

# Ansätze für die Vermarktung von Ökostrom – ein internationaler Vergleich

*Energiegespräche im Technischen Museum Wien*

*25. April 2006*

***Effiziente Marktintegration von Ökostrom***

**Carlo Obersteiner**  
Energy Economics Group (EEG)  
[obersteiner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:obersteiner@eeg.tuwien.ac.at)

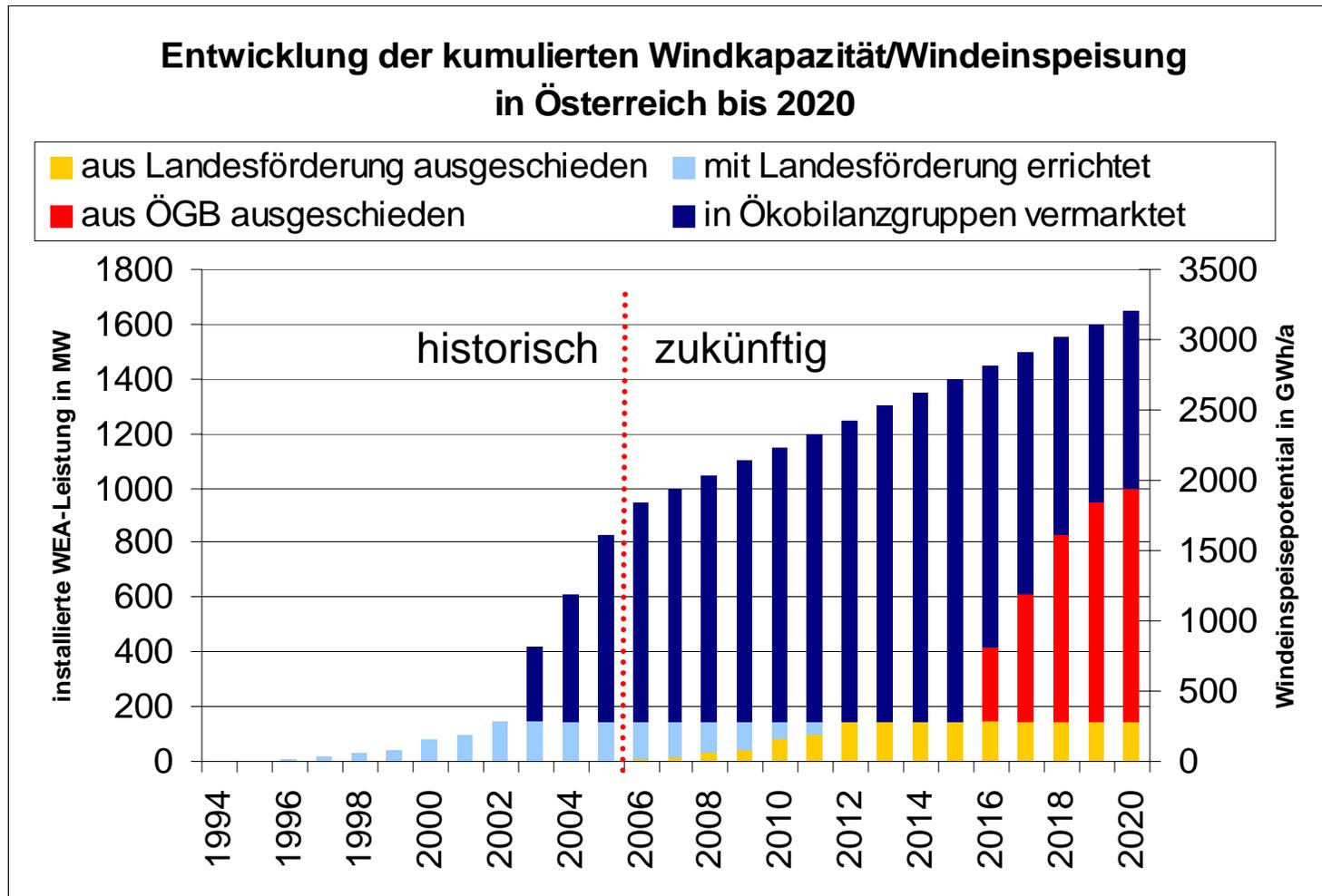


# Überblick

1. Einleitung
2. Theorie des „Ausgleichsenergiemarktes“
3. Praktische Ausgestaltung von AE-Märkten
4. Ansätze für die Vermarktung von Windenergie
5. AE-Kosten der Windenergie – ein internationaler Vergleich
6. Schlussfolgerungen

# 1. Einleitung

## Entwicklung der Windkapazitäten in Österreich



# 1. Einleitung

## Größenordnungen

		2003	2004	2005
<b>Ökostromeinspeisung</b>	<i>GWh</i>	3982	5439	5758
<b>davon Winderzeugung</b>	<i>GWh</i>	366	924	1320
<b>Förderkosten Netto gesamt</b>	<i>Mio. €/a</i>		123	136
<b>Förderkosten Netto Wind</b>	<i>Mio. €/a</i>		41	49
<b>AE-Menge (Bezug+Lieferung)</b>	<i>GWh</i>	490	613	728
<b>AE-Kosten Ökostrom</b>	<i>Mio. €</i>	9,7	11,3	22,11
<b>AE-Kosten Wind</b>	<i>Mio. €</i>	k.A.	8	18
<b>spezifische AE-Kosten Ökostrom</b>	<i>€/MWh</i>	2,4	2,1	3,8
<b>spezifische AE-Kosten Wind</b>	<i>€/MWh</i>	k.A.	8,7	13,6

Quelle: E-Control

- Verdopplung der Kosten für den Ausgleich der Windenergie von 2004 auf 2005 (Windeinspeisung nur + 42 %)
- 2005: mehr als 1/3 der Nettoförderkosten der Windenergie sind Kosten für Ausgleichsenergie
- spezifische AE-Kosten entsprechen bei herkömmlicher Vermarktung einem Umsatzentgang von 30 % des Marktwertes der Windenergie

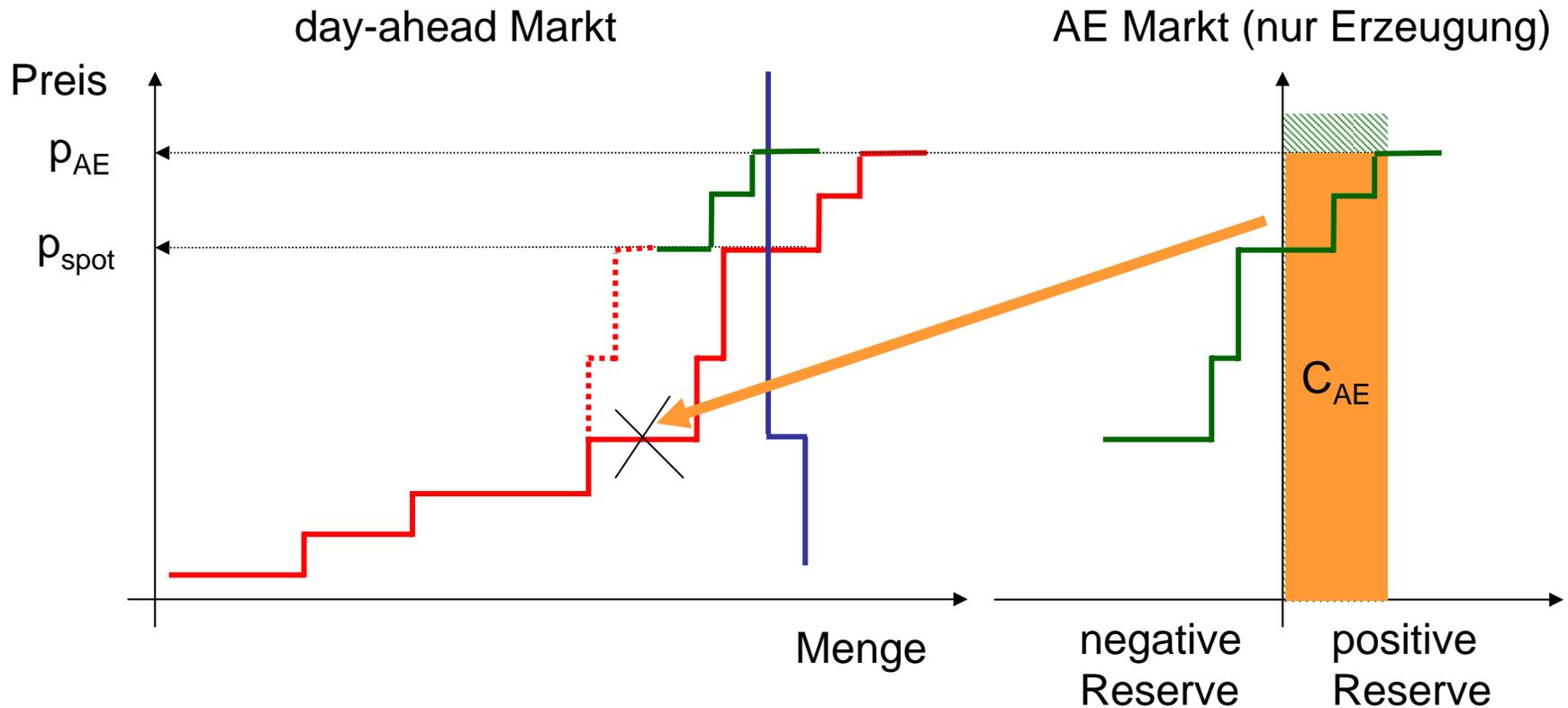
## 2. Theorie des „Ausgleichsenergiemarktes“ *Einführung*

- Ständiger Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch notwendig
- Historisch Leistungsausgleich zentral koordiniert
- System von Reserven die zeitlich aufeinander abgestimmt sind

### *Auswirkung auf die Ausgestaltung von liberalisierten Strommärkten*

- offene Positionen werden bis x Stunden vor Lieferung (i.a. day-ahead) bilateral/über Börsen geschlossen
- nachträgliche resultierende Abweichungen werden vom Systembetreiber (ÜNB) ausgeglichen
- Marktbasierter Mechanismus zur Akquirierung von pos. und neg. Reserve  
→ „Ausgleichsenergiemarkt“ mit folgenden Eigenschaften:
  - Optionenmarkt
  - Anbieter müssen bestimmte Kriterien erfüllen (Mindestleistung, Abrufdauer, Anfahrzeit, etc.)
  - ÜNB ist einziger Käufer (natürliches Monopson)
- Abweichungen werden ex-post mit Bilanzgruppenverantwortlichen abgerechnet

## 2. Theorie des „Ausgleichsenergiemarktes“ Effizienzkriterien



- Abruf der Option mit geringsten Grenzkosten
- Wettbewerb auf Angebotsseite
- kein strategisches Verhalten

# 3. Praktische Ausgestaltung von AE-Märkten

- **Geografische Ausdehnung**  
Nordel vs. Deutschland, Nutzung von Ausgleichseffekten, günstigste Option zum Leistungsausgleich in benachbartem System, Liquidität des AE-Marktes
- **Zeitliche Fristigkeit für Angebotslegung**  
üblicherweise tägliche Ausschreibung in Abstimmung mit Fristigkeit der Fahrplanmeldung, Nordel: Angebote können bis 1h vor physikalischer Lieferung gelegt werden, Preis wird stündlich veröffentlicht
- **Clearingpreismodelle**
  - Einpreis-Modell  
einfach, Kostendeckung, Anreiz für Preisspekulationen
  - Zweipreis-Modell  
Mehreinnahmen zur Deckung von Aufwendungen für Clearingstelle, kein Anreiz für Preisspekulation, UK – hohe Preise bei AE-Bezug bieten Anreize für Überdeckung
  - Getrennte vs. gemeinsame Abrechnung von Erzeugung und Verbrauch  
Stichwort: Selbstaussgleich

# 4. Ansätze für die Vermarktung von Windenergie

## *Variante A*

- Vermarktung über Systembetreiber (ÜNB)
  - übliches Konzept bei Förderinstrumenten **ohne** Kopplung zum Marktpreis (z.B. Einspeisetarif), implementiert in AT, DE
  - ÜNB verkauft prognostizierte Erzeugung an abnahmepflichtige Marktteilnehmer (Tagesfahrpläne vs. Monatsfahrpläne)
  - ÜNB kommt für Kosten der AE auf / handelt zusätzlich am Spotmarkt, um Bandlieferung zu ermöglichen
  - Kosten werden über SNT sozialisiert → kein impliziter Anreiz zur Kostenminimierung
  - Spezialfall DE: AE für Wind wird nicht ausgeschrieben, keine Kostentransparenz
  - hohe Aggregation der Winderzeugung ermöglicht genauere Prognose
  - ÜNB hat volle Information über Windeinspeisung
  - keine neuen Marktteilnehmer

## 4. Ansätze für die Vermarktung von Windenergie

### *Variante B*

- Vermarktung über herkömmliche Bilanzgruppen
  - übliches Konzept bei Förderinstrumenten **mit** Kopplung zum Marktpreis (z.B. Feed-in Premium, Zertifikatshandel), implementiert u.a. in ES, NL
  - Bilanzgruppen tragen Risiko für Kosten der AE → impliziter Anreiz zu Kostenminimierung gegeben (Optimierungsoptionen: VK, optimierte Windprognose)
  - Kosten bestimmen den Abnahmepreis der Windenergie und damit dessen Wert aus Sicht des Anlagenbetreibers
  - geringerer Aggregationsgrad – Ausgleichseffekte möglicherweise nicht vollständig genutzt; Ausgleich zwischen stoch. Winderzeugung und stoch. Nachfrage möglich
  - Neue Spieler können Vermarktung übernehmen (Beispiel Gamesa in Spanien – bieten Anlagen inkl. Vermarktung an)

# 5. Kosten der Marktintegration von Windenergie – ein internationaler Vergleich

System	Förderinstrument / verantwortlich für Leistungsausgleich der Windenergie	spez. Kosten für AE €/MWh (Wind)	Anteil der Winderzeugung (in % des Bruttostromverbrauchs)	Kommentare	Quelle
Österreich	FIT / ÜNB	13,6	2%	Werte veröffentlicht für 2005	E-Control (2006)
Dänemark	ÜNB, BG	2,3 ; 3	16%	Annahmen: Vermarktung der gesamten Windeinspeisung in Westdänemark durch eine BG, Jahr 2001, kein Intraday-Handel; Kosten basieren auf Marktpreisen 2002 in Westdänemark	Holtinnen (2004), Morthorst (2003)
Deutschland	FIT / ÜNB	7	9%	Vorteile bei Windprognose durch Aggregation der gesamten Einspeisung, Kostenaufteilung unter ÜNB entsprechend des Endverbrauchs, AE für Wind nicht ausgeschrieben, mangelnde Kostentransparenz	E.on (2002)
Niederlande	Premium / BG	5 - 15	2%	Kosten für AE werden für die Bemessung des Premium Tariffs herangezogen	keine offiziellen Kostenangaben verfügbar
Spanien	FIT, Premium / ÜNB, BG	1,5 ; 3 - 6	7%	3: aggregiert; 6: einzelner Windpark	Gamesa (2006); AEE (2005)

Legende: FIT...Feed-In Tarif (Einspeisetarif); ÜNB...Übertragungsnetzbetreiber; BG...Bilanzgruppe

- große Kostenbandbreite
- direkter Kostenvergleich nur bedingt möglich, da systemische und regulatorische Voraussetzungen für betrachtete Systeme variieren

## 6. Schlussfolgerungen

- Übergeordnetes Ziel: Heranführung von erneuerbaren Technologien an Marktreife
- Derzeitiges AE-Kostenniveau bedeutet erhebliche Umsatzeinbußen für Windenergie bei herkömmlicher Vermarktung
- Ökostromanlagen erfüllen meist Kriterien nicht, um in den Reservemarkt bieten zu können
- Steigerung der Effizienz der Marktintegration möglich durch Anpassung des regulatorischen Rahmens
  - Marktbasierter Mechanismus für Sekundärregelreserve
  - Fahrplanmeldung auch am Wochenende
  - Gemeinsamer AE-Markt für Mitteleuropa
  - Organisierter Intra-Day Handel in Mitteleuropa
  - Zugang zum AE-Markt auch für Anlagen mit Kapazitäten < 10 MW (z.B. über Aggregatoren wie Saarenergie AG, Statnett)
- Herkömmliche Vermarktung von Ökostrom kann zukünftig durch neue Marktteilnehmer erfolgen → mehr Wettbewerb