DER ÖFFENTLICHE SEKTOR
THE PUBLIC SECTOR

Infrastruktur im Wandel.

Jubiläumstagung
„40 Jahre IFIP"

Festveranstaltung „40 Jahre IFIP"

IFIP-Jahrestagung 2012
„Öffentliche Infrastruktur im Wandel?"

Wilfried Schönbäck, Wolfgang Blaas,
Wolfgang Fellner, Michael Getzner

Johann Bröthaler, Maria-Theresia Röhsler,
Georg Hauger, Hans Auer, Elisabeth Aufhauser,
Werner Raza, Gerlinde Gutheil-Knopp-Kirchwald

2-3 | 2012

TU WIEN ifip

Anforderungen an öffentliche Infrastrukturen durch erneuerbare Energieträger – Energienetze der Zukunft

Hans Auer

Zusammenfassung

Der Aufbau einer vertikal integrierten Stromversorgungsstruktur, bestehend aus Kraftwerken, Übertragungs- und Verteilnetzen und Endkundenanlagen, war eine der Voraussetzungen zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Entwicklung im 20. Jhdt. Ein wesentliches Rückgrat in diesem Zusammenhang war – und ist es auch in liberalisierten Strommärkten seit dem Jahr 1999 – das Übertragungsnetz. Die ursprünglichen Eckpfeiler für den Bau und das Design von Übertragungsnetzen waren:

- Geographische Verbindung der zentral gebauten Großkraftwerke mit den Lastzentren
- Ausnutzung der Skalenerträge der Stromerzeugung in Großkraftwerken und des Stromtransports in einem zentral organisierten Stromversorgungssystem
- Sicherstellung eines bestimmten Grades an Versorgungssicherheit

Aufgrund der Aufspaltung der vertikal integrierten Stromversorgungsstrukturen in liberalisierten Strommärkten entlang der gesamten Wertschöpfungskette („Unbundling") ergeben sich sowohl für die zukünftige Weiterentwicklung als auch für den operativen Betrieb von Übertragungsnetzen zusätzliche Herausforderungen vor allem in folgenden Bereichen (vgl. auch Abbildung 1):

- Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energieträger, vor allem bei Wind-Onshore und Wind-Offshore Anlagen in der Nord- und Ostsee bzw. bei großen Solarkraftwerken in Südeuropa und Nordafrika.
- Bessere Kopplung von nationalen Strommärkten/Börsenplätzen in Europa durch Investitionen in Übertragungsnetzkapazitäten, um die derzeit existierenden Netzengpässe zwischen den einzelnen Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber zu beseitigen (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3).
- Sicherstellung des überregionalen und grenzüberschreitenden Zugangs zu flexiblen Kraftwerkskapazitäten (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, GuD-Kraftwerke) zur verbesserten Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie, deren Notwendigkeit nicht un-wesentlich durch die zunehmende Integration von fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Wind-Onshore und Wind-Offshore) hervorgerufen wird (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5).

Letztendlich kann man die 3 oben genannten, verschiedenen Kategorien jedoch nicht isoliert betrachten; viel mehr gibt es zwischen ihnen große gegenseitige Wechselwirkungen. Diesem Umstand wird auch bei der Definition der 3 energiepolitischen Schwerpunkte der Europäischen Kommission zur Erreichung der sogenannten EU2020-Ziele[1] Rechnung getragen, die auf den 3 Eckpfeilern *Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes, Integration erneuerbarer Energieträger,* und *Versorgungssicherheit* fußt. Für sämtliche der oben genannten Kategorien werden laufend robuste Berechnungs- und Simulationsmethoden und –tools weiterentwickelt, um sowohl techno-ökonomische als auch wohlfahrts-ökonomische Analysen in diesem Zusammenhang durchführen zu können.

Die elektrischen Verteilnetze standen in den ersten 10 Jahren nach der Liberalisierung der Strommärkte unter einem enormen Kostensenkungsdruck, der im Zuge der neu implementierten Netzregulierungsverfahren zur Netztariffestsetzung entstanden ist. Dies führte einerseits bereits zu einem zunehmenden Substanzverlust des Anlagevermögens der elektrischen Netzinfrastruktur (vgl. Abbildung 6), andererseits gab es auch wenig Spielraum für Investitionen in innovative Lösungen in Richtung *Smart Grids* (vgl. Abbildung 7). Der Begriff der *Smart Grids* wird derzeit zwar konzeptionell viel zitiert, die konkreten praktischen Anwendungen bzw. Feldversuche sind jedoch noch überschaubar; sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. Mittel- bis langfristige werden jedoch intelligente elektrische Verteilnetze, ausgestattet mit modernen Informations- und Kommunikationstechnologien, die Stromversorgungssysteme Richtung dezentraler Strukturen revolutionieren. Zudem wird die strikte Trennung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen zunehmend verschwinden.

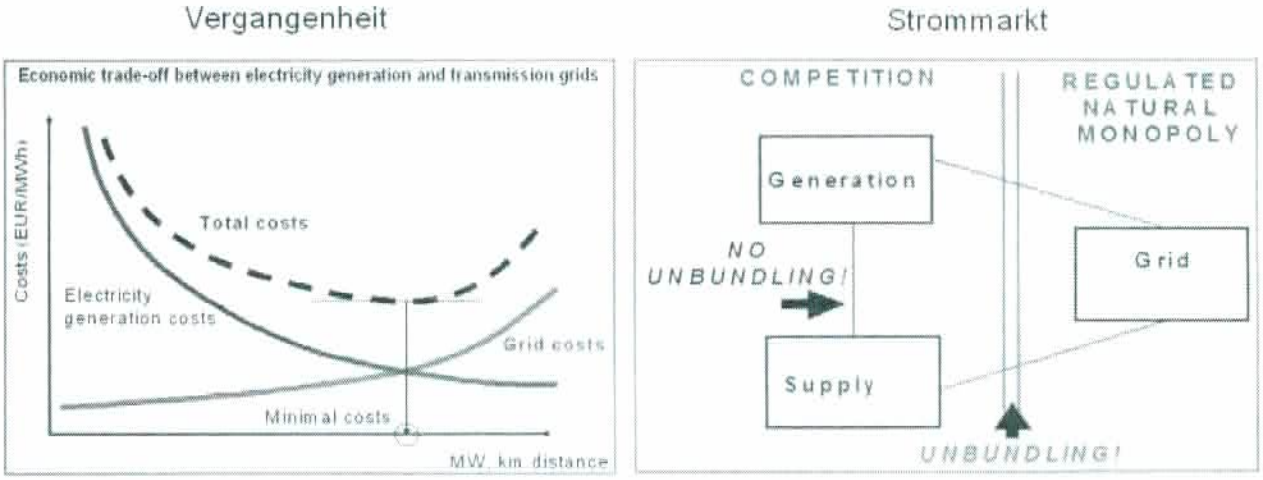
Neben elektrischen Netzen spielen Gas- und Wärmenetze in derzeitigen und zukünftigen Energiesystemen eine sehr bedeutende Rolle. Aber auch diese Segmente stehen vor enormen Herausforderungen, da die zunehmende Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen (Wärmedämmung, Niedrigenergie- bzw. Passivhausstandards) und so-

1 Im Rahmen der EU2020-Ziele sollen bis zum Jahr 2020 der Gesamtanteil an erneuerbaren Energien auf 20% steigen, die Energieeffizienz um 20% erhöht und die Treibhausgasemissionen um 20% reduziert werden.

larthermischen Anlagen in direkter Konkurrenz zu den drei möglichen Energieverteilnetzoptionen (Strom-, Gas, Fern-/ Nahwärmenetzen) stehen, wenn es um die verschiedenen technologischen Möglichkeiten der Heizenergiebereitstellung im Niedertemperatursegment geht (vgl. Abbildung 8). Abhängig von Siedlungsdichten, Alterstruktur der Gebäude bzw. sonstigen Gebäudeparametern bieten sich somit verschiedene Technologieportfolios der optimalen Bereitstellung von verschiedenen Energiedienst-leistungen im Bereich der Niedertemperaturwärme/-kälte. Es kann jedoch auch zunehmend vorkommen, dass einzelne Wärmeverteilnetze (vor allem Gas- und Fern-/Nahwärmenetze) unter bestimmten strukturellen Voraussetzungen obsolet werden. Dies würde in letzter Konsequenz auch einen Rückbau bereits bestehender Verteilnetze (z.B. Gasnetze in dünn besiedelten Gebieten) bedeuten.

Die oben gezeigten Anforderungen an die verschiedenen Energienetze implizieren einerseits einen enormen zukünftigen Investitionsbedarf, andererseits stellen sie die energiepolitischen Entscheidungsträger vor enorme Herausforderungen, da diese mit zum Teil divergierenden Zielkonflikten konfrontiert sind. Beispielsweise untergräbt die in der Öffentlichkeit wohlwollend zur Kenntnis genommene und von der Politik auch zunehmend forcierte Förderung von solarthermischen Anlagen die Auslastung von Wärmeverteilnetzen wie Nah- und Fernwärmenetzen (vgl. Abbildung 9). Dies wirkt sich in weiterer Folge direkt auf die Wirtschaftlichkeit der kapitalintensiven Energienetze aus, die im Regelfall über lange Zeiträume abgeschrieben werden. Weiters wird die direkte Konkurrenz zwischen Gas- und Fern-/ Nahwärmeverteil-netzen auch zunehmend bei Stadterweiterungsprojekten sichtbar (Stichwort: *Smart Cities*).

Die Energienetze werden in zukünftigen nachhaltigen Energiesystemen von enormer Bedeutung sein. Deren Anforderung werden jedoch auch zunehmend komplexer und aufgrund der Kapitalintensität aller leitungsgebundenen Infrastrukturen wie Strom-, Gas- und Fern-/Nahwärmenetze sind genaue Zielvorgaben bei der Planung und Dimensionierung unabdingbar. Nicht zuletzt energiepolitische Ziele und Vorgaben werden dabei die optimalen Technologieportfolios in Einzelfällen bestimmen.



Vergangenheit:

-> Skalenerträge bei Erzeugung aus Großkraftwerken (nahe Kohlegruben, Flüssen / Seen (Kühlwasser), Alpen,...)

-> Bau von Übertragungsnetzen: Minimierung der Gesamtkosten

Liberalisierte Strommärkte:

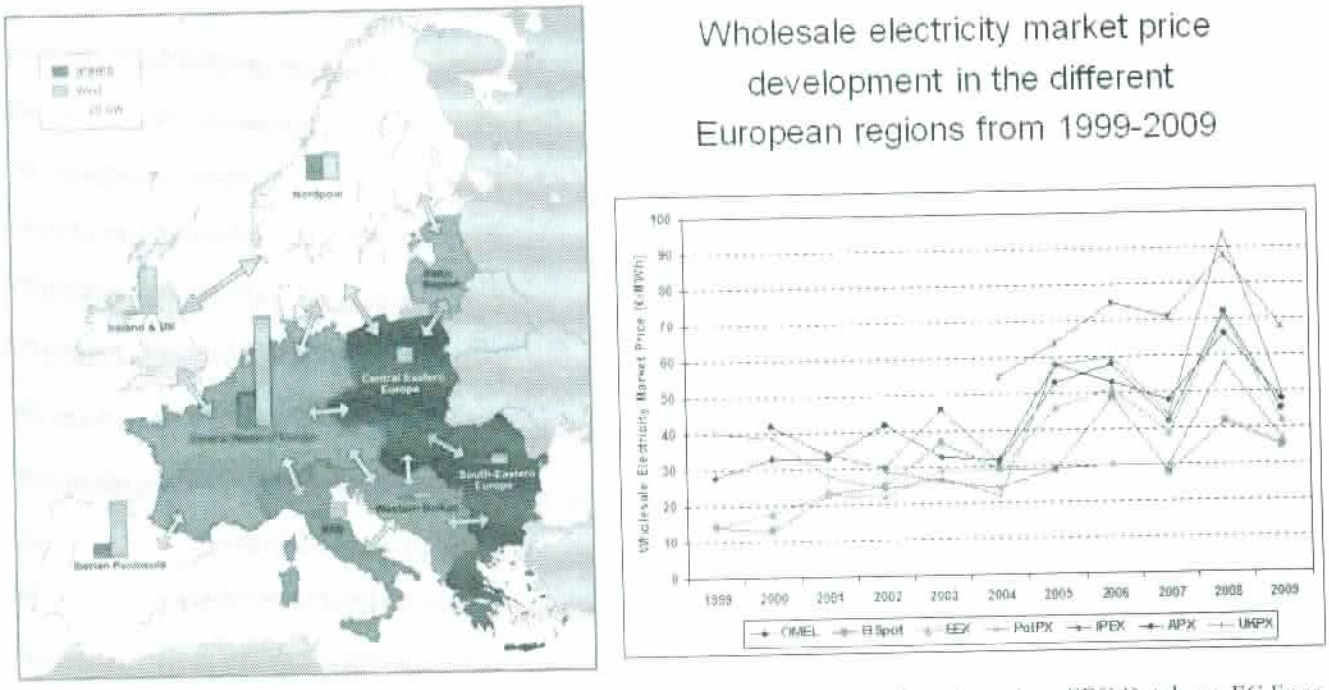
-> Netz- und Marktintegration Erneuerbarer: Historische Formel gilt auch in Strommärkten

-> „Kopplung" regionaler Märkte / Strombörsenplätze

-> Zugang zu „Flexibilität" bei trägem Kraftwerkspark & hohem Windanteil

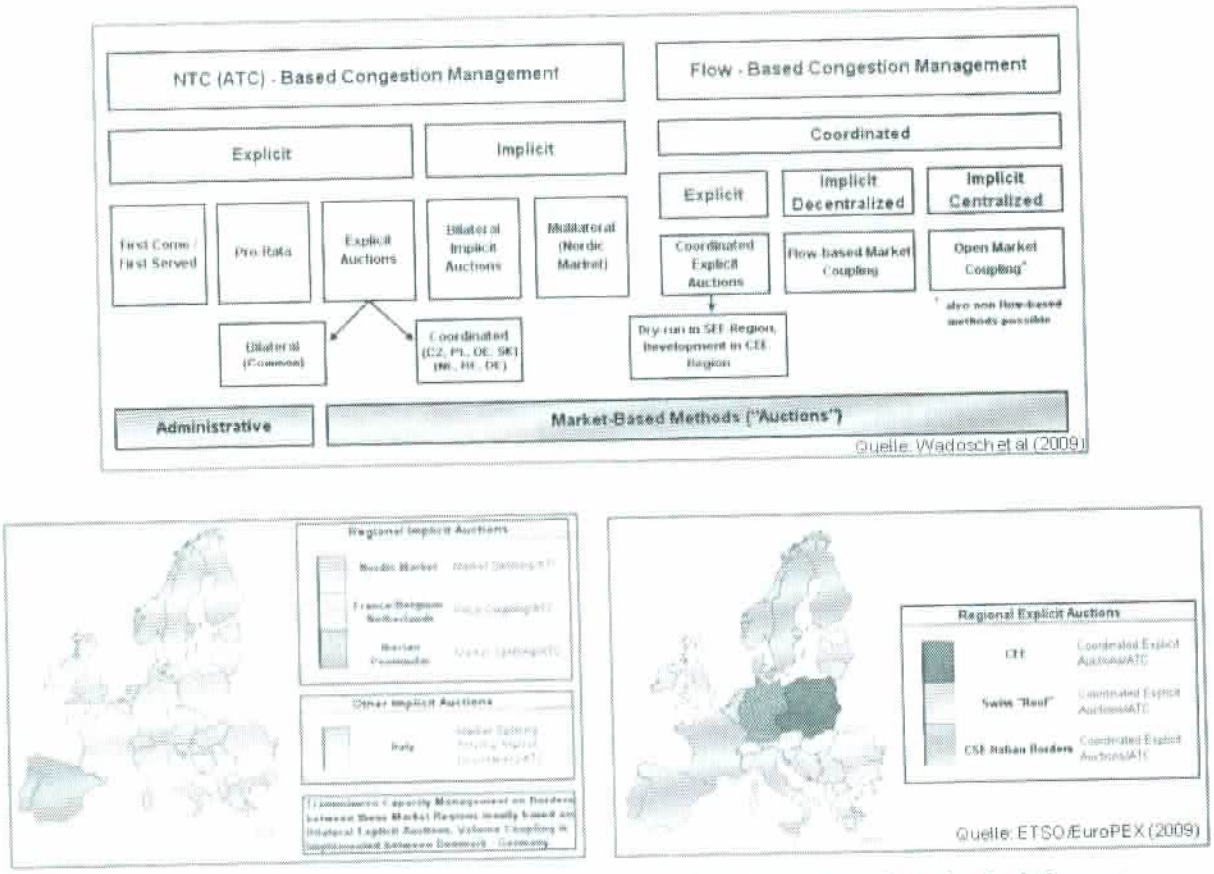
Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 1. Herausforderungen am liberalisierten Strommarkt



Quellen: EURELECTRIC, PLATTS, ENTSO-E System Adequacy Forecasts, WP2- Questionnaires, EEG Database, EC Energy Infrastructure Package

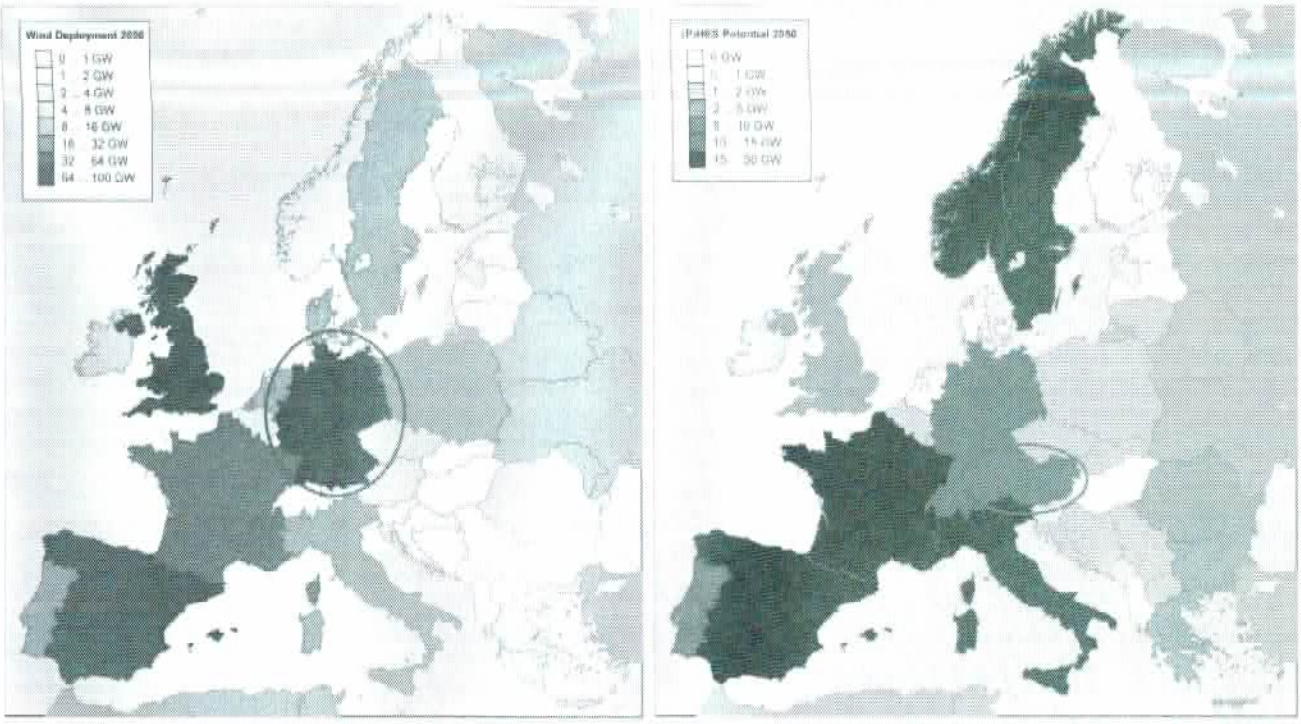
Abb. 2. „Kopplung" Regionaler Märkte / Marktpreise an den Strombörsenplätzen



Implizite Regionale Auktionen **Explizite Regionale Auktionen**

Quellen: in der Grafik angeführt

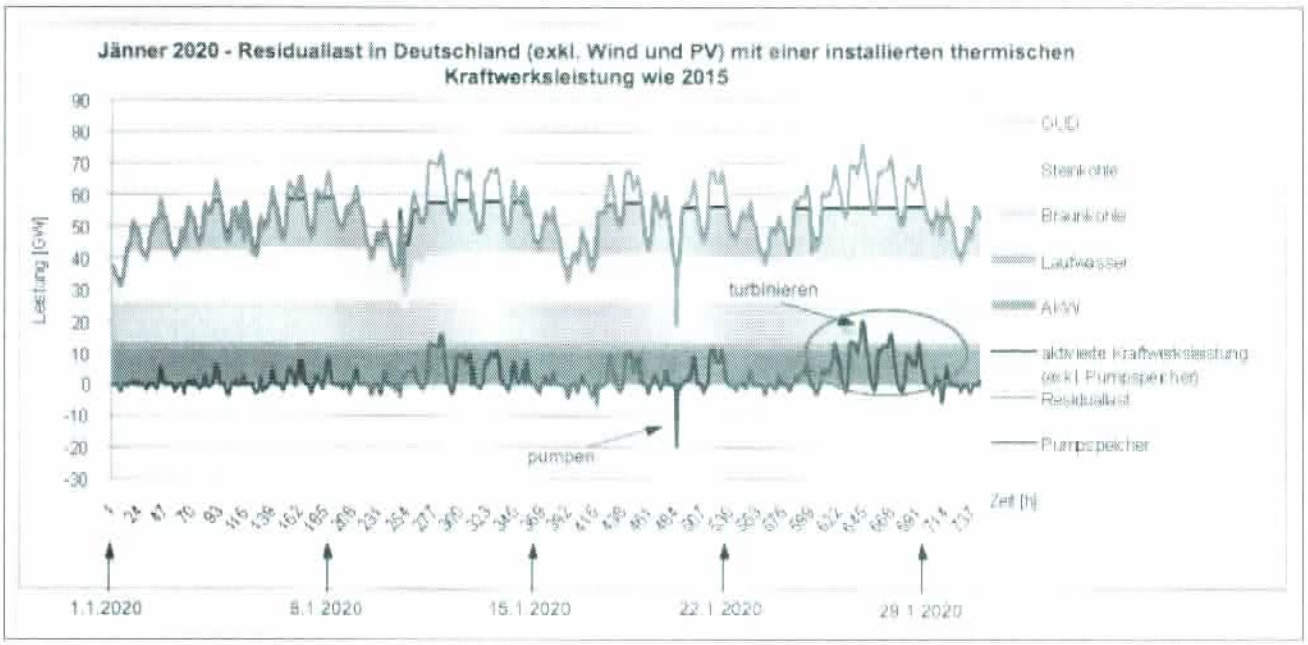
Abb. 3. Engpassmanagement: Auktionierung knapper Übertragungsnetzkapazitäten



Wind-Potenziale in Europa bis 2050 (Pump-)Speicher-Potenziale in Europa bis 2050

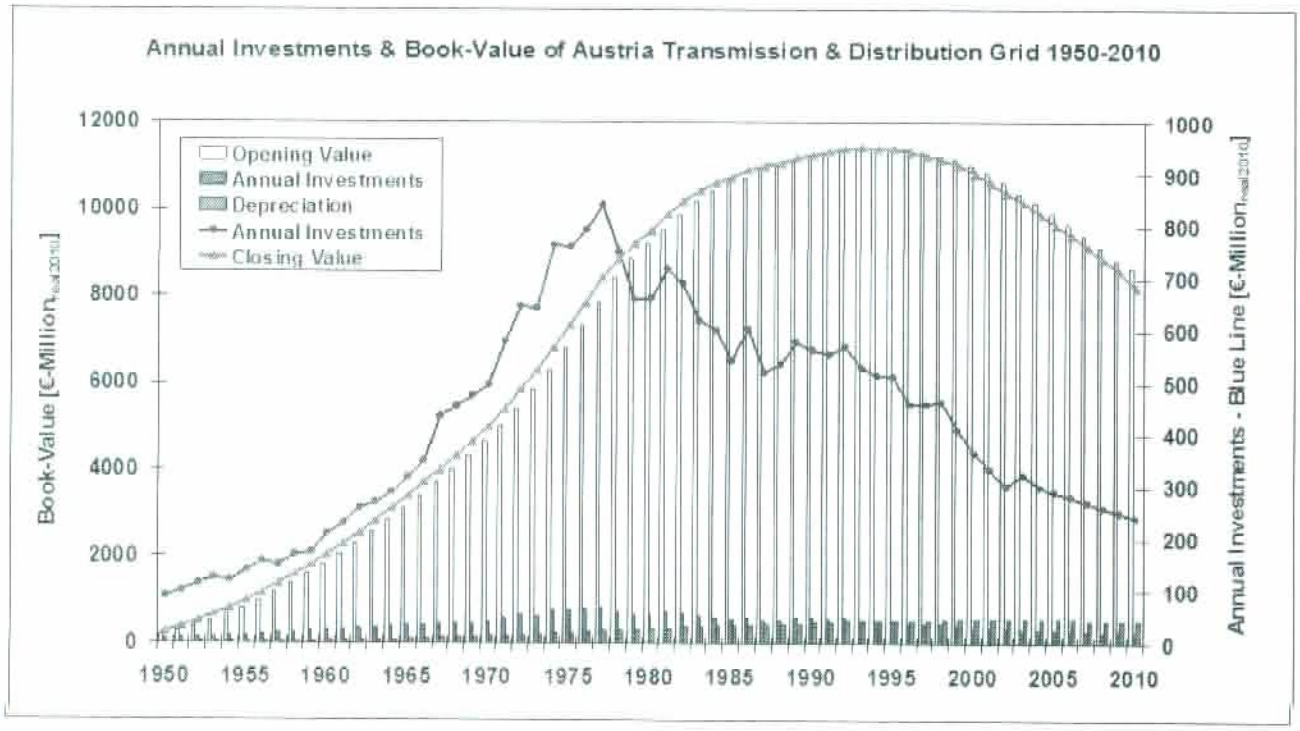
Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 4. Wind- und (Pump-)Speicherpotenziale in Europa



Quelle: Eigene Darstellung, 2012

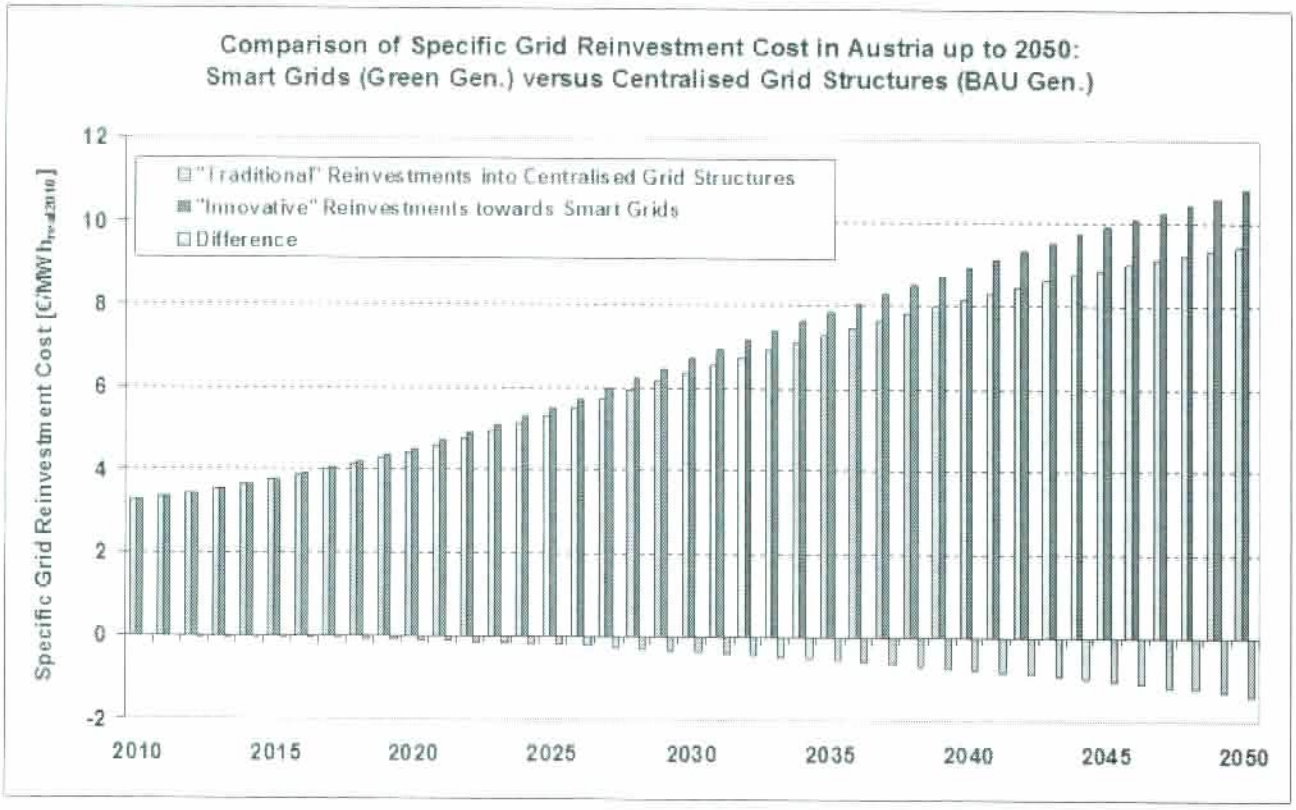
Abb. 5. Notwendiger Beitrag der eigenen und benachbarten Pumpspeicherkraftwerke zur Deckung der Residuallast in Deutschland (exkl. Wind&PV) im Jahr 2020 (unter der Annahme des vorhandenen Kraftwerksportfolios 2015)



Economic Trade-Off: $(C_{GenGen_i,t} + C_{TGGen_i,t} + C_{DGGen_i,t}) \leq (C_{GenDec/RES_i,j,t} + C_{SmartGrid_i,j,t})$

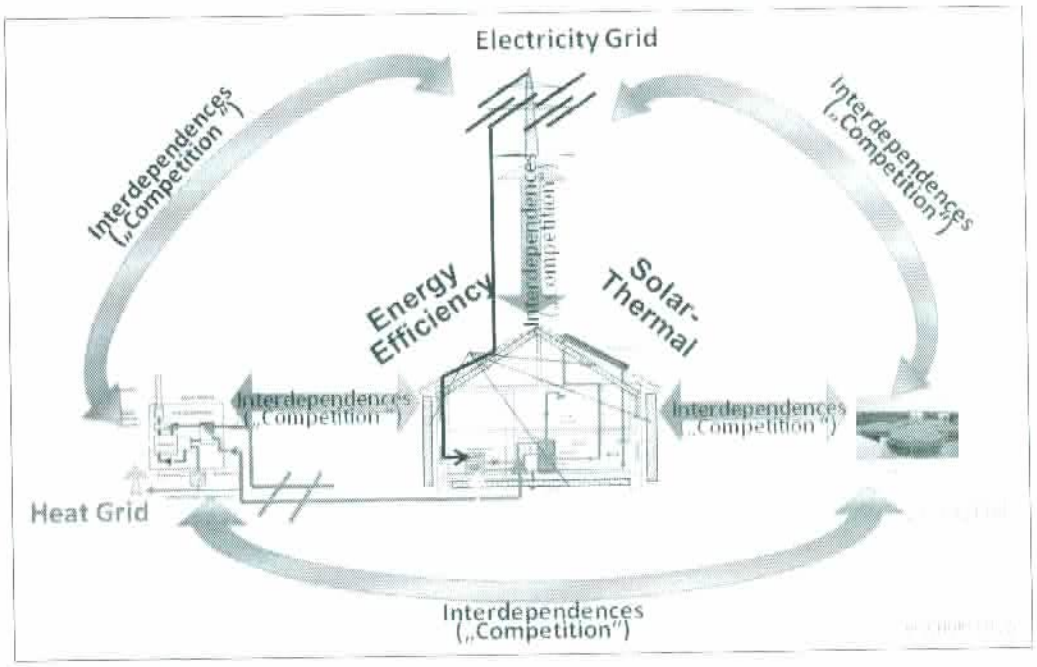
Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 6. Zukünftiger Investitionsbedarf in elektr. Verteilnetze (SmartGrids)



Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 7. Vergleich der Spezifischen Re-Investitionen in das Österreichische Verteilnetz bis 2050: SmartGrid versus klassische Verteilnetzstruktur



Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 8. Zukünftige „Konkurrenzsituation" zwischen Strom-, Gas und Wärmenetzen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen

Preferable Heating Strategies Depending on End-use Efficiency Ambition up to 2050			Expected End-use Efficiency Implementation 2030 - 2050	
			Low	High
Stand Alone	Non grid connected RES-H (e.g. stand alone biomass in less dense & rural areas, Solar thermal collectors)		O	+
Network Infrastructure	Electricity Distribution Grid	Direct electric heating (e.g. Norway)	O	-
		„Innovative" electric heating (e.g. heat pumps)	-	+
	Heat Distribution Grid	CHP-based RES-H (e.g. Biomass / Biogas in dense areas / municipalities)	+	-
		District heating (e.g. various fuels in dense areas / municipalities)	+	-
	Gas Distribution Grid	RES-G fed into gas distribution grid	+	-
		Natural gas and LNG fed into gas distribution grid	+	-

+... Preferable Strategy O... Indifferent -... Non Preferable Strategy

Quelle: Eigene Darstellung, 2012

Abb. 9. Bevorzugte Strategien der Raumwärmebereitstellung im Haushaltssektor in Österreich bis 2050