweise Erdgas) statt. Die erhitzte und verdichtete Luft strömt anschließend in die eigentliche Turbine mit einer Temperatur zwischen 1.000 °C und 1.200 °C. In diesem Schritt werden die Druckenergie sowie die thermische Energie der Luft in mechanische Energie umgewandelt, indem die Welle der Turbine angetrieben wird. Die Welle der Turbine treibt in weiterer Folge einen Generator an, welcher elektrische Energie erzeugt. Das Abgas verlässt anschließend die Turbine mit Temperaturen zwischen 450 °C und 550 °C. Die wesentlichen Komponenten eines Gasturbinenkraftwerks sind der Verdichter, die Brennkammer, die Turbine und der Generator. Dabei sind Verdichter, Turbine und Generator auf einer gemeinsamen Welle montiert.

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe

- Erdgas
- Heizöl EL bzw. Diesel
- Heizöl S (Adaptionen erforderlich)
- Kondensate (Adaptionen erforderlich)
- Naphta (Adaptionen erforderlich)

Technische Eckdaten

- P_{el} :
 - 1 – 300 MW
 - < 1.000 kW (Mikro-Gasturbinen)
- η_{el} :
 - 35 – 44 % (Erdgas)
 - 20 – 30 % (Mikro-Gasturbinen)
- P_{th} : abhängig von der Technologie
- Regelbereich in % P_{nenn}
 - 40 – 90 % P_{nenn}
- max. Lastgradient % von P_{nenn}/min :
 - 8 - 15 %/min
- P_{min} :
 - Wirkungsgrad-Verlust bei P_{min} :
 - 6 – 10 %-Punkte
 - Dauer-Kaltstart (Stillstand > 50 h):
 - < 1 h
 - Dauer-Warmstart (8 h < Stillstand < 50 h):
 - 20 min
 - Dauer-Heißstart (Stillstand < 8 h):
 - Wenige min
 - Technische Lebensdauer: 40 Jahre

○ 20 - 50 % P_{nenn}	
Ökonomische Eckdaten • Investitionskosten: ○ 600 €/kW • Wartungskosten fix: 10 €/kW • Wartungskosten variabel: 0,5 €/MWh	
• Verschleißkosten pro Start: 10 €/MW • Brennstoffmehraufwand pro Start: 17,6 €/MW	
Optimierungs- und Entwicklungspotentiale • Vorwärmung des Verbrennungsgases • Dampf- und Wassereinspritzung in die Brennkammer (Leistungssteigerung) • Luftkühlung vor dem Verdichter zur Leistungssteigerung ○ Oberflächenwärmetauscher ○ Verdunstungskühlung mittels Fasermatten („evaporative cooling“) ○ Verdunstungskühlung mittels Vernebelung von Wasser („inlet air fogging“) ○ Kühlung mit Kühlmaschinen • Nassverdichtung („wet compression“) – Kühlung vor und im Verdichter • Erhöhung der Komponentenwirkungsgrade von Gasturbine durch verbesserte Schaufelprofile, Flugtriebwerkstechnologie	
Literatur • Konstantin, 2007 • Lechner, 2010 • Strauß, 2006 • Theißing, 2010 • Zahoransky, 2007	

Gas- und Dampfkraftwerk

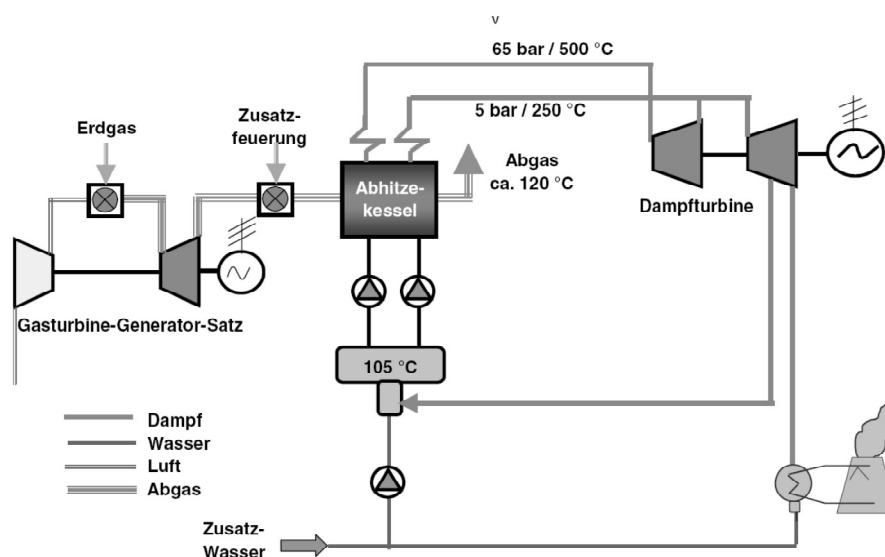
Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

Bei Gas- und Dampfkraftwerken werden der Joule-Prozess der Gasturbine und der Clausius-Rankine-Prozess der Dampfturbine kombiniert („Combined Cycle“). Dabei wird die Wärme aus den Abgasen der Gasturbine in einem Abhitzekegel für die Erzeugung von Hochdruckdampf genutzt. Dieser Hochdruckdampf wird in der nachgeschalteten Dampfturbine entspannt. So wird mittels Gasturbine und Dampfturbine elektrische Energie erzeugt und der eingesetzte Brennstoff in höherem Ausmaß genutzt.

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe

- Erdgas
- Heizöl EL bzw. Diesel
- Heizöl S (Adaptionen erforderlich)
- Kondensate (Adaptionen erforderlich)
- Naphta (Adaptionen erforderlich)

Technische Eckdaten

- P_{el} :
 - 168-420 MW (ErdgasGuD-alt)
 - 450-520 MW (ErdgasGuD-neu)
- P_{th} : 250-280 MW
- η_{el} : 52-61 % (genauer je Technologie)
- η_{th} : 40-85 % (genauer je Technologie)
- Regelbereich in % P_{nenn}
 - 40 – 90 % P_{nenn}
- max. Lastgradient % von P_{nenn}/min :
 - 2 - 8 %/min
- max. Lastgradient bei $P_{el,max}$:
 - 2 %/min (ErdgasGuD-alt)
 - 4 %/min (ErdgasGuD-neu)
- Wirkungsgrad-Verlust bei P_{min} :
 - 5 %-Punkte
- Dauer-Kaltstart (Stillstand > 50 h):
 - 2 - 4 h
- Dauer-Warmstart (8 h < Stillstand < 50 h):
 - 1 - 1,5 h
- Dauer-Heißstart (Stillstand < 8 h):
 - 0,5 – 1,5 h
- Technische Lebensdauer: 40 Jahre
- Feuerungsarten:
 - Rostfeuerung
 - Staubfeuerung

• Max. Lastgradient: ○ 10 MW/min (ErdgasGuD-alt) ○ 38 MW/min (ErdgasGuD-neu) • $P_{\min}$: ○ 30 - 50 % P_{nenn}	○ Wirbelschichtfeuerung (stationär, zirkulierend) ○ Ölfeuerung (Zerstäubung) ○ Erdgasfeuerung
Ökonomische Eckdaten	
• Investitionskosten: ○ 500 – 700 €/kW • Wartungskosten fix: 70 - 110 €/kW und Jahr	• Wartungskosten variabel: 0,7 €/MWh
Optimierungs- und Entwicklungspotentiale	
• Vorwärmung des Verbrennungsgases • Dampf- und Wassereinspritzung in die Brennkammer (Leistungssteigerung) • Luftkühlung vor dem Verdichter zur Leistungssteigerung ○ Oberflächenwärmetauscher ○ Verdunstungskühlung mittels Fasermatten („evaporative cooling“) ○ Verdunstungskühlung mittels Vernebelung von Wasser („inlet air fogging“) ○ Kühlung mit Kühlmaschinen • Nassverdichtung („wet compression“) – Kühlung vor und im Verdichter • Erhöhung der Komponentenwirkungsgrade von Gas- und Dampfturbine durch verbesserte Schaufelprofile, Flugtriebwerkstechnologie • Reduzierung der Prozess- bzw. Exergieverluste zwischen Gasturbinen- und Dampfturbinenprozess (z.B. Einführung von mehrstufigen Dampfprozessen, Einführung Brennstoffvorwärmung) • Optimierte thermodynamische Auslegung der Gasturbine (Druckverhältnis) auf den Gas- und Dampfturbinenprozess und Gesamtprozessoptimierung • Optimierte Anordnung von Gasturbine, Generator und Dampfturbine zur Reduzierung der Austritts- und Umlenkverluste	
Literatur	
• Konstantin, 2007 • Strauß, 2006 • Theißing et al., 2010 • Zahoransky, 2007 • Pechtl, 2012	

Blockheizkraftwerk mit Verbrennungskraftmotor

Stand der Technik

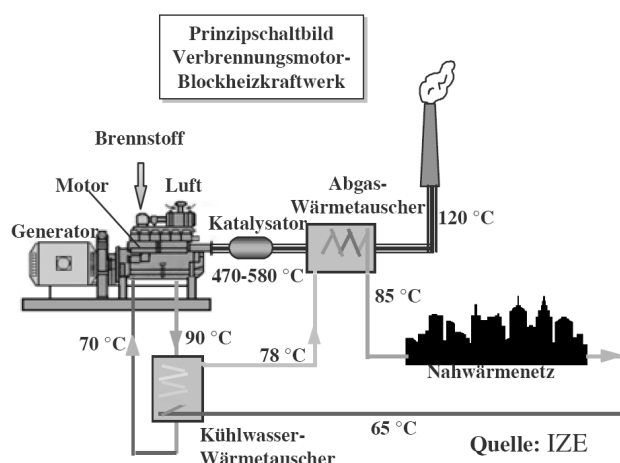
Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

Otto-Motor: Beim Otto-Motor wird ein zündfähiges Gas-Luft-Gemisch verdichtet und anschließend erfolgt durch eine elektrische Zündanlage (Zündkerze) die Zündung des Gemisches und die Verbrennung. Die Verbrennung erfolgt beim Otto-Motor weitgehend rußfrei. Die Lastregelung lässt sich bis zu 50% der Nennleistung mit geringen Wirkungsgradverlusten bewerkstelligen. Im Otto-Motor lassen sich neben Benzin als Kraftstoff auch Gase mit unterschiedlicher Methanzahl einsetzen. Werden die eingesetzten Brennstoffe in einem Motor öfters gewechselt, so wird der Zündzeitpunkt auf das ungünstigste Gasgemisch eingestellt. Dies führt jedoch zu einer Leistungsreduktion.

Diesel-Motor: Beim Diesel-Motor erfolgt die Gemischbildung und Zündung durch das Einspritzen von Dieselkraftstoff. Bei Blockheizkraftwerken wird auch das Gas-Diesel-Verfahren eingesetzt. Hier wird der Diesel-Motor mit Zweibrennstoffen betrieben. Das Hoch- und Niederfahren des Motors erfolgt im reinen Dieselmotorbetrieb. Sobald die Nennleistung erreicht ist, wird dem Motor ein Brenngas-Luftgemisch zur Verdichtung zugeleitet. Die Zündung des Gas-Luft-Gemisches erfolgt durch Einspritzung einer Dieselkraftstoffmenge zwischen 4 und 10%. Aus diesem Gas-Diesel-Betrieb kann unterbrechungsfrei auf reinen Diesel-Betrieb gewechselt werden. Diese Betriebsweise ermöglicht es auch Gasarten wie z.B. Erdgas-Deponiegas bzw. Erdgas-Klärgas einzusetzen. Das Teillastverhalten von Gas-Diesel-Motoren ist ungünstiger als von Gas-Otto-Motoren. Dies ist auf den unvollständigen Verbrennungsverlauf im Teillastbetrieb zurückzuführen. Dadurch nimmt der Teillastwirkungsgrad stärker ab. Somit ist ein Betrieb mit weniger als 70% Nennlast nicht zu empfehlen.

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Erdgas • Heizöl S • Heizöl EL • Flüssiggas • Klärgas | <ul style="list-style-type: none"> • Deponiegas • Kokereigas • Restgase aus Produktionsanlagen • Kombination der genannten Brennstoffe |
|--|--|

Technische Eckdaten

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • P_{el}: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 0, 2 – 10 MW (Gas-Otto-Motor) ◦ 50 – 100 MW (Mehrmotoren-anlage) • P_{th}: xy MW • η_{el}: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 36,5 – 47 % (Gas-Otto-Motor) ◦ 31 – 37 % (Gas-Diesel-Motor) ◦ 33 – 33 % (Diesel-Motor) • η_{th}: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 51 – 52 % (Gas-Otto-Motor) ◦ 44 – 47 % (Gas-Diesel-Motor) ◦ 41 – 43 % (Diesel-Motor) • Regelbereich in %P_{nenn} <ul style="list-style-type: none"> ◦ 50 – 100 %P_{nenn} (Gas-Otto-Motor) • max. Lastgradient % von P_{nenn}/min: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 33 %/min (Gas-Otto-Motor) | <ul style="list-style-type: none"> • P_{min}: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 50 % P_{nenn} (Gas-Otto-Motor) • Wirkungsgrad-Verlust bei P_{min}: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 3 – 4 %-Punkte • Dauer-Kaltstart (Stillstand > 50 h): <ul style="list-style-type: none"> ◦ 60 min (Gas-Otto-Motor) • Dauer-Warmstart (8 h < Stillstand < 50 h): <ul style="list-style-type: none"> ◦ 300 Sekunden (Gas-Otto-Motor) • Dauer-Heißstart (Stillstand < 8 h): <ul style="list-style-type: none"> ◦ 300 Sekunden (Gas-Otto-Motor) • Mindestbetriebszeit: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 30 – 300 min (Gas-Otto-Motor) • Mindeststillstandzeit: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 5 – 60 min (Gas-Otto-Motor) • Technische Lebensdauer: 20 Jahre |
|--|--|

Ökonomische Eckdaten

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 600 €/kW • Wartungskosten fix: 10 €/kW a | <ul style="list-style-type: none"> • Wartungskosten variabel: 0,5 €/MWh • Verschleißkosten pro Start: 10 €/MW • Brennstoffmehraufwand pro Start: 17,6 €/MW |
|--|---|

Optimierungs- und Entwicklungspotentiale

Otto-Motor:

- Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses
- Aufladung des Kraftstoff-Luftgemisch durch Abgasturbolader oder Kompressor
- Erhöhung der Drehzahl
- Erhöhung des Hubraums durch mehrere Zylinder oder größeres Zylinder-Volumen
- Minimierung mechanischer und thermischer Verluste
- Gute Ventilkonfiguration und Mehrfachventile für verlustarme Zu- und Abströmung des eingesetzten Gases
- Optimierte Ausführung der Brennkammerkonfiguration und der Gemischzufuhr

Literatur

- Konstantin, 2007
- Strauß, 2006
- Zahoransky, 2007

Blockheizkraftwerk mit Brennstoffzelle

Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

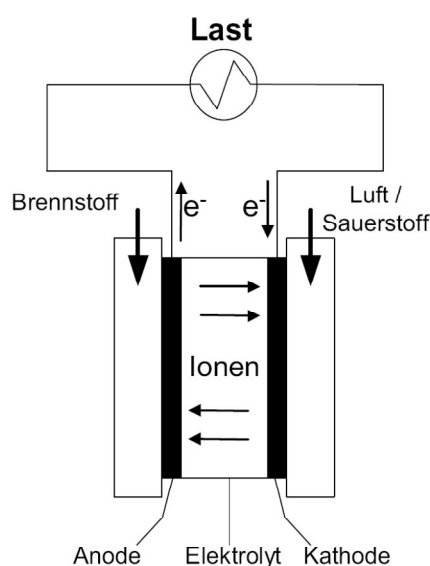
Brennstoffzellen wandeln die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in elektrische Energie um. Dies geschieht indem der Brennstoff an den Elektroden der Brennstoffzelle mit oder ohne Einsatz eines Katalysators in Ionen umgewandelt wird. Diese Ionen durchdringen den zwischen den Elektroden liegenden Elektrolyten (Ionenleiter). Die Elektronen werden über die Elektroden der Brennstoffzelle ab- bzw. zugeführt und können aufgrund der entstehenden Spannungsdifferenz bei der Ionisation in weiterer Folge einen elektrischen Verbraucher antreiben. Um die Zu- und Abfuhr der Reaktanden und Reaktionsprodukte von den Gaskanälen zu den Reaktionsflächen zu gewährleisten sowie den Transport der erzeugten Elektronen zum Verbraucher zu ermöglichen müssen die Elektroden der Brennstoffzelle elektrisch leitend und porös sein. Der Elektrolyt einer Brennstoffzelle kann eine Flüssigkeit, eine Schmelze oder ein Festkörper sein, muss jedoch jedenfalls gasdicht sein. Der eingesetzte Elektrolyt bestimmt die erforderliche Zelltemperatur, welche als Hauptmerkmal für die Einteilung von Brennstoffzellen genannt werden kann:

- Bis etwa 100 °C – Niedertemperaturbrennstoffzellen
- Bis etwa 200 °C – Mitteltemperaturbrennstoffzellen
- Über 600 °C – Hochtemperaturbrennstoffzellen

Des Weiteren werden Brennstoffzellen nach dem eingesetzten Elektrolyten unterteilt:

- Kalilauge: Alkaline Fuel Cell (AFC)
- Kunststoff-Folien: Polymer Electrolyte Fuel Cell (PEFC)
- Kunststoff-Folien: Direct Methanol Fuel Cell (DMFC)
- Phosphorsäure: Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)
- Karbonatschmelzen: Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)
- Dotierte Keramik: Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe	
• Wasserstoff • Erdgas • Kohlenmonoxid	• Methanol • Kohlegas
Technische Eckdaten	
• P_{el}: ○ 10 – 100 kW (Alkaline Fuel Cell) ○ 0,01 – 1 kW (Polymer Electrolyt Fuel Cell) ○ Bis 10 MW (Phosphoric Acid Fuel Cell) ○ Bis 100 MW (Molten Carbonate Fuel Cell) ○ Bis 100 MW (Solid Oxide Fuel Cell) • η_{el}: ○ 50 – 55 % (Alkaline Fuel Cell) ○ 20 – 30 % (Direct Methanol Fuel Cell) ○ 40 – 50 % (Polymer Electrolyt Fuel Cell) ○ 40 – 45 % (Phosphoric Acid Fuel Cell) ○ 50 – 60 % (Molten Carbonate Fuel Cell) ○ 50 – 60 % (Solid Oxide Fuel Cell)	
Ökonomische Eckdaten	
• Investitionskosten: ---	
Optimierungs- und Entwicklungspotentiale	
• Brennstoffzellen-Gaserzeugung ○ Reformermaterialien ○ Katalysatoren • Brennstoffzellen-Stack ○ Verbesserte Komponenten (Werkstoffe z.B. Membranen) ○ Reduktion Alterung/Degradation ○ Steigerung Thermozyklierbarkeit ○ Verbesserte Fügetechnik/Dichtungswerkstoffe • Brennstoffzellen-System gesamt ○ Peripheriekomponenten (BoP) ○ Sensorik ○ Reduktion der Komplexität ○ Sicherheitstechnik ○ Diagnosemethoden im System	
Literatur	
• Eichlseder et al., 2008	

- INT, 2009
- Oertel et al., 2001
- Strauß, 2006
- Wietschel et al., 2010
- Zahoransky, 2007

Organic Rankine Cycle

Organic Rankine Cycle

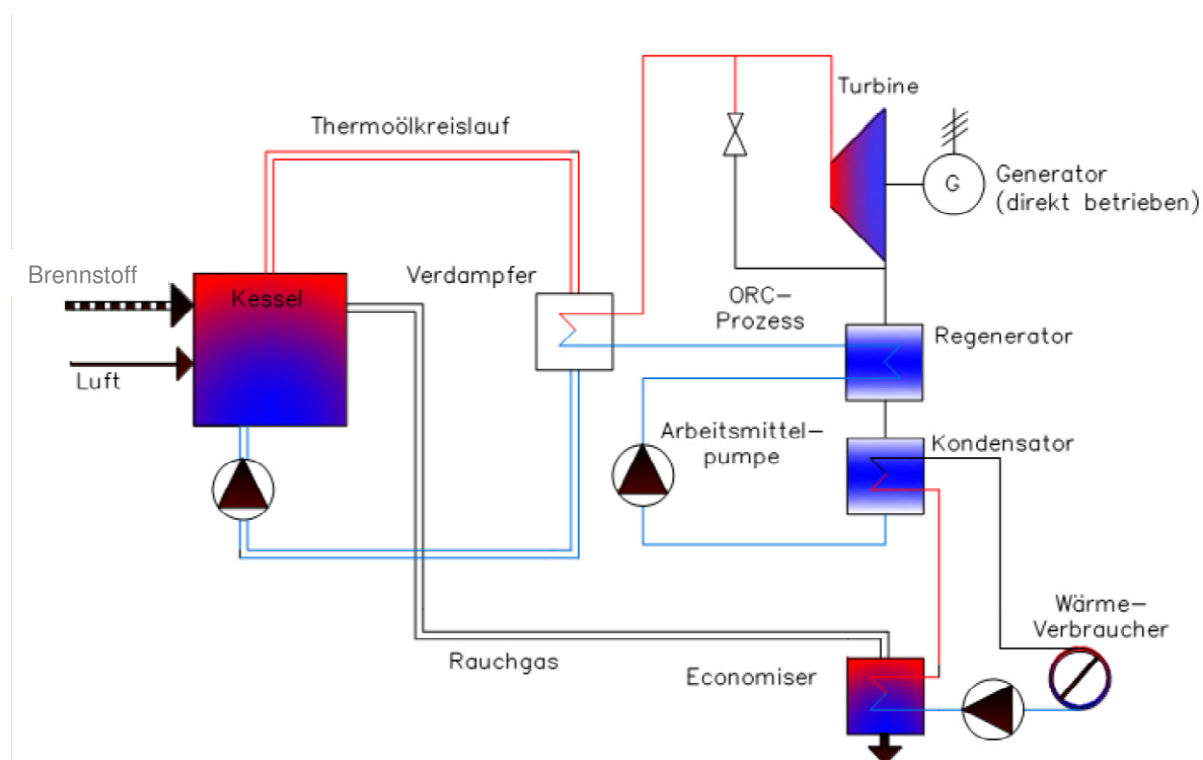
Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

Der Organic Rankine Cycle (ORC-Prozess) basiert wie der Dampfkraftprozess auf dem Rankine-Prozess. Als Arbeitsmedium wird hier jedoch statt Wasser ein organisches Arbeitsmedium (z.B. Thermoöl – Toluol) eingesetzt. Dieses Arbeitsmedium weist niedrigere Siede- bzw. Kondensationstemperaturen auf und kann Wärme mit niedrigerem Temperatur- & Druckniveau zur Stromproduktion nutzen. Somit sind vor allem Anwendungen interessant bei welchen Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau anfällt (z.B. geothermische Wärme, Abwärme aus Produktionsprozessen). Abhängig von der Art der Wärmeeinbringung werden Turbineneintrittstemperaturen von 100-300 °C erreicht. ORC-Anlagen weisen eine hohe Teillastfähigkeit (10-100 % ihrer Nennleistung) auf.

Schaltbild



Einsetzbare Brennstoffe

- Hackgut
- Abwärme
- Erdwärme

Technische Eckdaten

- P_{el} : 30 – 3.000 kW_{el}
- η_{el} : 8 - 25 %

Ökonomische Eckdaten

- Investitionskosten: 3.000 – 4.000 €/kW_{el}

Optimierungs- und Entwicklungspotentiale

- Einsatz von speziell an den Prozess angepassten (synthetischen) Arbeitsmedien zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades

Literatur

- Kaltschmitt et al., 2001
- Kranzl et al., 2008
- Obernberger et al., 2005
- Renet, 2008

Stirling Motor

Stirling Motor

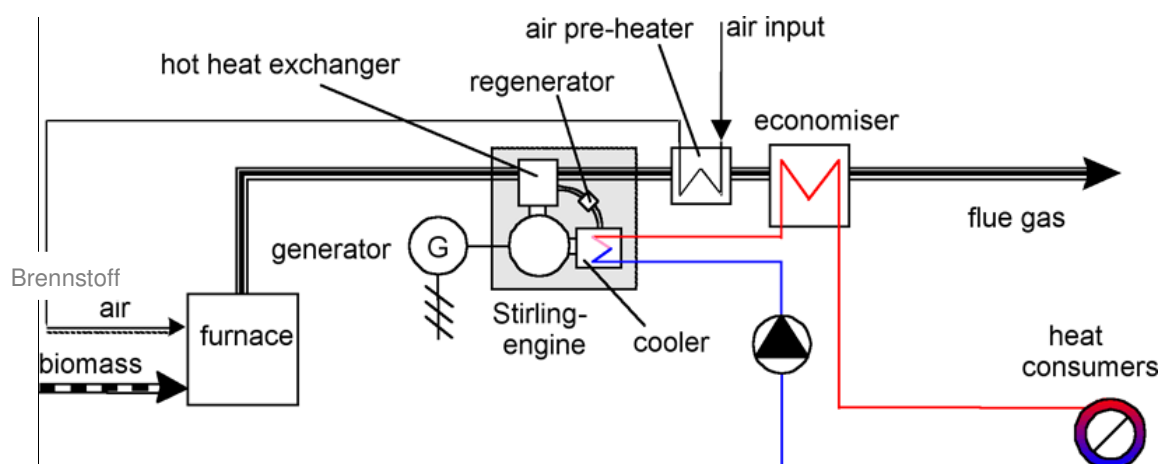
Stand der Technik

Weltweit im kommerziellen Einsatz

Kurzbeschreibung

Der Stirlingmotor ist eine Kolbenmaschine, mit der Wärme zum Teil in mechanische Arbeit umgewandelt werden kann, die sich dann mit einem elektrischen Generator zur Stromerzeugung nutzen lässt. Dabei wird einem Gas (Luft, Stickstoff, Wasserstoff oder Helium (derzeit am häufigsten eingesetzt)) als Arbeitsmedium in einem geschlossenen Raum Wärme von außen zugeführt. Das Gas dehnt sich bei Erwärmung aus, diese Ausdehnung wird auf einen Arbeitskolben übertragen und in mechanische Arbeit umgesetzt. Danach wird Das Gas abgekühlt und zieht sich wieder zusammen. Ein Kreisprozess kommt in Gang, mit dem thermische Energie in mechanische Energie übergeführt wird. Stirlingmotoren haben einen permanent erhitzten und einen permanent gekühlten Bereich, zwischen denen das Arbeitsgas hin und her bewegt wird. Der Regenerator (ein Zwischenspeicher) erhöht den Wirkungsgrad indem er die Temperaturdifferenz im Gas zwischen dem erhitzten und gekühlten Bereich nutzt. Es gibt es im Wesentlichen 4 Bauarten des Stirlingmotors, die sich in der Anordnung der Zylinder und deren Antrieb unterscheiden: Alpha-, Beta-, Gammatyp und Freikolben-Stirling.

Schaltbild



Quelle: • <http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/stirling-engine.html> aufgerufen am 31.7.2013

Einsetzbare Brennstoffe

- Hackgut
- Ergas
- Energiepflanzen

Technische Eckdaten

- P_{el} : 0,2 – 500 kW_{el}
- η_{el} : 6 - 25 %

Ökonomische Eckdaten

- Investitionskosten: 650 – 3.500 €/kW_{el}

Optimierungs- und Entwicklungspotentiale

- Wärmeeintrag in den Motor (Wärmestrom durch den Erhitzer) intensivieren/kleine kompakte Wärmetauscherflächen (z.B. mit heat pipes, Strahlung)
- Materialwahl im Hinblick auf die thermischen, chemischen und physikalischen Belastungen so verbessern
- • Standfestigkeit, Lebensdauer, Wartungs-/Instandhaltungsbedarf (z.B. Dichtungen)

Literatur

- Joanneum Research, 2012
- <http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/stirling-engine.html> aufgerufen am 31.7.2013
- Görner, 2010

Anwendungsbeispiele

Inputdaten

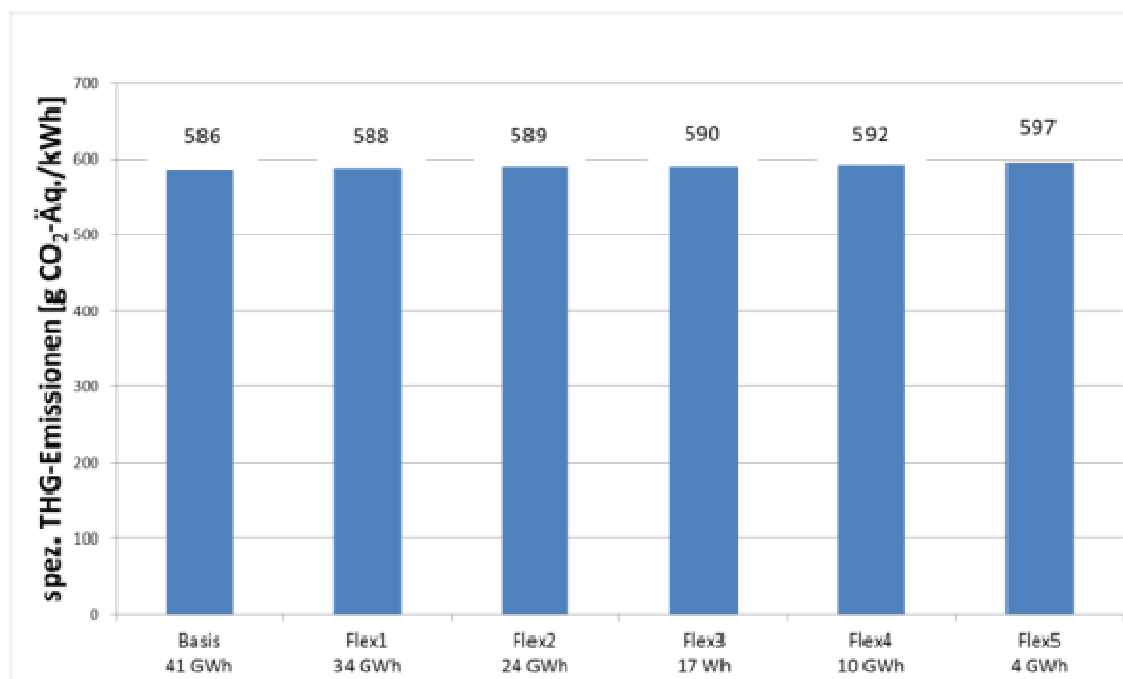
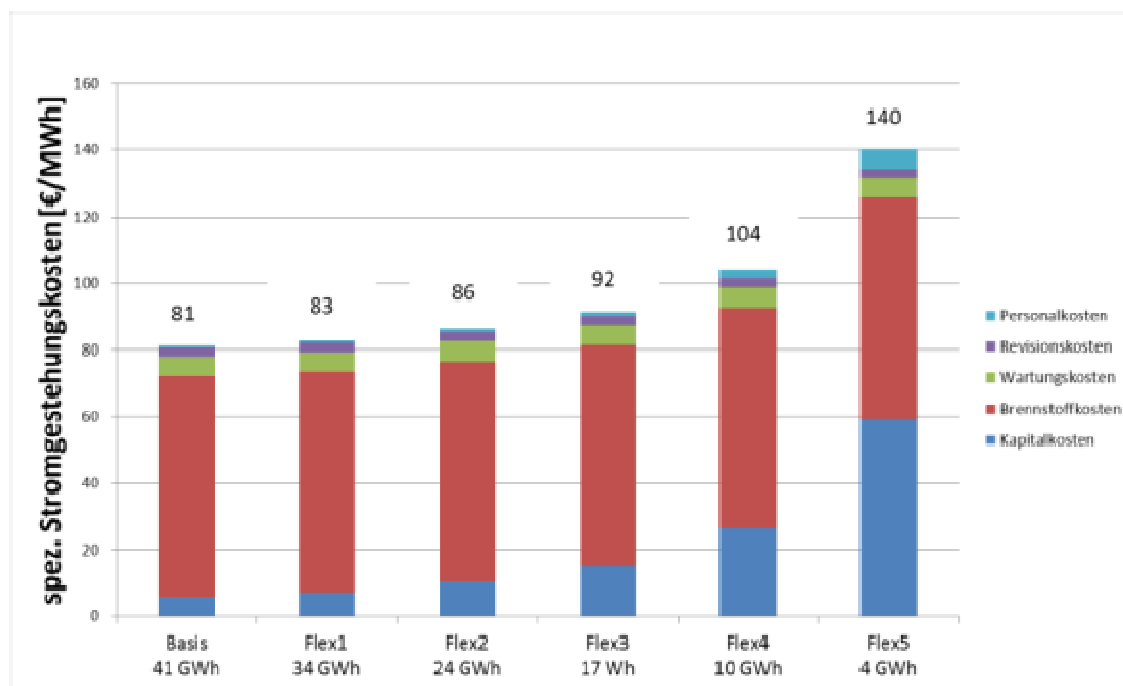
Ergebnisse

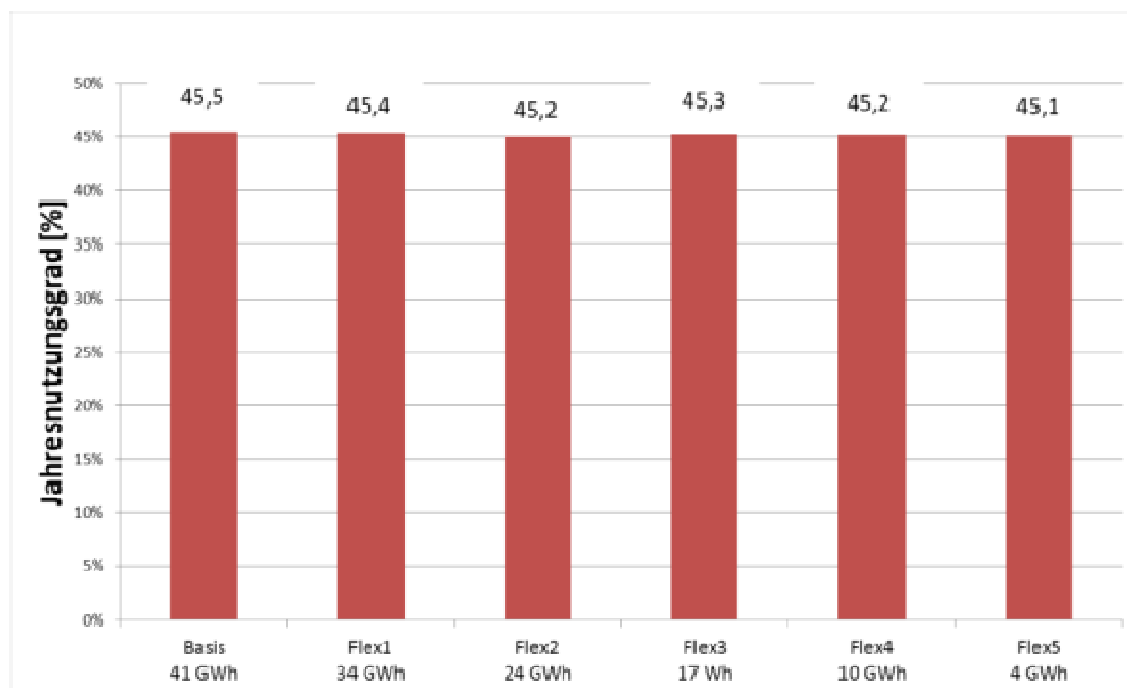
Blue Globe Report – Klima- und Energiefonds

Ergebnisse Anwendungsbeispiele

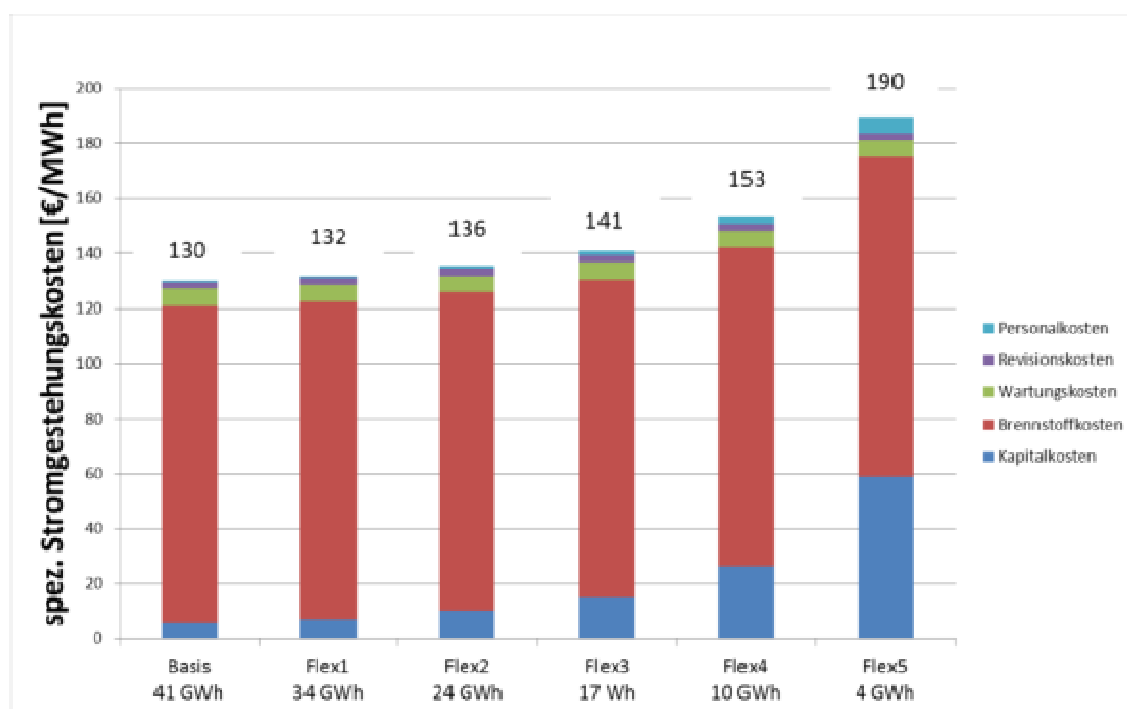
- BHKW (5 MW): Erdgas/Biogas/Biomethan

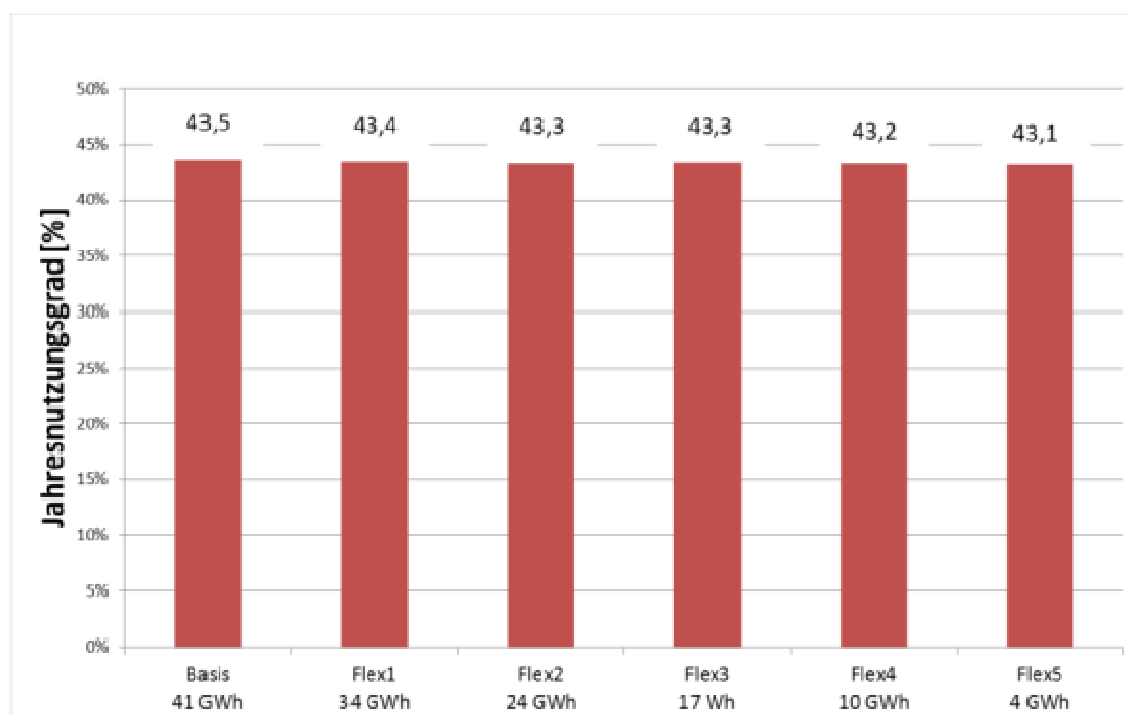
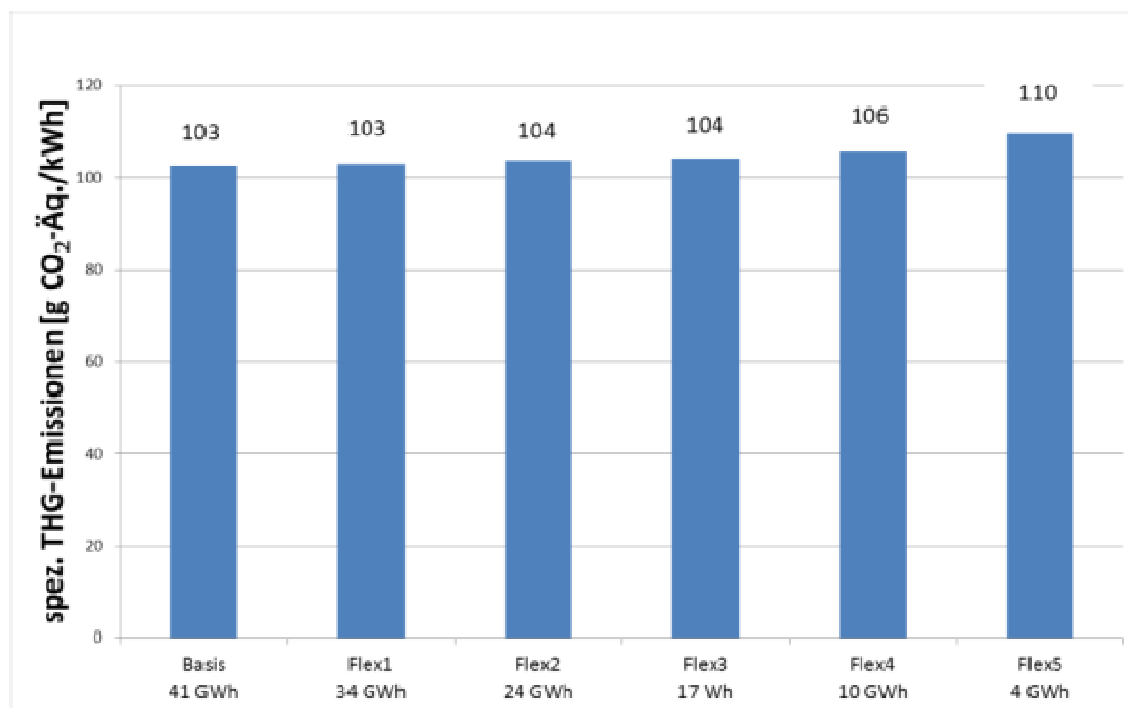
Erdgas



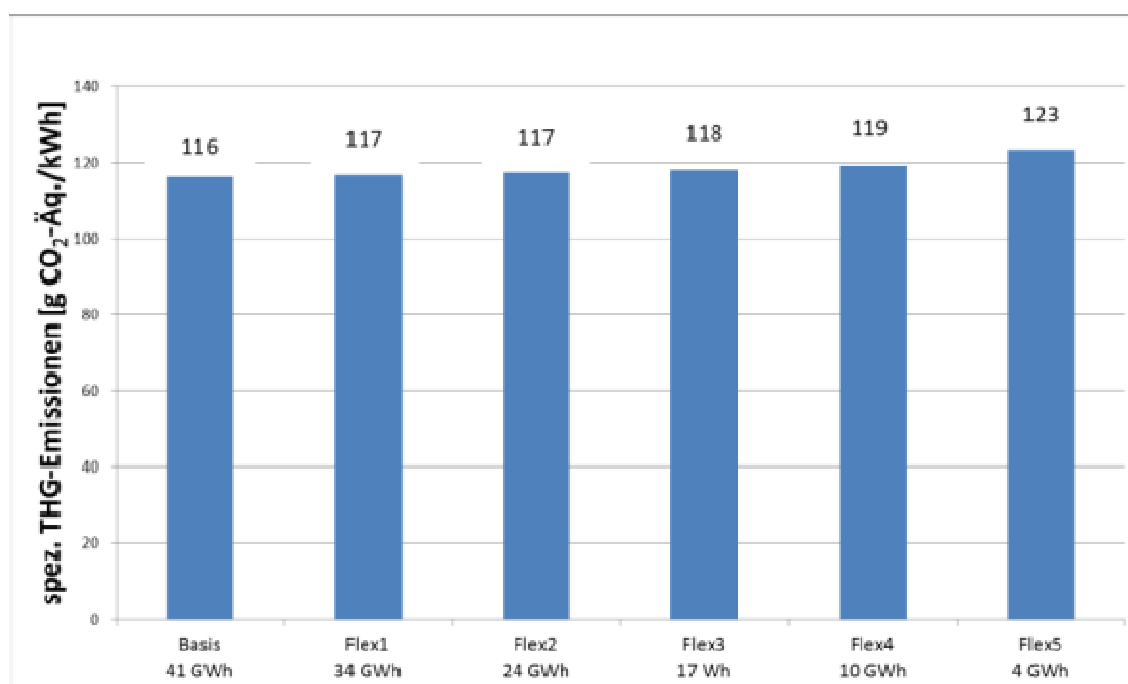
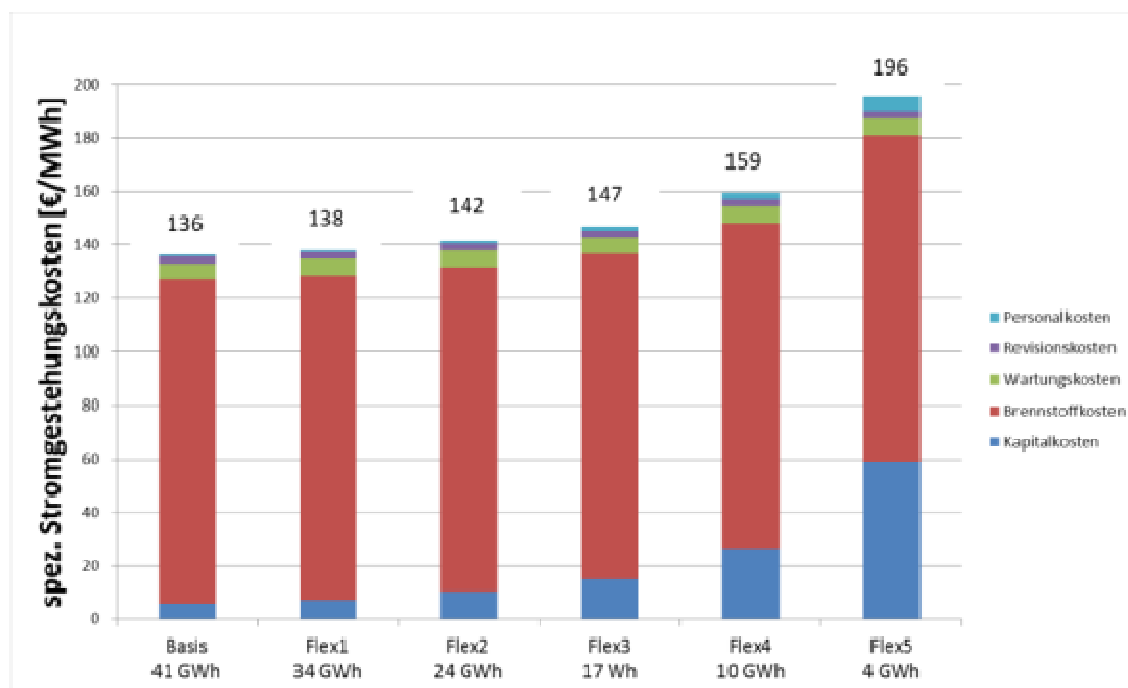


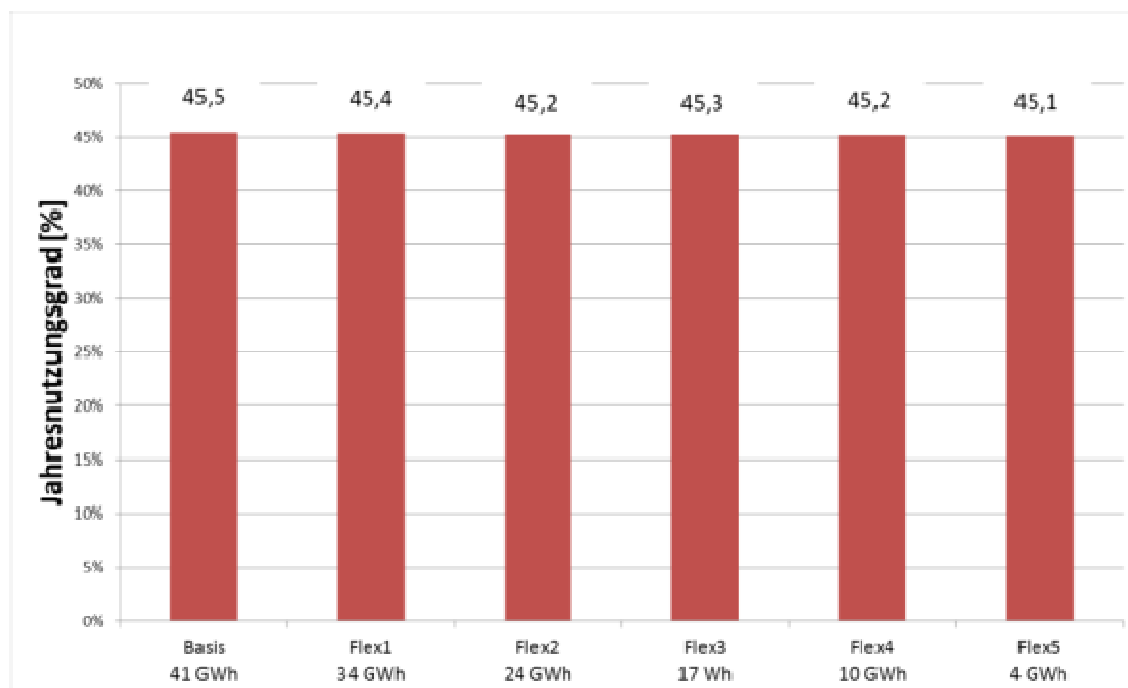
Biogas





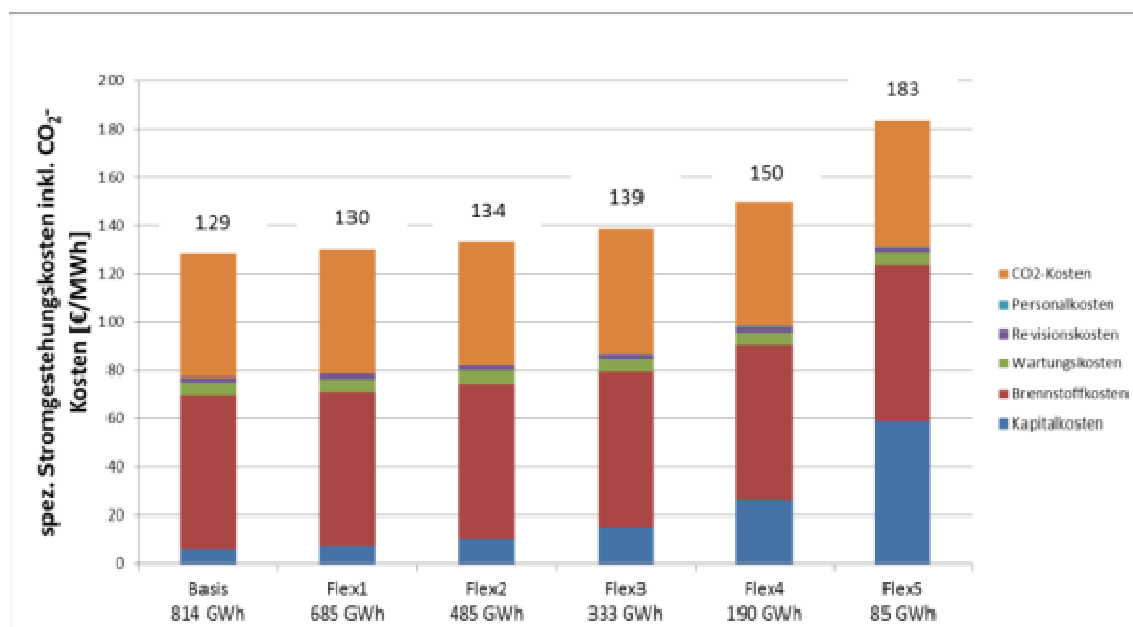
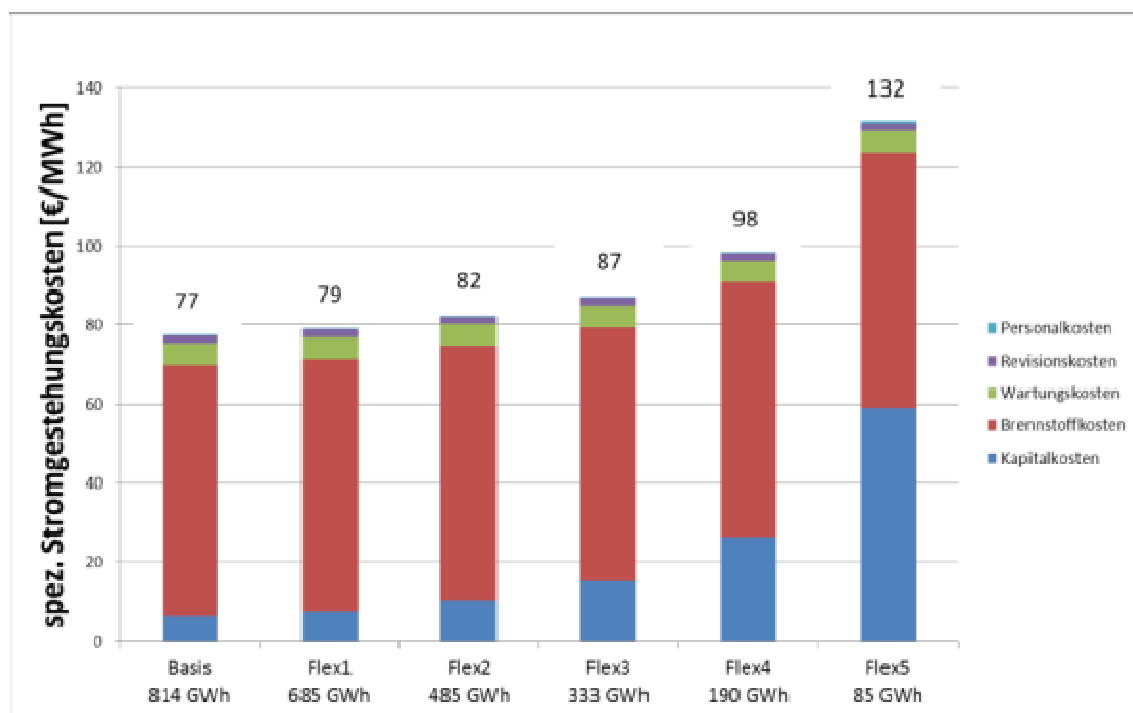
Biomethan

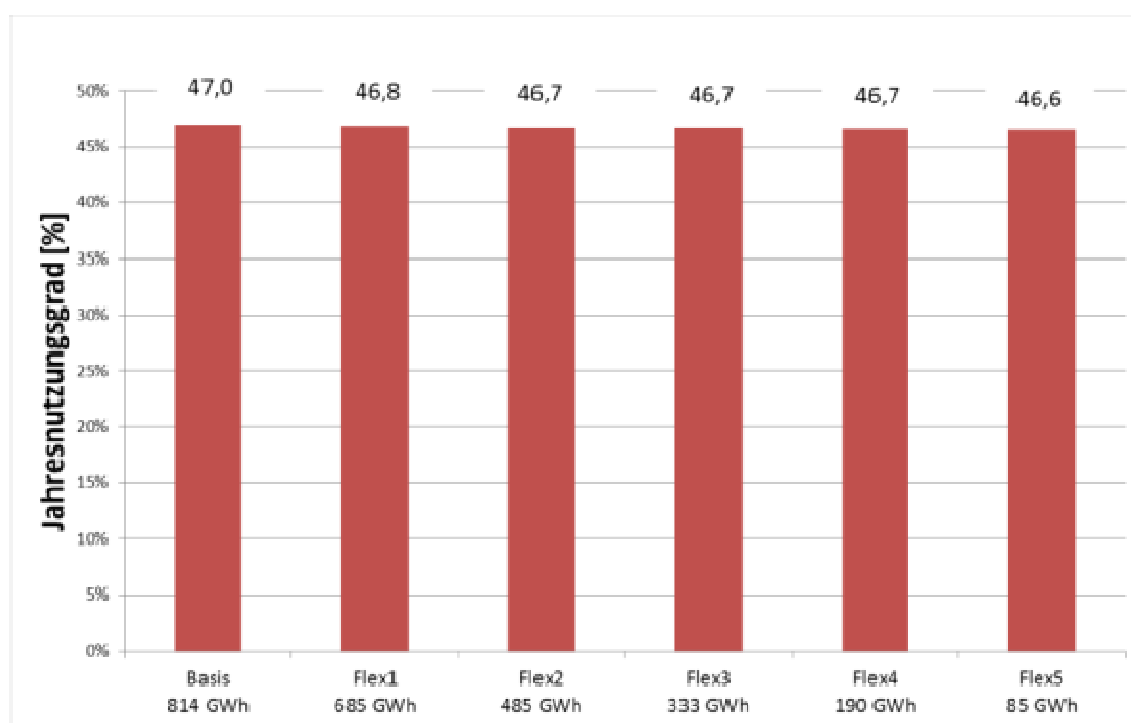
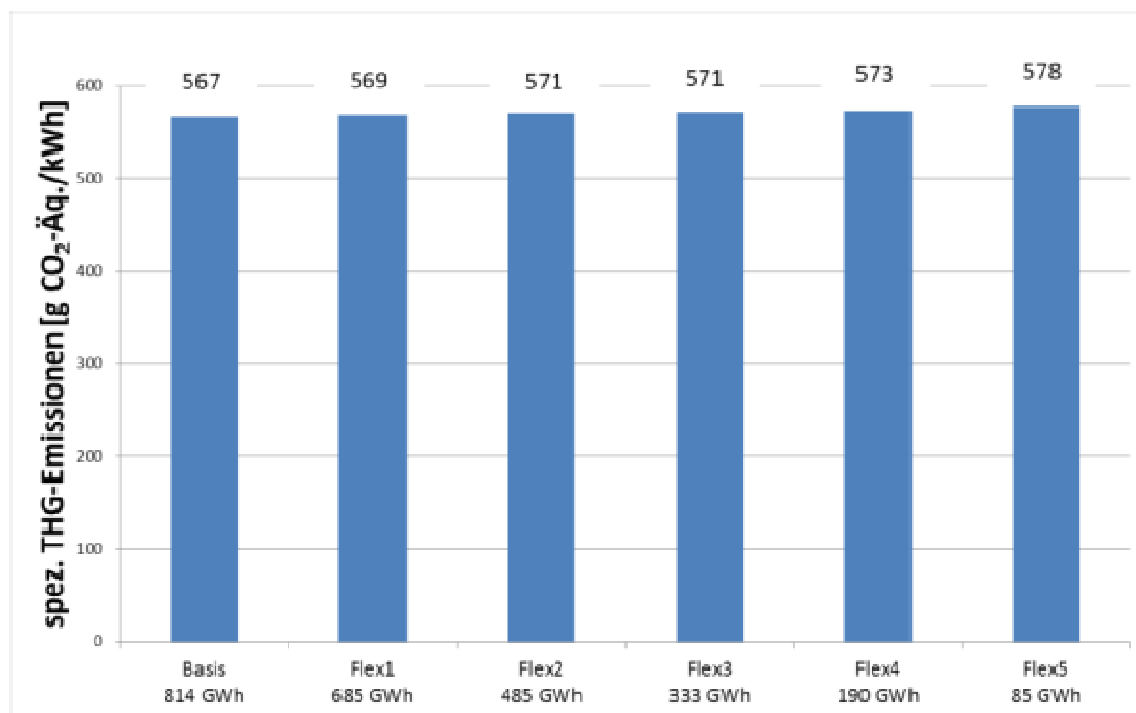




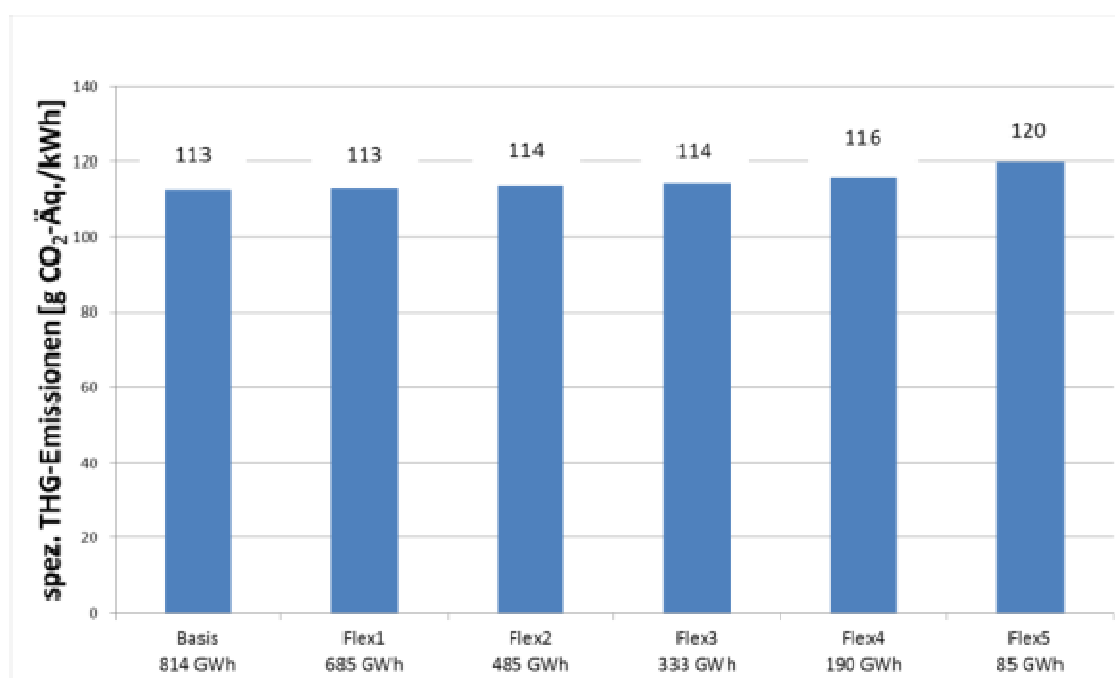
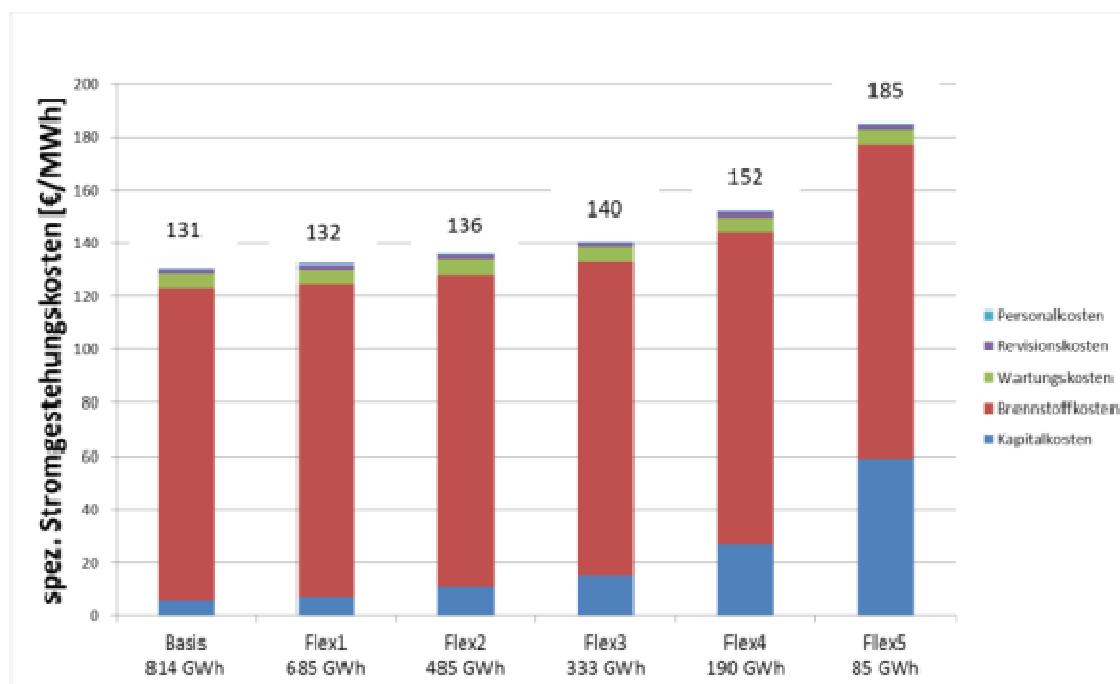
- BHKW (100 MW):Erdgas/Biomethan

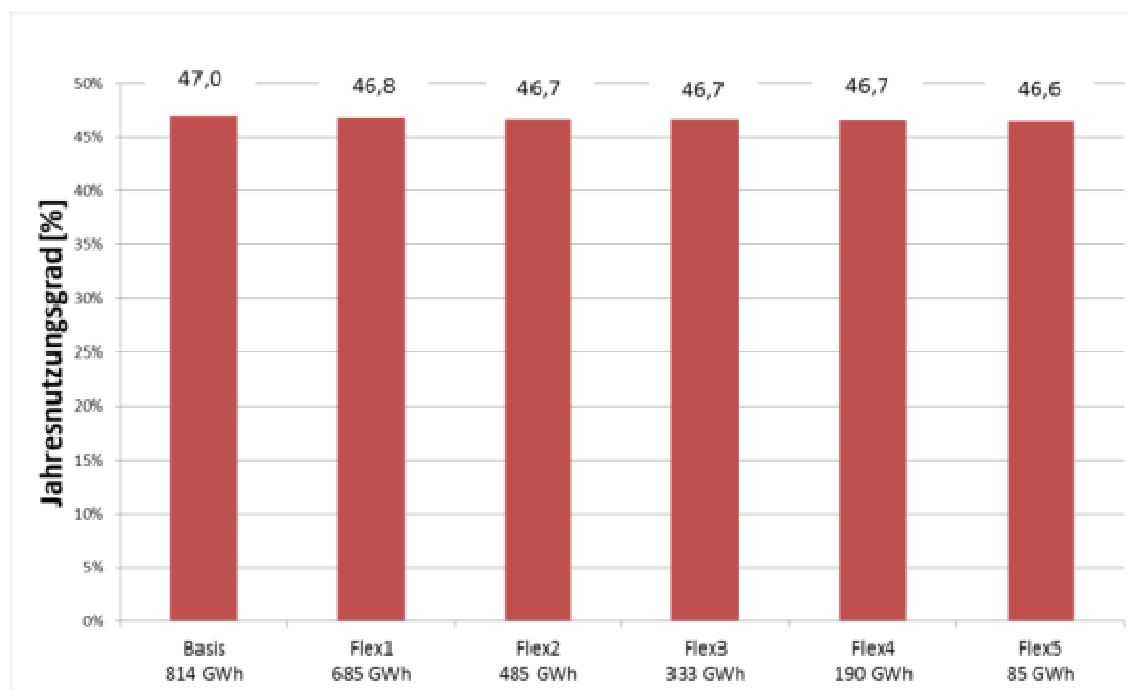
Erdgas



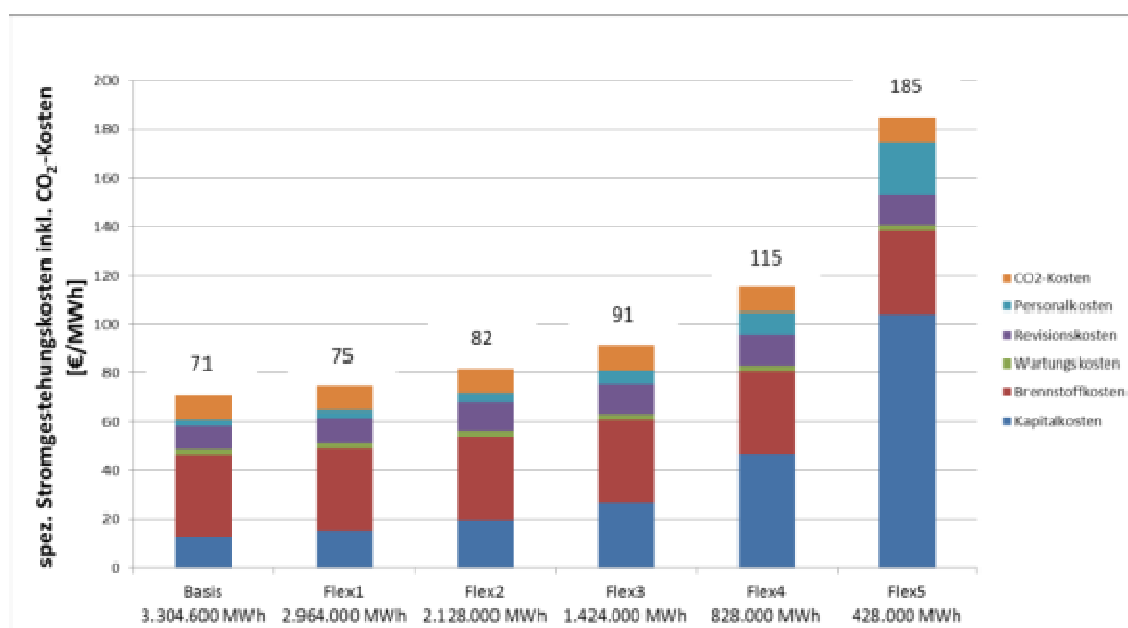
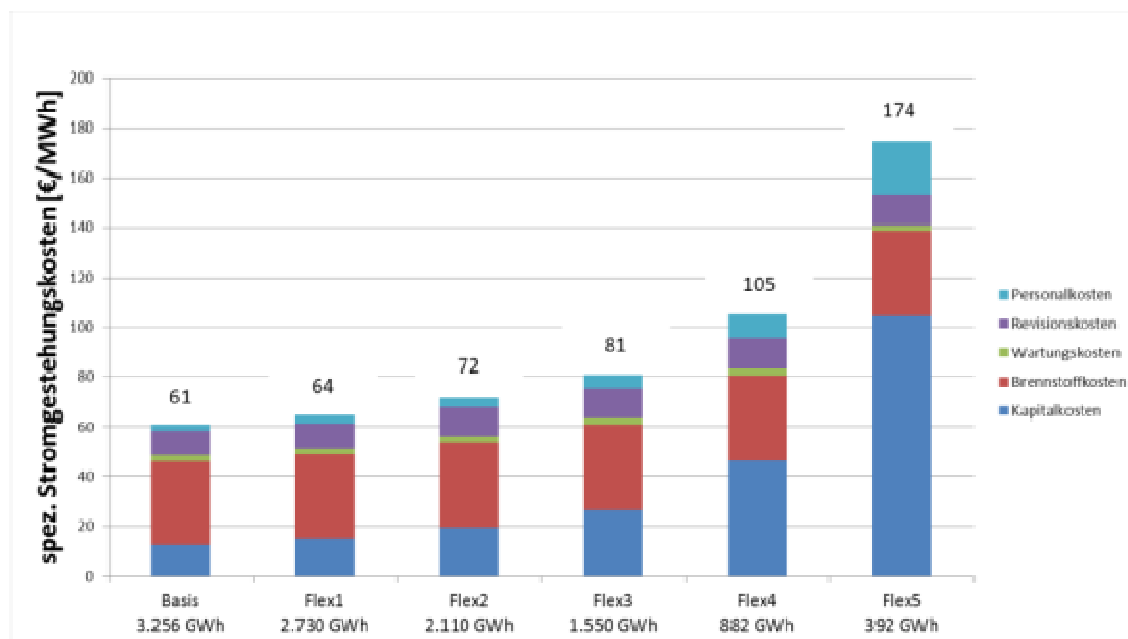


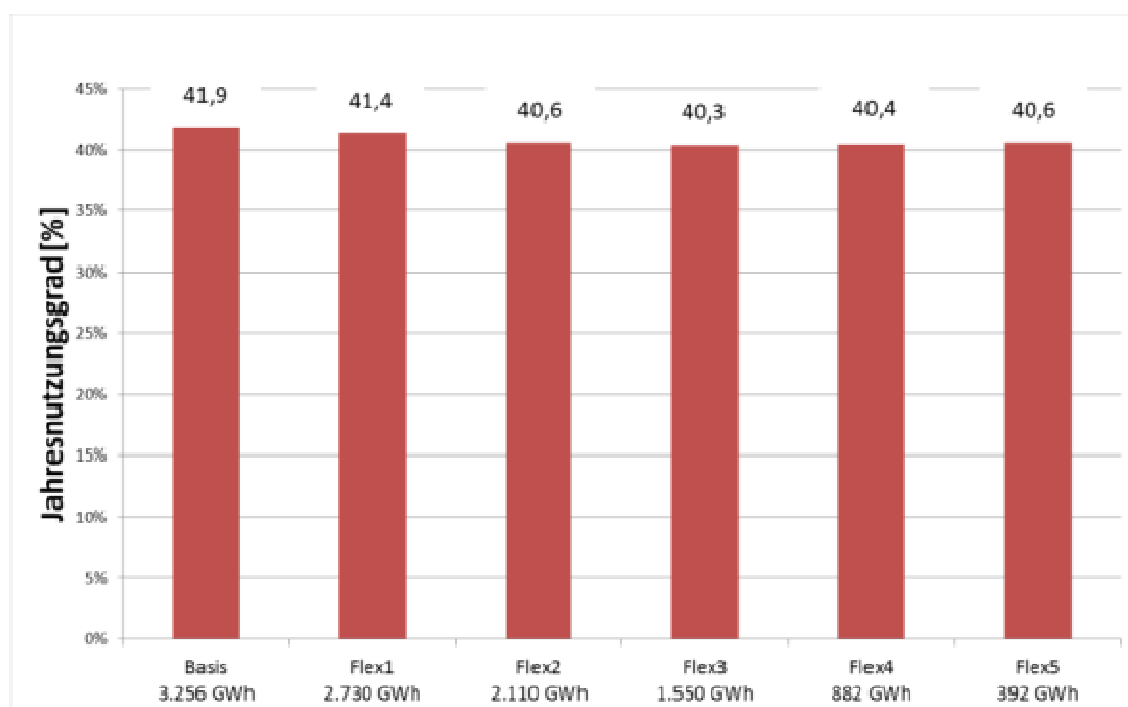
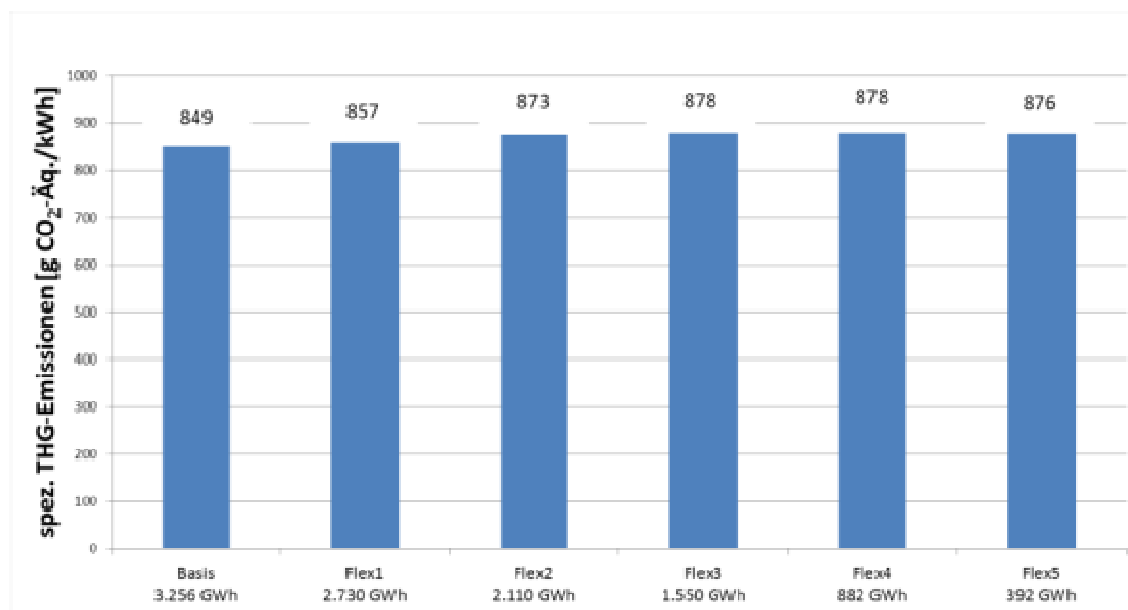
Biomethan





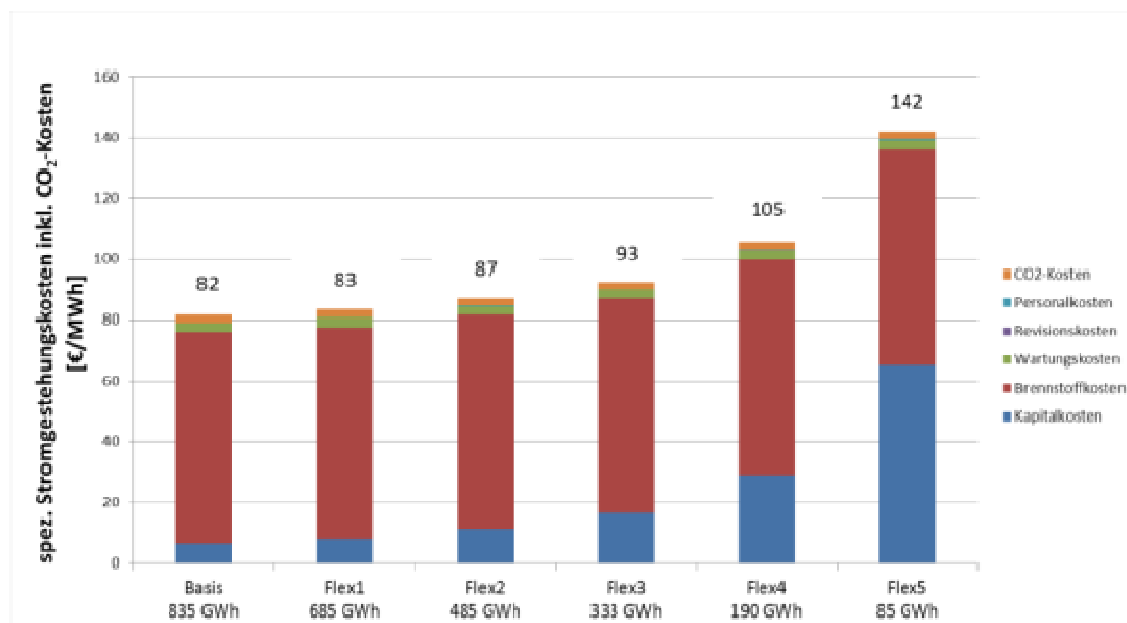
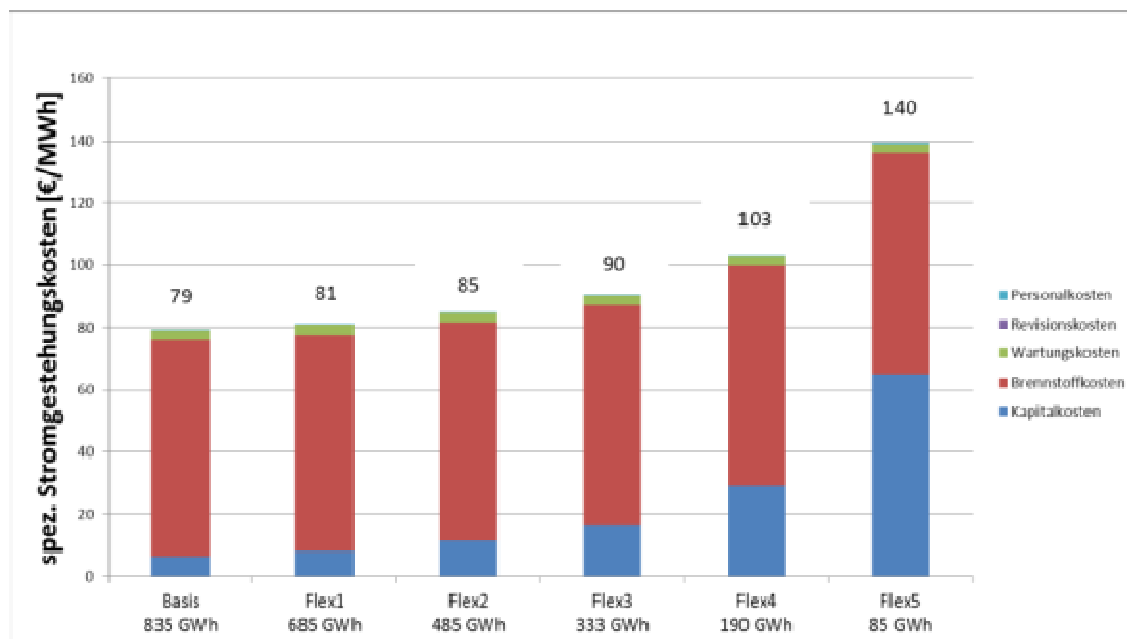
- Dampfturbine 400 MW: Steinkohle

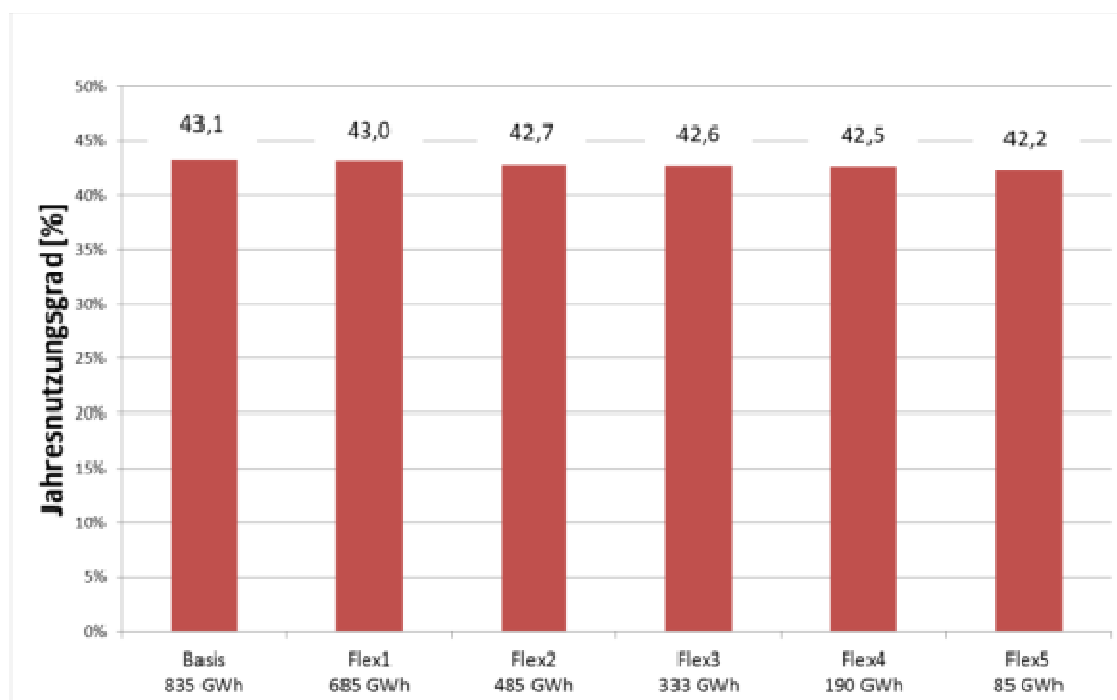
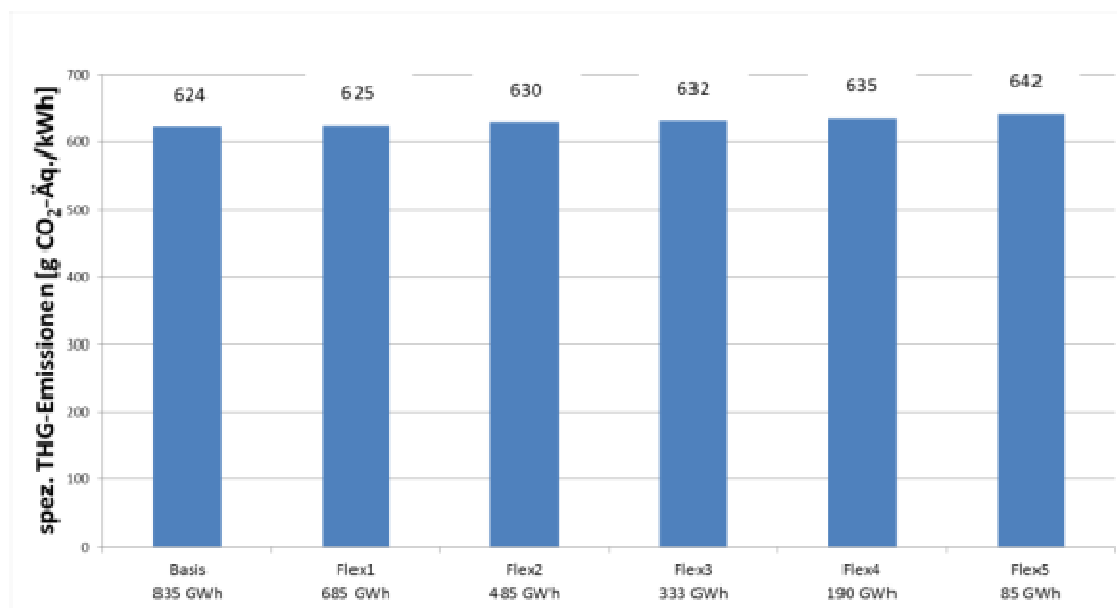




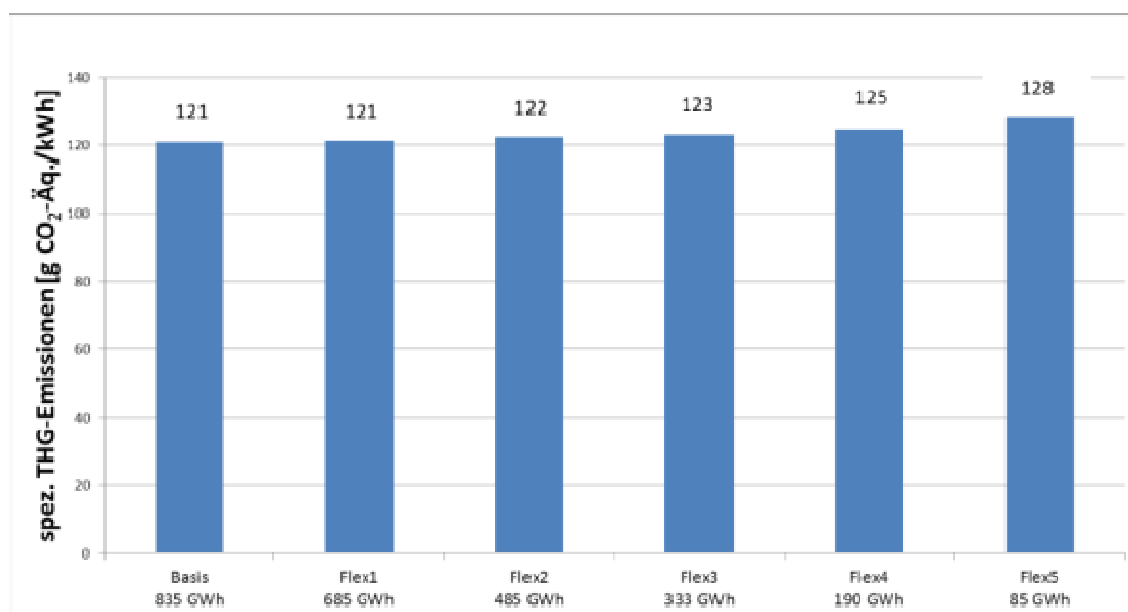
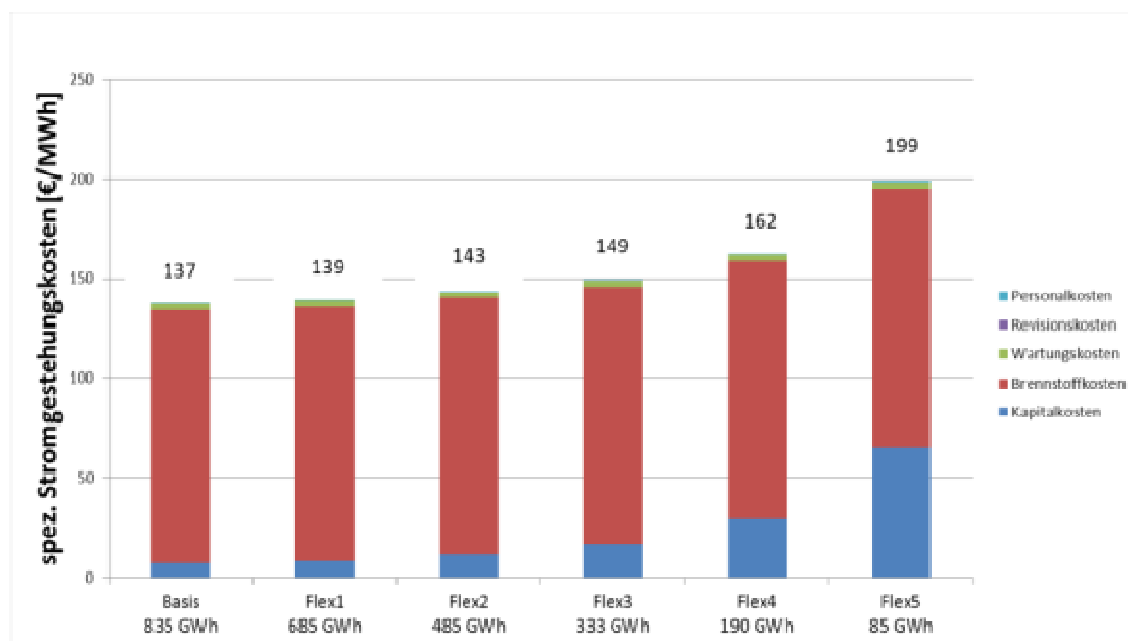
- Gasturbine 100 MW: Erdgas/Biomethan

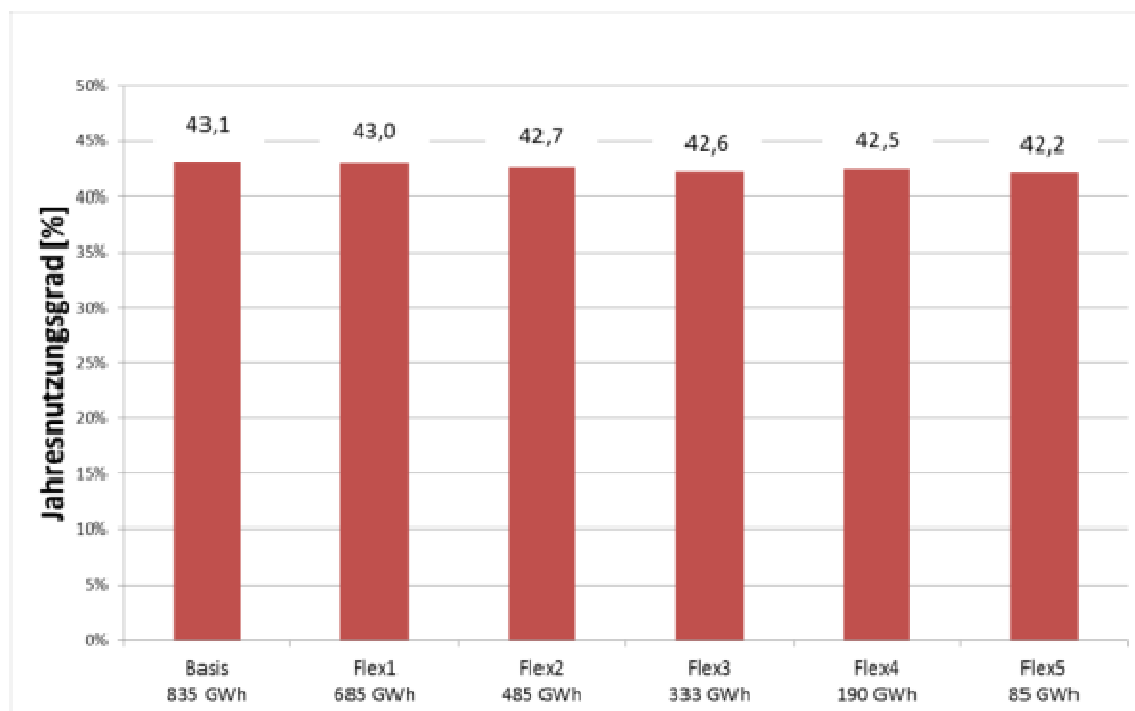
Erdgas





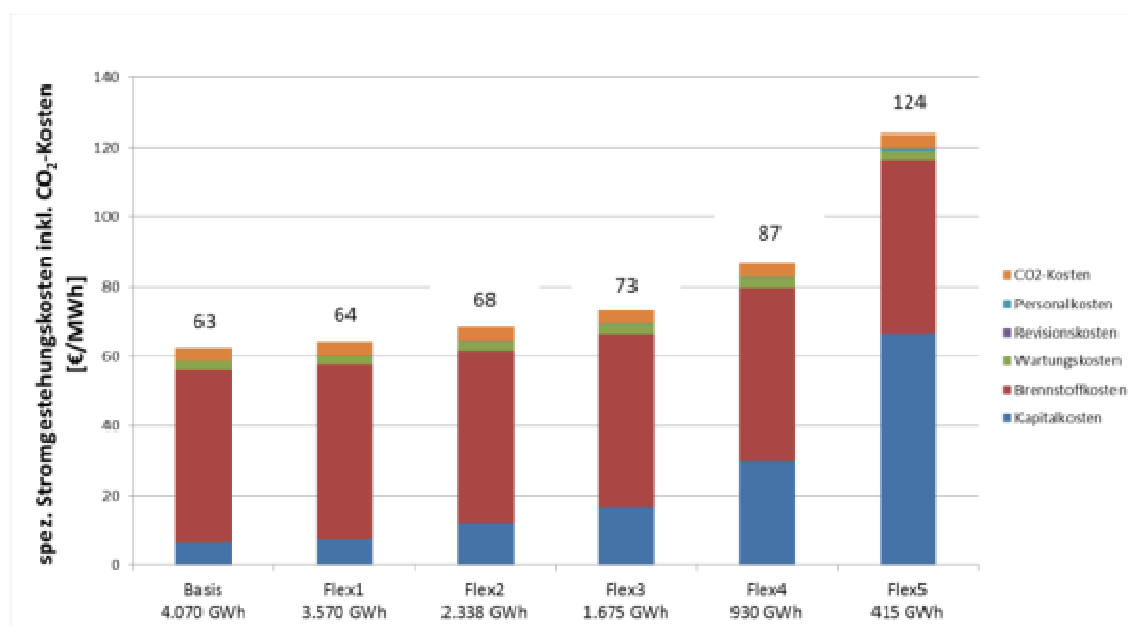
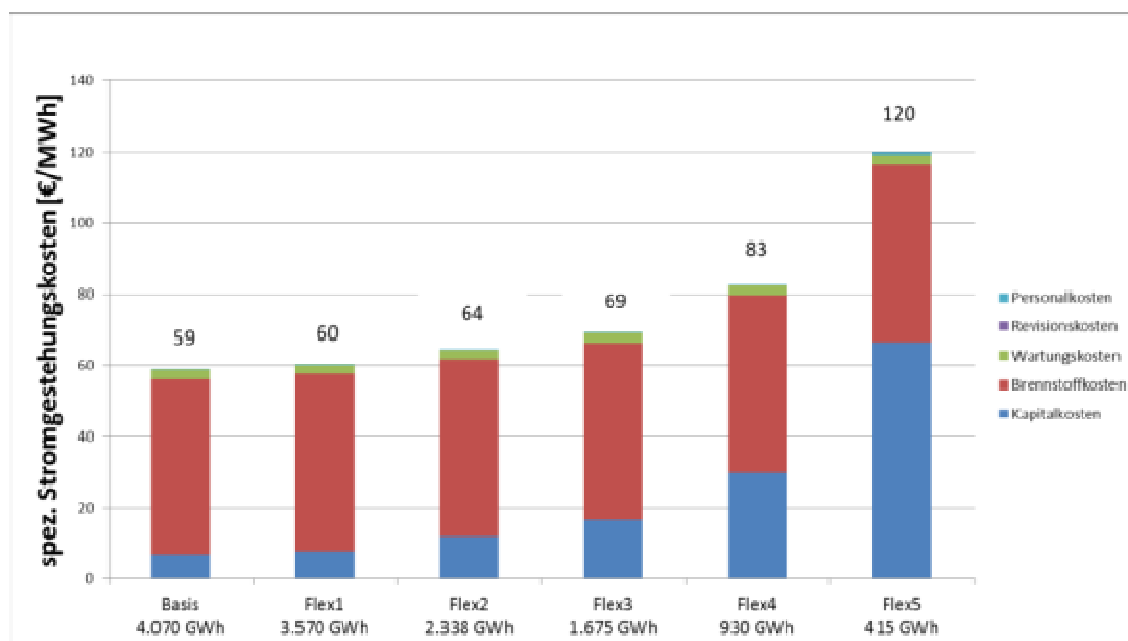
Biomethan

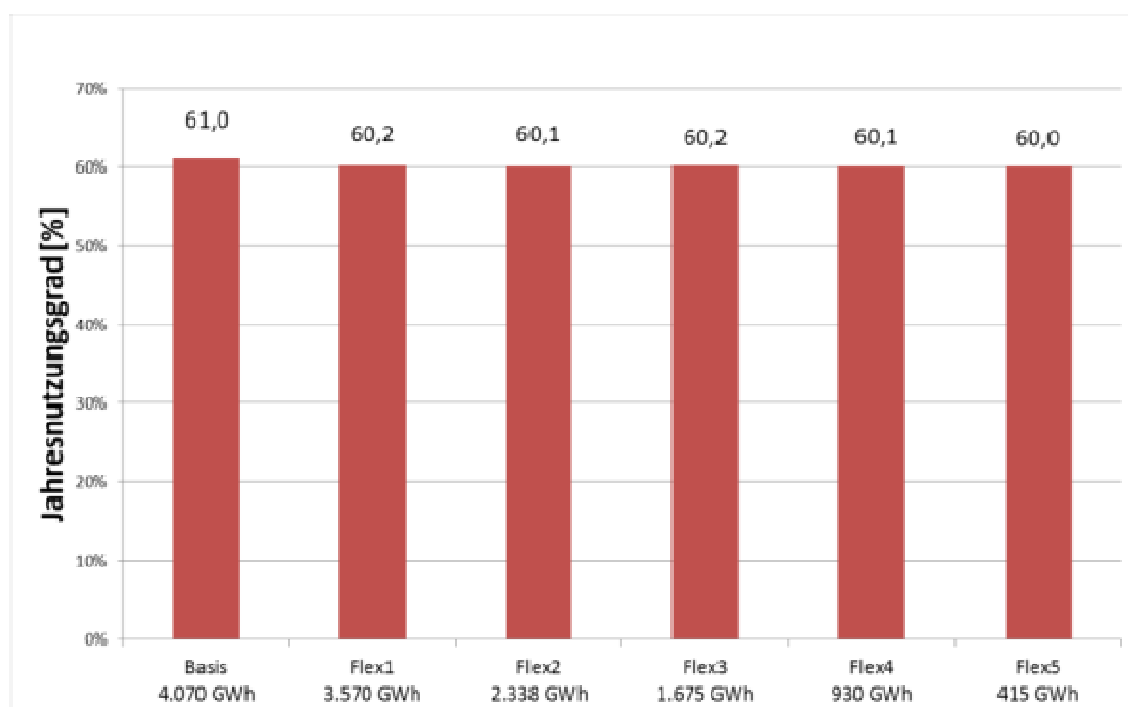
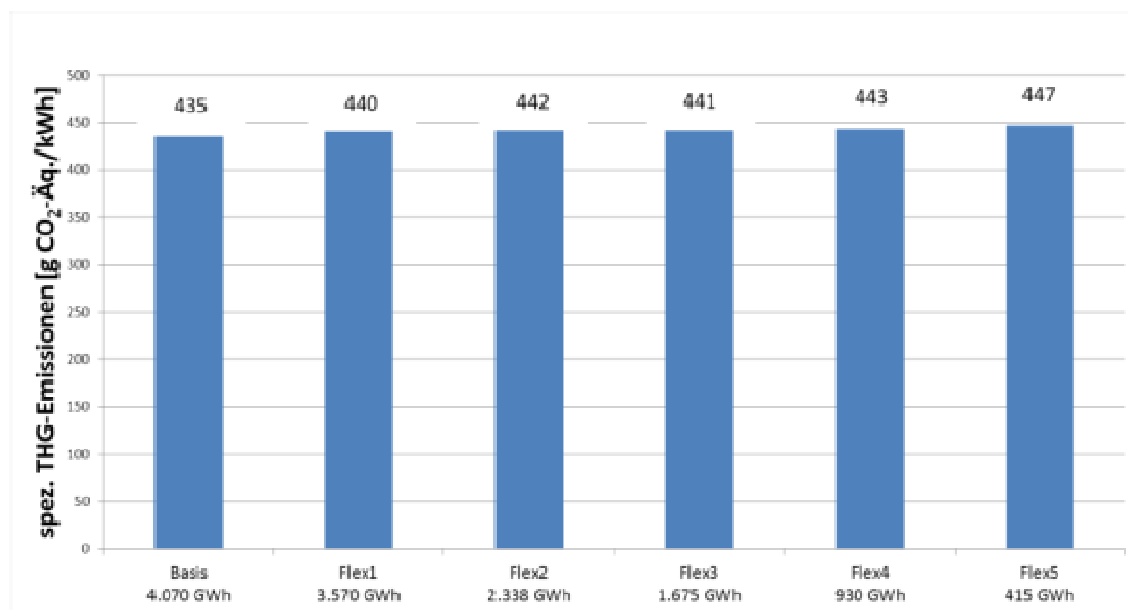




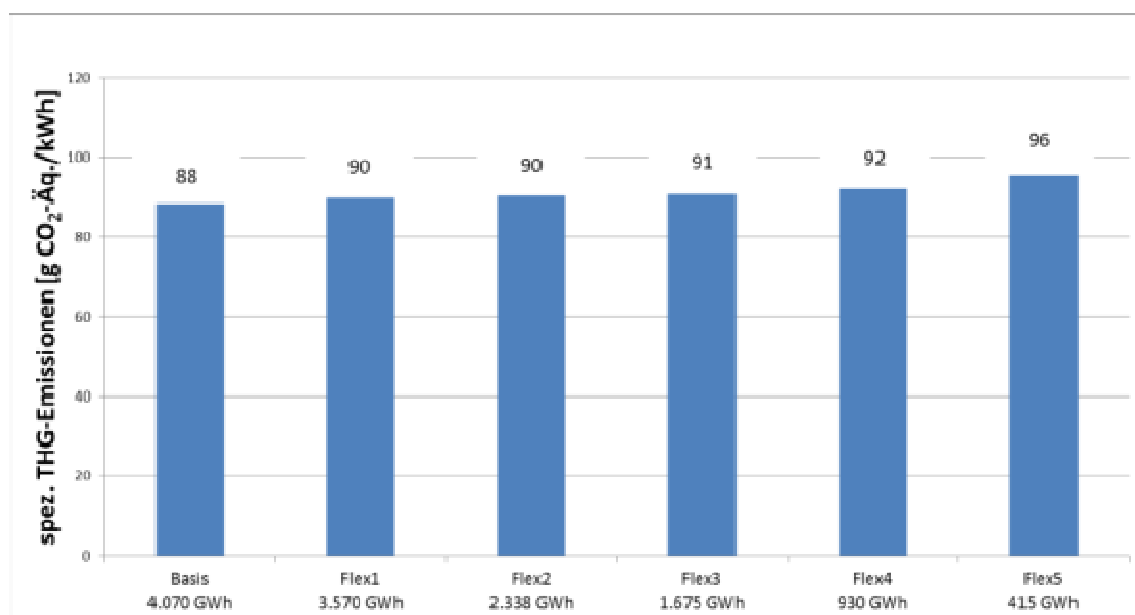
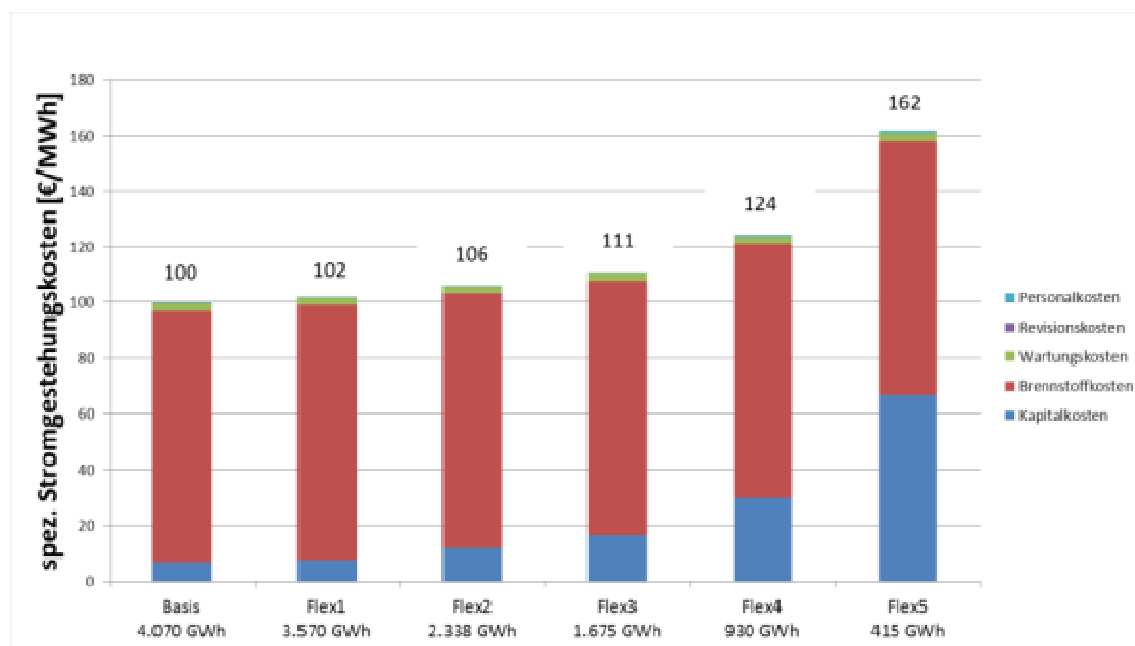
- GuD 500 MW: Erdgas/Biomethan

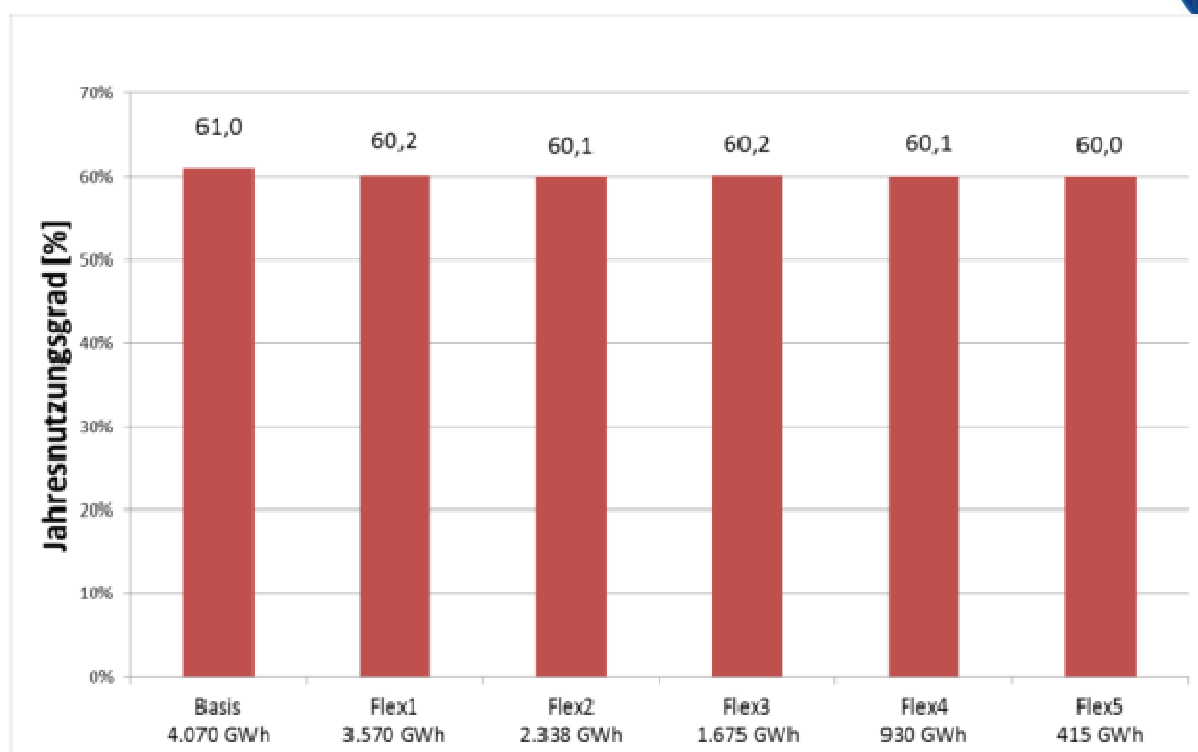
Erdgas





Biomethan





Kostenannahmen für Szenarien

Überblick über die wichtigsten Technologie spezifischen Annahmen in den Szenario Läufen:

	Abschreibungs- dauer	Investitions- kosten 2050	Einheit der Investitionskosten	Effizienz	
Kraftwerke					
Kohle	35	1340	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Kohle KWK	35	1402	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Braunkohle	40	1608	[€2012/kW-el]	45	Netto bez. des Heizwertes
GuD	25	615	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Entnahmed. GuD KWK	25	670	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Simple Cycle Gasturbine	25	400	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
Biogasmotor <= 2MW KWK	30	700	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
BioGasSpeicher	15	5	[€2012/kWh-Biogas]	100	Netto bez. des Heizwertes
Gasmotor >= 3MW KWK	30	600	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Feste Biomasse gegend. KWK	30	2600	[€2012/kW-el]	24	Netto bez. des Heizwertes
Müllverbrennung gegend. KWK	20	2000	[€2012/kW-primär Feuerleistung]	18	Netto bez. des Heizwertes
Photovoltaik	25	800	[€2012/kW-el]	72	Einstrahlung zu Strom
Wind - Onshore	25	1075	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
Wind - Offshore	25	3100	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
AA-CAES Leistung	30	813	[€2012/kW-el]	71	Ein+Auspeichern
AA-CAES Speicher	30	60	[€2012/kWh-el]	-	
LeistungsUpGrade	35	900	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Leistung	35	800	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Speicher	35	22	[€2012/kWh-el]	-	
P2G	35	1000	[€2012/kW-el Strom Aufnahme]	60	Netto bez. des Heizwertes
Wärmetechnologien					
Stromdirektheizung	20	30	[€2012/kWh-el]	97	
Fernwärme	20	10	[€2012/kWh-el]	97	
Stromdirektheizung Gebäude	20	800	[€2012/kW-therm]	300	
Wärmepumpe	20		[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Solarthermie Wärme Freifläche	30	290	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Solarthermie Gebäude	30	400	[€2012/kW-therm]	97	
Thermischer Gas Spitzenkessel	20	200	[€2012/kW-therm]	97	
Gasheizung	20	500	[€2012/kW-therm]	97	
Pelletsheizung	30	100	[€2012/m3]	0.2	% pro Stunde
Wärmespeicher	20	900	[€2012/m3]	0.014	% pro Stunde

Die Daten sind eigene Annahmen basierend auf verschiedenen Quellen. Die wichtigsten Quellen sind:

1 Andreas Schröder, Friedrich Kunz, Jan Meiss, Roman Mendelevitch and Christian von Hirschhausen, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Data Documentation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013

2 Enerinet.dk, Technology Data For Energy Plants, 2012 Link: [www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and energy_transport.pdf](http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske dokumenter/Forskning/Technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport.pdf) (abgerufen Oktober 2013)

IMPRESSUM

Verfasser

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie
und Nachhaltigkeit
Energie und Bioressourcen

Elisabethstraße 18/II, 8010 Graz
Tel: +43/316/876-1324
E-Mail: kurt.koenighofer@joanneum.at
Web: www.joanneum.at

Projektpartner und Autoren

- JOANNEUM RESEARCH
K. Könighofer, G. Jungmeier, I.
Kaltenegger, K.-P. Felberbauer, M.
Hingsamer
- TU Wien
G. Totschnig, M. Kloess
- GE Jenbacher
K. Payrhuber
- VERBUND Thermal Power
G. Wolkerstorfer

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH