

SIMULATION DER BEDEUTUNG VON „POWER TO HEAT“, PUMPSPEICHERAUSBAU UND THERMISCHER KRAFTWERKE FÜR EIN NAHEZU 100% ERNEUERBARES STROMSYSTEM IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND 2050

13. Symposium Energieinnovation, 2014 Graz

Dr. Gerhard Totschnig, André Ortner, Richard Hirner

Energy Economics Group (EEG)
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
TUWien

Die gezeigten Simulationsergebnisse sind im Rahmen Projektes AutRES100 entstanden.

Das Projekt AutRES100 wurde durch Mittel des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms Neue Energien 2020 durchgeführt.

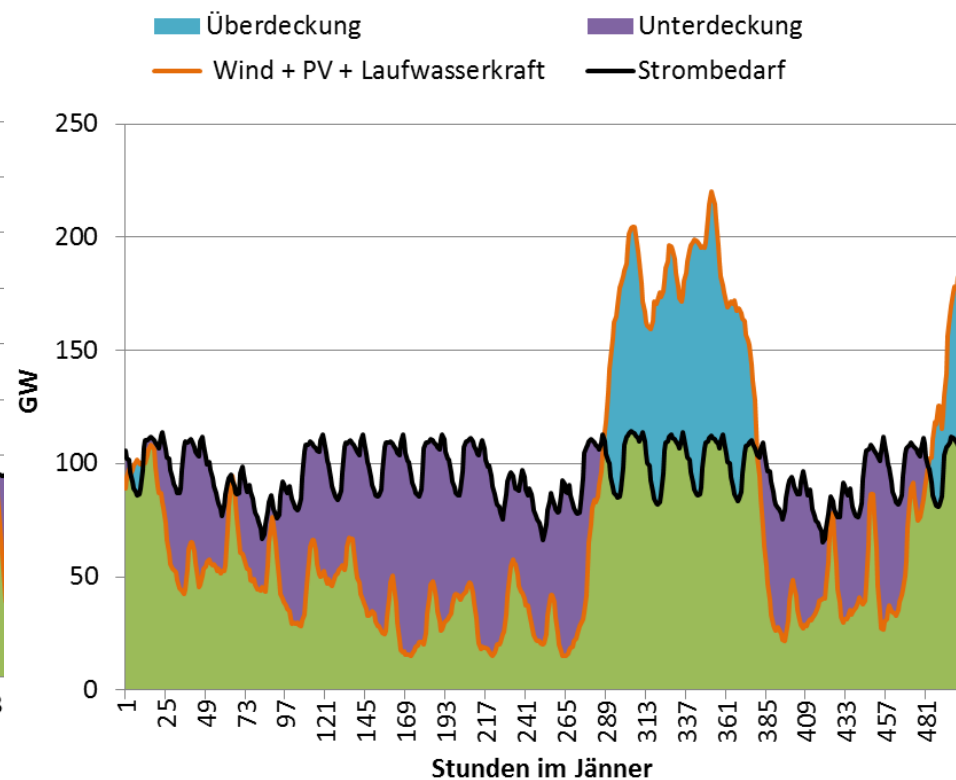
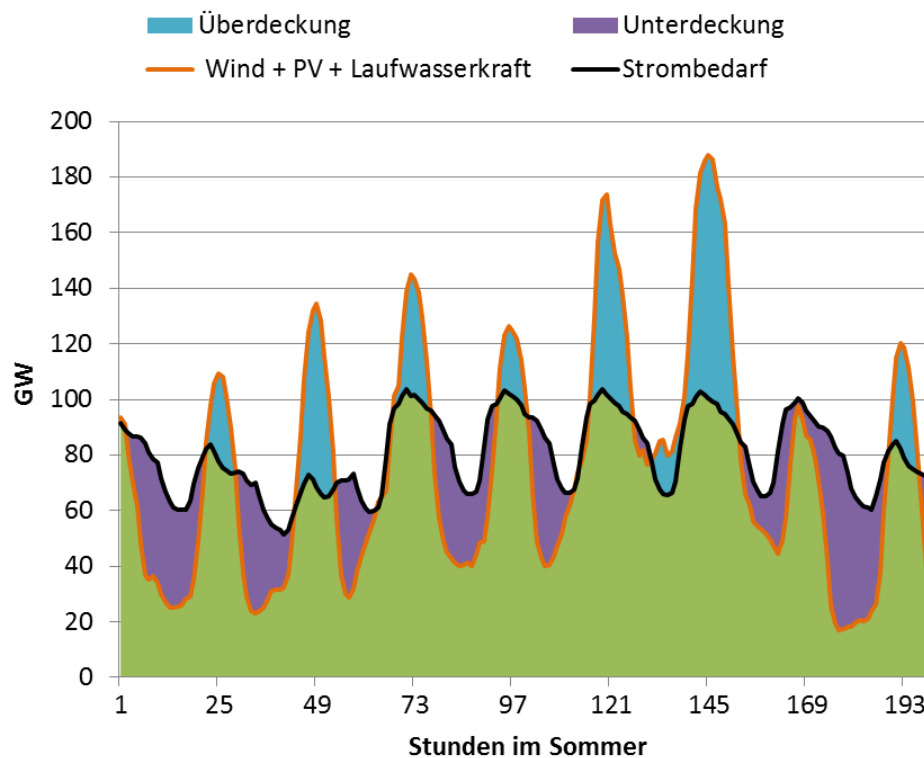


INHALT

1. Problemstellung
2. Übersicht über das HiREPS Modell
3. Darstellung von Simulationsläufen
4. Analysen energiewirtschaftliche Bedeutung von „Power To Heat“, Power to Gas, adiabate Druckluftspeicher, Pumpspeicherausbau und thermischen Kraftwerken für ein nahezu 100% erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland 2050

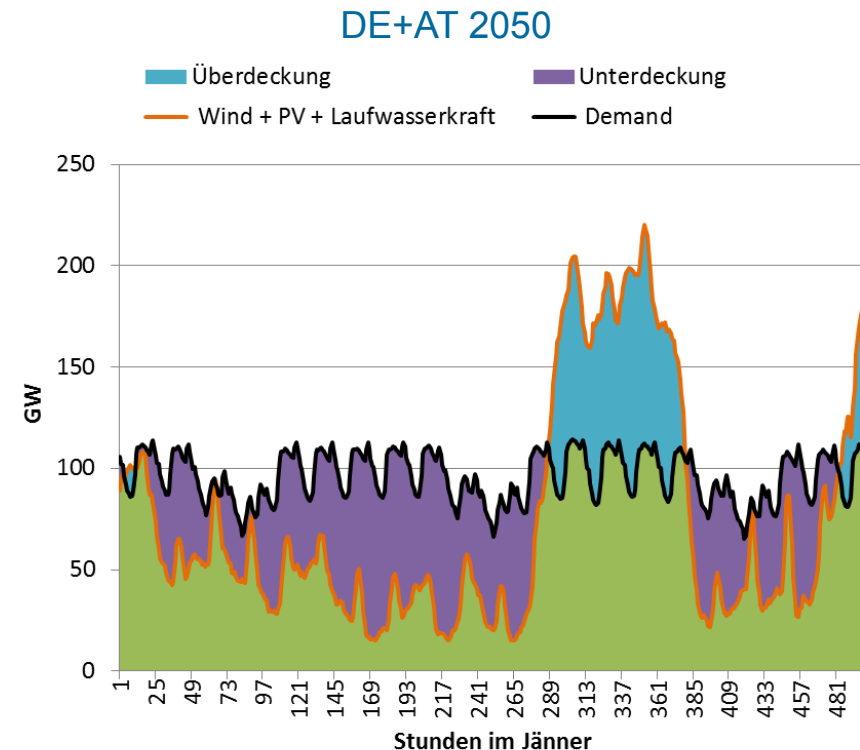
Die grundsätzliche Problematik eines Stromsystems mit hohem Wind und Solarstromanteil

DE+AT 2050



Lösungsmöglichkeiten

- Flexible Lasten: z.B. Power to Heat.
Steigerung des Strombedarfs bei
Erzeugungsüberschüssen,
Absenkung bei Erzeugungslücken
- Backup Erzeugung durch
Kraftwerke mit gesicherter Leistung
- Abregeln von Erzeugungsüberschüssen
- Stromspeicher



Das HiREPS Modell

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

- Analyse von zukünftigen Energiesystemen mit hohem Anteil an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien
- Gemeinsame Betrachtung des Strom- und Wärmesektors (Synergieeffekte)
- Investitionsoptimierung zur optimalen Auslegung verschiedener Systemkomponenten (Kraftwerkspark, Erneuerbaren Mix, Wärmeversorgung)
- Stündliche Kraftwerkseinsatzsimulation zur Analyse der ökonomischen und technischen Machbarkeit verschiedener zukünftiger Szenarien

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

Detaillierte Kraftwerkseinsatzoptimierung und Simulation folgender Komponenten:

- Wasserkraftwerke (Pump-/Speicher und Laufwasser: alle 400 Kraftwerke >10 MW)
- Thermische Kraftwerke (inkl. KWK-Anlagen + Option CO₂-Abscheidung)
- Wind und Solar (GIS-Datenbank)
- Nichtkonventionelle Speichertechnologien (P2G, Druckluftspeicher, ...)
- Wärmeversorgung (Heizkessel, Solarthermie, Wärmepumpe, Direktstromzusatzheizregister, Wärmespeicher)

In HiREPS implementiert aber hier nicht betrachtet:

- Lastflussberechnungen im Übertragungsnetz
- Elektromobilität

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

Methodischer Ansatz:

Modellierung zukünftiger Energiesysteme
mit Wetterdaten der Jahre 2005-2012 (Wasser, Solar, Wind).

Optimierung:

Minimierung der Gesamtsystemkosten des Strom und Wärmesektors
unter Berücksichtigung von Randbedingungen z.B. eines CO2
Emissionslimits

Der Kraftwerkseinsatz, der sich in der Optimierung ergibt, entspricht der profitmaximierenden Fahrweise der Kraftwerke, die ein Kraftwerksbetreiber bei den Strompreisen/Fernwärmepreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde.

(Annahme: perfekter Wettbewerb).

HiREPS Simulationsmodell

High Resolution Power System Model

Gewährleistung der Versorgungssicherheit:

- Gesicherte Leistung muss um Faktor 1,1 größer sein als Maximallast. Daraus ergibt sich endogen ein Kapazitätspreis.

Kostenbasierte Investitionen möglich für:

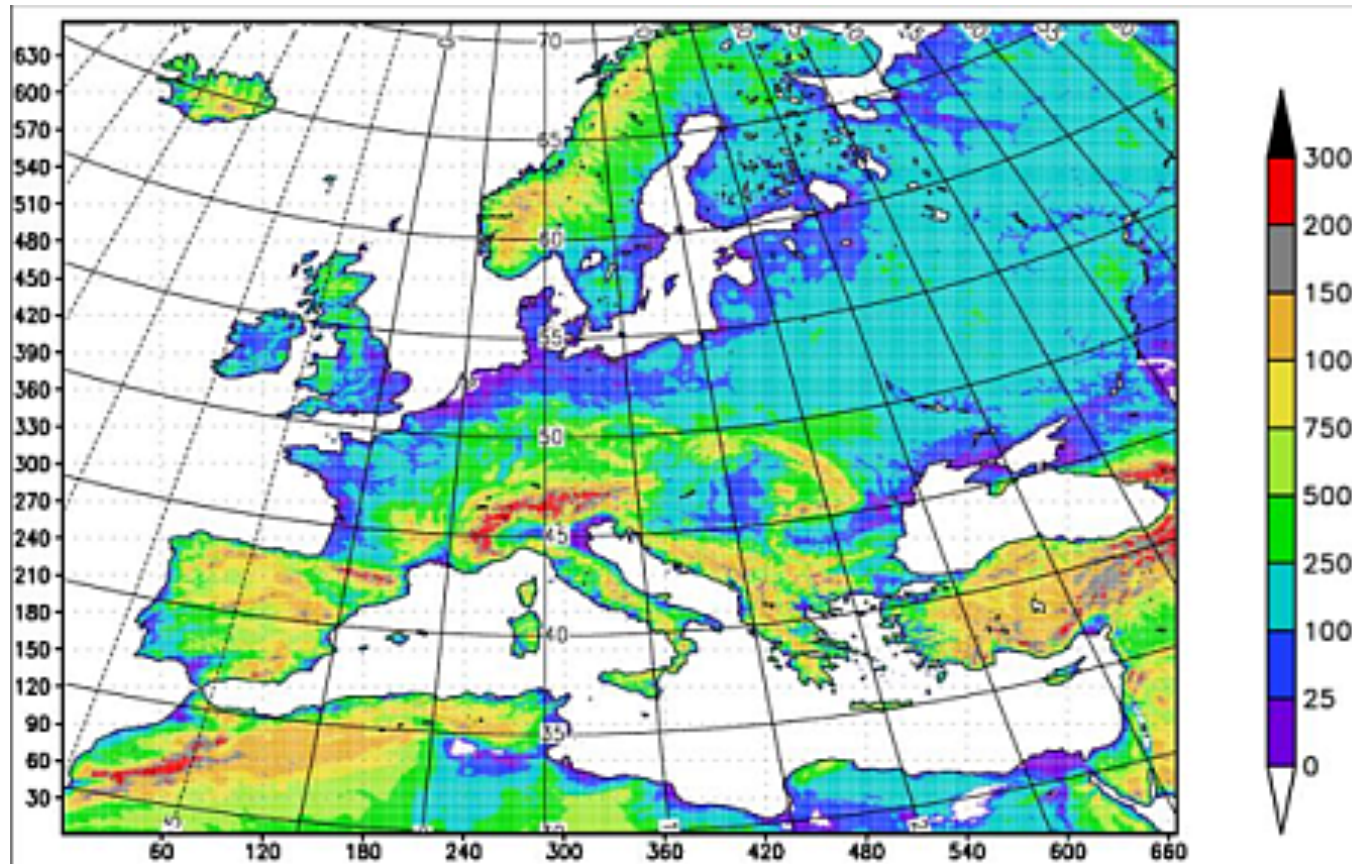
- Stromversorgung (fossile und erneuerbare Kraftwerke)
- Investitionen in Wärmeerzeugung und Wärmespeicherbau im Fernwärmesektor und dezentralen Gebäuden
- Pumpspeicherausbau
- Nichtkonventionelle Speicher (Power2Gas (P2G), AA-CAES)

Investitionen werden nur dann getätigt, wenn sie bei den simulierten Strom- und Wärmepreisen unter Berücksichtigung der Kapazitätsprämie profitabel sind.

Abbildung des Stromsektors

Wetter Input-Daten

Wind, Globalstrahlung und Temperatur → 7-28 km räumliche Auflösung, stündliche Daten, für 2005-2012

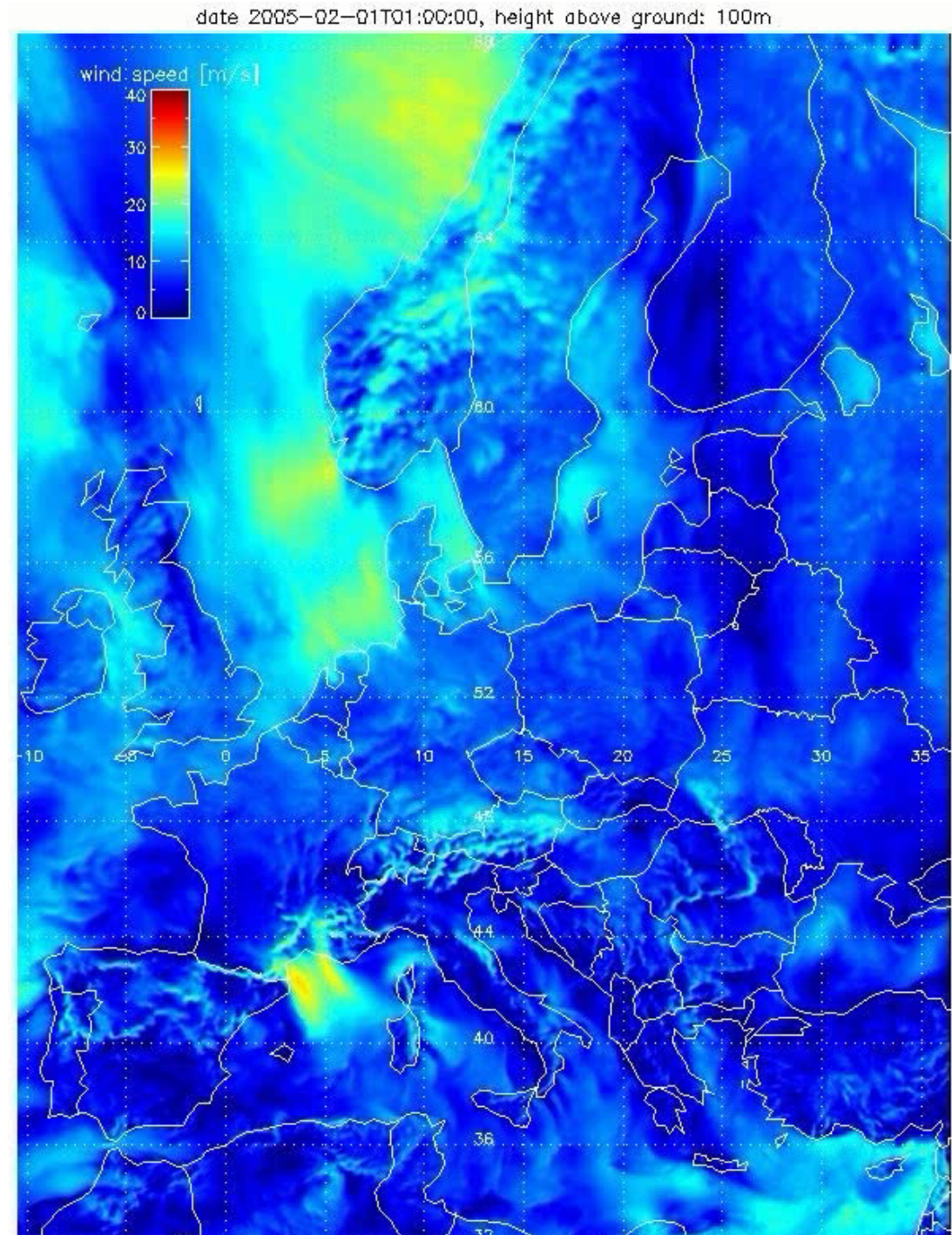


Topographie

Datenbankauszug:

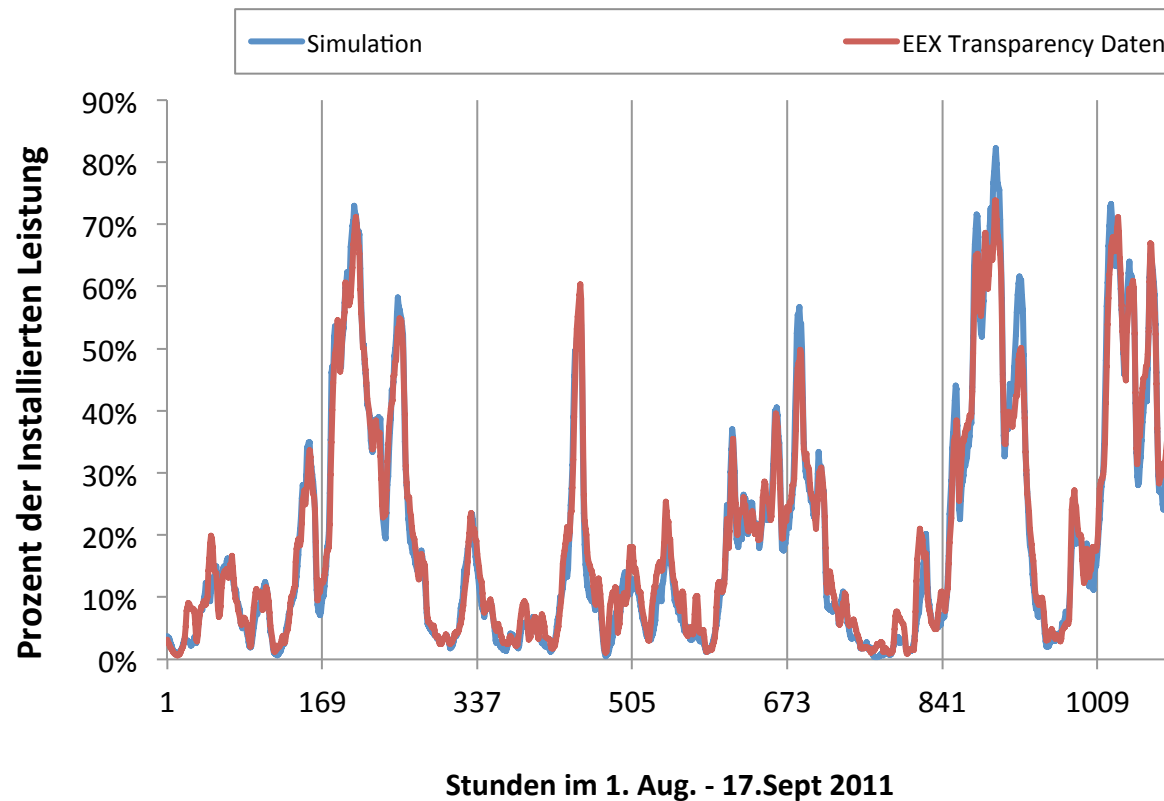
Windgeschwindigkeit
100m über Grund

Bsp.: Februar 2005
stündliche Daten



Beispiel Datenvalidierung:

Vergleich der simulierten Windenergieerzeugung mit der tatsächlichen Erzeugung (DE+AT)

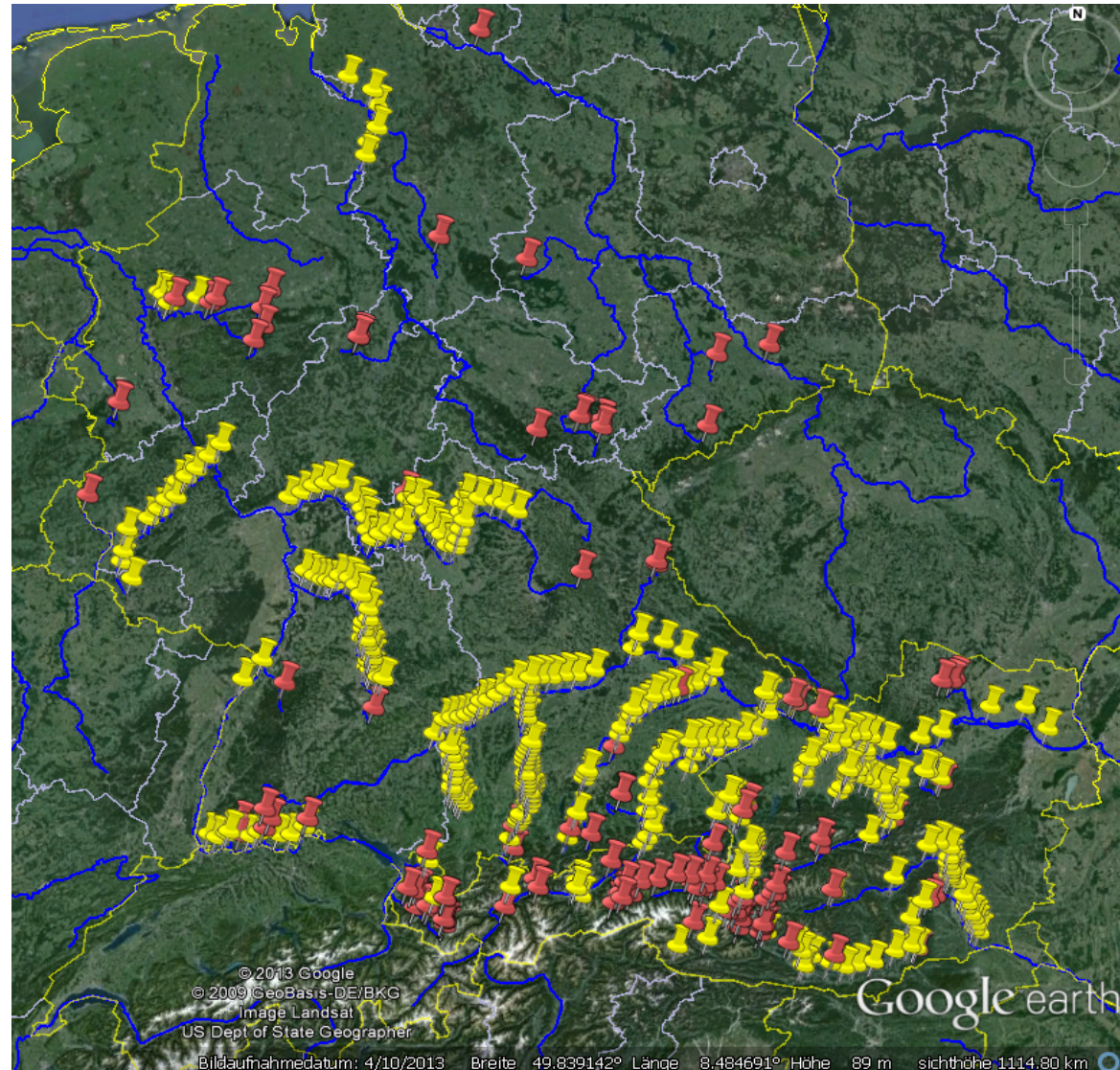


Beispiel: Implementierung der Wasserkraft

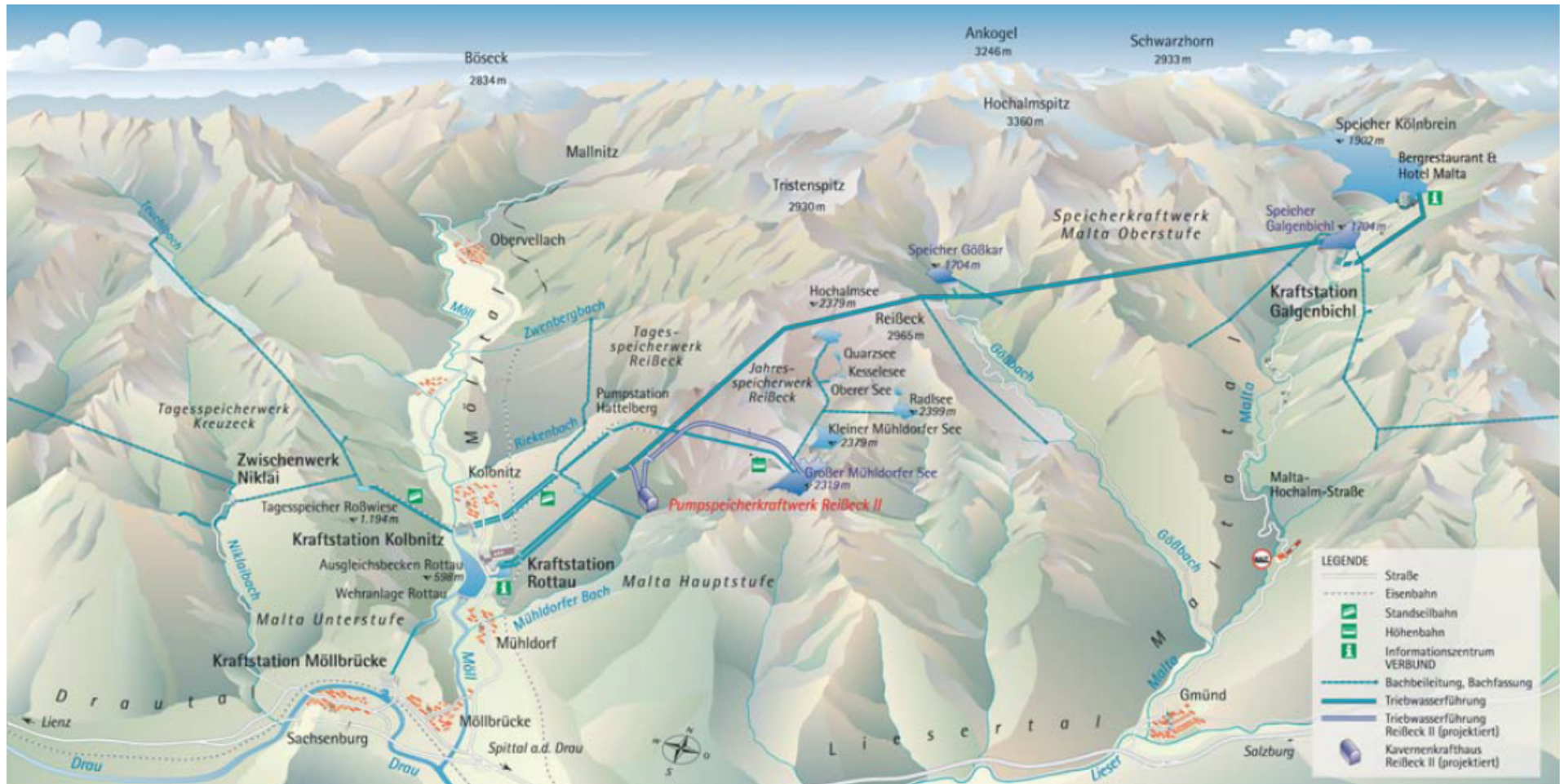
Das HiREPS-Modell beinhaltet
detailliert abgebildet alle 400
Wasserkraftwerke >5-10MW in
AT+DE

Rote Pins: Speicher- und
Pumpspeicher-Kraftwerke

Gelbe Pins:
Laufwasserkraftwerke



Detailgrad der HiREPS Modellierung der Wasserkraft



Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Kreuzeck

Simulation der Wasserkraft

- Detaillierte Kraftwerkseinsatzsimulation von über 400 Kraftwerken
- Simulation der Hydrologischen Zusammenhänge
- Laufzeiten des Wassers zwischen den Kraftwerken

Detaillierte Simulation der Thermischen Kraftwerke

Simulation unter Berücksichtigung von

- Startup Kosten
- Mindestlast
- Vorgaben zu minimalen Einschalt und Ausschalt Dauern
- Koppelung mit Wärmenetzen als Entnahmedampf oder Gegendruckanlage
- Effizienzkurven für Teillastbetrieb

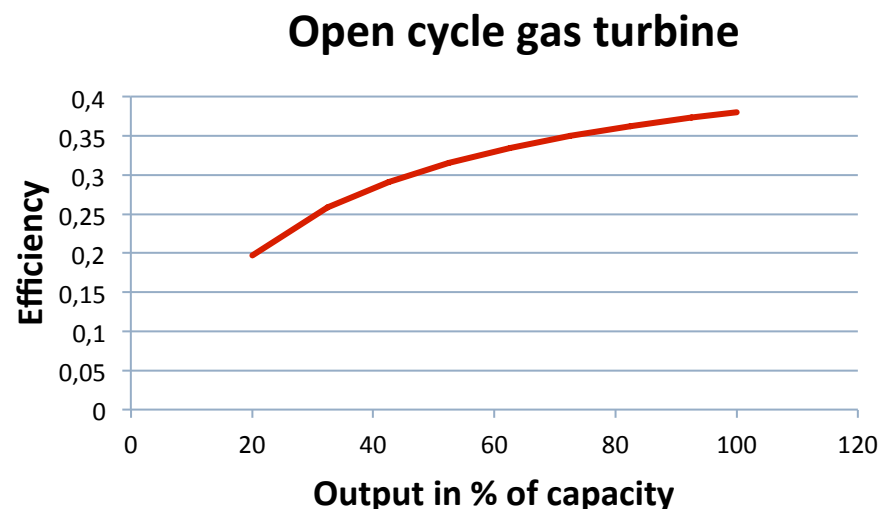


Abbildung des Wärmesektors

Betrachtete Sektoren des Wärmesystems

Netzgebundene Wärmebereitstellung (1 Sektor):

- Fernwärmenetze

Dezentrale Wärmebereitstellung (4 Sektoren):

- Dezentral geheizte Gebäude mit Heizkesseln (Gas oder Biomasse)
- Dezentral geheizte Gebäude mit Wärmepumpe

In allen Sektoren kann kostenoptimiert auch in:

Solarthermie, Direktstromzusatzheizregister, Wärmespeicher

Szenario Annahmen für die Untersuchung der energiewirtschaftliche Bedeutung von Speichern für die Energiewende

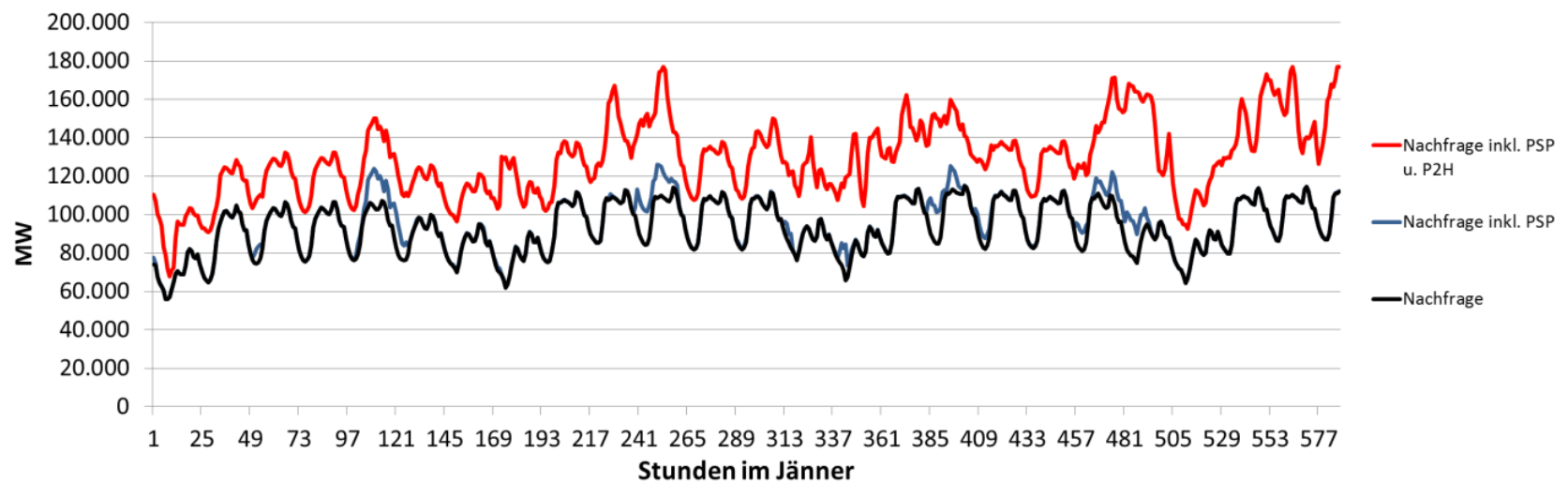
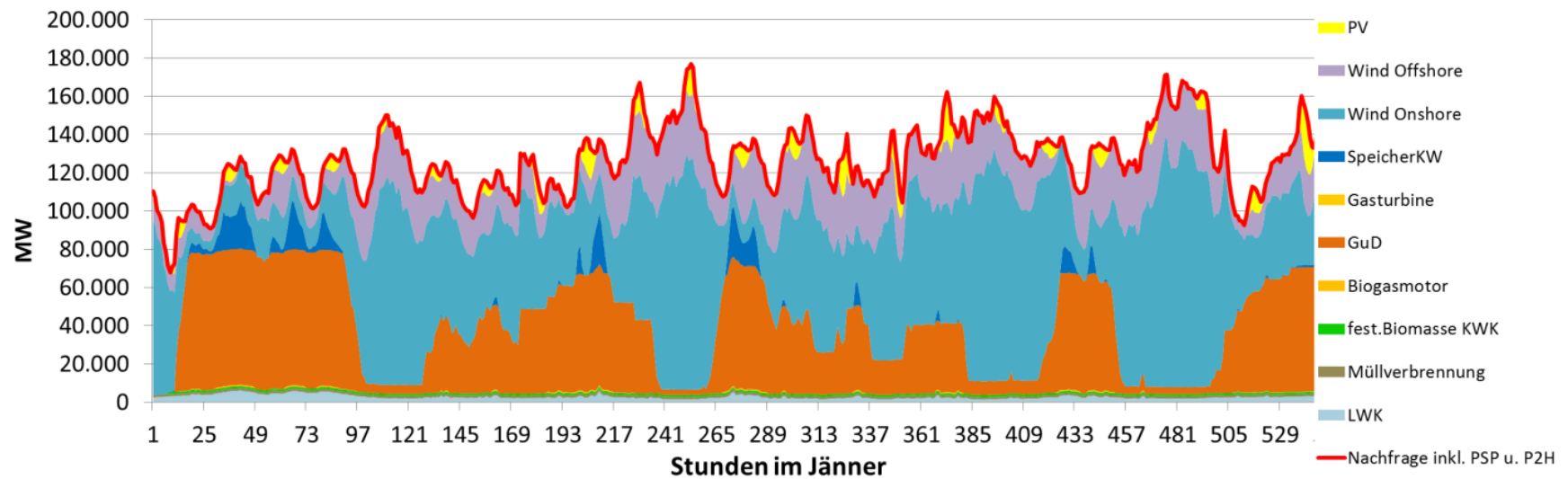
Szenario Annahmen

- 90% Reduktion der spezifischen CO₂ Emissionen im Vergleich zu 2011
- Simulation von Deutschland und Österreich
- Zunahme des Strombedarfs in DE+AT um 22%

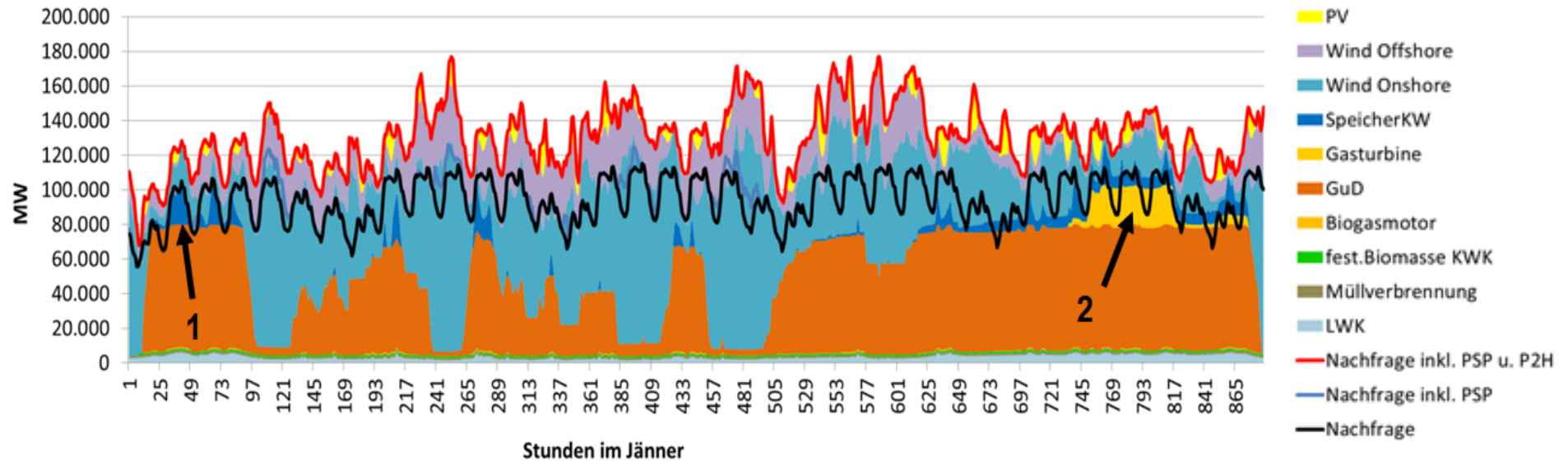
	Einheiten	2010	2020	2030	2050	2050/2010
Kohle	€2010/MWh_LHV	7.1	9.4	17.6	19.6	2.8
GAS	€2010/MWh_LHV	18.3	29.7	41.2	57.5	3.2
ÖL	€2010/MWh_LHV	29.7	46.6	55.1	74.1	2.5
Strom- verbrauch AT+DE	TWh	616	638	661	749	1.22

Ergebnisse Läufe 90% Emissionsreduktion im Stromsystem von DE+AT 2050

Stromerzeugung und Nachfrage im Jänner



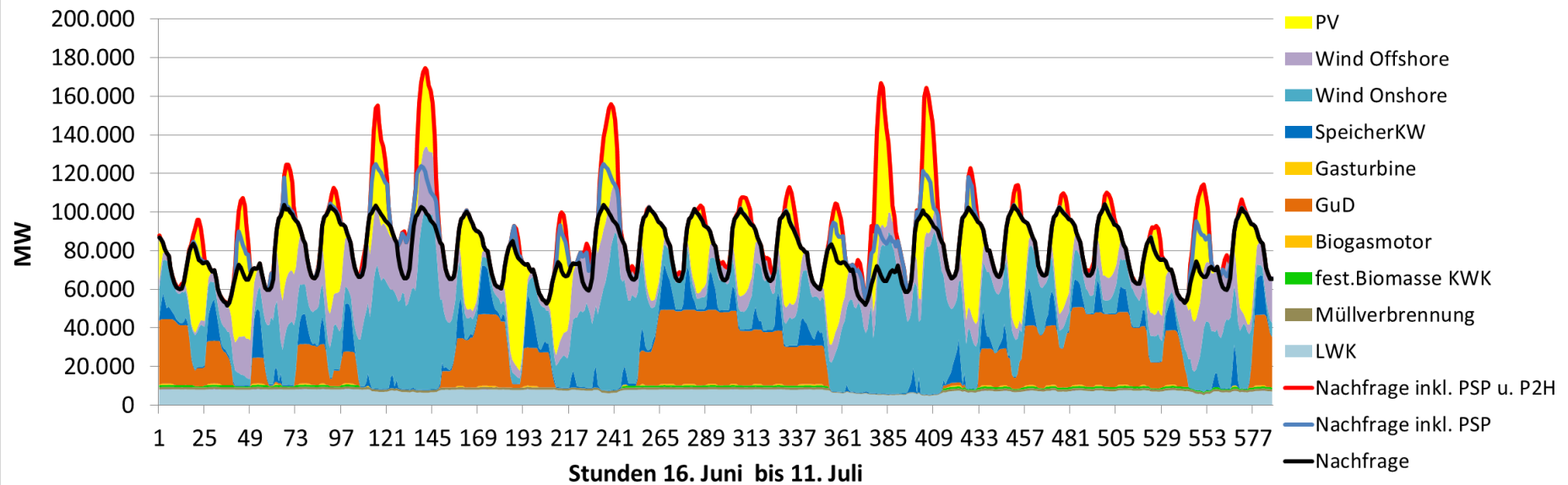
90% Emissionsreduktionslauf



Pumpspeicher haben kleineren Effekt
im Vergleich zur „Power to Heat“ plus Wärmespeicher

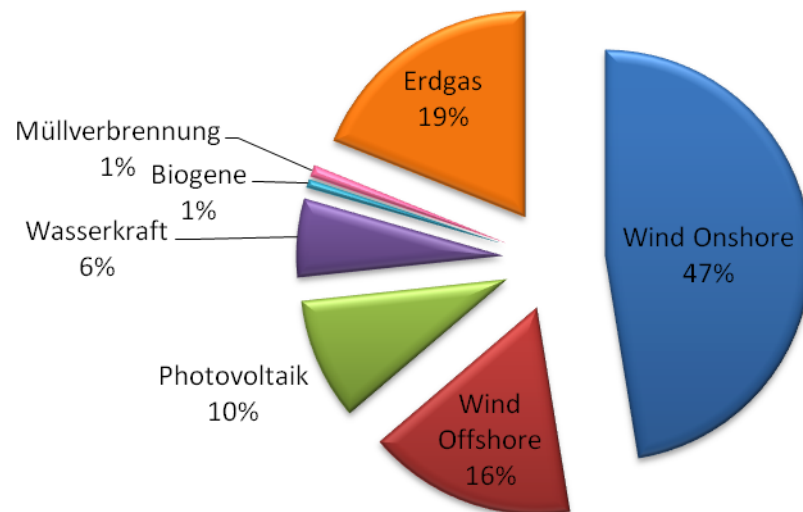
Kurze Erzeugungslücken(1) können Pumpspeicher
decken, lange und auch sehr große Erzeugungslücken
werden durch Gaskraftwerke gedeckt.

90% Emissionsreduktionslauf



90% Emissionsreduktionslauf

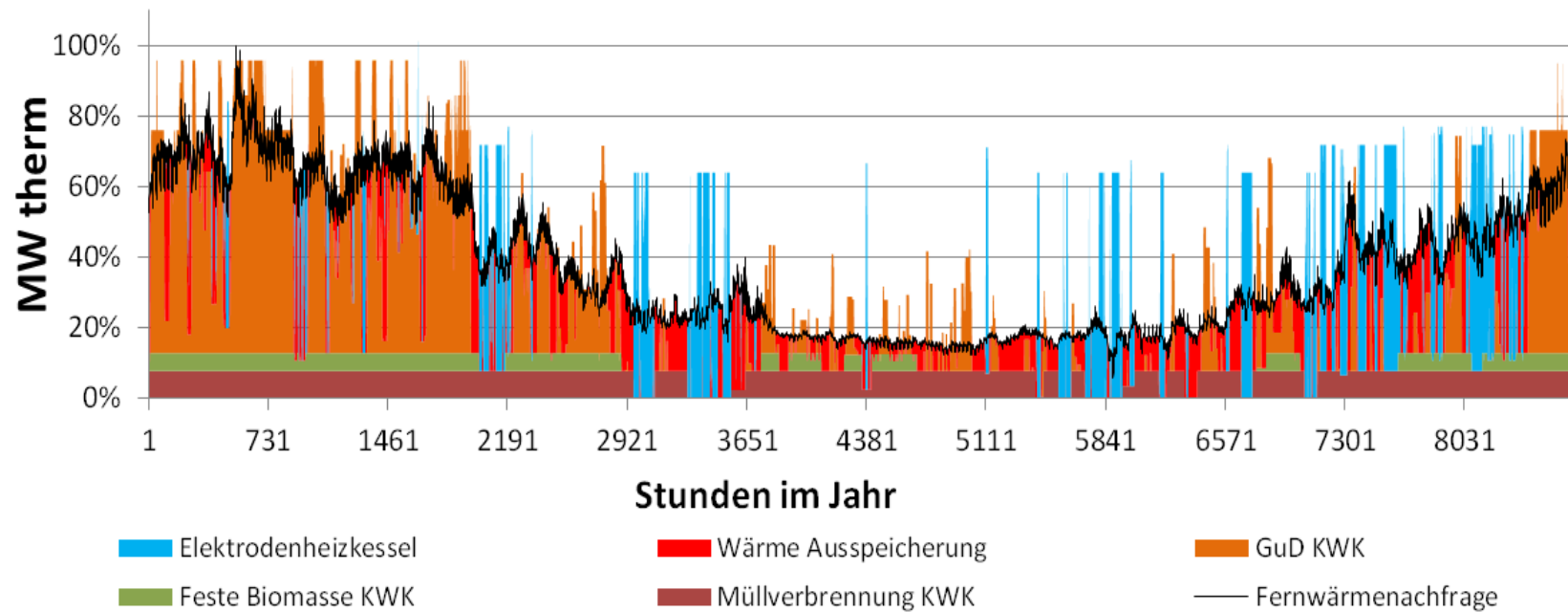
Stromerzeugungsmix



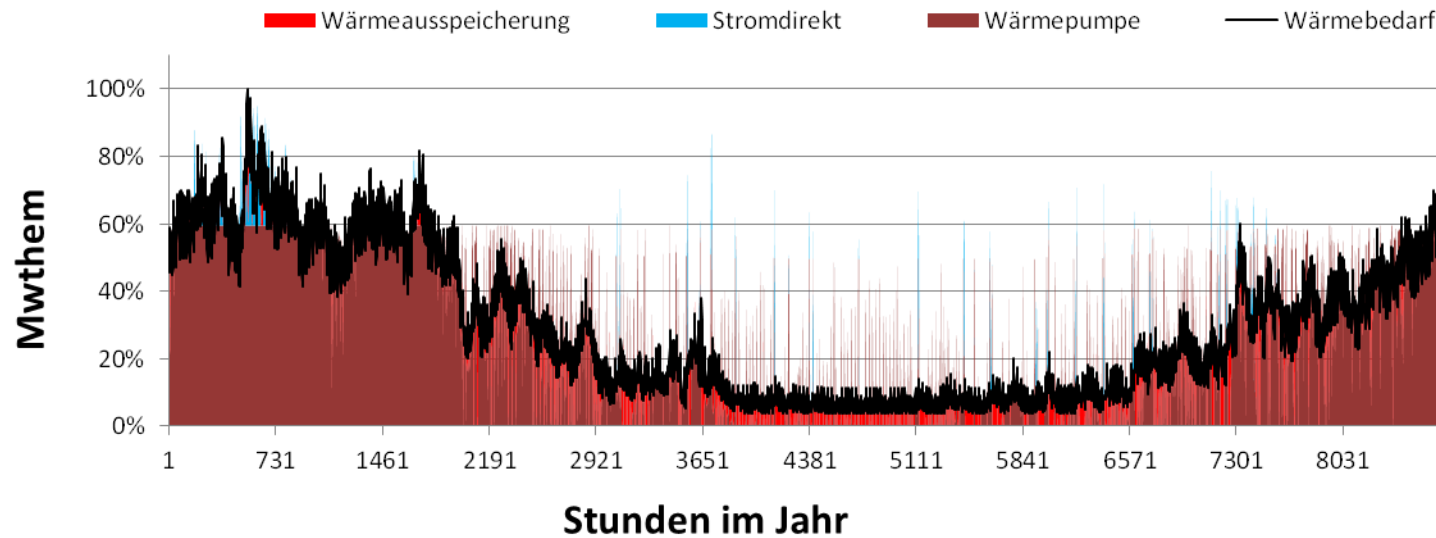
	Installierte Leistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	VLS
Wind Onshore	200	457	2285
Wind Offshore	38	158	4149
Photovoltaik	111	92	827
Wasserkraft	36	59	
Feste Biomasse	1,2	4,8	4133
BioGas	0,7	1,8	2532
Müllverbrennung	1,3	9	6981
Gasturbinen	59	1,8	30
GuD	77	181	2337
Gesamte Stromerzeugung :		964	

	Spezifischer Emissionsfaktor f. Strom	Mittl. Stromgestehungskosten
90%- Dekarbonisierungsszenario	67 gCO ₂ /kWh	81,2 Euro/MWh

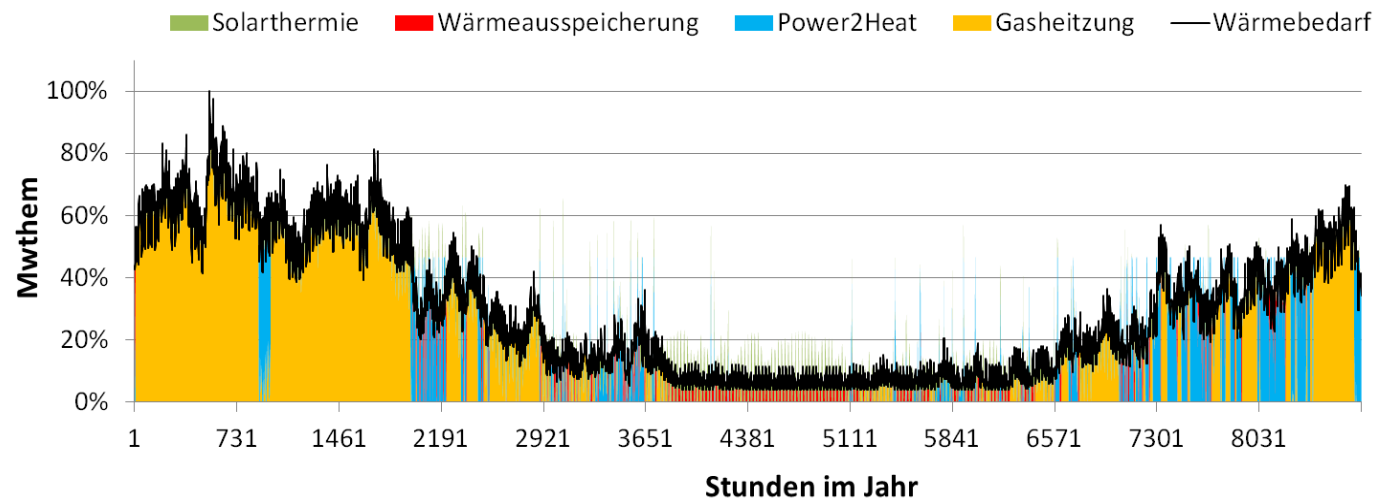
Fernwärmeerzeugung



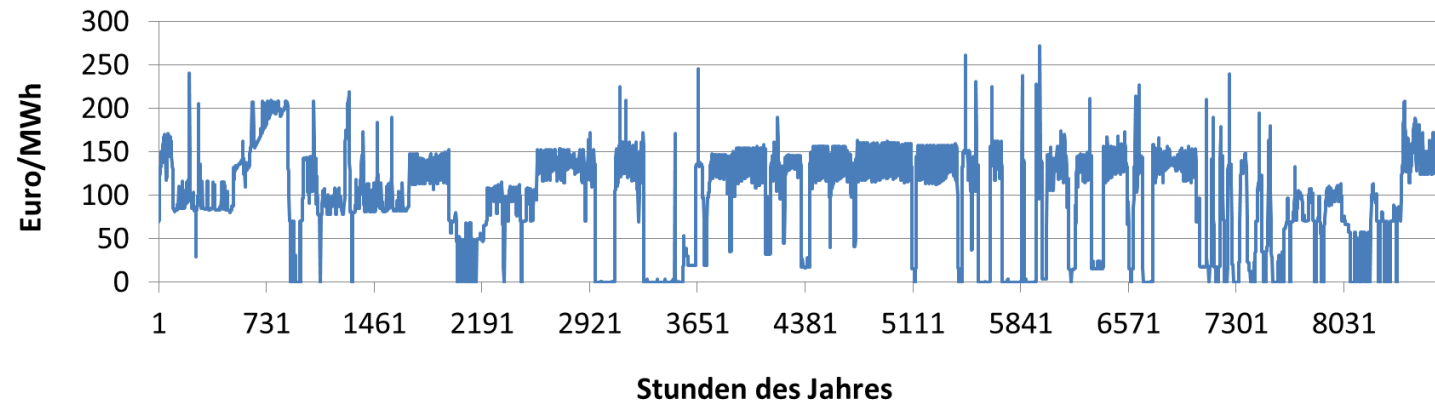
Gebäude mit Wärmepumpen



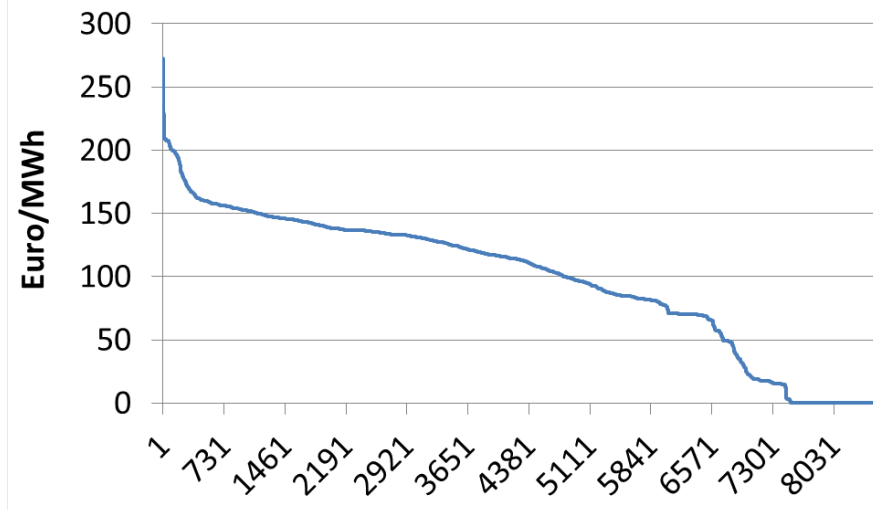
Gebäude mit Gasheizung+Direktstromzusatzregister



Strompreis

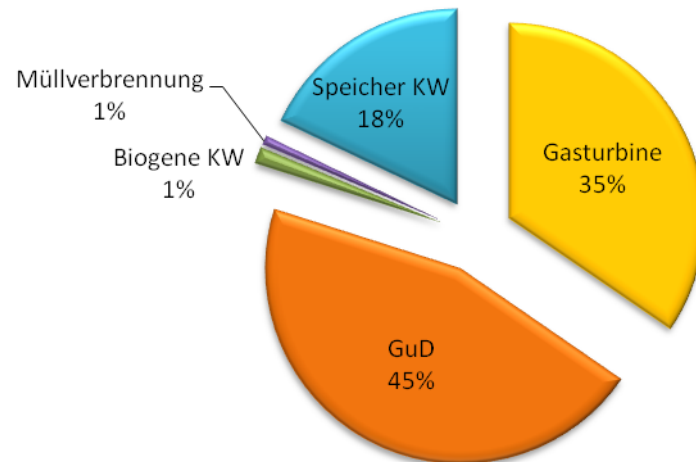


Strompreisdauerlinie



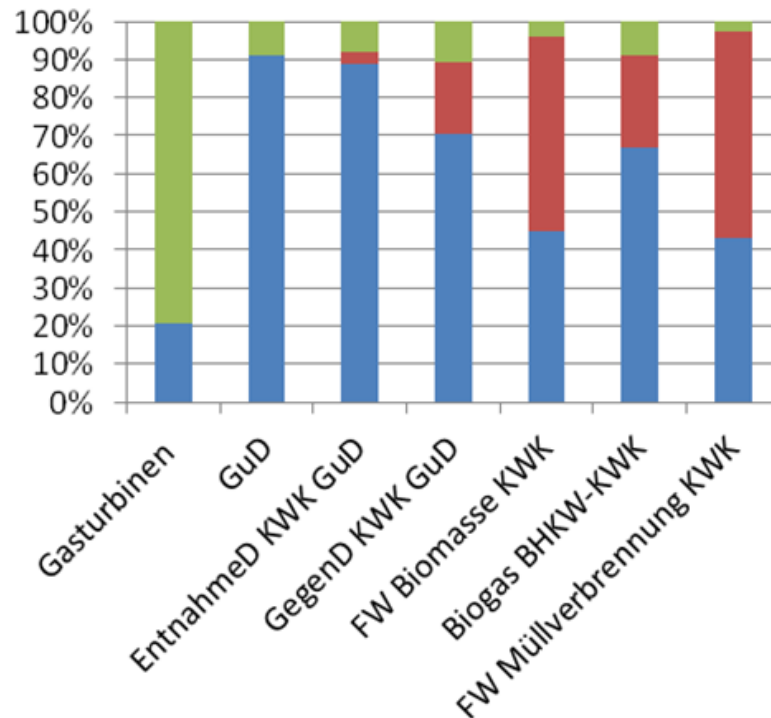
Gesicherte Leistung

Vorgabe: Gesicherte Leistung muss um Faktor 1,1 größer sein als Maximallast. Daraus ergibt sich endogen ein Kapazitätspreis.



Kosten der gesicherten Leistung beträgt 9% der Stromgestehungskosten, sind also nicht prohibitiv teuer.

Finanzierung der thermischen Kraftwerke



Die notwendige Kapazitätsprämie beträgt 48 Euro/kW und Jahr

Die Kosten der gesicherten Leistung betragen 9% der Stromgestehungskosten.

Die energiewirtschaftliche Bedeutung von „Power To Heat“ für ein nahezu 100% erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland 2050

Bedeutung von Power to Heat



CO2 Preis ist in allen Szenarien (siehe Tabelle) 110 €/tCO2.

- Ohne der Direktstromheizung steigt Abregelung Wind+PV von 3.6% auf 11%
- Ohne Direktstromheizung steigt der CO2 Ausstoß um 32% und die Systemkosten 6%
- Ohne Direktstromheizung und Wärmepumpe steigt der CO2 Ausstoß um 61%
- Wärmepumpen bewirken eine Dekarbonisierung im gasbeheizten Gebäudebereich und ein Einsparen von Biomasse
- Gasverbrauch zur Stromerzeugung steigt, obwohl der Strombedarf sinkt

	Abregelung Wind+ PV %	CO2 Emissionen Strom+Wärme Mio t CO2	Wind + PV Einspeisung TWh	Jahres- Strom- Erzeugung TWh	Gas zur Strom- Erzeugung TWh	Total Cost Heat and Power (Mrd. Euro pro Jahr)	Installierte Kapazität			Ausbau (Pump-) Speicher- Wasserkraft GW	Verlagerungs- dauer typ. SpeicherKW h
							Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW		
90% Dekarbonisation (A)	3.6	78	707	964	335	95	200	38	111	12	26
Ohne Direktstrom Heizung (F)	11	103	569	870	427	100	200	12	135	14	19
Ohne Wärmepumpe und Direktstrom Heizung (G)	10	126	486	758	372	101	200	10	115	15	18

Blaue Werte sind Szenario Vorgaben

Bedeutung von Pumpspeicherausbau



CO2 Preis ist in allen Szenarien (siehe Tabelle) 110 €/tCO2.

- CO2 Emissionen ändern sich zwischen +7%(ohne Pumpspeicherausbau) und -5%(unlimitierter Speicherneubau und Leistungsupgrade)
- Abregelung von Wind und PV ändert sich nur wenig.
- Gesamtsystemkosten, bei vorgegebenem CO2 Preis, unverändert vom Pumpspeicherausbau
- Effekte vom Pumpspeicherausbau klein im Vergleich zu „Power To Heat“

	Abregelung Wind+ PV %	CO2 Emissionen Strom+Wärme Mio t CO2	Wind + PV Einspeisung TWh	Jahres- Strom- Erzeugung TWh	Gas zur Strom- Erzeugung TWh	Total Cost Heat and Power (Mrd. Euro pro Jahr)	Installierte Kapazität			Ausbau (Pump-) Speicher- Wasserkraft GW	Verlagerungs- dauer typ. SpeicherKW h
							Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW		
90% Dekarbonisation (A)	3.6	78	707	964	335	95	200	38	111	12	26
Ohne Pumpspeicher Ausbau (H)	3.8	83	693	966	361	95	200	37	100	0	131
Unlimitierte Generische PSP (K)	3.6	74	717	961	312	95	200	39	121	23	42
Ohne Direktstrom Heizung (F)	11	103	569	870	427	100	200	12	135	14	19
Ohne Wärmepumpe und Direktstrom Heizung (G)	10	126	486	758	372	101	200	10	115	15	18

PV wird genutzt obwohl es die Kostenannahmen für PV höher sind als für Wind Offshore 2050

	Investment Kosten 2050 [in €2010]	Volllaststunden	FixCost [€/kW-el per year]	Stromgestehungs- kosten €/MWh
Wind Onshore	1075	2300	30	53
Wind Offshore	3100	4200	62	78
PV	800	840	8	91

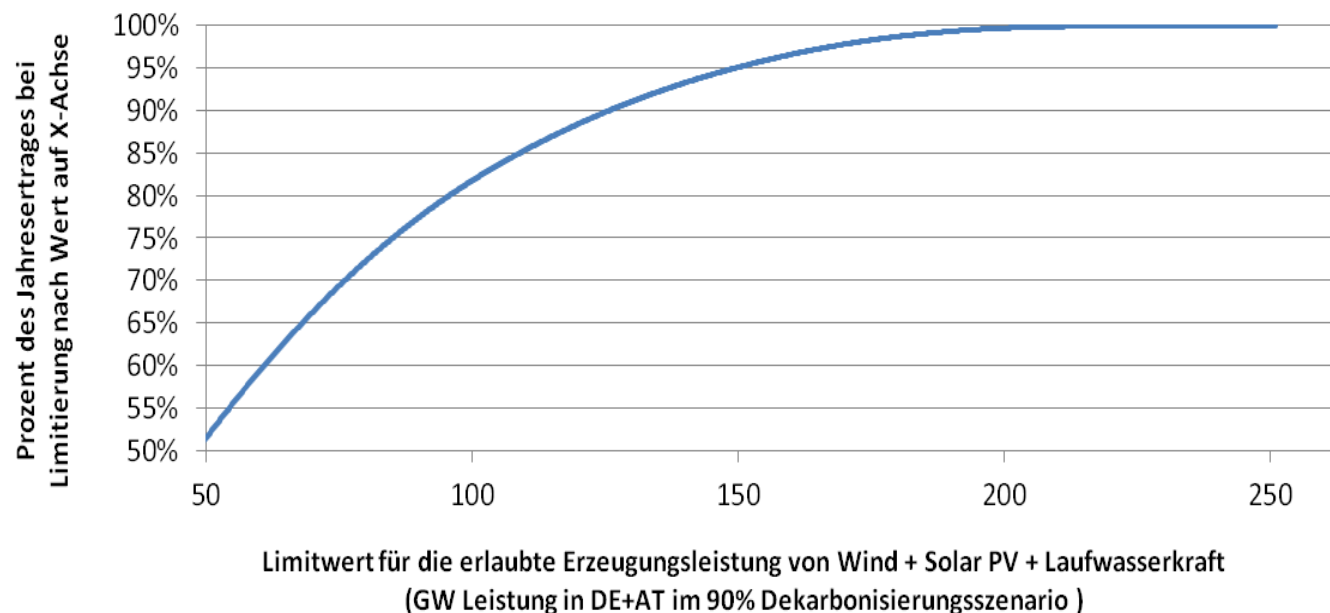
*Blaue Werte
sind Szenario
Vorgaben*

	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photovoltaik GW	Abregelung Wind+ PV Erzeugung %	Einspeisung Wind On+Off TWh	Einspeisung PV TWh	Einspeisung Wind+PV TWh	Gesamtsystem Kosten Strom+Wärme Mrd. €	CO2 Emissionen Strom+Wärme Mio t CO2	CO2 Preis €/tCO2
100 GW Wind Onshore(D)	100	91	97	1.2	619	82	701	98.3	76.5	110
200 GW Wind Onshore (A)	200	38	111	3.6	615	92	707	94.9	78.0	110
Unlimitierter Wind (E)	273	10	107	7.7	635	87	721	94.2	77.2	110
100 GW Ohshore 70 GW Offshore 76.5 MtCO2 Limit (I)	100	70	184	1.0	533	155	688	99.2	76.5	187
PV 2020 Fixiert 76.5MtCO2 Limit (J)	100	101	53	1.2	664	45	709	98.5	76.5	121

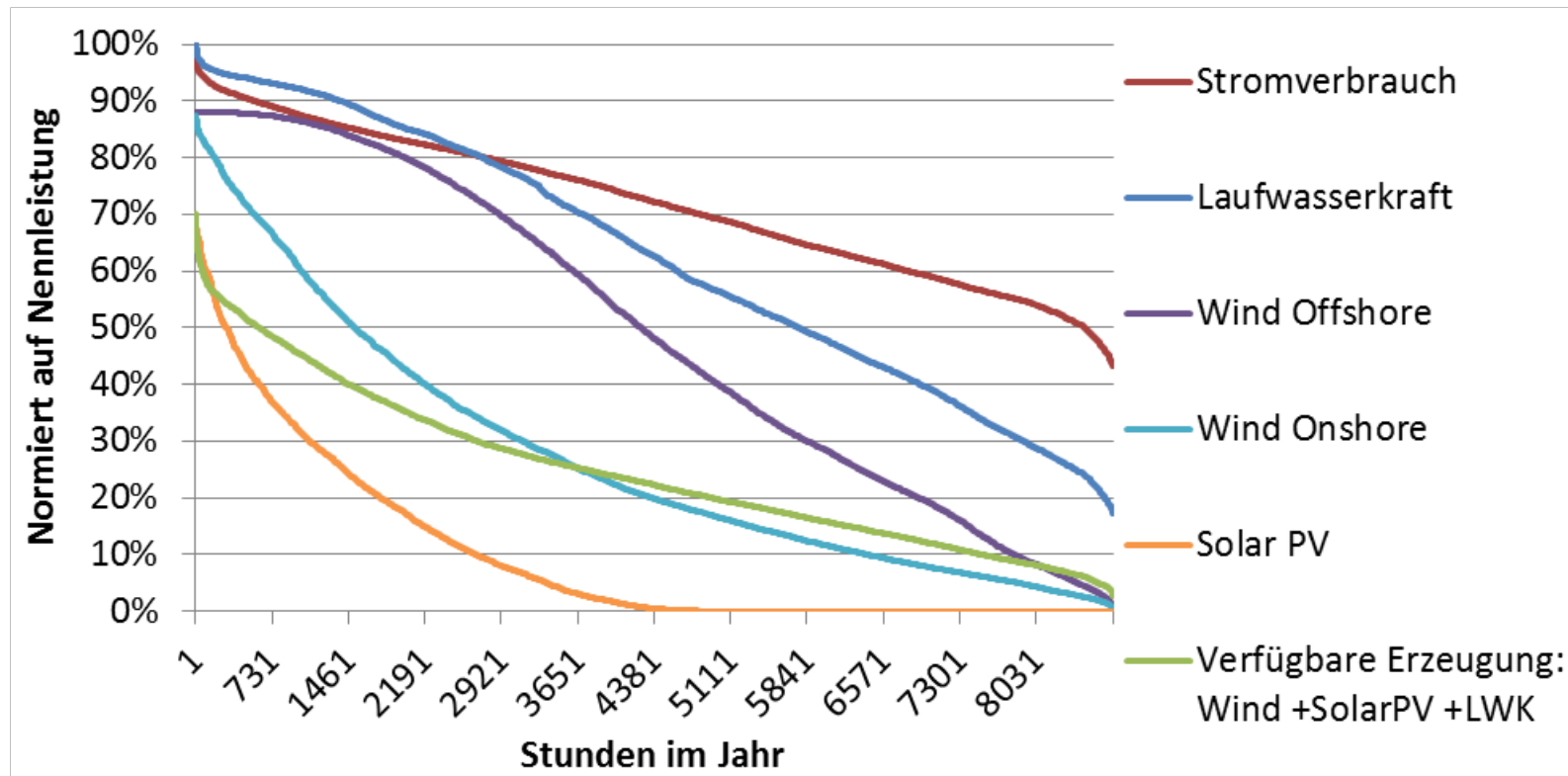
Das Leistungsparadoxon

90% Dekarbonisierungsszenario sind 358 GW Nennleistung an Wind +PV+Laufwasserkraft installiert.

Trotzdem würde man bei Limitierung auf 126GW Einspeisung 90% des Ertrages erhalten! Die Maximale Last DE+AT 2050 ohne P2H und Pumpspeicher ist in diesem Szenario 120GW.



Dauerlinien der Verfügbaren Einspeisung DE+AT 2050



Schlussfolgerungen 1

- 90% CO₂ Emissionsreduktion im Stromsystem von Deutschland und Österreich ist möglich OHNE die Notwendigkeit nach neuen noch zu entwickelnden Speichersystemen. Als Pumpspeicher werden nur Tagesspeicher gebaut mit Verlagerungsdauern um die 25 Stunden.
- Power to Heat kann für die notwendige Nachfrageflexibilität zur Integration von Wind und Solarenergie sorgen.
- Effiziente Gaskraftwerke können die Versorgungslücken schließen bei relativ geringen CO₂ Emissionen.
- Die erforderlichen Kapazitätsprämien für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit belaufen sich auf 9% der Stromgestehungskosten. Die Kosten sind also moderat.

Schlussfolgerungen 2

- Unter den gegebenen Kostenannahmen, ist der Einsatz der „*Power to Gas*“ Technologie nur wirtschaftlich wenn die CO₂ Emissionen mehr als 90% reduziert werden sollen oder bei starken Netzenspännungen z.B. an der Nordsee.
- Adiabate Druckluftspeicher waren in den betrachteten Szenarien nicht wirtschaftlich

Die eigentlichen Herausforderungen zur Erreichung eines erneuerbaren Strom und Wärmesystems scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur, sondern die politische und gesellschaftliche Organisation des Energiesystemumbaus:

- Ein starker Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung ist notwendig um ein erneuerbares Energiesystem zu erreichen. Energieeffizienz reduziert die Erforderlichen installierten Kapazitäten.
- Änderungen in der Strommarktorganisation (Kapazitätsmechanismen) werden in der Zukunft notwendig sein um die gesicherte Leistung zu gewährleisten.
- Um „Power to Heat“ zu ermöglichen ist eine zeitliche Flexibilisierung der Steuern und Netzgebühren notwendig.

Ergänzungsfolien

Vergleich mit Fossilem Szenario



	Mittlere Stromgesteh- ungskosten €/MWh	Gesamtsystem- kosten Strom+Wärme Mrd. €	Spez. Emissions- faktor f. Strom gCO ₂ /kWh	Abnahme CO ₂ Emissionen Strom 2011-2050	Anteil erneuerbare Strom- erzeugung	Jahres- strom- erzeugung TWh	CO ₂ Emissionen Strom+Wärme Mio t CO ₂
90% Dekarbonisation (A)	81	95	67	87%	81%	964	78
0 Emissionsszenario (B)	91	119	0	100%	100%	1138	0
Fossiles Szenario (C)	69	86	522	-1%	34%	753	461

Annahmen zu Netzlimitierungen

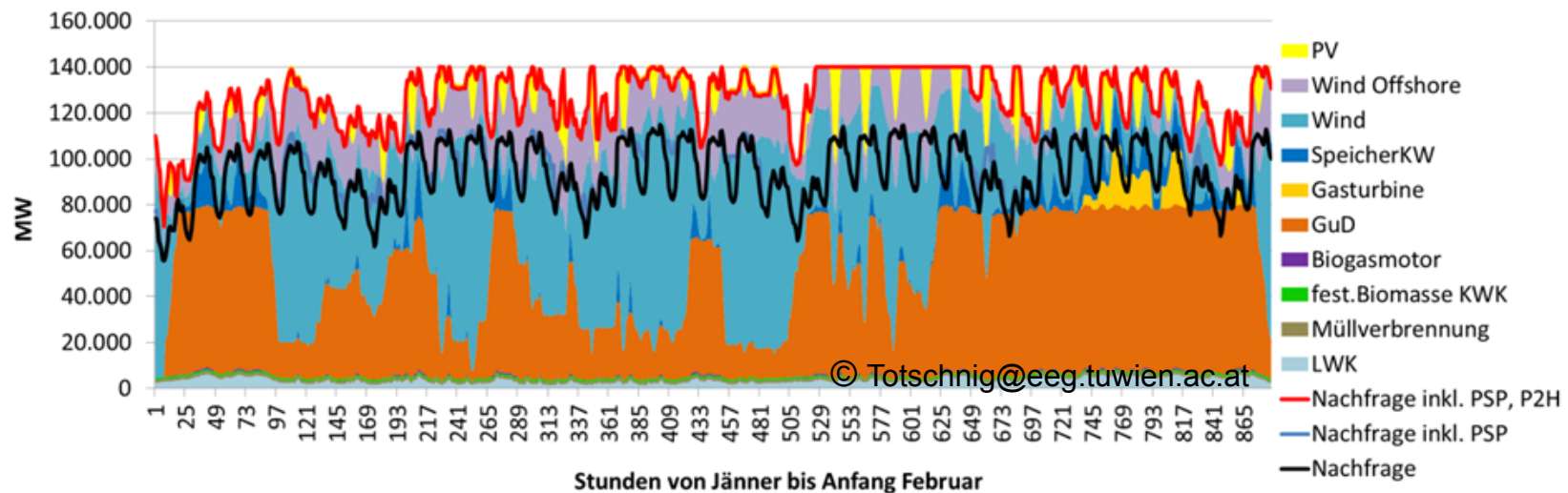


- *Wind Onshore Erzeugung + Wind Offshore Erzeugung*
– Einspeicherung (DL + P2G) + Ausspeicherung (DL + P2G) ≤ 110 GW
- *Stromnachfrage durch Endkunden, im Wärmesektor und durch Stromspeicher ≤ 140 GW*

Annahme ist hier, dass das Stromnetz ausgebaut wird um die maximale Endkundennachfrage von 120GW + und die ca. 24GW an Wärmepumpen bedienen zu können. Diese 140 GW Limitierung erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern und dem Tagesgang der Endkundenstromnachfrage eine ausreichende Stromversorgung der Wärmepumpen. PV nicht limitiert weil zukünftig nahe bei den Verbrauchern installiert.

	Abregelung Wind+ PV %	CO2 Preis €/tCO2	Gesamtkosten Strom- +Wärmesystem (Mrd. Euro pro Jahr)	Wind Onshore GW	Wind Offshore GW	Photo- voltaik GW	Summe Kapazität Wind+PV
Netzlimit Szenario (L)							
Wind Tr.Limit 110GW	-12%	187	99,3	200	35	161	396
Last Limit 140GW							
90% Dekarbonisation (A)							
Wind Tr.Limit: NO	-4%	110	94,9	200	38	111	349
Last Limit 177GW							

Netzlimitierungsszenario: Stromerzeugung und Nachfrage im Jänner



Netzlimitierungsszenario: Stromerzeugung und Nachfrage im Sommer und Herbst

