

Kostenoptimale Stromversorgung aus regenerativen Quellen für Europa und seine Nachbarn

Perspektiven und Herausforderung für eine klimafreundliche Stromversorgung

Gregor Czisch

Ausgangsfragen:

**Ist eine rein regenerative Stromversorgung
für Europa und seine Nachbarn möglich
(Potentiale, Zeitverhalten, Technik)?**

JA!

**Welche Lösungen bieten sich
aus ökonomischer Sicht?**

**Wie wirken sich unterschiedliche
technologische, wirtschaftliche und
politische Randbedingungen aus?**

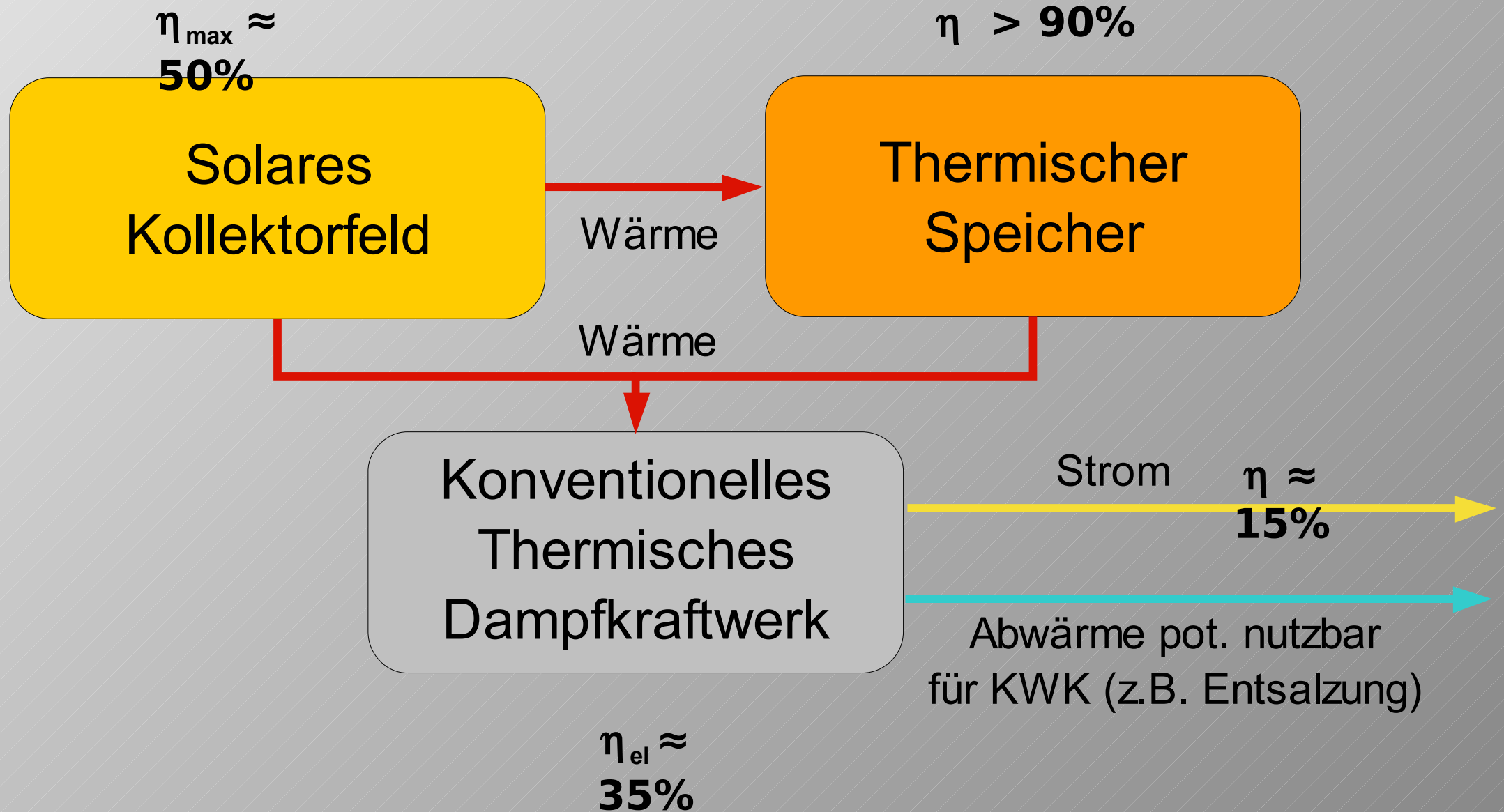
Solarthermische Kraftwerke



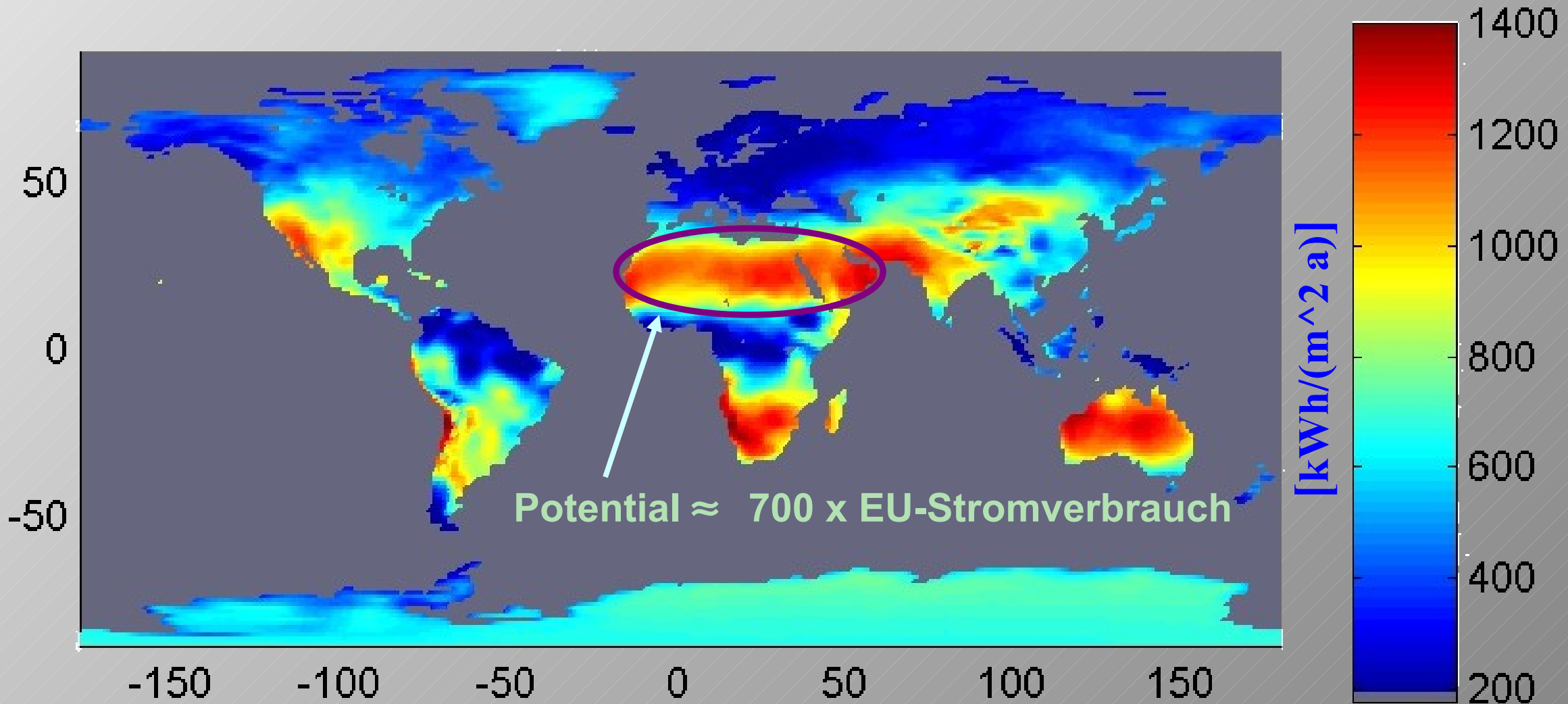
Photoquelle: <http://www.kjcsolar.com/24bit/segs0046.jpg>

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

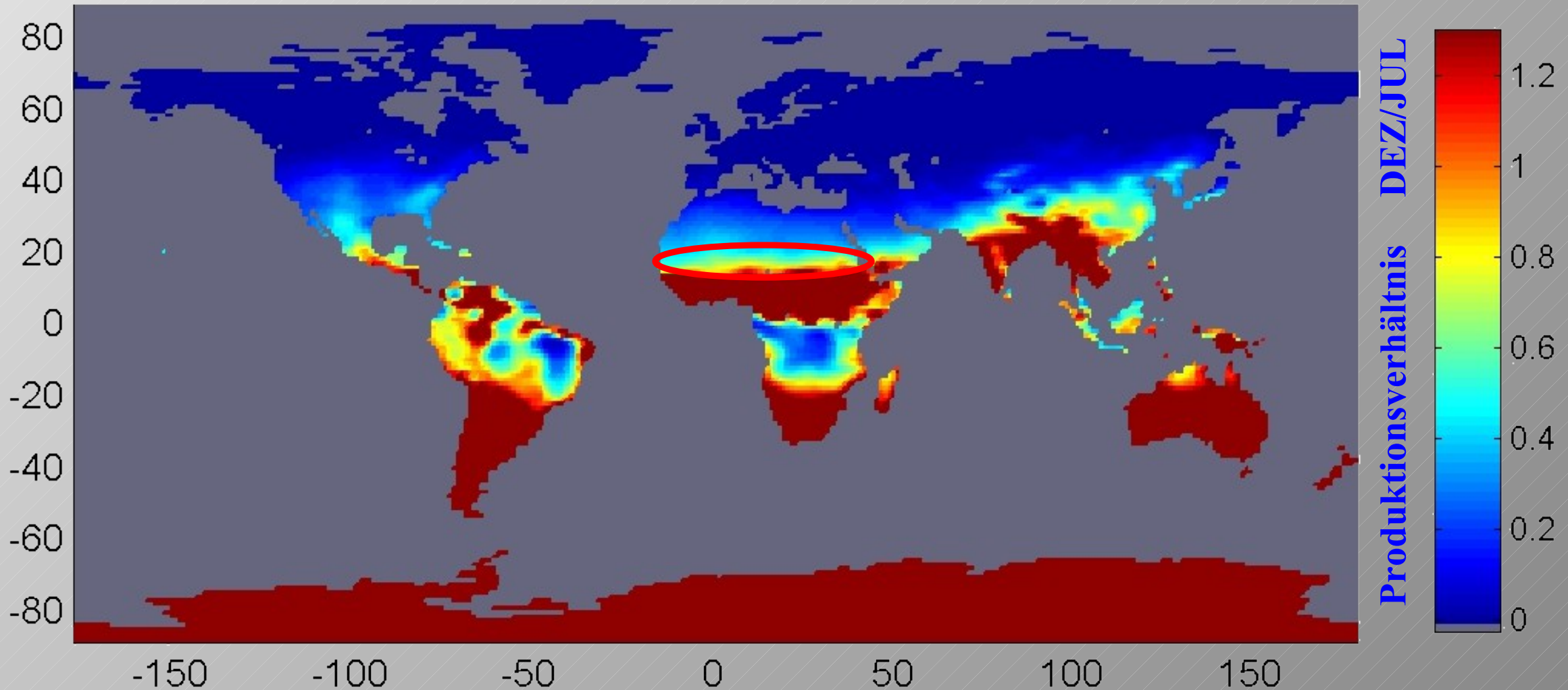
Prinzipschaltbild solarthermische Kraftwerke



Potentielle mittlere jährliche Wärmeerzeugung aus Spiegelrinnen für solarthermische Kraftwerke (1983 – 1992)



Saisonaler Vergleich (DEZ \Leftrightarrow JUL) der Wärmeproduktion aus Spiegelrinnen für solarthermische Kraftwerke (1983 – 1992)



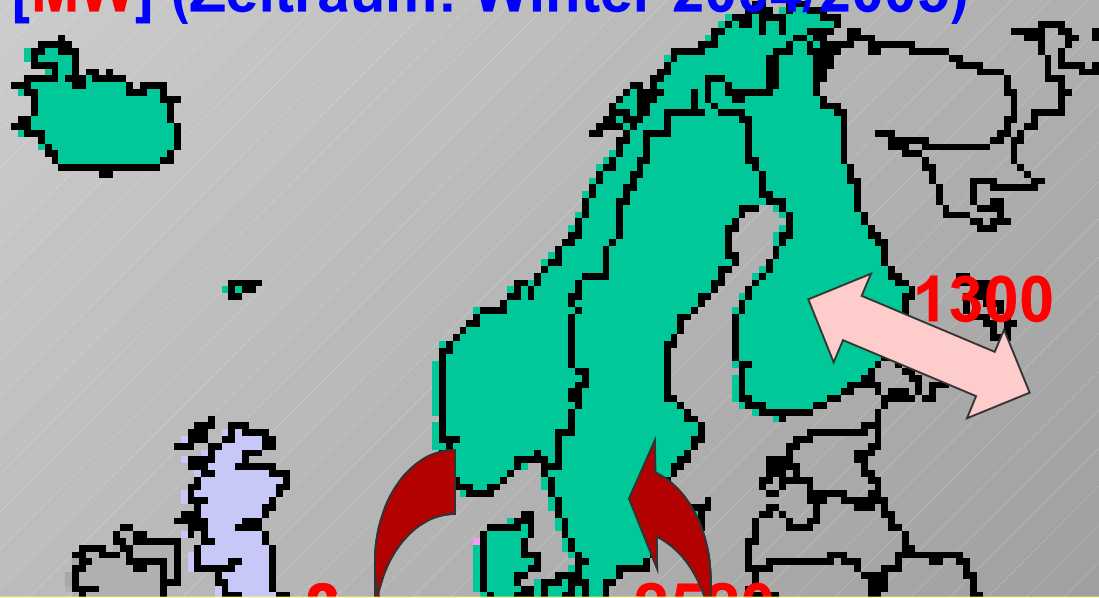
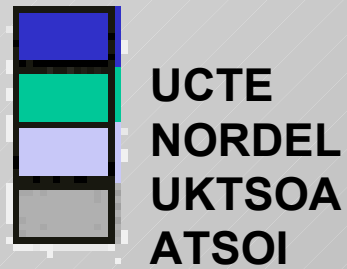
Stromtransport



Photoquelle: <http://www.nrel.gov/data/pix/searchpix.cgi>

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Einige geschätzte netto Übertragungskapazitäten zwischen Ländern der UCTE und ihren Nachbarn [MW] (Zeitraum: Winter 2004/2005)



Mit **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** können große Leistungen verlustarm und kostengünstig über weite Entfernungen transportiert werden.



Quelle der Karte: ETSO 2001; Datenquelle: ETSO 2005

Kosten der Stromproduktion mit solarthermischen Kraftwerken

Speicherkosten 60 €/kWh_{el}

Solarkraftwerk	Eingangsdaten	Kosten
Solarvielfaches Solarfeld	2,5 185 [€/m ²]	2775 [€/kW _{el.}]
Speicherkapazität Speicher	14 [VLh] 60 [€/kWh _{el.}]	840 [€/kW _{el.}]
Kraftwerksteil	525 [€/kW _{el.}]	525 [€/kW _{el.}]
Gesamtinvestition		4140 [€/kW_{el.}]
Lebensdauer	25 [a]	
Betriebskosten/a	2% [% der Inv. K.]	
Versicherungskosten/a	1% [% der Inv. K.]	
Zinssatz	5% [%/a]	
Jährliche Kosten		418 [€/(kW_{el.}*a)]
η Kraftwerk	37% [%]	
η Speicher	92% [%]	
Erzeugung über Speicher	70% [%]	

HGÜ-System	Eingangsdaten
Leistungsklasse	5 [GW]
Nennspannung	+600 [kV]
Ausführung	Doppelbipol.
Umrichterstationen [Häusler 1999]	2 * 60 [€/kW]
Freileitung [Häusler 1999]	70 [€/(kW*1000 km)]
Seekabel	700 [€/(kW*1000 km)]
Lebensdauer	25 [a]
Betriebskosten	1% [% der Inv. K /a]
Zinssatz	5%

Standort		Iberische Halbinsel	Süd-marokko	Mauretanien	Brügge Belgien
Wärmeproduktion	[kWh/m ²]	610	1140	1190	300
Stromerzeugung (2 Wochen Revision sonst 97% Verfügbarkeit)	Auslastung [h/a]	3000	5570	5820	1470
Stromgestehungskosten vor Ort	[€ct/kWh]	14	7,5	7,2	29
Entfernung v. Kassel	[km]	2500	4400	5300	500
davon See-Trassen	[km]	0	40	40	0
Transport-systemkosten	[€/(kW _{el.} *a)]	24	36,5	42	12,5
Transportverluste überschlägig		6%	13%	16%	2%
Stromkosten In Kassel	[€ct/kWh]	15,7	9,4	9,4	30

Wasserkraft



Speicherwasserkraftwerke



Laufwasserkraftwerke

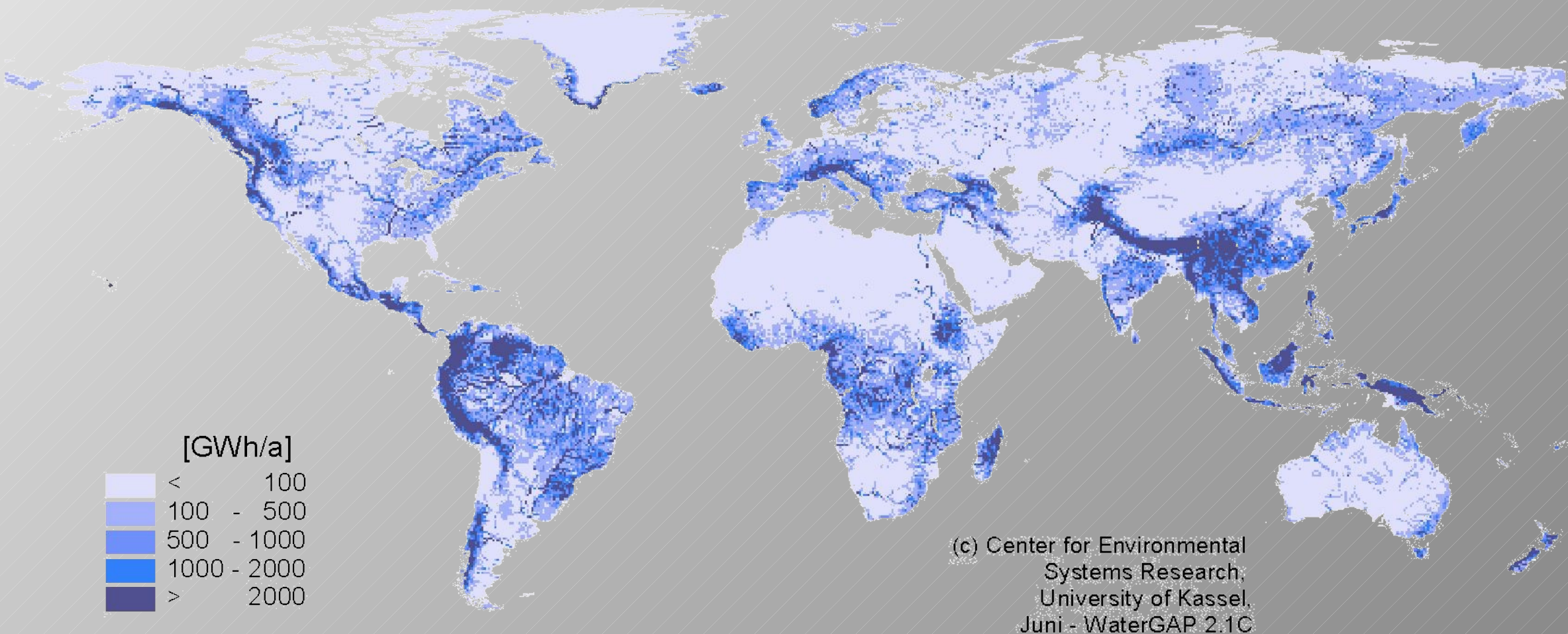


Speicherwasserkraftwerke in Westeuropa (UCTE und NORDEL): Nennleistung, Speicherkapazität und jährliche Stromproduktion

Daten der UCTE 1998	Leistung: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke	Speichervermögen: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke	Erzeugungsvermögen: Speicher- und gemischten Pumpspeicherkraftwerke
	[GW]	[TWh]	[TWh]
Slovenien/Kroatien	1.4	1.8	?
Schweiz	8.2	8.4	18.0
Rest Jugoslawien	2.0	2.0	?
Portugal	2.1	2.6	4.2
Österreich	5.6	3.2	7.0
Luxemburg	0.0	0.0	0.0
Italien	7.5	7.9	17.6
Griechenland	1.9	2.4	2.8
Frankreich	11.6	9.8	18.2
Deutschland	1.4	0.3	1.1
Belgien	0.0	0.0	0.0
Spanien	7.7	18.4	16.7
Summe UCTE	49 [GW]	57 [TWh]	86 [TWh]
Daten zu NORDEL			
Norwegen	27.3	84.1	112.6
Finnland	2.9	4.9	12.6
Schweden	16.2	33.7	63.6
Summe NORDEL	46 [GW]	123 [TWh]	189 [TWh]
Summe NORDEL + UCTE	96 [GW]	180 [TWh]	275 [TWh]



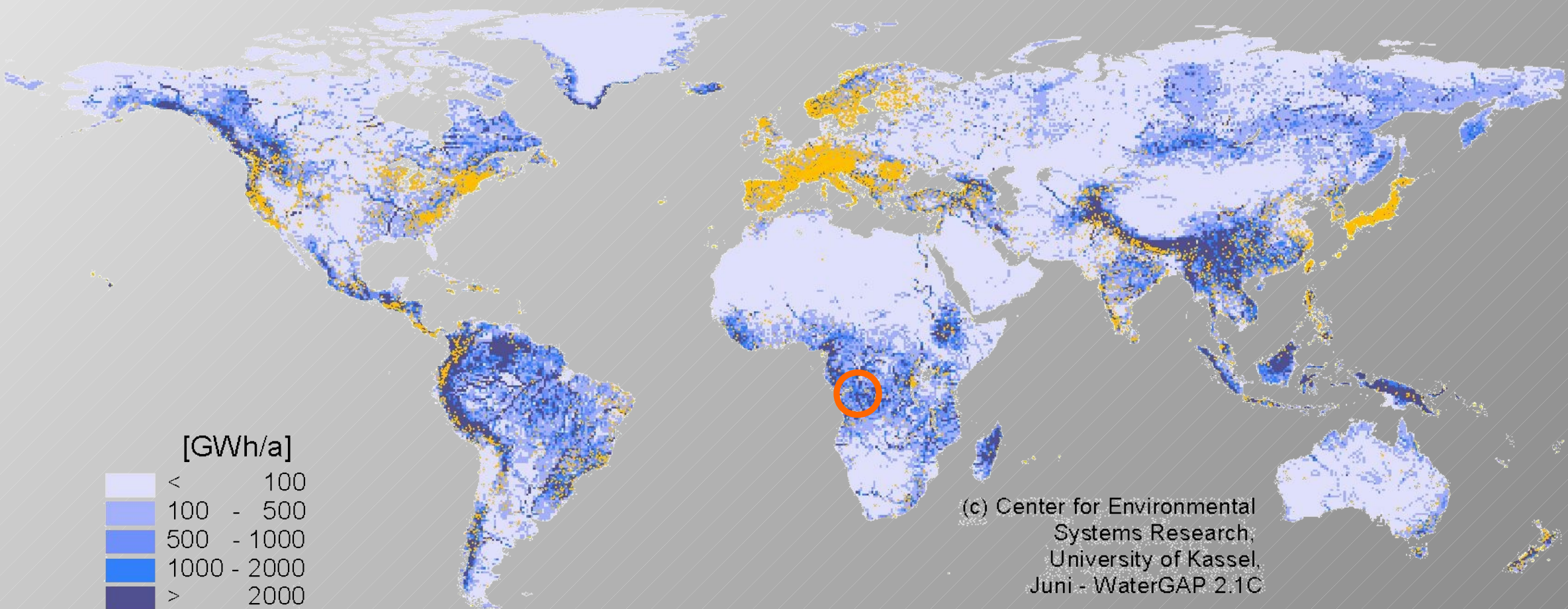
Brutto-Wasserkraft-Potential (0.5° x 0.5° Zellen)



Weltweites Brutto-Wasserkraft-Potential 45 000TWh (ohne Antarktis)

Weltweite jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft 2 500TWh

Brutto-Wasserkraft-Potential (0.5° x 0.5° Zellen) und Wasserkraftwerke



Weltweites Brutto-Wasserkraft-Potential 45 000TWh (ohne Antarktis)
Weltweite jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft 2 500TWh
Weltweit installierte Wasserkraftkapazität 750 GW (740 GW dargestellt)

Biomasse-Kraftwerk



Photo: <http://www.nrel.gov/data/pix/searchpix.cgi>

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Biomasse: Potential, Stromproduktion und Kosten von Biostrom

Wärmeverkauf für
1,5-2,5 €ct/kWh_{th}
könnte die Stromkosten bis auf ca.
7-5 €ct/kWh
senken.

Biomasse Kraftwerk	Eingangsdaten		Kosten	
Nennleistung	5	[MW]		
Investition (I)			2000	[€/kW_{el}]
O&M ?	4%	[% von I/a]		
Zins	5%	[%/a]		
Lebensdauer	20	[a]		
Auslastung	4000	[FLh/a]		
Stromkosten ohne Brennstoff			6	[€ct/kWh_{el}]
Beispiel Holz	1,2	[€ct/kWh_{th}]	4	[€ct/kWh_{el}]
Gesamte Stromkosten			10	[€ct/kWh_{el}]

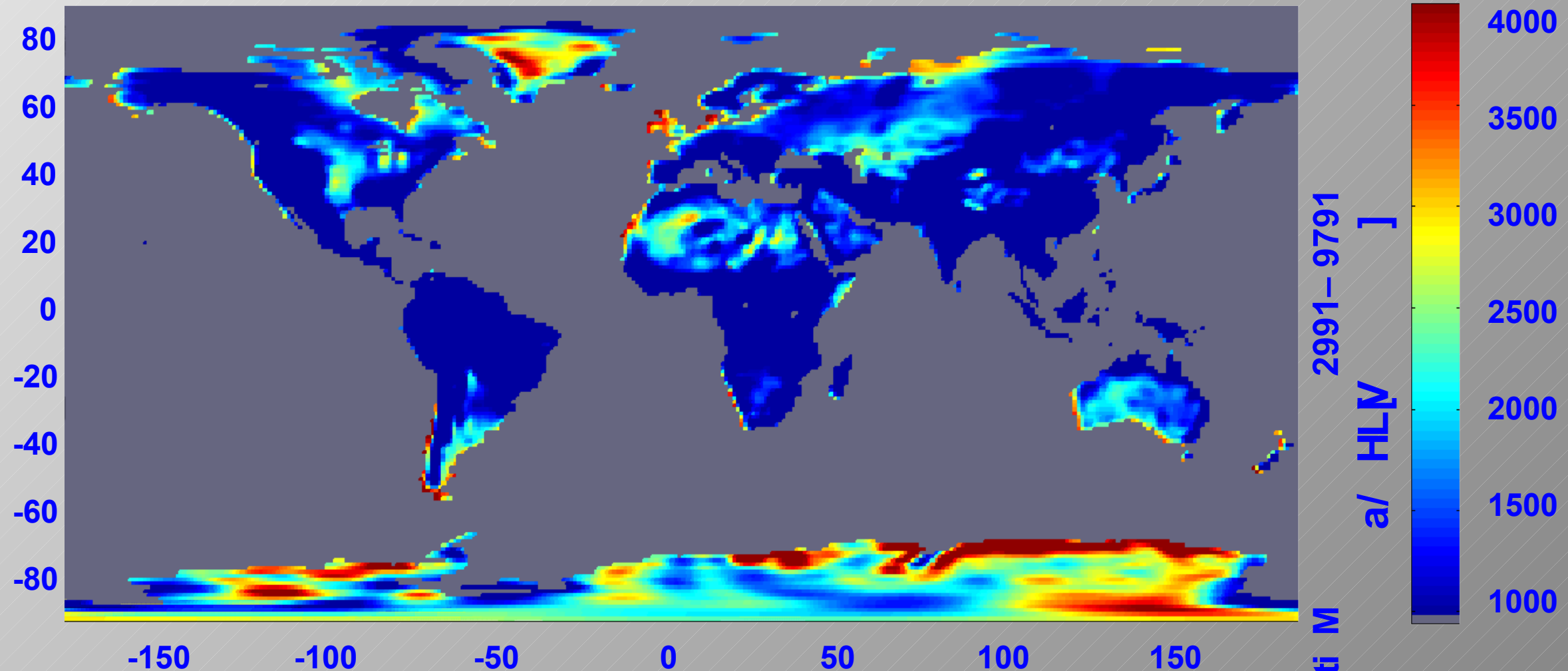
Windkraft



Photoquelle: <http://www.nrel.gov/data/pix/searchpix.cgi>

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

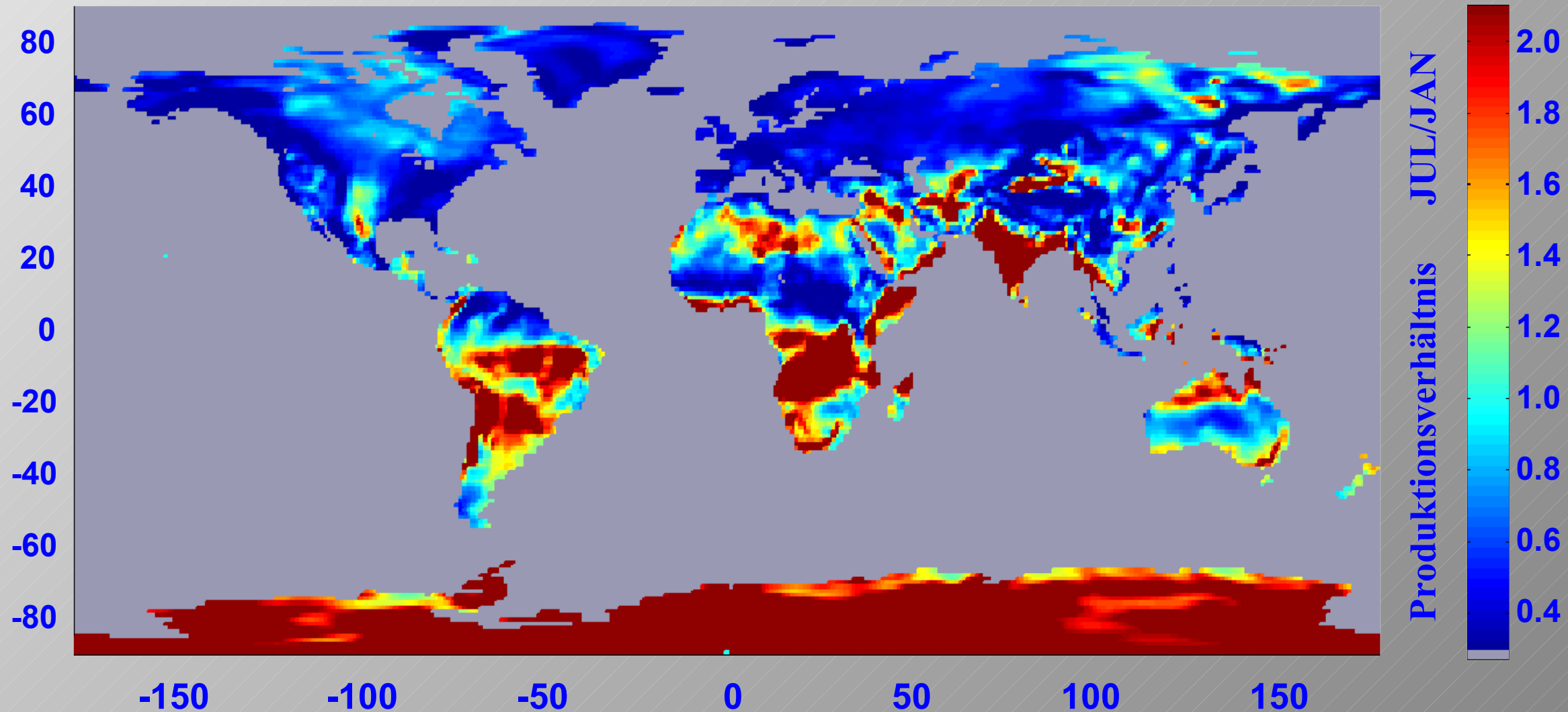
Potentielle jährliche Stromerzeugung von 1.5 MW Windkraftanlagen (NH = 80m) mit variabler Drehzahl: Ausgewiesen in Volllaststunden [VLH] pro Jahr



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

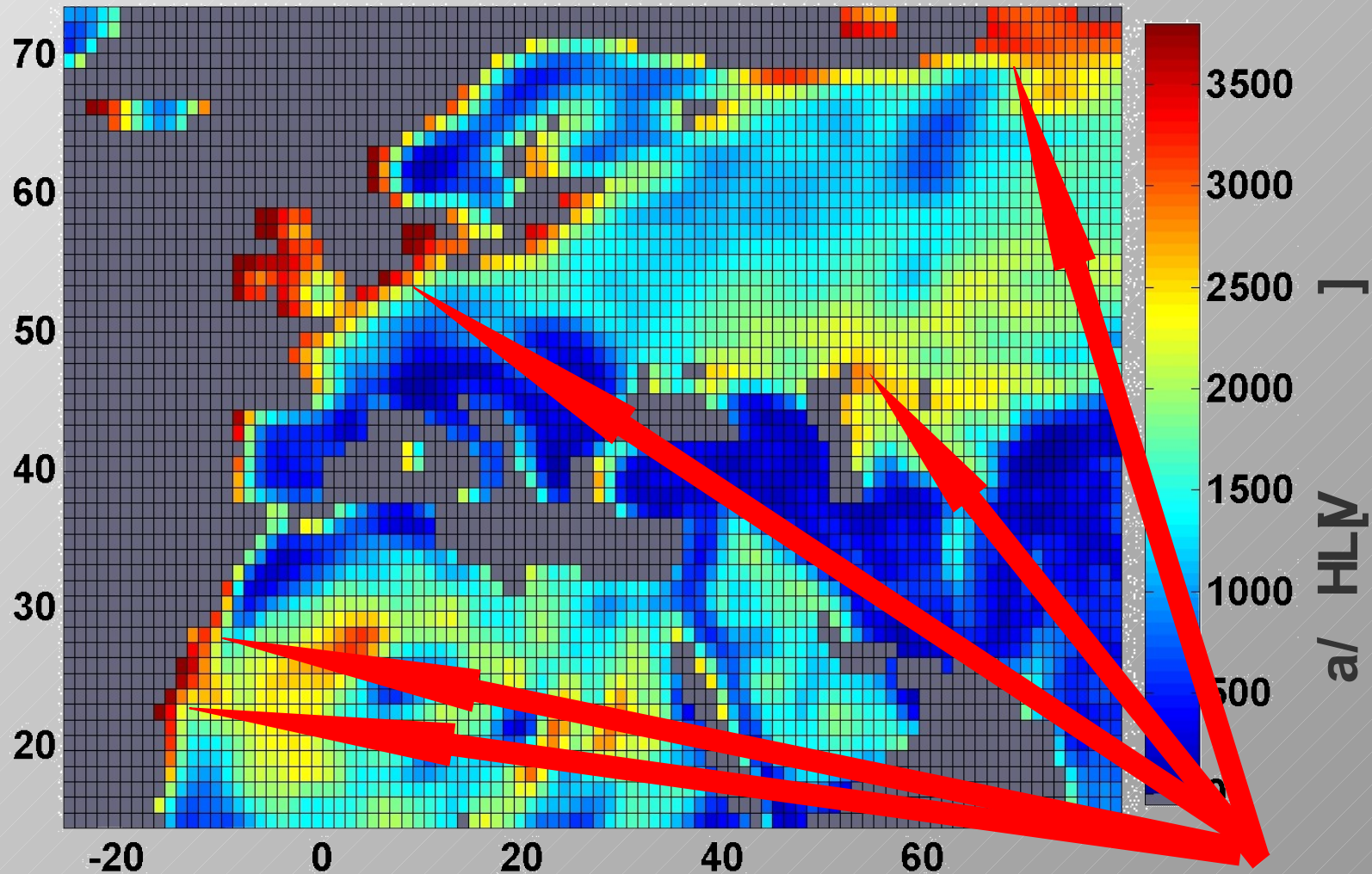
Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie (JUL \Leftrightarrow JAN) (mittlere Monatswerte aus 15 Jahren)



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



Stromverbrauch
EU & Norwegen:
2100 TWh

Potentielle Wind-
Energie-Produktion an
Landstandorten mit
mehr als 1500 VLH
bei 4 – 8 MW/km²:
120 000 – 240 000 TWh

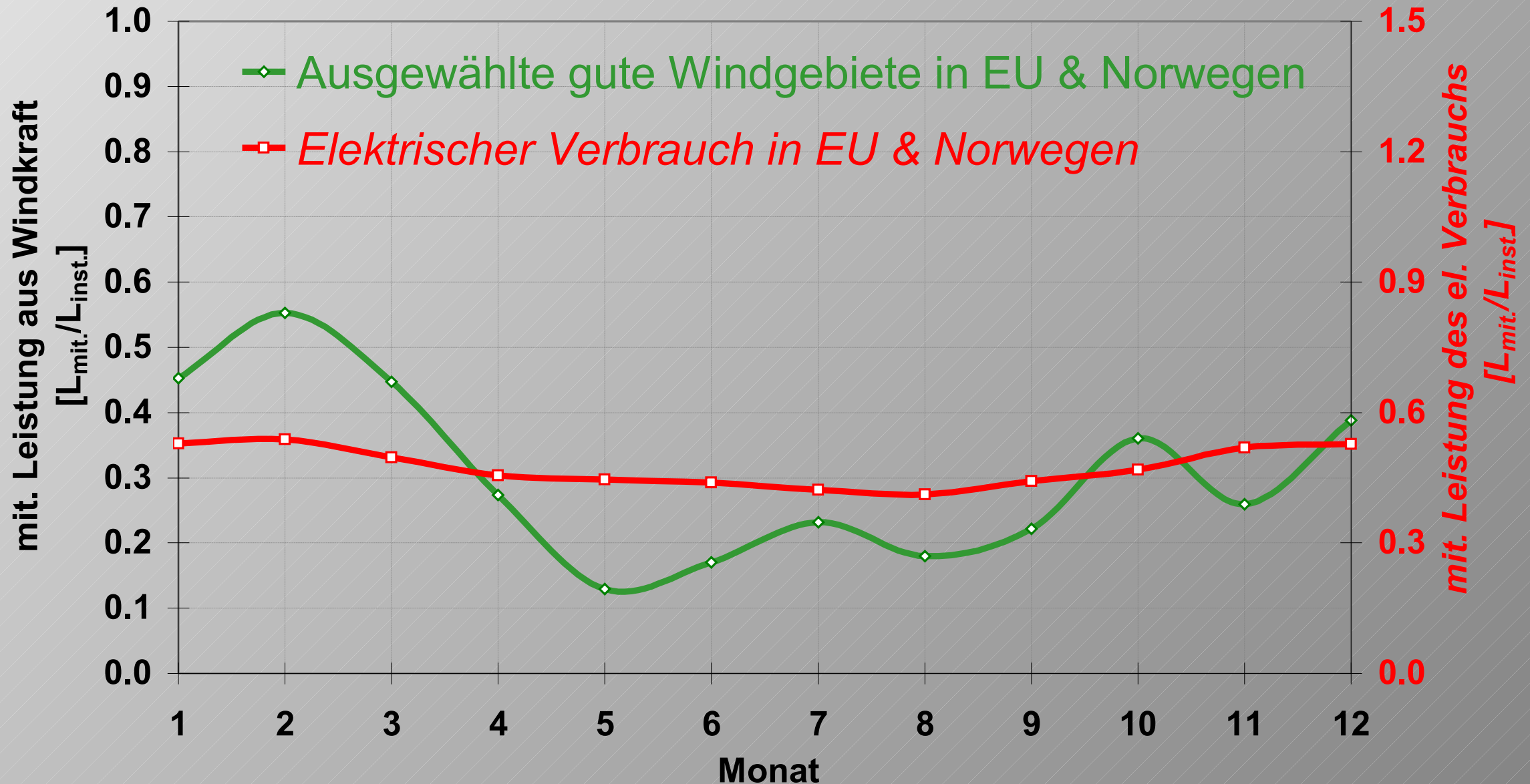
Mittlere jährliche Prod.:
2050 VLH
in Ost- & West Sibirien

bei 2-4 MW/km²
2000 VLH
800 TWh
bei 4-8 MW/km²
120 000 - 240 000 TWh

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus

Windenergie in ausgewählten guten Windgebieten
Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**

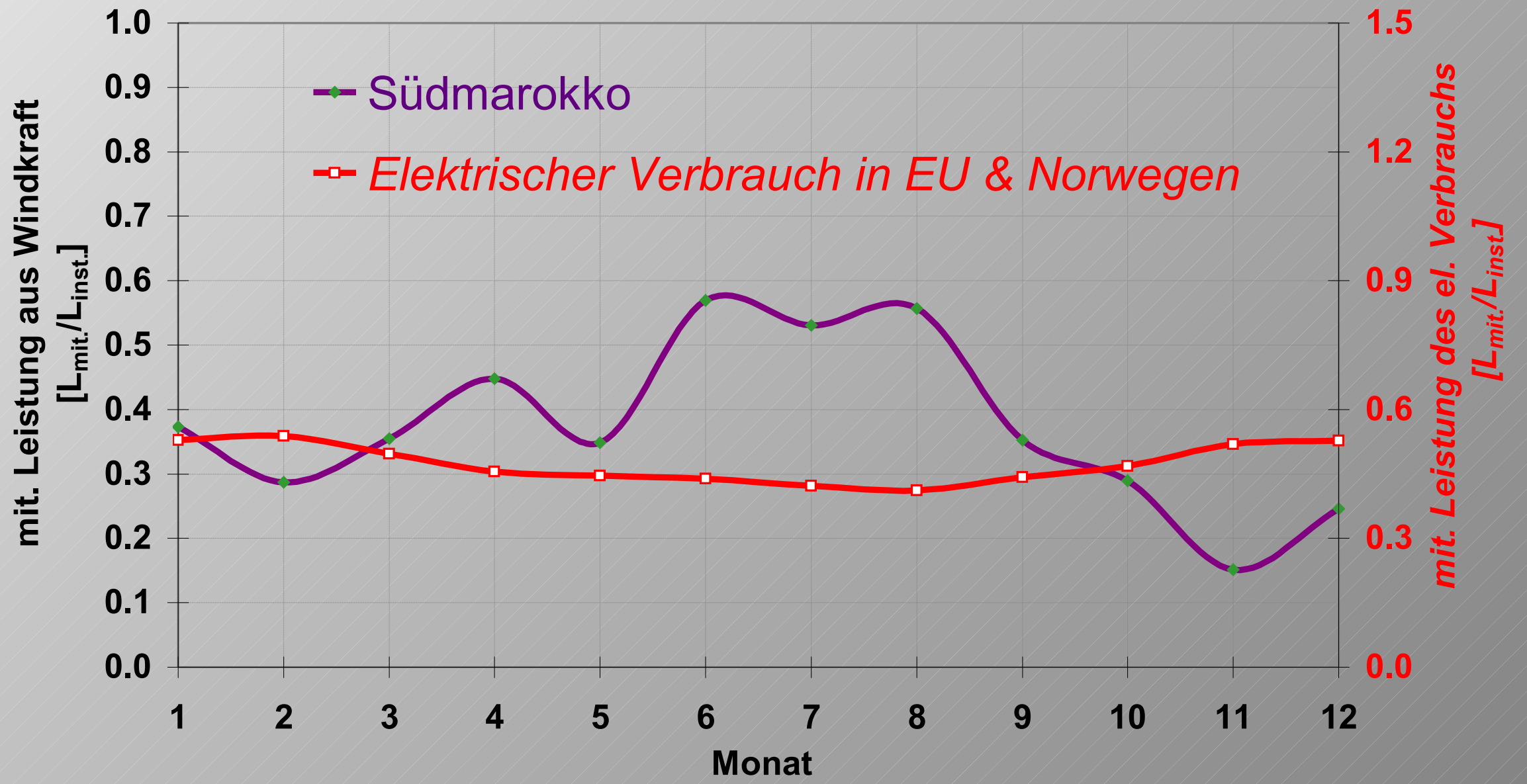


Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus

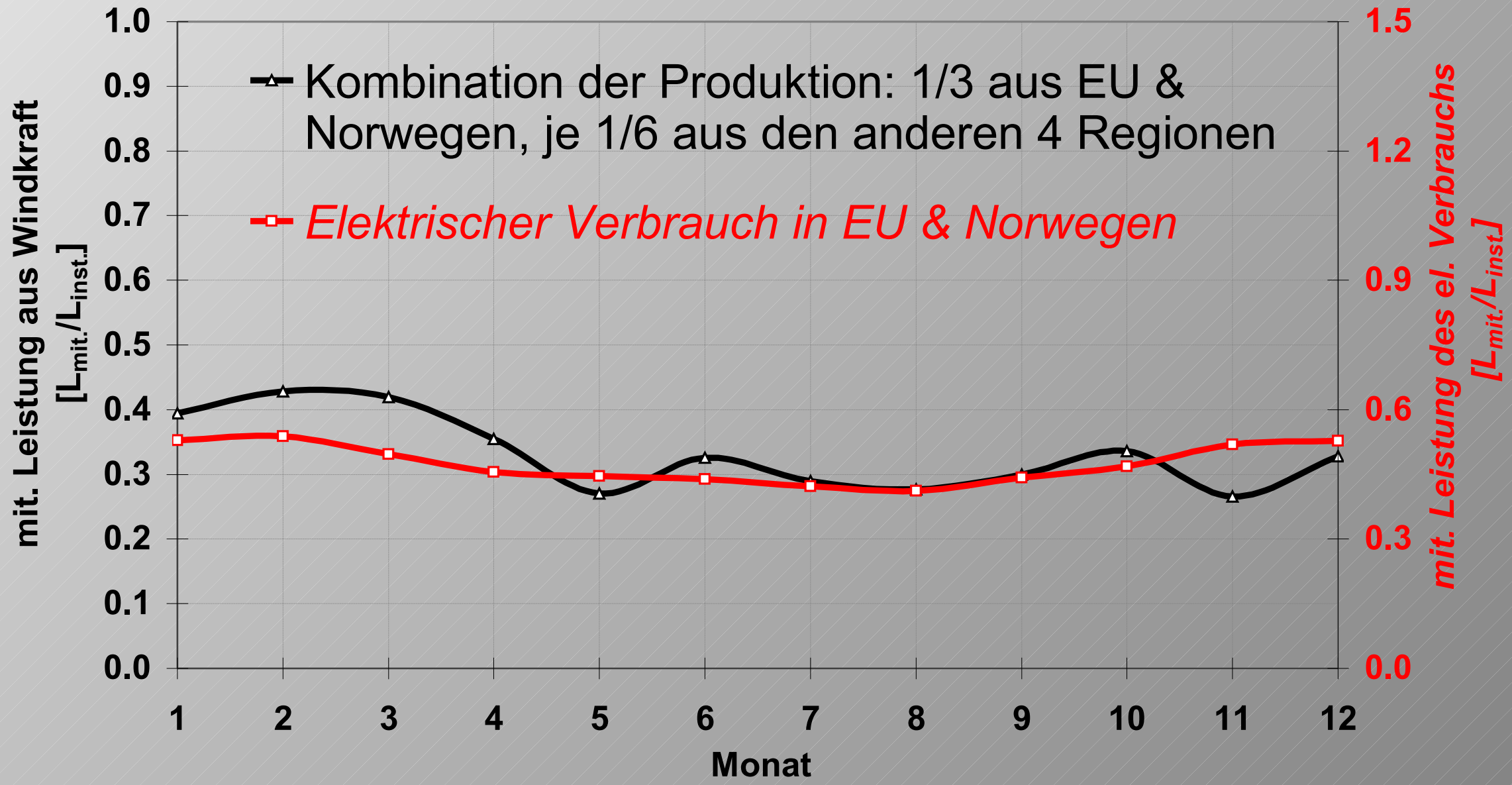
Windenergie in ausgewählten guten Windgebieten
Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

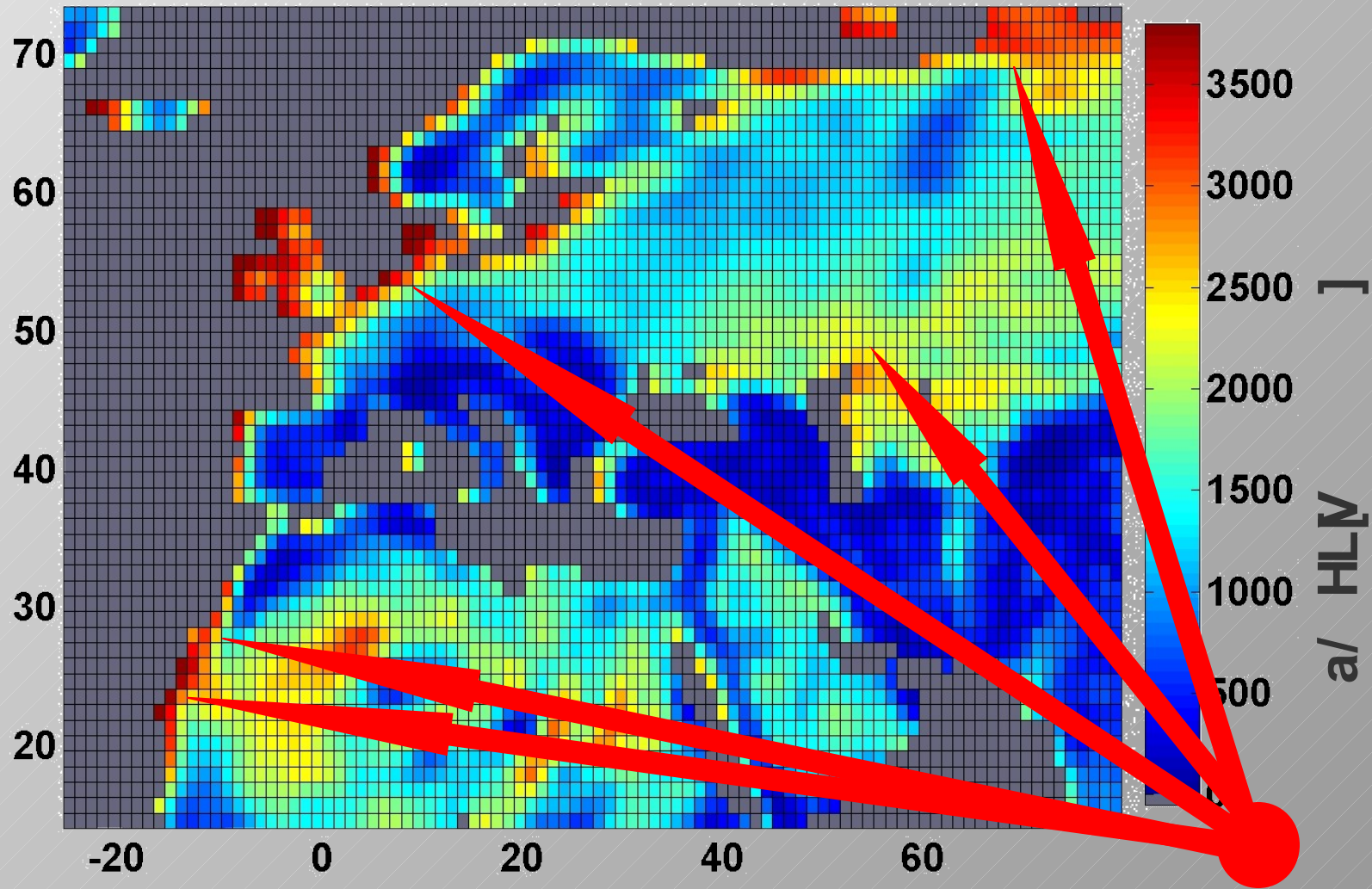
Monatsmittelwerte von **Stromverbrauch** und Stromerzeugung aus

Windenergie in ausgewählten guten Windgebieten
Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und **elektrischer Verbrauch**



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



**Stromverbrauch
EU & Norwegen:
2100 TWh**

**Potentielle Wind-
Energie-Produktion an
Landstandorten mit
mehr als 1500 VLH
bei 4 – 8 MW/km²:
120 000 – 240 000 TWh**

**Mittlere jährliche Prod.:
2050 VLH**

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Kosten-Kalkulation für Windstrom aus entfernten Regionen

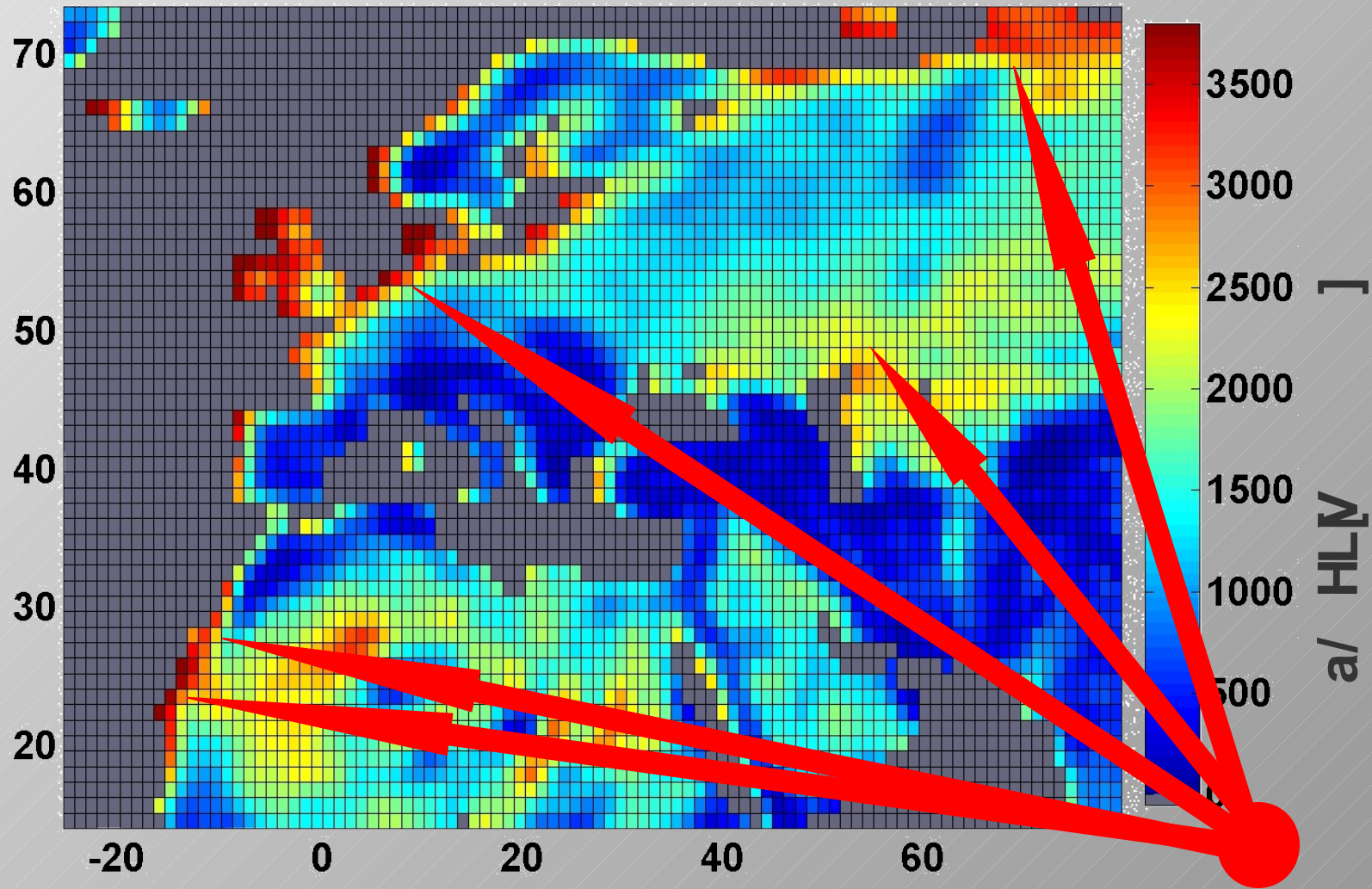
Region	Volllaststunden	Entfernung zu Kassel			Kosten			mitl. Verluste
	[h/a]	[km]			[€/kWh]			[%]
		Land	See	Land & See	vor Ort	in Kassel	Verlustkosten	
a) Nordussland und Westsibirien	3100	4200	0	4200	3.1	4.4	0.5	10.4%
b) Kasachstan	2600	4300	0	4300	4.1	5.9	0.7	10.2%
c) Südmarokko	3400	4400	40	4440	3.0	4.5	0.5	10.4%
d) Mauretanien	3000	4900	40	4940	3.2	4.8	0.6	10.8%

Eingangsdaten für die Kostenrechnung

Transport-System (HGÜ)			Wind Parks				
	Wert	Einheit		Wert	Einheit		
HGÜ Spannung	+/- 600	[kV]	<p>Vergleich mit Deutschland:</p> <p>Auslastung VLh</p> <p>Stromkosten €c/kWh</p>	<p>Gesamt-Investitions-Kosten</p> <p>1000 [€/kW]</p>			
Umrichter Kosten	2 * 60	[€/kW]					
Umrichter-Verluste (Vollast)	2 * 0.55	[%]					
Freileitungs-Kosten	70	[€/(kW * 1000 km)]					
See-Kabel-Kosten	700	[€/(kW * 1000 km)]					
Leitungs-Verluste	4	[% / (1000 km)]					
Jährliche Betriebs-Kosten [%Gesamt-Investition]	1	[%]			Jährliche Kosten Betriebs-Kosten [%Gesamt-Investition]	2	[%]
Real-Zins	5	[%]			Real-Zins	5	[%]
Rechnerische Lebensdauer	25	[a]	Rechnerische Lebensdauer	20	[a]		

Nennleistung HGÜ = Nennleistung Windkraft ≅ 5 GW

Potentielle jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen (NH = 80m, NL = 1.5 MW) in Europa und seiner Nachbarschaft in Vollaststunden [VLH] pro Jahr



**Stromverbrauch
EU & Norwegen:
2100 TWh**

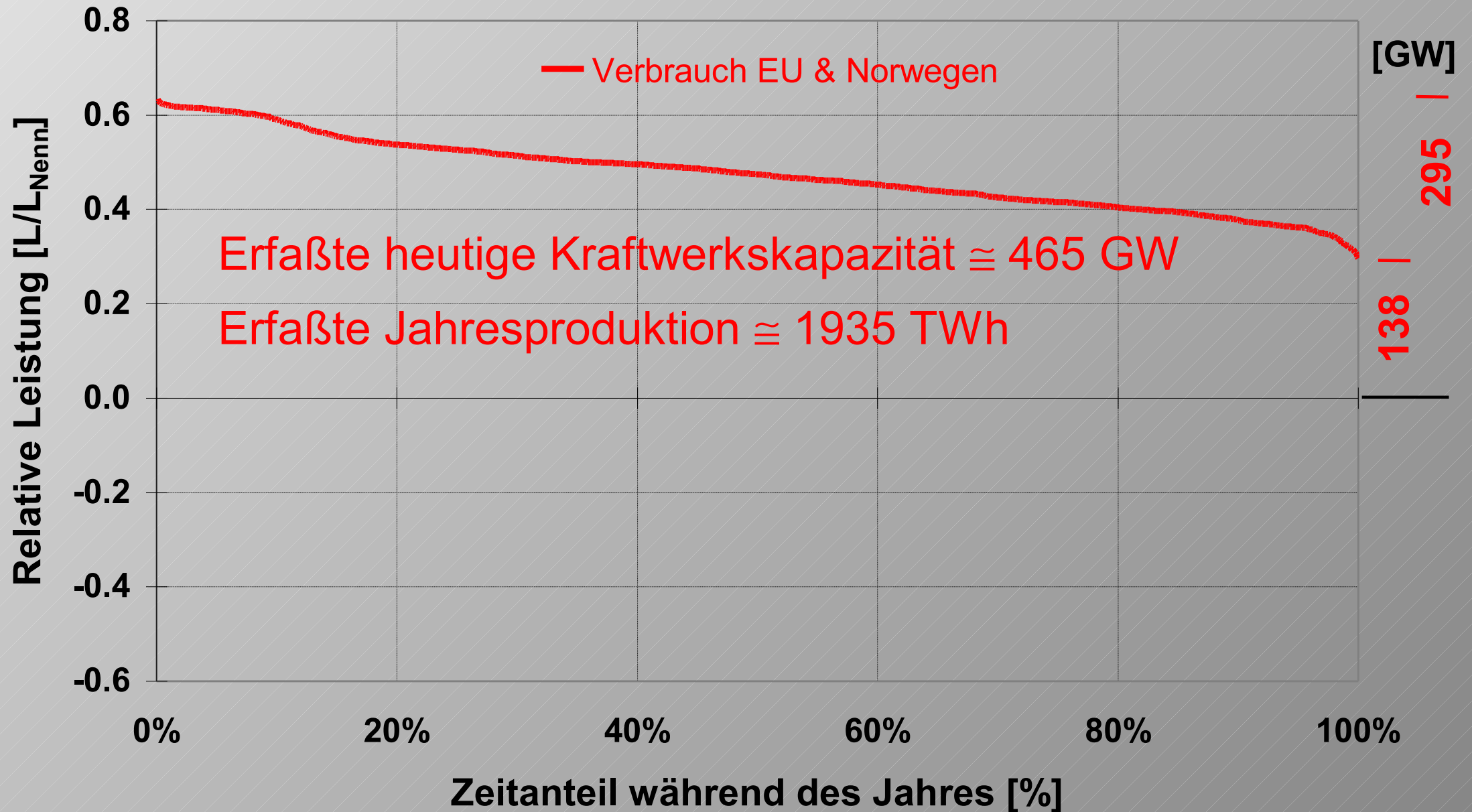
**Potentielle Wind-
Energie-Produktion an
Landstandorten mit
mehr als 1500 VLH
bei 4 – 8 MW/km²:
120 000 – 240 000 TWh**

**Mittlere jährliche Prod.:
2050 VLH**

Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1979-1992

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

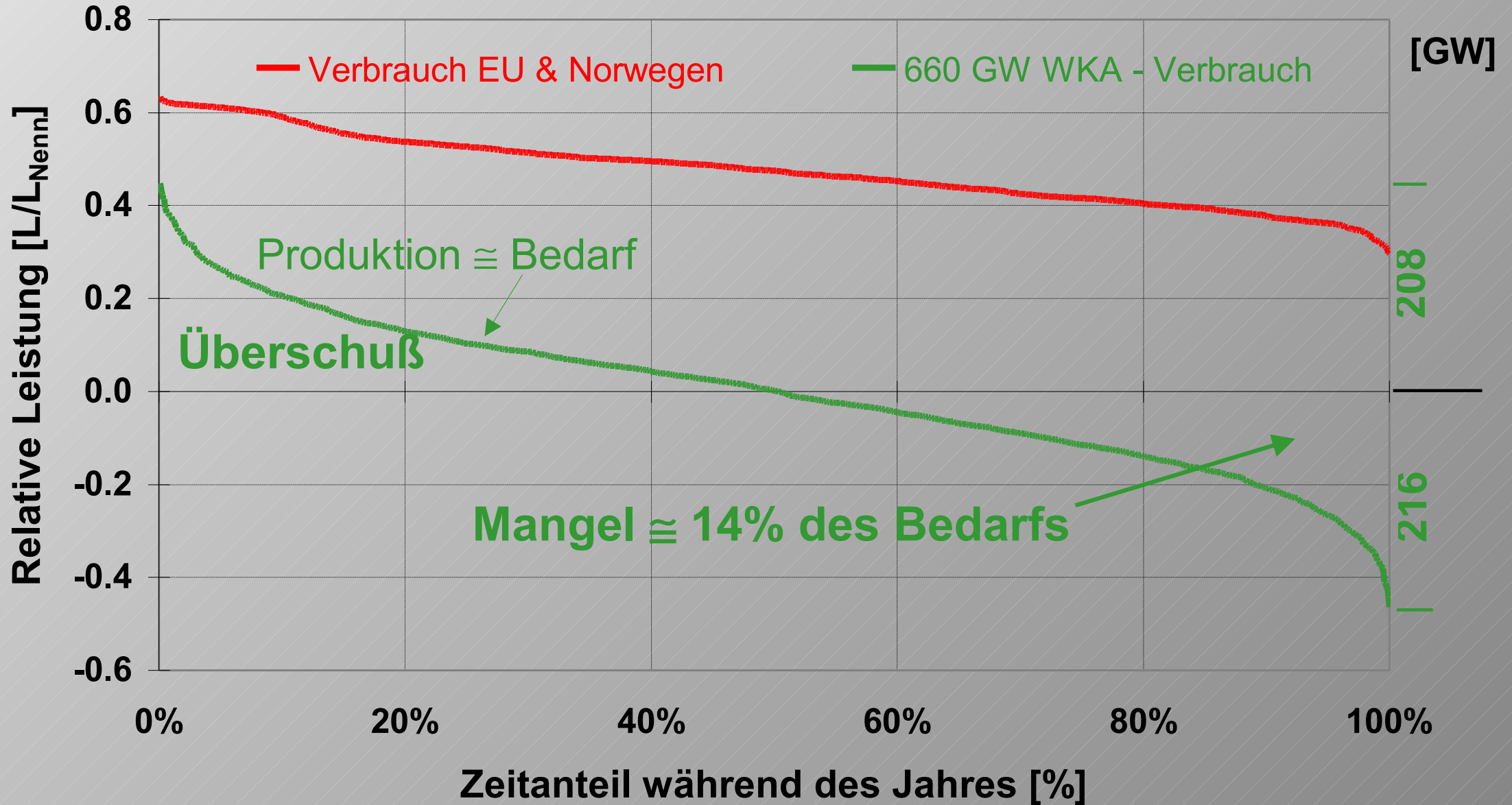


Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

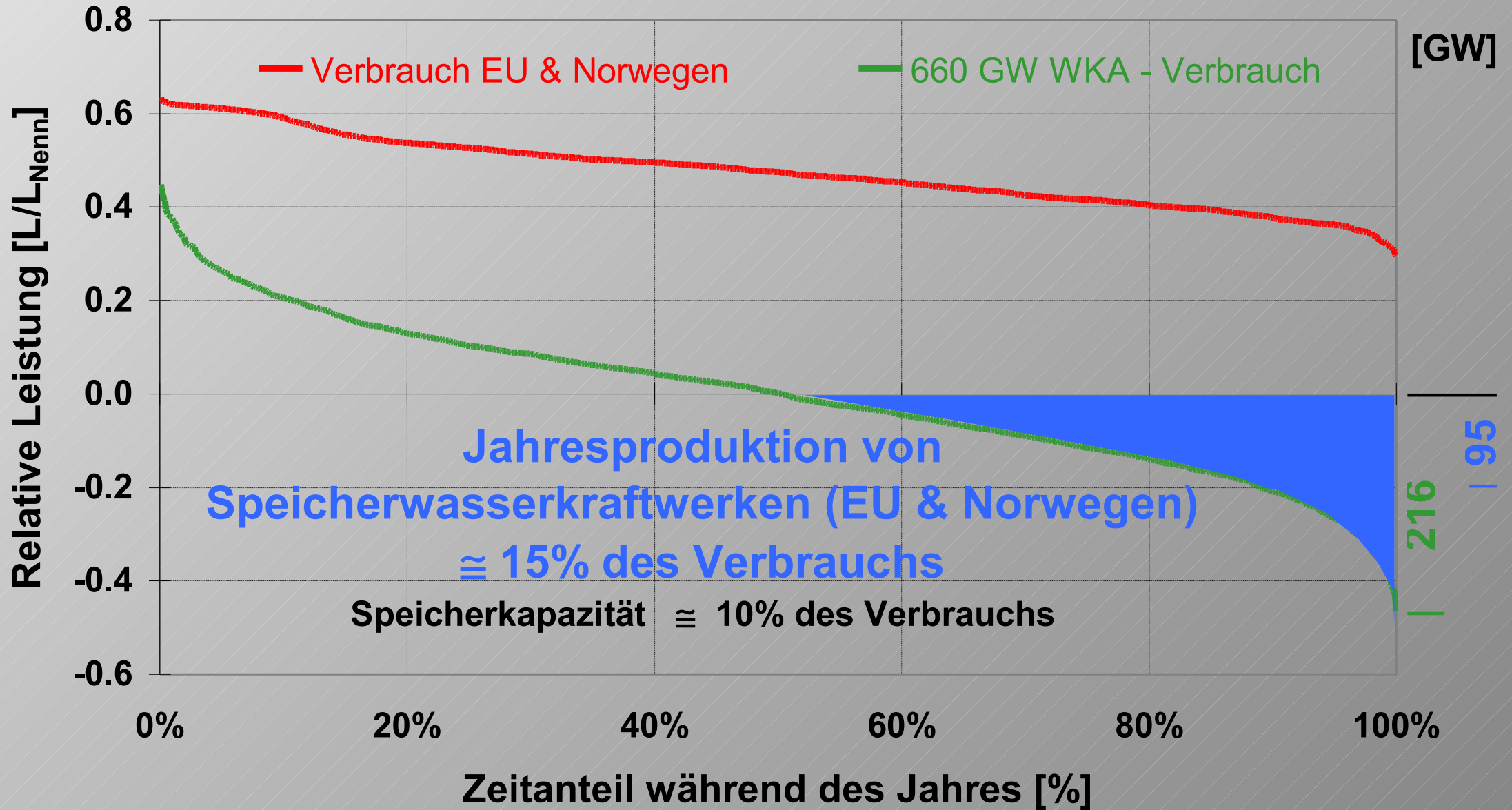
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

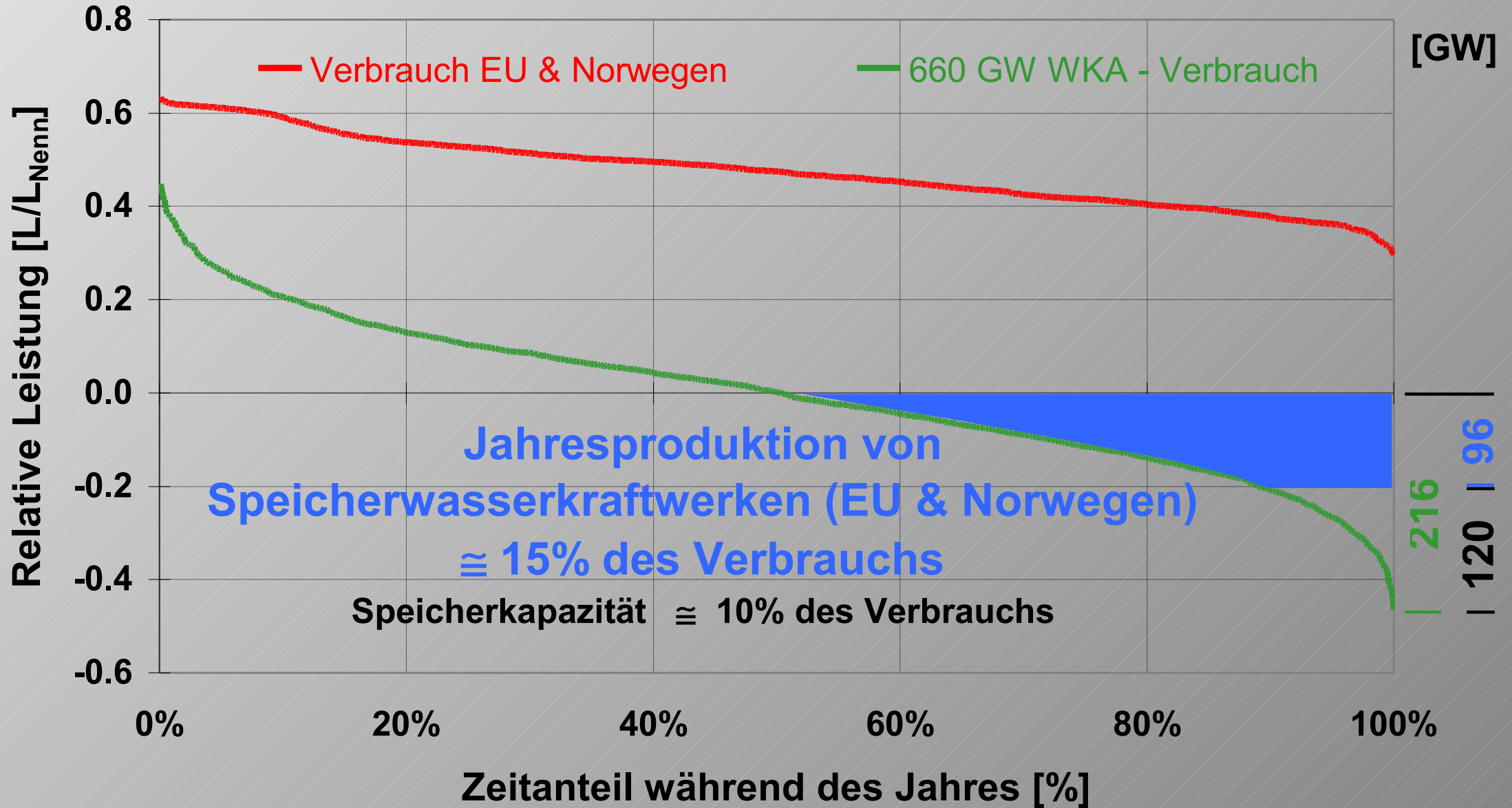


Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

G. Czisch, DPG-AKE 21.03.06

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

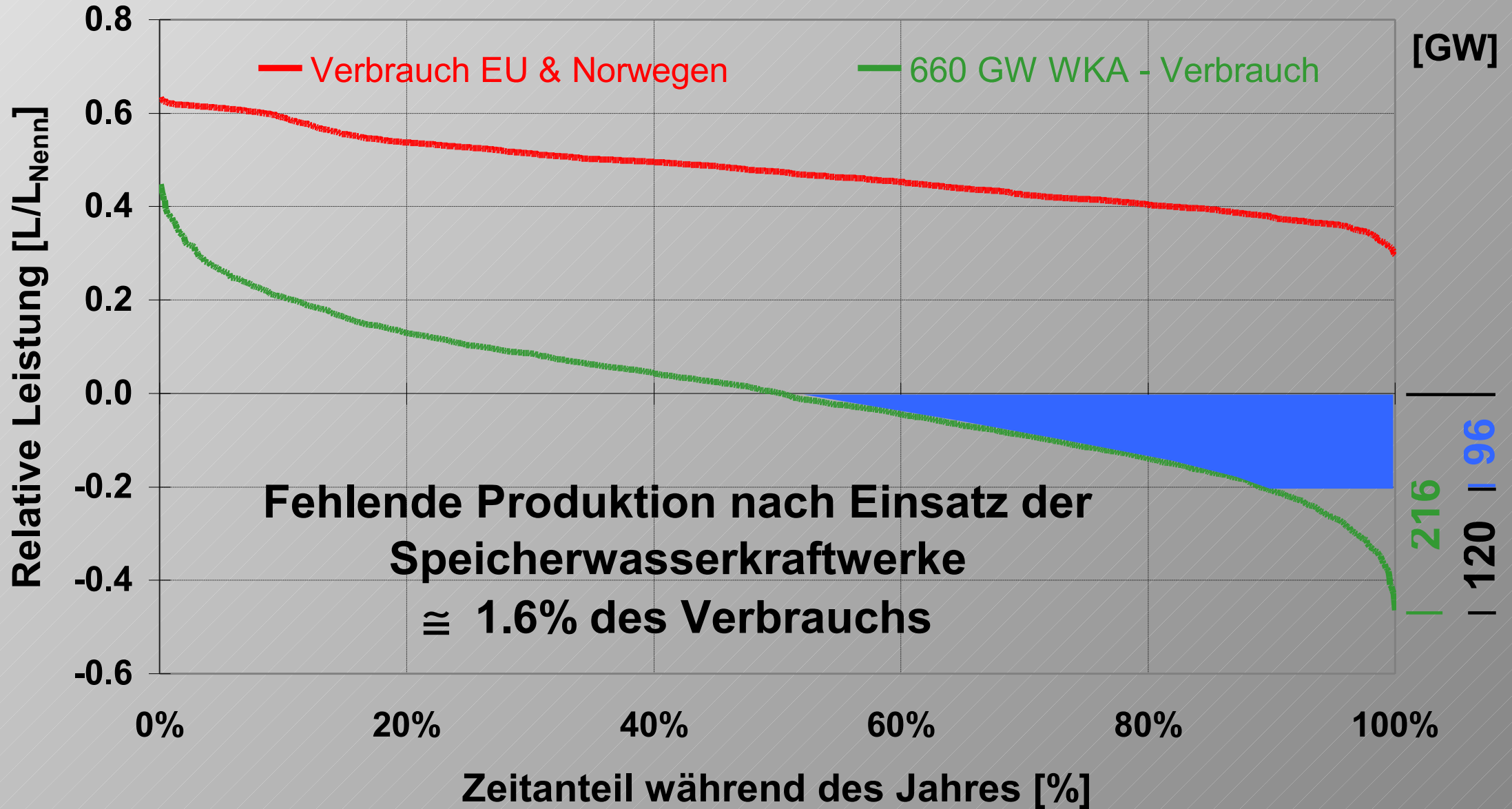
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

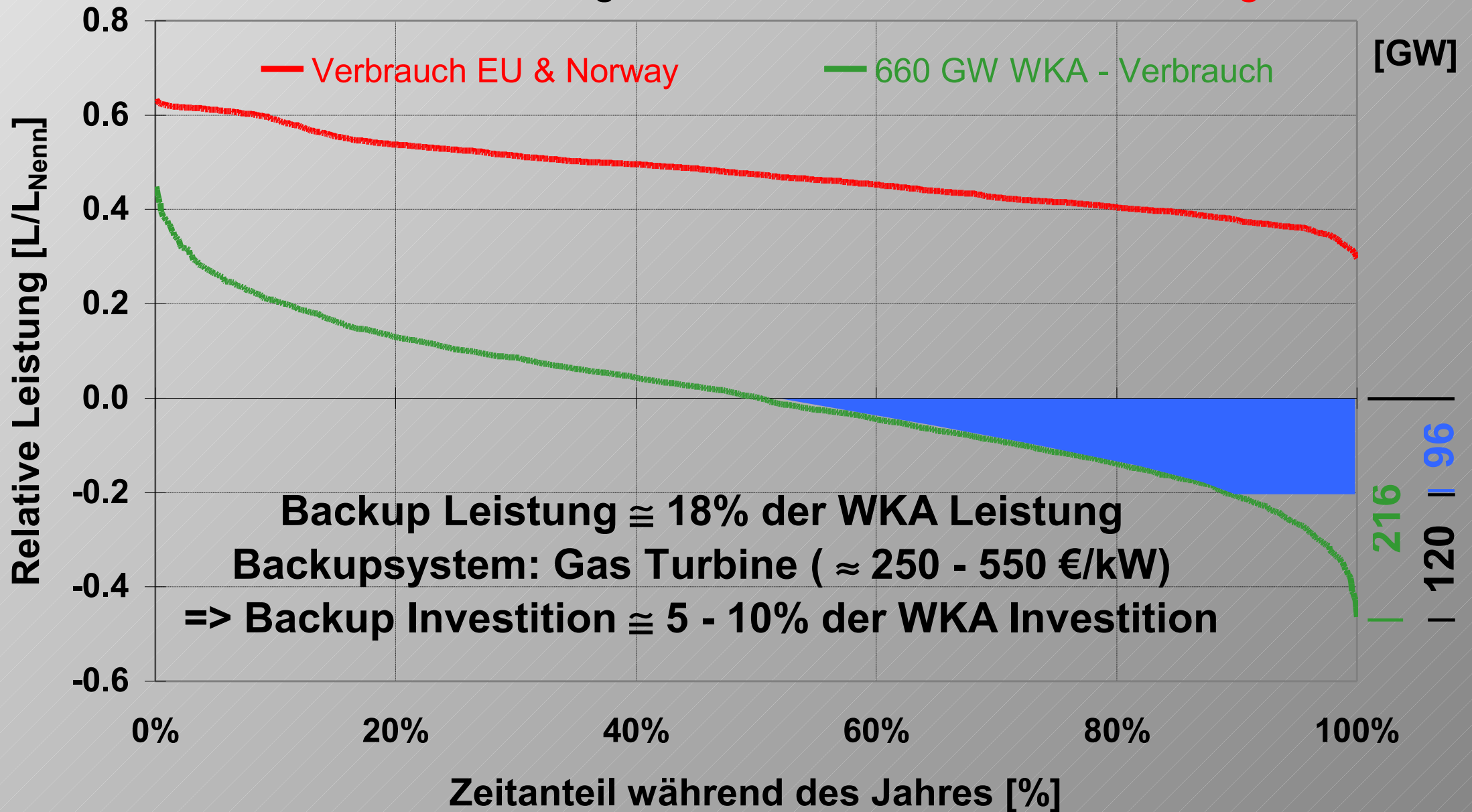
Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



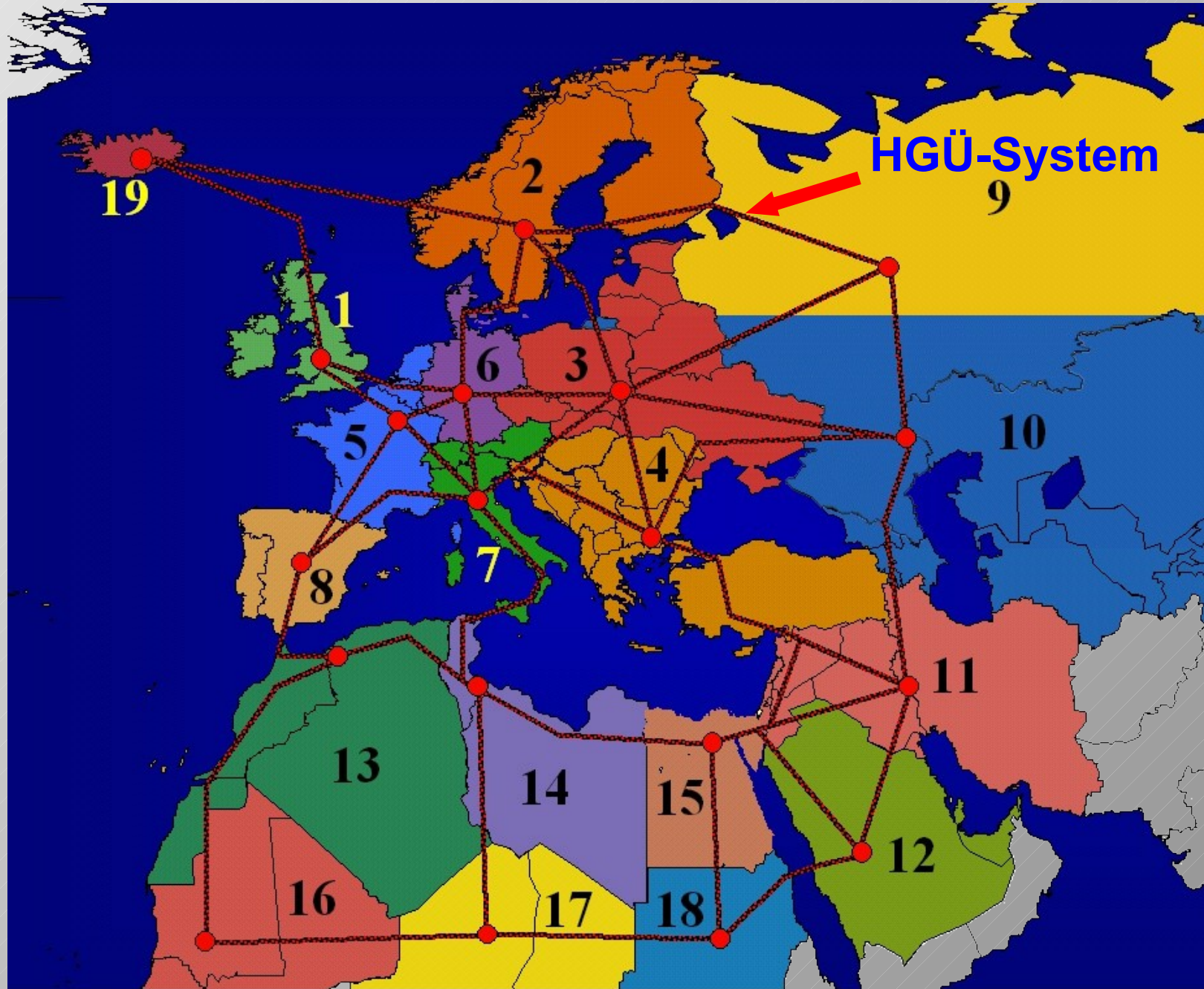
Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

Dauerlinien von Überschuss und Mangel der Stromerzeugung von 660 GW WKA in den 5 Regionen und Stromverbrauch EU & Norwegen



Met. Daten: ECMWF, ERA-15, 1990

Mögliches Stromversorgungsgebiet



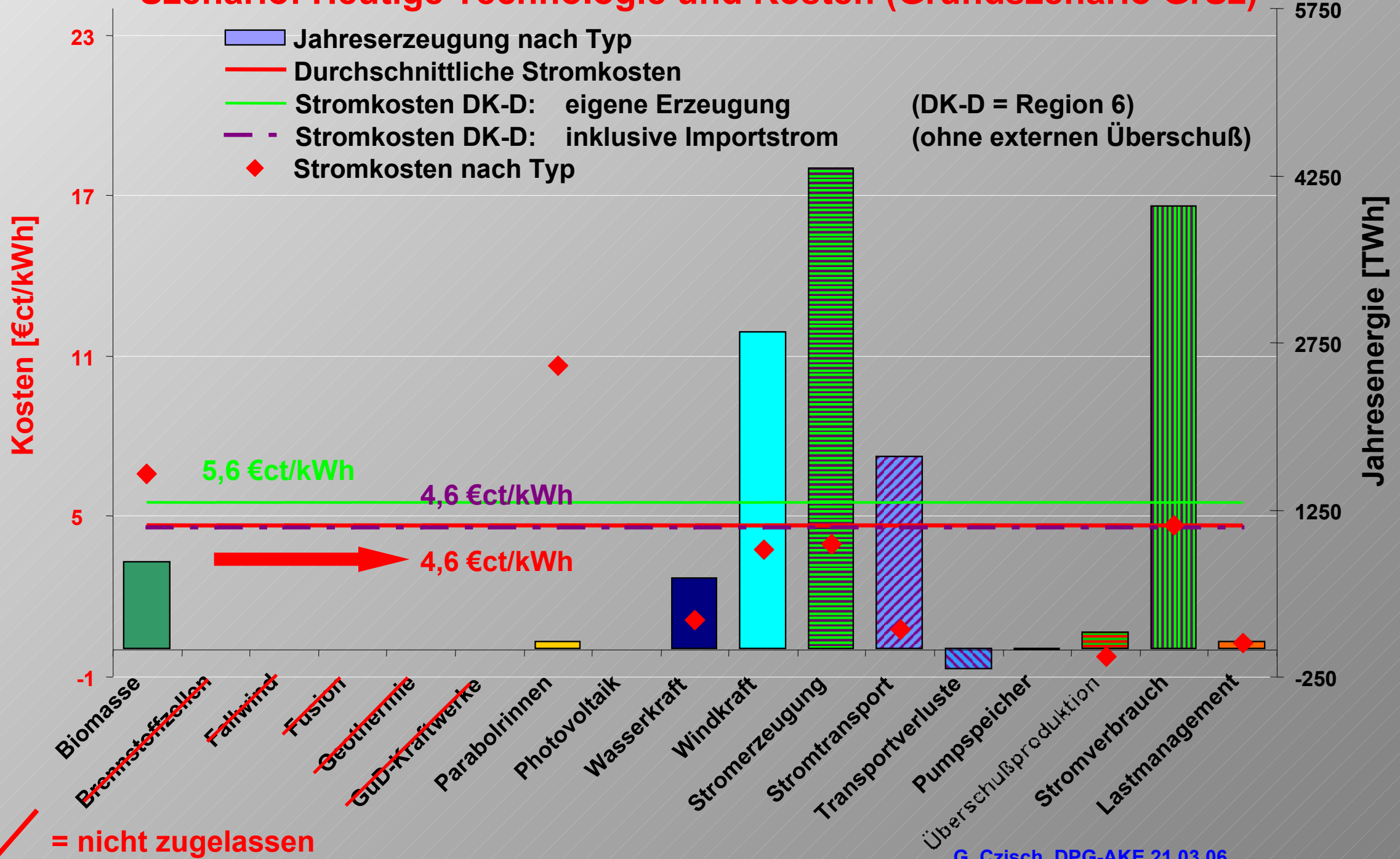
Bevölkerung ca.
1,1 Mrd. Einwohner

Stromverbrauch
4000 TWh/a

Größte Distanz
8000 km
(Nordwest-Sibirien
⇔
Süd-Mauretanien)

Jährliche Stromproduktion nach Typ, Strom-Verbrauch, -Transport, -Überschuss und -Kosten

Szenario: Heutige Technologie und Kosten (Grundszenario GrSz)



Einfache volkswirtschaftliche Betrachtungen

Stromproduktionskosten nach Grundszenario \cong 4,6 €ct/kWh

Erzeugung inklusive Ferntransport, Transportverluste und Speicherung

=> Jährliche Kosten für EU & Norwegen 1,1% des BIP

Heutige Ausgaben für Strom sind > 2% des BIP (BRD ca. 3%)

Erzeugung, Transport, Verteilung und Speicherung

Davon Ausgaben für reine Stromerzeugung \approx 0,8% des BIP

=> Mehrkosten \approx 0,3% des BIP

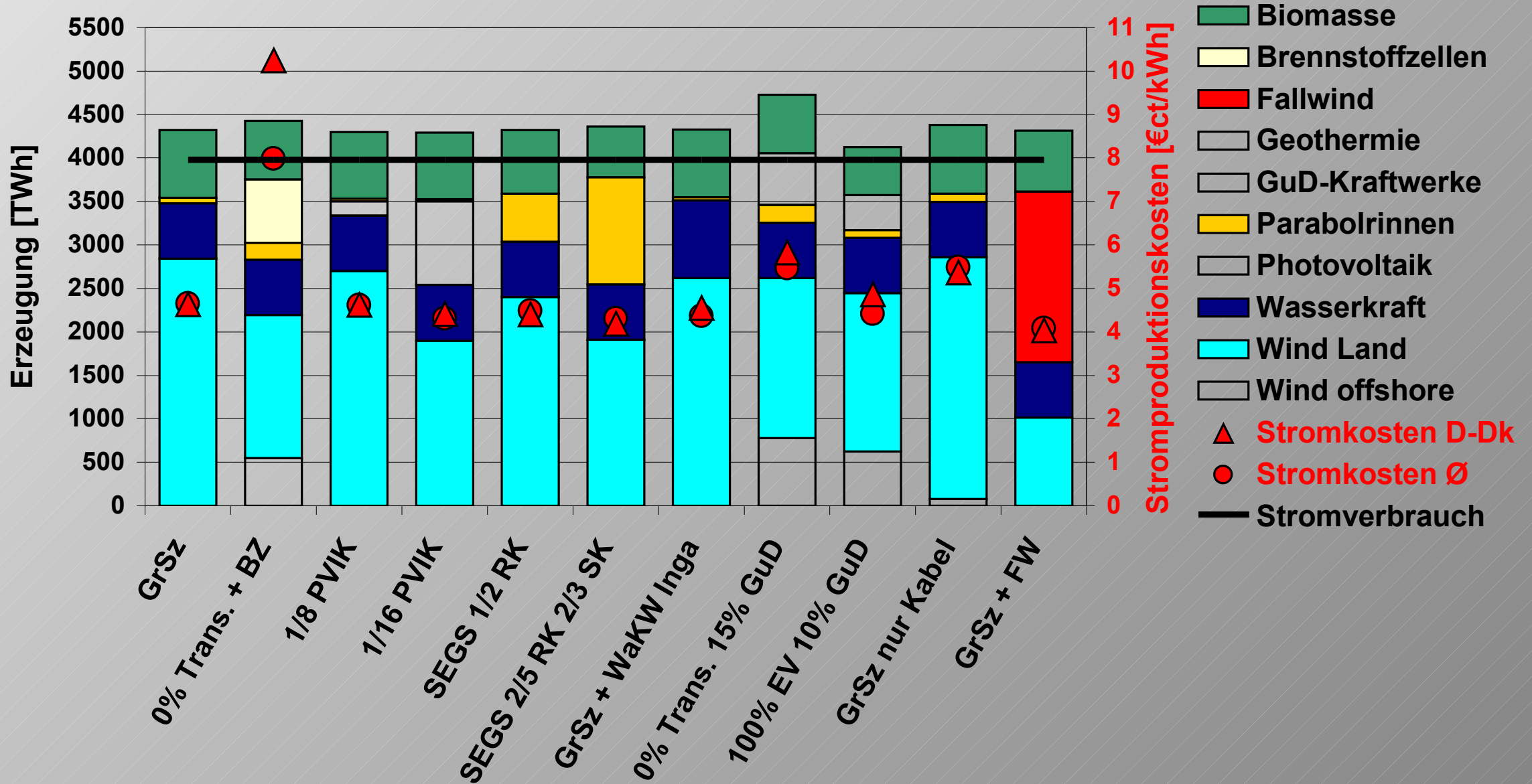
Kostenreduktionspotential groß

➔ Reg. Stromversorgung evtl. billiger als die heutige

Terminmarkt EEX: German-Baseload-Cal-07 \cong 5,4 €ct/kWh

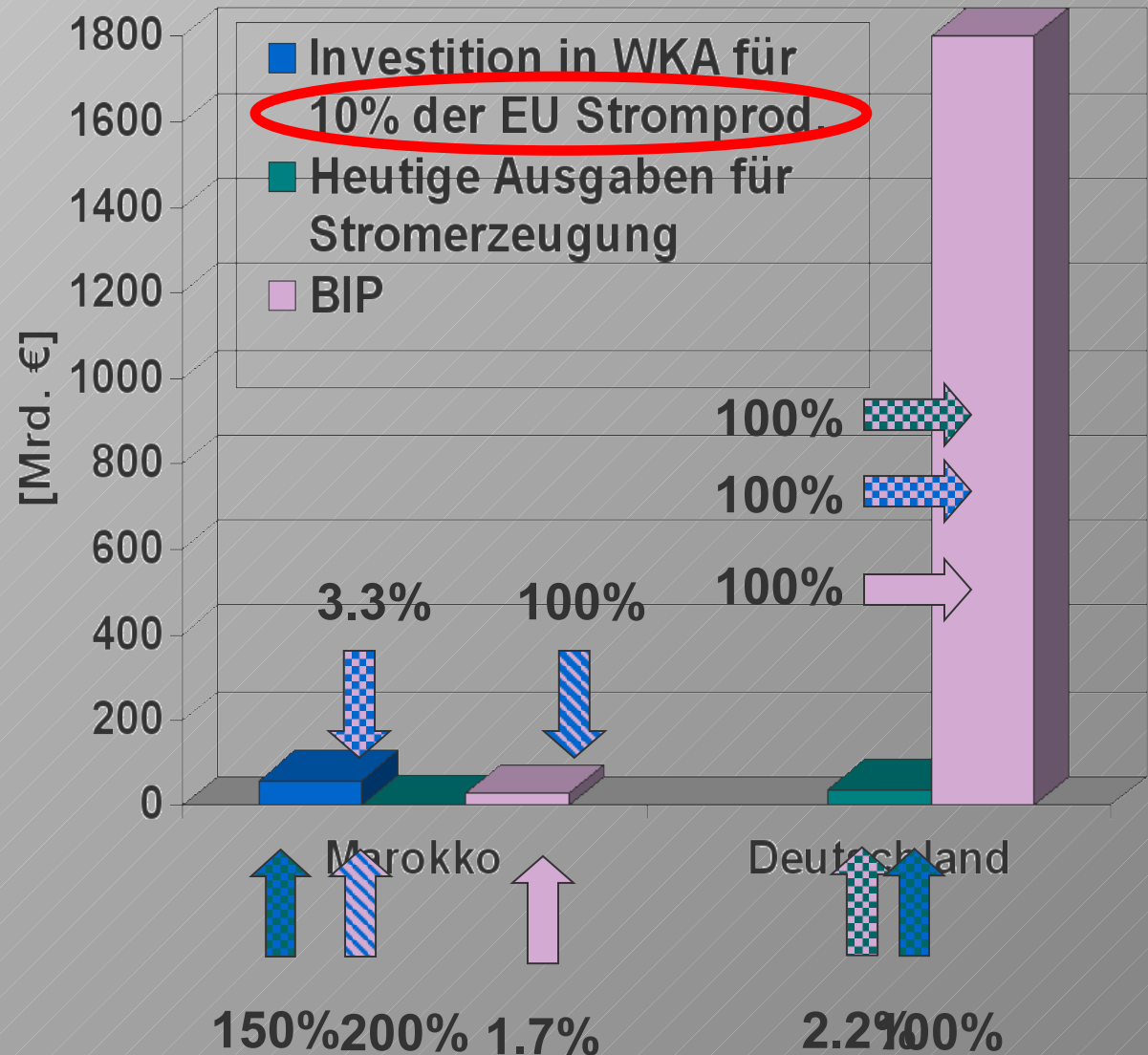
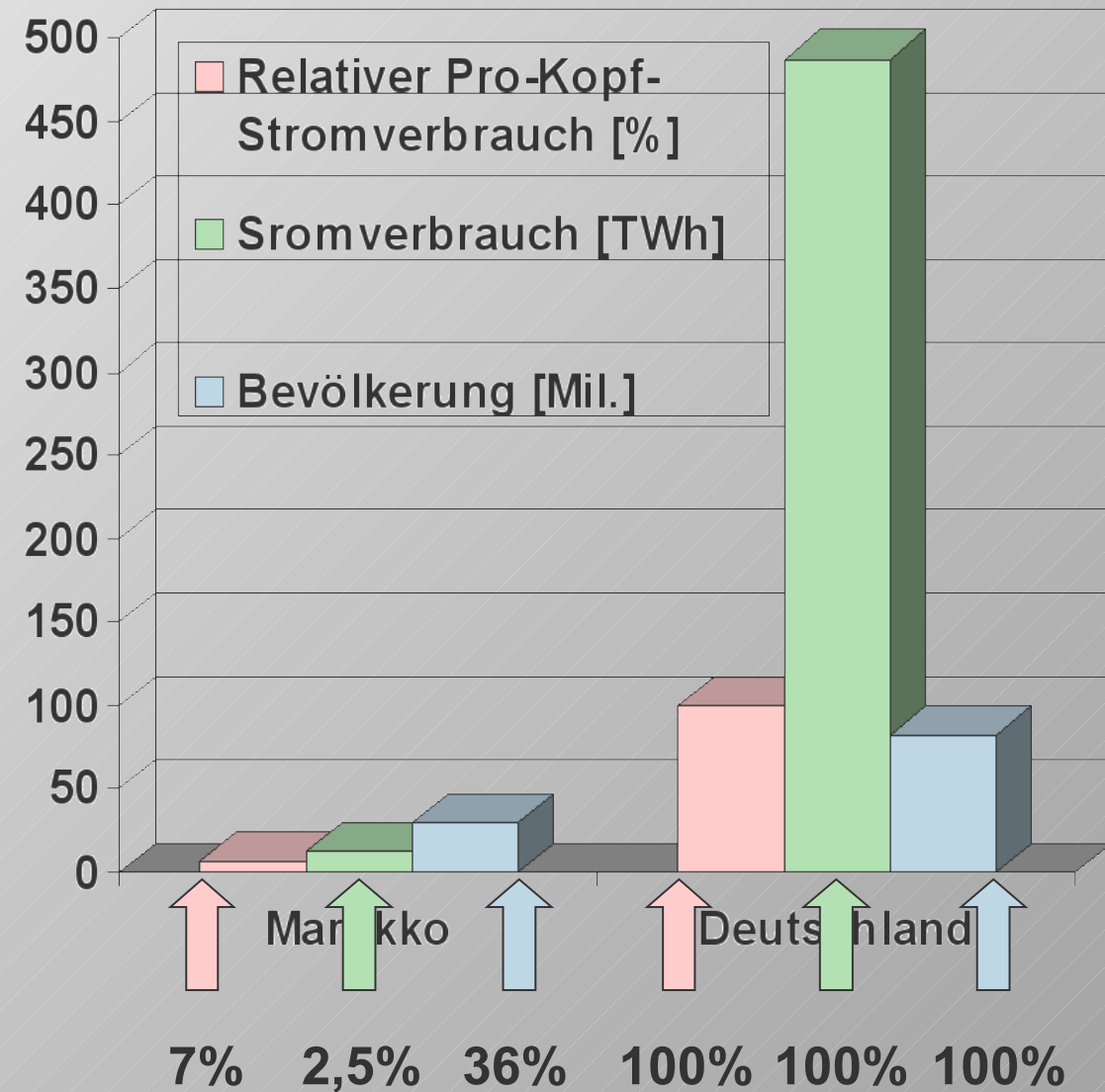
Jährliche Stromproduktion nach Typ, und Kosten der Stromerzeugung

Jahreserzeugung der einzelnen Kraftwerkstypen in verschiedenen Szenarien



Vergleich von möglichen Partnern für eine großräumige Stromversorgung mit regenerativen Energien

(volkswirtschaftliche Daten aus den späten 1990'ern)



Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

- Die Potentiale regenerativer Energien sind mehr als ausreichend.
=> Eine regenerative Vollversorgung Europas ist möglich.
 - Das Zeitverhalten des Dargebots erneuerbarer Energien verbessert sich mit Größe und günstiger Wahl der Erzeugungsgebiete.
 - Wasserkraft und Biomasse bieten sich als Backup- und Speicher an.
 - Wärmespeicher in Solarkraftwerken sind eine interessante Option.
 - Kosten für Backup und Transport werden nicht dominant.
 - Internationale Kooperation und Stromtransport könnten eine Schlüsselrolle bei der zukünftigen Stromversorgung einnehmen.
 - Die Stromkosten müssen nicht weit über den heutigen liegen.
 - **Die Ergebnisse der Szenarien verweisen den Handlungsbedarf und den Großteil der Verantwortung in den Bereich der Politik.**
-
- Die Ziele Entwicklungshilfe und Umbau der Stromversorgung lassen sich gemeinsam sehr gut verfolgen.

Dezentral gegen das bisherige System der Energieversorgung?

"Wir wollen uns nicht mehr allein auf die Förderung der alternativen Energien konzentrieren, wir müssen vielmehr das bisherige System der Energieversorgung in seiner Gesamtheit angreifen und für dessen Ablösung sorgen."

Hermann Scheer zur Feier des 15-jährigen Bestehens von EUROSOLAR

VDE zufolge müssen bis 2020 :

- **allein in Deutschland bis zu 80 GW Kraftwerks Leistung installiert werden**
- **in Europa 200 GW Kraftwerkskapazität neu gebaut werden**

Mein Fazit:

- **Allein mit dezentralen Ansätzen werden wir der drängenden Klima- und Ressourcenproblematik nicht gerecht.**
- **Die Antwort auf diese Probleme ist eine großräumige Nutzung regenerativer Energien in internationaler Kooperation.**

EEG mit Vergütung für regenerativen Strom aus Nachbarländern als Teil einer Umsetzungsstrategie für eine großräumige Stromversorgung

Beispiel Windstromproduktion in Südmarokko (konservativ 3400VLh):

Phase 1 bis ca. 1 GW (wegen begrenzter Kapazität der Marokkanischen Stromversorgung)

- Stromgestehungskosten für Windstrom volkswirtschaftlich **< 3€ct/kWh**
- Stromgestehungskosten für Windstrom erhöhte Eigenkapitalrendite (EKR) 20% auf 30% des Gesamtkapitals **< 4€ct/kWh**
- Anrechnung CDM mit (20 €/t_{CO2}, 0,6 kg_{CO2}/kWh_{el}) ca. **- 1,2€ct/kWh**
- Unterstellte Einspeisevergütung auf dem Strommarkt **- 2,0€ct/kWh**
- **Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste** **0,8€ct/kWh**

Phase 2 bis ca. 5 GW (Einspeisung über HGÜ in bestehendes Südspanisches Netz)

- Kosten für HGÜ-Leitung und Verluste bei erhöhter EKR **<1,2€ct/kWh**
- **Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste** **2,0€ct/kWh**

Phase 3 mehr als 100GW denkbar

(Einspeisung über verschiedene HGÜ-Trassen in verschiedenen Punkten des UCTE-Netzes)

- Kosten für HGÜ-Leitung und Verluste bei erhöhter EKR **<1,8€ct/kWh**
- **Betrag der durch EEG gedeckt werden müsste** **2,6€ct/kWh**