



# Energieträger-übergreifende Flexibilitäten

Hybridnetze/Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen

Smart Grids Strategieprozess – WS Flexibilitäten

Robert Hinterberger  
5. März 2014 (Nachmittag)

Praterstrasse 62 - 64, A-1020 Wien  
Tel: +43-1-33 23 560; Fax: +43-1-33 23 560 - 3069  
Email: [energy@energyinvest.at](mailto:energy@energyinvest.at)  
[www.energyinvest.at](http://www.energyinvest.at)

# Inhalt

- Zielsetzung des Workshops
- Zusammenfassung der Inputs vom Vormittag
  - Strom-/Wärmemarkt
  - Strom-/Erdgasmarkt (Exkurs: Technologiereife, Kosten)
- Potentialabschätzungen aus Deutschland
- Abschätzung und Diskussion der Potentiale für Österreich

# Zielsetzung des Workshops

Workshop-Aufgabe:

A) Einordnung der Flexibilitäten nach Verlagerungsdauer, wirtschaftlicher Erschließbarkeit und Mengenpotenzial

B) Adressieren von Handlungsbedarf (inkl. Treibern, Barrieren)

Anwendungsfall	Stundenspeicher	Tagesspeicher	Saisonale Reserve
Heute wirtschaftlich		P2H	
Mittelfristig erschließbar, wenn..	P2H		
Forschungsfeld			P2G

-  = Flexibilitätspotenzial 10-100 MW
-  = Flexibilitätspotenzial 100-1000 MW
-  = Flexibilitätspotenzial >1GW

# Flexibilitäten Strom- und Wärmemarkt

# Optionen zur Nutzung der Flexibilitäten zwischen Strom- und Wärmemarkt

- Flexibilisierung des klassischen KWK-Betriebs
- Fernwärmespeicher
- Dezentrale Speicher
- Netz als Speicher
- Power-To-Heat (Fernwärmenetze)
- Integration von Großwärmepumpen
- Hybride Verbraucher (z.B. Industrie, Haushalte)
- Saisonale Wärmespeicher
- Schnittstellen mit weiteren Herausforderungen wie der Integration solarthermischer Großanlagen oder Geothermie

Exkurs:

Stand der Technik und Perspektiven für P2G

# Power to Gas: Überschussstrom → Wasserstoff

Elektrolyseure sind marktgängig und im MW-Leistungsbereich verfügbar



Quelle: Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH

# Strom → Wasserstoff

## Jahrzehnte-/jahrhundertlange Erfahrungen

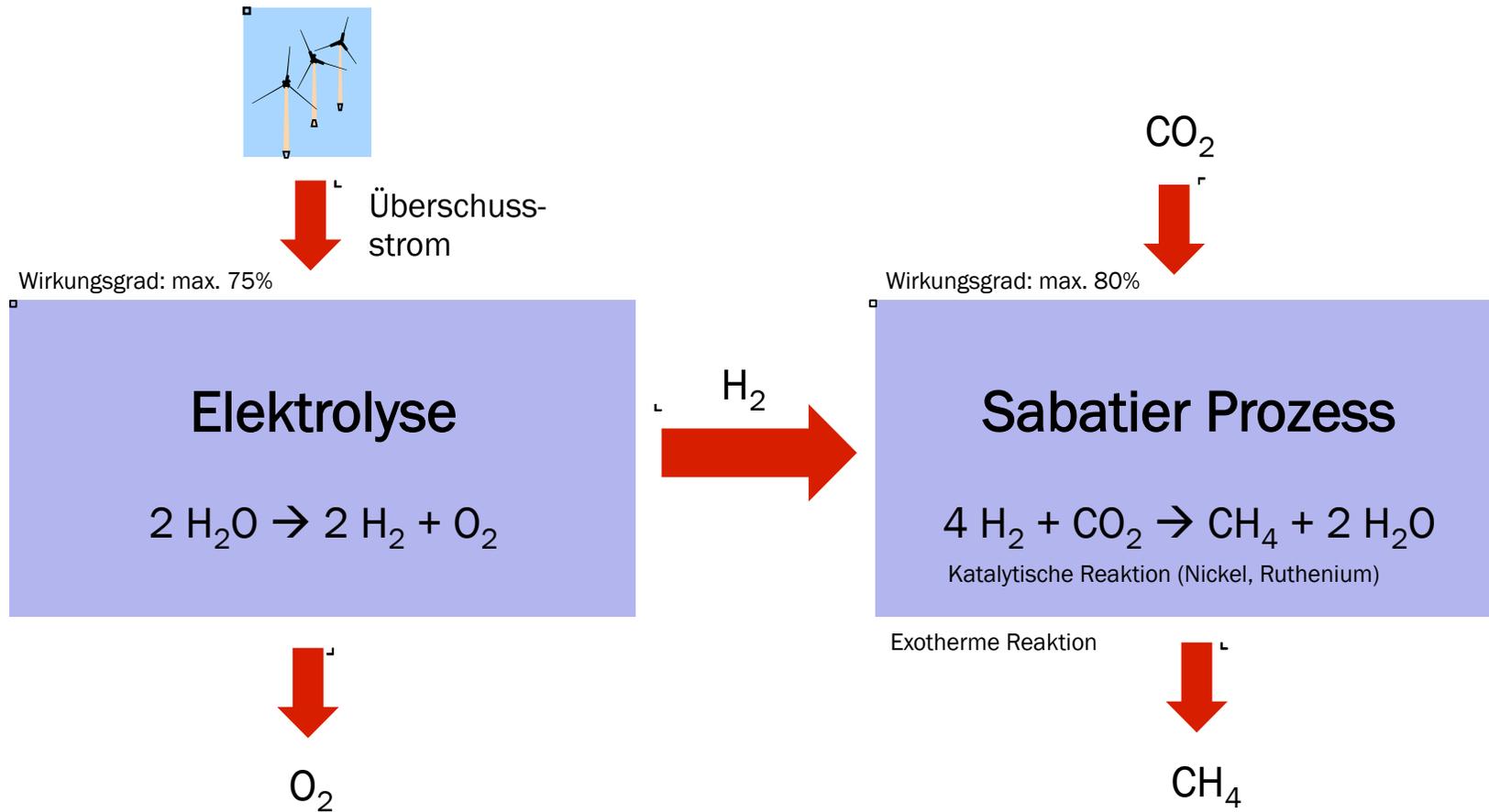
Land	Kapazität	Leistung	Typ	Anzahl	Bauzeit
Simbabwe / Kwe-Kwe	21.000 Nm <sup>3</sup> /h	~ 95 MW	Lurgi	28	1972 – 74
Norwegen / Glomfjord	27.100 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1949 (außer Betrieb 1980)
Norwegen / Rjukan	27.900 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1929 (außer Betrieb 1971)
Ägypten / Assuan	32.400 Nm <sup>3</sup> /h	160 MW	BBC/DEM AG	132	1965 – 70
Peru / Cuzco	4.700 Nm <sup>3</sup> /h	22 MW	Lurgi	7	?
Canada / Trail	21.000 Nm <sup>3</sup> /h	?	Trail	?	?
Indien / Nangal	30.000 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	De Nora	?	bis 1961

Quelle: Fraunhofer ISE

# Herausforderungen

- Kostenreduktion bei der Elektrolyse
- Teillastfähigkeit der Elektrolyseure
- Marktregeln und Netztarife, Geschäftsmodelle
- Direkte Einspeisung in das Erdgasnetz, ohne den maximal möglichen Anteil von H<sub>2</sub> zu überschreiten (D: 5%; A: 4%)
- Speicherung von H<sub>2</sub> in Untertagespeichern

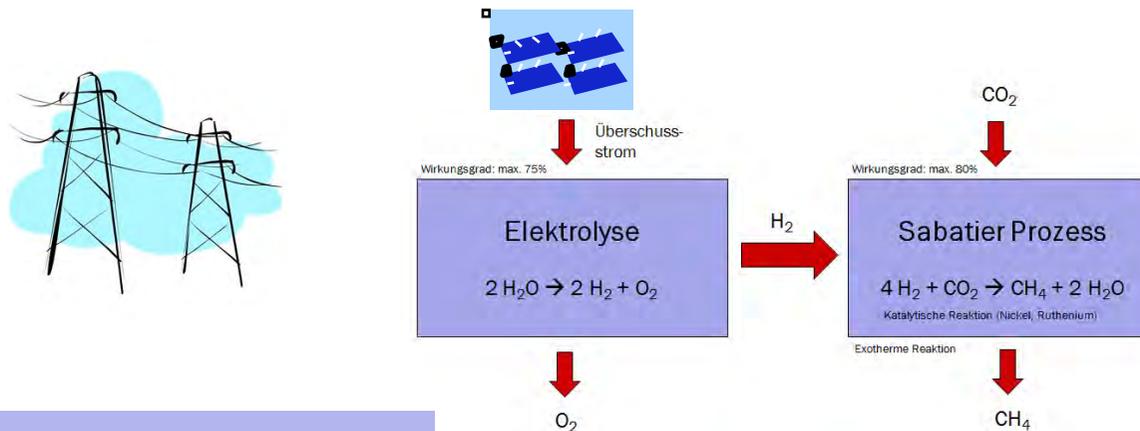
# Power → Methan verbindet das Strom- und Erdgasnetz direkt miteinander



# Power → Methan: Verbesserung Wirkungsgrad durch Einbindung in kommunale Infrastrukturen

Überschussstrom aus lokaler PV-Einspeisung (Entlastung der Verteilernetze)

Nutzung des CO<sub>2</sub> aus der Methanaufbereitung



Stoffliche Verwertung

Reduktion des Stromverbrauchs für die Gebläse auf ein Fünftel!  
(Kläranlagen sind neben der Straßenbeleuchtung die größten kommunalen Stromverbraucher)

Nutzung der Abwärme für die Beheizung der Klärbecken

Quelle: New Energy

Potentialabschätzungen (Wärme)

# Methodischer Zugang

- Fundierte Analysen oder Abschätzungen bezogen auf Österreich nur in ganz wenigen Einzelfällen vorhanden
- Deutschland: deutlich mehr Studien und Abschätzungen
- Daher: Hochrechnung bezogen auf die Verhältnisse in Österreich; bezogen auf Verhältnis der Fernwärmeverbräuche (1/6) bzw. der Gesamtenergieverbräuche oder Haushalte
- Diskussion bezüglich struktureller Unterschiede
  - Manche Potentiale können auf diese Weise – zumindest ihrer Größenordnung nach – gut abgeschätzt werden
  - Manche Abschätzungen sind hingegen nicht übertragbar

# Systematisches „Screening“ der Flexibilitätspotentiale in Deutschland

- Plattform Erneuerbare Energien des deutschen Umweltministeriums
- Sichtung vorhandener Studien
- Abschätzung der Potentiale für die Flexibilisierung

## Plattform Erneuerbare Energien

Die Plattform Erneuerbare Energien wurde am 25. April 2012 durch das Bundesumweltministerium in Zusammenarbeit mit dem Bundeswirtschaftsministerium gegründet. Im Rahmen dieser Plattform entwickeln Akteure aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft gemeinsame Lösungen für die Herausforderungen, die sich mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien verbinden. Dabei geht es insbesondere um eine harmonische und kosteneffiziente Entwicklung des Gesamtsystems der Energieversorgung. Die Plattform besteht aus einem Steuerungskreis und drei Arbeitsgruppen.

## Teilnehmer u.a.:

- BET
- Consentec
- Ecofys
- Energynautics
- Fraunhofer IWES
- Hochschule Regensburg
- IZES gGmbH
- Ökoinstitut e.V.
- Prognos AG
- r2b energy consulting GmbH
- Regulatory Assistance Project
- Technische Universität Berlin
- Umweltbundesamt

# Flexibilisierung des KWK-Betriebes (Deutschland)

- Stromgeführte Fahrweise der KWK (Schätzung)
  - Gesamtes technisches Potential: +/- 25 GW
  - Derzeit genutzt: + 9 GW; - 4,5 GW (wenige Stunden)
  - Zusätzlich bis 2020: +/- 7,3 GW (BHKWs bei Kläranlagen, Schwimmbädern, Mini-BHKWS)
  - Zusätzlich bis 2030: +/- 8,1 GW (Ausbau Gasspeicher)
  - Zusätzlich: Power-To-Heat, Wärmespeicher
- Potential bei Flexibilisierung von konventionellen KWK-Anlagen in Österreich im Bereich von >> 1 GW möglich/zu erwarten

# Flexibilitätpotentiale durch „Retrofit“ von vorhandenen Kraftwerken sind erheblich

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%PN/min	1,5 / 4 / 6	1 / 2,5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	%PN	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%PN	40 / 25 / 20	60 / 50 / 40	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / 2,5 / 2	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / 5 / 4	10 / 8 / 6	4 / 3 / 2	< 0,1

Wert 1: heute übliche Durchschnittswerte  
 Wert 2: heutiger Stand der Technik  
 Wert 3: Potenzial bei neuen Anlagen und durch Retrofit

Quelle: VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, April 2012

# Fernwärmespeicher und Power-To-Heat Potentialerhebung Deutschland

Quellen: Plattform Erneuerbare Energien, Prognos (Daten Deutschland), eigene Abschätzungen (Berechnungen Österreich)

- Potential durch Fernwärmespeicher (nur FW-Netze > 10 MW<sub>th</sub>)
  - Technisches Potential FW-Speicher: + 3,6 GW / - 6,7 GW
  - Zusätzlich durch Power-To-Heat: - 11,7 GW
  - Insgesamt: + 3,6 GW /- 18 GW
- Flexibilitätspotentiale durch Fernwärmespeicher und Power-To-Heat in Österreich im Bereich von + 0,6 GW und – 3 GW zu erwarten (davon P2H: 1,95 GW)
- Zusätzliches Potential durch kleinere Anlagen (insb. bei negativer Regelleistungsbereitstellung)

# Einschätzung von Branchenverbänden; aber: offen ist Frage der Umsetzung im Marktmodell

Die Nutzung von Überschussstrom in Wärmenetzen würde (...) „eine relativ kurzfristig verfügbare, kostengünstige Option zur Integration Erneuerbarer Energien darstellen.“

*Sie sollte in Verbindung mit Wärmespeichern, Wärmenetzen und KWK-Anlagen betrachtet werden und hat ein Potential von bis zu 3,6 GW (positive Leistungsbereitstellung) bzw. 18 GW (negative Leistungsbereitstellung).“*

Aus: Stellungnahme des BDEW zum Energieinfrastrukturpaket  
BDEW, Berlin 2012.

# Fernwärmespeicher: Notwendiges Speichervolumen

Quellen: Plattform Erneuerbare Energien, Prognos (Daten Deutschland), eigene Abschätzungen (Berechnungen Österreich)

- Erforderlich wäre ein Speichervolumen von  $110 \text{ GWh}_{\text{th}}$ 
  - Bei Verhältnis von 80% drucklosen und 20% Druckspeichern (ca.  $45 \text{ kWh/m}^3$  bzw.  $70 \text{ kWh/m}^3$ ) entspricht dies  $2,2 \text{ Mio. m}^3$  Speichervolumen
  - Entspricht 44 mal dem Speichervolumen des Fernwärmespeichers Theiss
- Hochrechnung auf Österreich: rd.  $370.000 \text{ m}^3$  Speichervolumen
- Derzeit mit den 7 Fernwärmespeichern (Graz, Wels, Linz, Theiß, Timelkam, Salzburg, Wien) bereits rd.  $150.000 \text{ m}^3$

Potentialabschätzungen (Erdgas/P2G)

# Unterschiedliche Umwandlungspfade bei P2G

- Wasserstoffpfad → Zumischung in das Erdgasnetz
- Methanpfad → Sabatierprozess, Ersatz von Erdgas
- Neue Technologien

# Potentialabschätzung (theoretisches Potential)

- Annahme: Keine Restriktionen im lokalen Verteilnetz (Strom- wie Erdgasnetz)
- Rückspeisung im Erdgasnetz wäre technisch möglich (=zusätzliche Kompressoren bei den Druckreduzierstationen)
- Allerdings: Ein-/Ausspeiseleistung könnten durch Ausbauten erhöht werden (wenn auch in technischen Grenzen)

> „quick and dirty“; viele Rahmenbedingungen und Restriktionen wurden nicht berücksichtigt

# Vorhandene Erdgas-Infrastrukturen Speicherkapazitäten in Österreich

<b>KAPAZITÄTEN DER ÖSTERREICHISCHEN UNTERGRUNDSPEICHER</b>						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000	21,78%	960.000	27,07%	1.780	23,89%
OMV-Tallesbrunn	125.000	4,19%	160.000	4,51%	400	5,37%
OMV-Thann	115.000	3,85%	130.000	3,67%	250	3,36%
<b>OMV Speicher gesamt</b>	<b>890.000</b>	<b>29,82%</b>	<b>1.250.000</b>	<b>35,24%</b>	<b>2.430</b>	<b>32,61%</b>
RAG-Puchkirchen	520.000	17,42%	520.000	14,66%	1.100	14,76%
RAG-Haidach 5	20.000	0,67%	20.000	0,56%	16	0,21%
RAG-Aigelsbrunn	50.000	1,68%	50.000	1,41%	100	1,34%
<b>RAG Speicher gesamt</b>	<b>590.000</b>	<b>19,77%</b>	<b>590.000</b>	<b>16,63%</b>	<b>1.216</b>	<b>16,32%</b>
Wingas-Haidach	367.400	12,31%	367.400	10,63%	880	11,81%
Gazprom-Haidach	732.600	24,54%	732.600	20,65%	1.760	23,62%
Eon-Gas-Storage-7 fields	405.030	13,57%	607.000	17,11%	1.165	15,64%
<b>gesamt</b>	<b>2.985.030</b>	<b>100%</b>	<b>3.547.000</b>	<b>100%</b>	<b>7.451</b>	<b>100%</b>

Quelle: E-Control (Stand: Dez. 2011)

# Potentialabschätzung

## Methanpfad (theoretisches Potential)

- Summe der Einspeise- und Ausspeiseleistung der Gasspeicher in der Ostregion
  - 1.250.000 Nm<sup>3</sup>/h maximale Ausspeiseleistung
  - 890.000 Nm<sup>3</sup>/h maximale Einspeiseleistung
- Ergibt: 14 GW<sub>th</sub> max. Ausspeiseleistung, 10 GW<sub>th</sub> max. Einspeiseleistung (thermisch)
- Umrechnung auf elektrische Leistung
  - Wirkungsgrad Gasturbine: 40%
  - Wirkungsgrad Elektrolyse + Sabatier: 65%
- + 5,6 GW<sub>el</sub> / - 15,4 GW<sub>el</sub> (theoretisch) → „quick and dirty“

# Potentialabschätzung

## Wasserstoffpfad (theoretisches Potential)

- Laut ÖVGW Normen darf der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz maximal 4% betragen
- Wasserstoff darf insbesondere nicht in die Porenspeicher gelangen (technische Probleme → Forschungsbedarf)
- Selbst bei idealer Durchmischung: Einspeisung ist auf 4% des jeweils aktuellen Verbrauches im jeweiligen Netzabschnitt/ Netzebene begrenzt (Jahreslastkurven!)
- Theoretisches Flexibilitätspotential daher nur ein Bruchteil des Methanpfades ( >> + 5,6 GW<sub>el</sub> / - 15,4 Gw<sub>el</sub>)

Potentialabschätzungen

Hybride Wärmeverbraucher (Strom/Erdgas)

# Hybride Verbraucher (alternativ Erdgas/Strom)

- Technisches Potential in der Industrie (Deutschland)
  - Bestimmte Branchen wurden untersucht (z.B. Dampfbereitstellung, Schmelzprozesse)
  - Flexibilitätpotential mindestens 4,2 GW
  - Wahrscheinlich noch deutlich höher
- Großes technisches Potential bei Haushalten/Gewerbe
  - 38,2 Mio. Heizungsanlagen in Deutschland
  - Davon 16,7 Mio. Heizungsanlagen grundsätzlich geeignet
  - → technisches Potential von 100 GW
- Hochgerechnet auf Österreich: 420 MW in der Industrie, 10 GW bei Haushalten/Gewerbe

# Saisonale Wärmespeicher

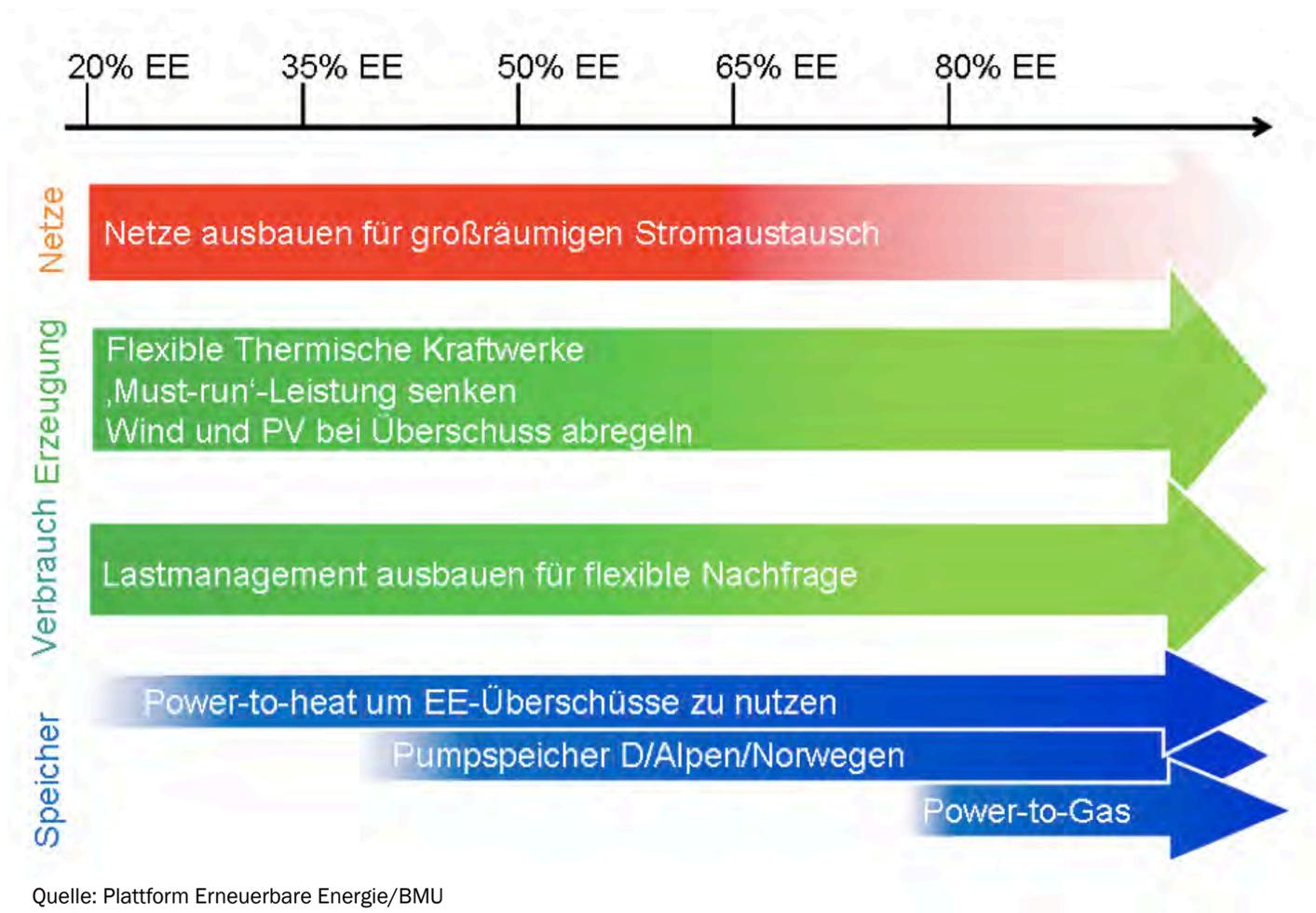
- Reine Stromwende ist zu kurz gedacht → Langfristziel muss 100% erneuerbare Energie auch im Wärmebereich sein
- CO<sub>2</sub>-Reduktion ist im Wärmebereich tw. wesentlich kostengünstiger möglicher
- Fernwärmestrategie der Stadtwerke München: 100% erneuerbare Energie in 2040
- Saisonale Wärmespeicher könnten große Mengen an Überschussstrom aufnehmen → Demoprojekte in Dänemark
- Theoretische Potentiale möglicherweise ähnlich wie bei P2G  
Vergleich: jährlicher Fernwärmeverbrauch: 21.000 GWh (2012) vs. 27.300 GWh in Erdgasspeichern der Ostregion (+56.000 GWh in OÖ/S)

# Exkurs: „Virtuelle Methanisierung“

## Vergleich zweier alternativer Umwandlungspfade

- Umwandlungspfad 1: Power-To-Gas
  - Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff (Elektrolyse)
  - Umwandlung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> in Methan (Sabatier Reaktion)
  - Speicherung in saisonalen Untertagespeichern
  - Rückverstromung in KWK oder Spitzenlastkraftwerken
- Umwandlungspfad 2: „virtuelle Methanisierung“
  - Verwertung von Überschussstrom im Wärmemarkt (Substitution von Erdgas); Wirkungsgrad von 95% versus 65% bei P2G zu Bruchteilen der Kosten
  - Das „eingesparte“ Erdgas verbleibt in den saisonalen Untertagespeichern und wird bedarfsgerecht verstromt (wie oben)
- **Conclusio: solange Erdgas im Wärmemarkt Anwendung findet, ist Pfad 2 („virtuelle Methanisierung“)- energetisch wie wirtschaftlich – zu bevorzugen**

# Sechs Flexibilitätsbausteine - Betrachtung im energiewirtschaftlichen Kontext notwendig



# Markteinführung versus Forschungsbedarfe aus energiewirtschaftlicher Sicht (verkürzte Darstellung)

- Beseitigung der Markthemmnisse bei marktnahen Flexibilitätsoptionen (z.B. Flexibilisierung KWKs, Wärmespeicher, Power-To-Heat, hybride Verbraucher)
- Angewandte Forschung bei saisonalen Wärmespeichern
- Grundlagenforschung bei Power-To-Gas, vor allem bezüglich „disruptiver Technologien“
- Aber: Mittelfristig keine Markteinführung bei P2G, da noch nicht benötigt bzw. zu teuer (zumindest aus Sicht der Flexibilitätsoptionen)

# Chancen und Hemmnisse der energieträger- übergreifenden Flexibilitätsoptionen

- Technische Potential ist deutlich höher als gemeinhin angenommen  
→ vermehrte Integration von EE ist kurz- und mittelfristig  
problemlos möglich
- Für viele Optionen: keine wesentlichen technischen Barrieren
- Hindernis ist jedoch der derzeitige energiewirtschaftliche Rahmen  
→ Flexibilität wird nicht belohnt
- Marktregeln, Netztarife und Besteuerung müssen im energieträger-  
übergreifenden Kontext betrachtet werden

# Danke für die Aufmerksamkeit

DI Robert Hinterberger

NEW ENERGY Capital Invest GmbH

ENERGY RESEARCH AUSTRIA

Tel: +43-1-33 23 560 - 3060

Email: [Robert.Hinterberger@energyinvest.at](mailto:Robert.Hinterberger@energyinvest.at)

Internet: [www.energyinvest.at](http://www.energyinvest.at)