

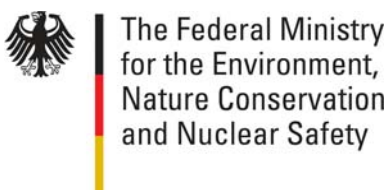
Trans-Mediterraner Solarstromverbund

Zusammenfassung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

Im Auftrag des

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)



The Federal Ministry
for the Environment,
Nature Conservation
and Nuclear Safety



“Die Länder des Sonnengürtels und des Technologiegürtels der Erde können sehr mächtig werden, wenn sie sich als eine Gemeinschaft erkennen: eine Gemeinschaft für die Sicherheit ihrer Energie- und Wasserressourcen und für den Schutz des Erdklimas; eine Gemeinschaft für ihre gemeinsame Zukunft“

H.R.H. Prince El Hassan Bin Talal

Präsident des Club of Rome

Beitrag zum World Energy Dialogue,

Hannover Messe, April 2006

Einleitung

Wirtschaftlichkeit, Verträglichkeit mit Umwelt und Gesellschaft, Versorgungssicherheit und Internationale Zusammenarbeit gelten als tragende Säulen einer nachhaltigen Energieversorgung. Für jedes der 30 Länder¹ in Abbildung 1 wurde ein Szenario der Elektrizitätsversorgung bis zum Jahr 2050 entwickelt, das einen konsistenten Übergang zu einer kostengünstigen, diversifizierten und umweltverträglichen Versorgung auf der Basis sicherer und unerschöpflicher Ressourcen aufzeigt.

Eine nachhaltige Elektrizitätsversorgung in Europa (EU) kann zu großen Teilen auf heimischen erneuerbaren Quellen und dem Import von Solarstrom aus dem Mittleren Osten (englisch: Middle East ME) und Nordafrika (NA) aufgebaut werden. Ein ausgewogener Mix erneuerbarer Ressourcen und fossiler Regelkapazität erlaubt eine sichere Stromversorgung nach Bedarf, ohne die fossilen Energiequellen und die Umwelt über ein verträgliches Maß hinaus zu beanspruchen.

Die Übertragung von Solarstrom von MENA nach Europa im Rahmen einer Energiepartnerschaft oder einer Freihandelszone für erneuerbare Energien kann das Verständnis einer gemeinsamen EUMENA Region voranbringen und - mit den Worten seiner Königlichen Hoheit Prinz El Hassan Bin Talal, Präsident des Club of Rome beim Weltenergiedialog auf der Hannover Messe 2006 - in eine Gemeinschaft für Energie-, Wasser- und Klimasicherheit münden.

TRANS-CSP liefert für die einzelnen untersuchten Länder eine umfassende Datenbasis über den gegenwärtigen und zukünftigen Strombedarf, Spitzenlast und notwendige gesicherte Kraftwerksleistung, quantifiziert die erneuerbaren Energiepotenziale und deren Einsetzbarkeit für die Stromerzeugung, und bewertet die Auswirkungen eines solchen Szenarios auf Umwelt und Gesellschaft. Die vorliegende Zusammenfassung zeigt die Ergebnisse für alle untersuchten Länder Europas, während die Daten für die einzelnen Länder im Anhang des Hauptberichts zu finden sind.

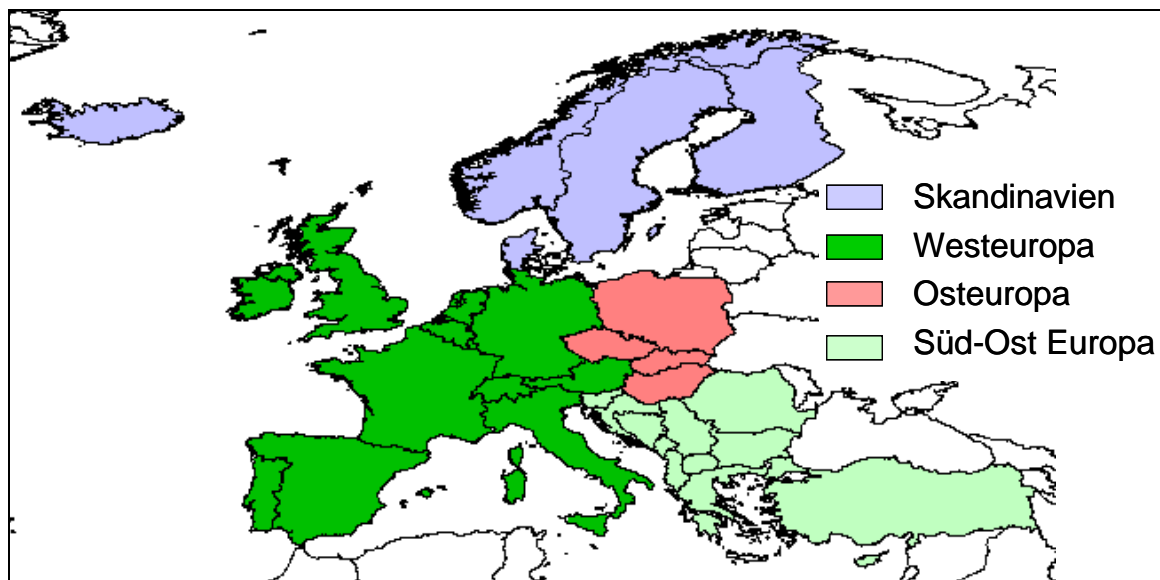


Abbildung 1: Insgesamt wurden 30 europäische Länder in der TRANS-CSP Studie untersucht.

¹ TRANS-CSP beinhaltet: Island, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Irland, Großbritannien, Portugal, Spanien, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Deutschland, Österreich, Schweiz, Italien, Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Slowakei, Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina, Serbien-Montenegro, Makedonien, Griechenland, Rumänien, Bulgarien, Türkei, www.dlr.de/tt/trans-csp. Energiepotenziale in MENA und einigen südeuropäischen Ländern sind in der Studie MED-CSP untersucht worden, www.dlr.de/tt/med-csp.

Wichtigste Ergebnisse der TRANS-CSP Studie

Die TRANS-CSP Studie untersucht die erneuerbaren Energiepotenziale Europas und deren Fähigkeit, elektrische Energie und vor allem auch gesicherte elektrische Leistung nach Bedarf zu liefern. Das Konzept basiert auf einem ausgewogenen Mix aus erneuerbaren und fossilen Energiequellen und schließt den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken über ein erweitertes EUMENA Stromnetz mit ein. Das konventionelle Stromnetz ist nicht in der Lage, größere Strommengen über große Entfernungen effizient zu übertragen. Für diesen Zweck ist eine Kombination des konventionellen Wechselstromnetzes (englisch Alternating Current AC) mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ oder englisch High Voltage Direct Current HVDC) notwendig, die eine effiziente Übertragung über große Entfernungen ebenso zulässt wie eine effiziente Verteilung im Niederspannungsbereich. Die Ergebnisse der TRANS-CSP Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Ein ausgewogener Mix erneuerbarer Energiequellen und fossiler Regelenergie kann nachhaltig kostengünstigen und sicheren elektrischen Strom für Europa liefern. Unser Szenario beginnt mit im Jahr 2000 dokumentierten 20 % erneuerbaren Energieanteil (inkl. Wasserkraft) in den untersuchten Ländern und erreicht im Jahr 2050 einen erneuerbaren Anteil von 80 %. Schnell reagierende, gasgefeuerte Spitzenlastkraftwerke übernehmen einen Teil der Regelleistung in diesem Mix, und eine kombinierte Netzinfrastruktur aus HGÜ und Wechselstromnetz übernimmt die Verteilung des erneuerbaren Stroms von den besten Produktionsstätten zu den wichtigsten Bedarfszentren.
- Der Übergang zu einem nachhaltigen Energiemix wird innerhalb von 15 Jahren zu einer kostengünstigeren Stromversorgung führen als die Beibehaltung derzeitiger Trends. Importierte Brennstoffe mit hohen Kostensteigerungen werden zunehmend durch heimische Quellen ersetzt, die durch Skaleneffekte und technische Entwicklung immer kostengünstiger werden. Die negativen sozioökonomischen Folgen derzeitiger Energiepreiseskalation können bis 2020 gestoppt und umgekehrt werden, wenn ab sofort die notwendigen politischen und legalen Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien geschaffen werden. Instrumente wie das deutsche und spanische Einspeisegesetz haben sich als besonders effizient erwiesen. Da Einspeiseprämien für erneuerbaren Strom in einem angemessenen Zeitraum auf Null zurückgefahren werden, können sie als eine wertvolle öffentliche Investition und nicht als Subvention angesehen werden.
- Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken in MENA kann gesicherte Leistung für Grund-, Mittel- und Spitzenlast im europäischen Netz liefern und damit die einheimischen erneuerbaren Quellen ideal ergänzen. Der Import könnte zwischen 2020 und 2025 mit 60 TWh/y beginnen und bis 2050 auf 700 TWh/y ausgebaut werden. Die hohe Einstrahlung in MENA und die geringen Verluste von 10-15 % durch HGÜ erlauben Importstromkosten von etwa 0,05 €/kWh.
- Kohlendioxidemission können auf 25 % des Jahres 2000 zurückgefahren werden. Dazu wird für den erneuerbaren Energiemix etwa 1 % der europäischen Landfläche gebraucht, das ist etwas weniger als derzeit für den Transport- und Mobilitätssektor benötigt wird.
- MENA braucht europäische Hilfe und europäische Technologien für die Markteinführung erneuerbarer Energien und für die Nutzung des riesigen erneuerbaren Energiepo-

tenzials dieser Region. Der starke Zuwachs des Energiebedarfs in MENA in den kommenden Jahrzehnten kann nur durch erneuerbare Energien umwelt- und sozial verträglich gedeckt werden. Auch Europa wird indirekt davon profitieren, wenn der Verbrauch fossiler Energien in dieser Region gedämpft wird. Der notwendige politische Prozeß muß jetzt in Form einer EUMENA Partnerschaft eingeleitet werden, und könnte mit einer gemeinsamen Freihandelszone für erneuerbare Energien starten.

Die TRANS-CSP Studie liefert die Informationsbasis für den Entwurf der notwendigen politischen Rahmenbedingungen für den oben beschriebenen Wandel.

Kapitel 1 (Solarstromtransfer) beschreibt die verfügbaren technischen Alternativen zur Fernübertragung von Solarstrom von Nordafrika nach Europa über eine Umwandlung in Wasserstoff, über das konventionelle Stromnetz und über eine moderne HGÜ-Infrastruktur.

Der Transport von Solarstrom über eine Umwandlung in Wasserstoff ist prinzipiell machbar, aber es würden 75 % der Energie bei diesem Prozeß verloren gehen.

Die Netto-Transferkapazität des konventionellen Wechselstromnetzes ist relativ begrenzt. Selbst bei einem Ausbau des MENA Stromnetzes auf mitteleuropäische Standards wäre die Übertragung von Solarstrom auf etwa 3,5 % des europäischen Bedarfs begrenzt. Dabei würden bei einer Übertragung über 3000 km etwa 45 % des Stroms verloren gehen.

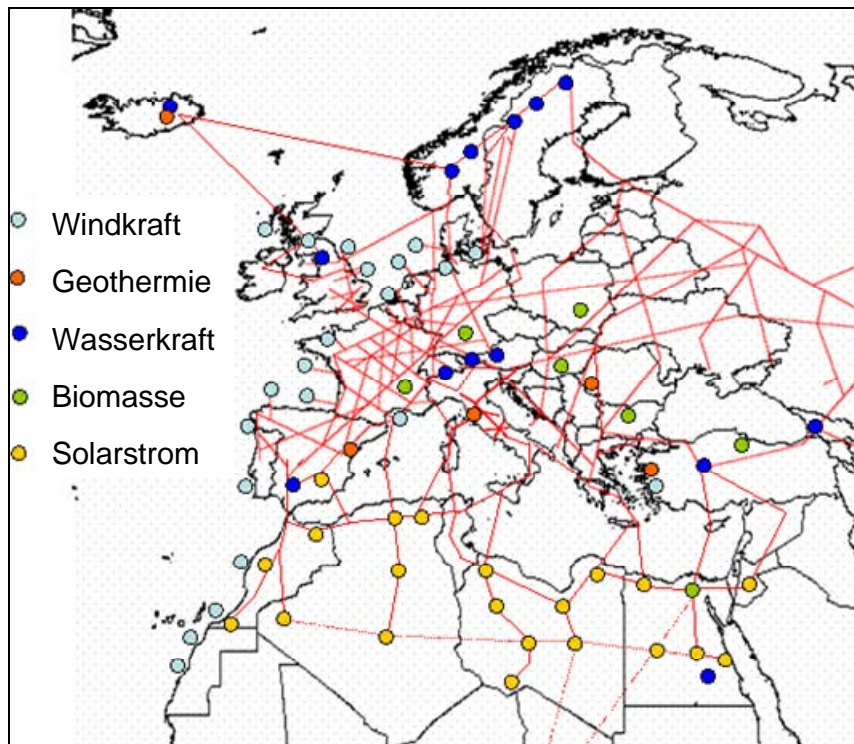


Abbildung 2: Vision eines EUMENA Hochspannungs-Gleichstromnetzes als Rückgrat eines trans-europäischen Stromverbunds und als Ergänzung des konventionellen Wechselstromnetzes.

HGÜ Technologie gewinnt zunehmend an Bedeutung, wenn es um die Stabilisierung großer Stromnetze und die Übertragung großer Strommengen über weite Entfernungen geht. Bei großen Anteilen erneuerbarer Energien aus fluktuierenden Quellen wächst die Bedeutung der

zeitlichen und räumlichen Ausgleichseffekte eines großflächigen Verbunds in Bezug auf Reservekapazität für Notfälle und meteorologische Schwankungen. Nur so können unvorhergesehene Ausfälle großer Kraftwerksblöcke oder auch Leistungsschwankungen großer Windparks durch weit entfernte Reservekapazität ausgeglichen werden. Langfristig stellt die Erweiterung des europäischen Stromnetzes durch HGÜ eine unverzichtbare Maßnahme zur Erhöhung der Redundanz, Stabilität und Versorgungssicherheit dar, und diese Entwicklung hat bereits mit zahlreichen Verbindungen begonnen.

Als Nebeneffekt dieser Entwicklung ist der Import von Solarstrom aus Nordafrika und dem Mittleren Osten eine attraktive Erweiterung des Europäischen Elektrizitätsportfolios. Sonnen- und Windenergie, Wasserkraft und Strom aus Biomasse, geothermisch erzeugter Strom und Wellenkraft werden in den Regionen mit den besten Erträgen erzeugt, über das HGÜ Netz weiträumig verteilt und letztlich über das konventionelle Wechselstromnetz an die Verbraucher geliefert (Abbildung 2). Analog zum Autobahnnetz wird das HGÜ Netz nur wenige Ein- und Ausfahrten zum Wechselstromnetz haben, während dieses die Rolle der Landstraßen und der lokalen Anbindungen in den Städten übernimmt.

Nur etwa 10 % der erzeugten Elektrizität geht in einer HGÜ Leitung über eine Entfernung von 3000 km verloren. Im Jahr 2050 könnten 20 Leitungen aus MENA etwa 15 % der europäischen Stromversorgung durch Sonnenenergie in Form von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlaststrom decken, bei mittleren Kosten von etwa 0,05 €/kWh.

Jahr		2020	2030	2040	2050
Anzahl x Leistung GW		2 x 5	8 x 5	14 x 5	20 x 5
Transfer TWh/a		60	230	470	700
Mittlere Auslastung		0.60	0.67	0.75	0.80
Umsatz Mrd. €/a		3.8	12.5	24	35
Landfläche km x km	CSP	15 x 15	30 x 30	40 x 40	50 x 50
	HGÜ	3100 x 0.1	3600 x 0.4	3600 x 0.7	3600 x 1.0
Investition Mrd. €	CSP	42	134	245	350
	HGÜ	5	16	31	45
Stromkosten €/kWh	CSP	0.050	0.045	0.040	0.040
	HGÜ	0.014	0.010	0.010	0.010

Tabelle 1: Indikatoren für den Ausbau von HGÜ Verbindungen in EUMENA zur Übertragung von Strom aus solarthermischen Kraftwerken (Concentrating Solar Power CSP) zwischen 2020 und 2050 im TRANS-CSP Szenario. In der letzten beschriebenen Ausbaustufe in 2050 werden 20 Leitungen mit je 5 GW Leistung zusammen etwa 700 TWh/y Solarstrom in die größten Bedarfszentren Europas liefern.

Kapitel 2 (Szenario für nachhaltige Stromversorgung) demonstriert die Fähigkeit eines ausgewogenen Mix aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern, sicheren, kostengünstigen und nachhaltigen Strom für alle europäischen Länder zur Verfügung zu stellen. Erneuerbare Energien sind ausreichend vorhanden um langfristig eine Reduktion von Treibhausgasen auf 25 % des heutigen Ausstoßes zu reduzieren. Fossile Brennstoffe werden ausschließlich für die wenigen Zeitspannen benötigt, in denen das Angebot aus Erneuerbaren und der Bedarf nicht übereinstimmen. Die Beschränkung des Einsatzes fossiler Brennstoffe als Regelkapazität erlaubt die Bereitstellung gesicherter elektrischer Leistung zu jedem Zeitpunkt bei gleichzeitiger Entlastung der fossilen Energieressourcen. Fossile Energien sind ideale, äußerst wertvolle Energiespeicher, die ausschließlich für diesen Zweck verwendet werden sollten.

Europa besitzt große erneuerbare Energiressourcen für die Stromerzeugung (Abbildung 3). Deren wirtschaftliches Potenzial beträgt etwa 145 % des zukünftigen Bedarfs der gesamten Region. Dies führt zu der Annahme, daß der Bedarf innerhalb von 50 Jahren bis zu 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte. 60 % dieses Potenzials stammen jedoch aus Wind- und Sonnenenergie, beides fluktuierende Ressourcen, die zwar genügend Energie, jedoch kaum gesicherte Leistung nach Bedarf liefern können. (Tabelle 2). Darüber hinaus sind diese Potenziale nicht gleichmäßig verteilt, sondern kommen in bestimmten Regionen vermehrt vor, so z.B. die Wasserkraft in Skandinavien und den Alpen, Windenergie an den Küsten des Atlantik und der Nord- und Ostsee, und Sonnenergie im Süden. Bis 2050 wird deshalb im Szenario lediglich ein Anteil von 80 % erneuerbarer Energie im Strommix erreicht.

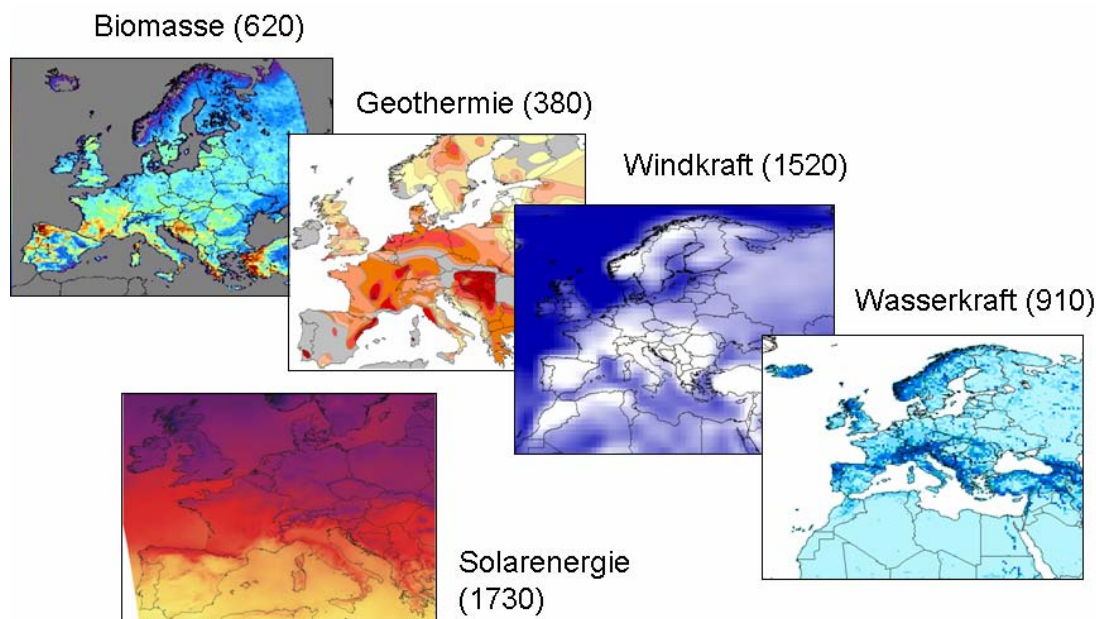


Abbildung 3: Geografische Verteilung erneuerbarer Energien in Europa. Die Legende und Quellen sind im Hauptbericht angegeben. Die Zahlen in Klammern geben das wirtschaftlich erschließbare Stromerzeugungspotenzial für die jeweilige Ressource in TWh/y an. Sonnenenergie beinhaltet Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke. Das Gesamtpotenzial aller heimischen erneuerbaren Quellen beträgt 5160 TWh/y im Vergleich zu dem zukünftigen Verbrauch der untersuchten Länder von etwa 4000 TWh/y.

Der erneuerbare Energiemix wird durch eine effiziente Backup-Infrastruktur unterstützt, auf der einen Seite durch schnell reagierende, erdgasgefeuerte Spitzenlastkraftwerke, und auf der anderen Seite durch ein leistungsfähiges Stromnetz, das den Transport von den besten Produktionsstätten zu den größten Bedarfszentren mit hoher Effizienz ermöglicht. Die beste Lösung ist die Kombination von HGÜ „Stromautobahnen“ für den Ferntransport mit dem konventionellen Wechselstromnetz für die lokale Verteilung. Dezentrale Strukturen wie z.B. der Zusammenschluß verschiedener, gemeinsam gesteuerter Generatoren wie Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen, PV-Anlagen usw. zu einem virtuellen Kraftwerk werden ebenfalls an Bedeutung gewinnen. Der Umbau zu einer solchen Netzstruktur ist nicht nur durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien motiviert, sondern wird wahrscheinlich in jedem Fall durchgeführt, mit dem Ziel einer erhöhten Redundanz, Netzstabilität, Versorgungssicherheit und vermehrtem Wettbewerb verschiedener Stromanbieter. Die Nutzung fossiler Energiequellen für den Spitzenbedarf wird ihren Verbrauch auf ein kompatibles Maß reduzieren und die Kosteneskalation dämpfen. Fossile Brennstoffe werden in Zukunft vorrangig für die Sicherung von Leistung und Regelkapazität eingesetzt, während erneuerbare Quellen zur Minimierung ihres Verbrauchs dienen.

	Leistungsklasse	Leistungskredit *	Kapazitätsfaktor **	Ressource	Anwendungen	Bemerkung
Windkraft	1 kW – 5 MW	0 – 30 %	15 – 50 %	kinetische Energie des Windes	Strom	fluktuierend, angebotsbestimmt
Photovoltaik	1 W – 5 MW	0 %	15 – 25 %	direkte und diffuse Strahlung auf eine entsprechend dem Breitengrad geneigte Fläche	Strom	fluktuierend, angebotsbestimmt
Biomasse	1 kW – 25 MW	50 - 90 %	40 – 60 %	Biogas aus biologischen Abfällen, feste Biomasse aus Holz und Agrarprodukten	Strom und Wärme	saisonale Schwankungen, gut speicherbar, bedarfsbestimmt
Geothermie (Hot Dry Rock)	25 – 50 MW	90 %	40 – 90 %	Wärme aus Gesteinen in mehreren 1000 Metern Tiefe	Strom und Wärme	keine Schwankungen, bedarfsbestimmt
Wasserkraft	1 kW – 1000 MW	50 - 90 %	10 – 90 %	kinetische Energie und Druck aus Laufwasser und Speicherseen	Strom	saisonale Schwankungen, gut speicherbar, auch als Pumpspeicher für andere Quellen
Aufwindkraftwerk	100 – 200 MW	10 bis 70 % je nach Speicher	20 - 70 %	Direkte und diffuse Strahlung auf eine horizontale Fläche	Strom	saisonale Schwankungen, gut speicherbar, Grundlast
Solarthermische Kraftwerke	10 kW – 200 MW	0 bis 90 % je nach Speichergröße und Hybridbetrieb	20 - 90 %	Direkte Strahlung auf eine der Sonne nachgeführte Fläche	Strom und Wärme	solare Schwankungen durch Speicher und Hybridbetrieb ausgleichbar, bedarfsbestimmt
Gasturbine	0.5 – 100 MW	90 %	10 – 90 %	Erdgas, Heizöl	Strom und Wärme	bedarfsbestimmt
Dampfkraftwerk	5 – 500 MW	90 %	40 – 90 %	Kohle, Braunkohle, Erdgas, Heizöl	Strom und Wärme	bedarfsbestimmt
Atomkraftwerk	> 500 MW	90 %	90 %	Uran	Strom und Wärme	Grundlast

Tabelle 2: Eigenschaften derzeitiger Stromerzeugungstechnologien * Beitrag zu gesicherter Leistung ** mittlere jährliche Auslastung

Verschiedene erneuerbare Technologien können ebenso für die Spitzen- und Grundlast eingesetzt werden: geothermische Kraftwerke nach dem Hot Dry Rock Prinzip, Wasserkraftwerke mit großen Speicherkapazitäten wie z.B. in Norwegen und den Alpen, Biomassekraftwerke, sowie solarthermische Kraftwerke in MENA, die infolge der geringen jahreszeitlichen Schwankungen der Einstrahlung mit Hilfe thermischer Energiespeicher und durch Zufeuerung mit (Bio-) Brennstoffen stets gesicherte Leistung liefern können. Dagegen sind solarthermische Kraftwerke in Europa deutlichen Schwankungen unterworfen, und die Stromkosten liegen in der Regel über denen in MENA. Deshalb wird ein nennenswerter europäischer Markt für solaren Importstrom entstehen, der in idealer Weise das Spektrum heimischer erneuerbarer Quellen ergänzen kann (Abbildung 4).

Eine zentrale Bedingung für den Energiemix ist die Bereitstellung gesicherter elektrischer Leistung zur Deckung des Spitzenbedarfs zuzüglich einer Reservekapazität von etwa 25 % (Abbildung 5). Bis zur Einführung von solarem Importstrom im Jahr 2020 kann diese Bedingung nur durch den Zubau von erdgasgefeuerten Spitzenlastkraftwerken erfüllt werden. Entsprechend dem derzeitigen Trend nimmt auch im TRANS-CSP Szenario der Verbrauch von Erdgas bis 2020 stark zu, nimmt aber dann durch die zunehmende Nutzung von solarem Importstrom aus Nordafrika und die Einbindung der Wasserkraft- und Geothermieressourcen Skandinaviens bis 2050 mit Hilfe der HGÜ wieder auf ein verträgliches Maß ab.

Abbildung 3 zeigt daß die ökonomischen Potenziale derjenigen erneuerbaren Energieressourcen, die gesicherte Leistung liefern können, in Europa relativ begrenzt sind. Deshalb wird der Solarstromimport aus MENA einen wichtigen Beitrag dazu leisten, sowohl den Verbrauch von Erdgas als auch die notwendige Leistung von Spitzenlastkraftwerken kostengünstig zu verringern.

Mit Ausnahme der bereits gut etablierten Wasserkraft und der stark wachsenden Windkraft werden die meisten erneuerbaren Energien trotz hoher Wachstumsraten im Strommix bis zum Jahr 2020 kaum sichtbar werden, da ihr Wachstum heute auf sehr niedrigem Niveau beginnt. Gleichzeitig werden viele Europäische Länder auf Atomkraft verzichten und den Verbrauch von Kohle aus Klimaschutzgründen begrenzen. Dies wird zu einem starken Anstieg des Verbrauchs von Erdgas für die Stromerzeugung führen. Wie bereits oben beschrieben werden Wind und Photovoltaik bis 2020 zwar den Energieverbrauch reduzieren, aber kaum Kraftwerkskapazitäten ersetzen. Deshalb wird die gesamte installierte Leistung stärker ansteigen als die jährliche Spitzenlast (Abbildung 5). Wegen des steigenden Bedarfs und des gleichzeitigen Ausstiegs vieler Länder aus der Atomkraft wird der Verbrauch an fossilen Energien bis 2020 kaum abnehmen. Öl wird nach 2030 aus Kostengründen kaum noch für die Stromerzeugung verwendet, und nach 2040 laufen auch die letzten Atomkraftwerke aus. Trotzdem kann bis 2050 der Verbrauch von Gas und Kohle auf ein verträgliches und bezahlbares Maß zurückgeführt werden.

Der Strommix des Jahres 2000 besteht im wesentlichen aus 5 Ressourcen, die meisten davon importiert und nicht erneuerbar, während der Mix des Jahres 2050 auf 10 Quellen beruht, von denen die meisten heimisch und unerschöpflich sind (Abbildung 4). Das TRANS-CSP Szenario entspricht damit der Europäischen Strategie für eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Energieversorgung, die im März 2006 in dem entsprechenden Weißbuch zur Diskussion gestellt wurde und dessen Ziel eine höhere Diversifizierung und Sicherheit der europäischen Energieversorgung ist.

Kapitel 3 (Politische und Finanzielle Rahmenbedingungen) enthält eine Übersicht der politischen und finanziellen Rahmenbedingungen des TRANS-CSP Szenarios und Hinweise auf die notwendigen Maßnahmen zu dessen Verwirklichung.

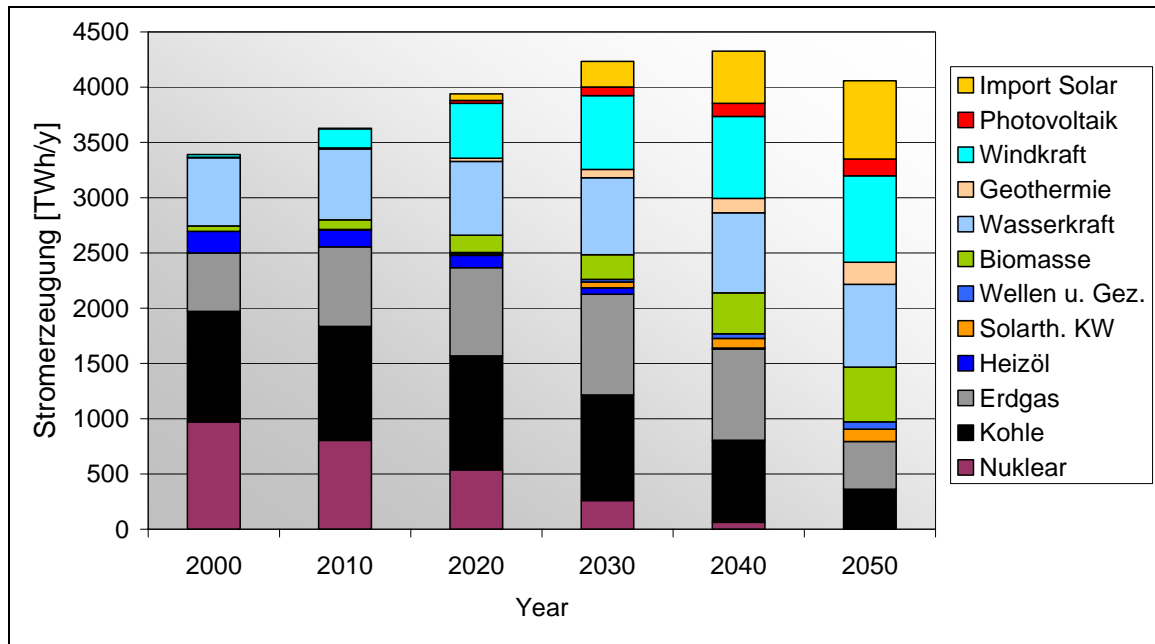


Abbildung 4: TRANS-CSP Szenario der Brutto-Stromerzeugung für die untersuchten Länder bis 2050.

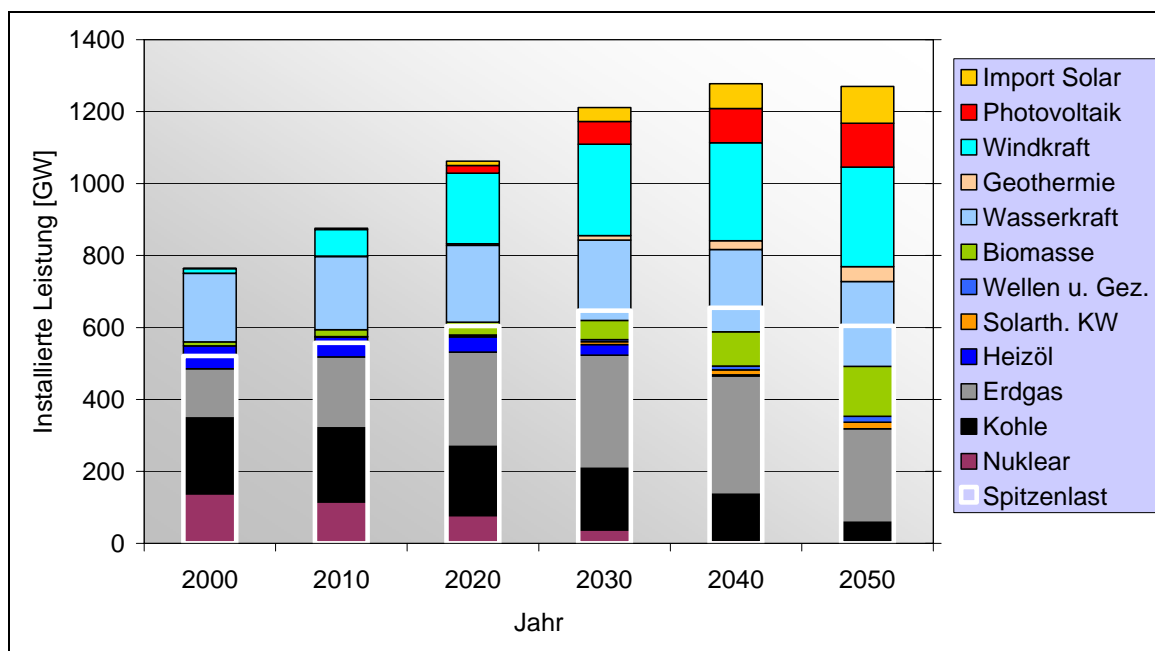


Abbildung 5: TRANS-CSP Szenario der installierten Leistung und der Spitzenlast in Europa bis 2050.

Industrie und private Investoren benötigen verlässliche Rahmenbedingungen um den Markt erneuerbarer Energien trotz anfänglich höherer betriebswirtschaftlicher Kosten erschließen zu können. Viele europäische Länder sind bereits auf diesem Weg, und es existiert ein beeindruckendes Portfolio von Förderinstrumenten. Der derzeitige Anteil erneuerbarer Energien an Kraftwerksinvestitionen von 25 % und die hohen Wachstumsraten von bis zu 60 % pro Jahr sprechen eine deutliche Sprache. Staatlich garantierte Einspeisetarife für erneuerbaren Strom wie in Deutschland und Spanien haben sich als besonders wirkungsvoll erwiesen. Sie garantieren einen festen Ertrag oder eine Prämie auf die erzeugte Kilowattstunde, der dem Bedarf der jeweiligen Technologie angepasst ist und für die Lebensdauer der Anlage gezahlt wird.

Ein besonderer Vorteil langfristiger Abnahmeverträge ist die deutliche Verringerung des Risikos privater Investoren, die mit einer Verringerung der geforderten Zinssätze für Eigenkapital um bis zu 50 % einhergeht. Damit senken Einspeisetarife wirkungsvoll die betriebswirtschaftlichen Kosten der Markteinführung erneuerbarer Energien. Die volkswirtschaftlichen Kosten werden dadurch gesenkt, daß die Einspeisetarife sukzessiv zurückgenommen werden, etwa 5 % pro Jahr, so daß ein starker Anreiz für die Kostensenkung der Anlagen entsteht. Da die Mehrkosten durch Einspeisetarife auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt werden ist die anfängliche Belastung für die Verbraucher äußerst gering, und führt in Folge der Kostensenkung erneuerbarer Energien mittelfristig sogar zu deren Entlastung.

Bei der öffentlichen Förderung von Forschung und Entwicklung zeigt sich ein deutlicher Widerspruch zwischen der Zuwendung von Finanzmitteln und der Notwendigkeit einer nachhaltigen Förderpolitik: nur 8 % der Förderung dient der Erforschung aller erneuerbarer Energien, während der Rest in fossile und nukleare Technologien investiert wird. Ähnlich sieht es bei staatlichen Subventionen aus: 90 % gehen in fossile und nukleare Energien und nur 10 % in das gesamte Portfolio der erneuerbaren. Darüber hinaus besteht ein fundamentaler Unterschied zwischen der Förderung erneuerbarer Energien und der Subvention konventioneller Stromerzeugung: erstere dient im wesentlichen zur Markteinführung neuer Technologieoptionen, während letztere künstlich ein System am Leben hält, das seinen wirtschaftlichen Zenith schon vor Jahren überschritten hat. Tabelle 3 vergleicht eine Energiestrategie auf der Basis erneuerbarer Energien mit einem konventionellen Mix. Angesichts dieser Fakten fällt es schwer, einen Grund für die Weiterführung des fossil-nuklearen Konzepts der letzten Jahrzehnte zu finden, das jedoch bis heute noch von vielen europäischen Ländern als unverzichtbar angesehen wird. Auch die Kombination erneuerbarer und nuklearer Energien scheidet aus, da Atomkraftwerke nur im konstanten Dauerbetrieb wirtschaftlich betrieben werden können.

Strommix auf der Basis erneuerbarer Energien mit fossiler Regelleistung	Strommix auf der Basis nuklear-fossiler Energiequellen
Gesicherte Leistung durch einen ausgewogenen Mix erneuerbarer und fossiler Energiequellen	Gesicherte Leistung durch den Einsatz ideal gespeicherter Energieformen Uran, Kohle, Gas
Versorgung basiert auf vielen, unerschöpflichen Ressourcen	Versorgung basiert auf wenigen, erschöpflichen Ressourcen
Heimische Quellen dominieren den Strommix	Energieimporte dominieren den Strommix
Geringe Verwundbarkeit dezentraler Strukturen	Hohe Verwundbarkeit zentraler Strukturen
Ungefährliche, rezyklierbare Materialien	Entsorgung von CO ₂ und Atommüll ungelöst
Geringes Kontaminations- und Unfallrisiko	Plutoniumkreislauf und nukleare Katastrophen
Benötigt öffentliche Investitionen über einen begrenzten Zeitraum	Benötigt (und erhält) langfristige, kontinuierliche Subventionen
Geringe Auswirkungen auf die Umwelt	Klimawandel, Schadstoffe und nukleare Risiken
Trend zu niedrigen Kosten und Schwankungen	Trend zu hohen Kosten und Preisschwankungen
Erfordert den Wandel derzeitiger Denkweisen und Strukturen	Paßt zu den derzeitigen Denkweisen und Strukturen
Stützt sich auf erprobte und demonstrierte Technologien	Benötigt größere technologische Durchbrüche: <ul style="list-style-type: none"> ○ Sichere Reaktoren und Brüter ○ Kommerzielle Kernfusion ○ CO₂-freie Kraftwerke (CCS)
=> Niedriges Risiko	=> Hohes Risiko

Tabelle 3: Vergleich von Strategien auf der Basis erneuerbarer sowie fossil-nuklearer Technologien

Kapitel 4 (Sozio-Ökonomische Auswirkungen) analysiert die sozialen und ökonomischen Auswirkungen des TRANS-CSP Szenarios auf Wertschöpfung, Energiewirtschaft und Versorgungssicherheit. Die Diversifizierung von Energieressourcen und die Verstärkung des Stromnetzes werden große Beiträge zu einer erhöhten Sicherheit der Stromversorgung in Europa liefern. Die Importabhängigkeit wird durch die vermehrte Nutzung heimischer, erneuerbarer Quellen gesenkt (Abbildung 6). Übermäßige Abhängigkeit von Erdgas wird langfristig vermieden. Die Versorgungssicherheit ist trotz fluktuierender Quellen immer gegeben:

Entgegen der weit verbreiteten Meinung, für jeden Windpark müßte ein konventionelles Kraftwerk zum Ausgleich der Schwankungen dazugebaut werden, zeigt die Analyse stündlicher Zeitreihen des Stromertrages in unserem Szenario, daß der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken relativ konstant bleibt, obwohl die Leistung fluktuierender Quellen (Wind und PV) zunimmt. Die zu deren Ausgleich notwendige Spitzenlastkapazität (etwa 30 % der gesamten Leistung) ist im allgemeinen bereits vorhanden, da die Last i. d. R. ähnlichen Schwankungen unterworfen ist. Zusätzliche Spitzenkapazität würde nur dann gebraucht, wenn die Größe des fluktuierenden Kraftwerksparks diese Kapazitäten übersteigt, was in unserem Szenario nicht der Fall ist. Wind und PV können zwar den Energieverbrauch konventioneller Kraftwerke reduzieren, aber kaum Regelkapazität ersetzen, so daß diese auch in Zukunft erhalten bleiben muß. Der Mix aus fluktuierenden und nicht fluktuierenden erneuerbaren Quellen bildet einen ähnlichen Sockel aus wie die - durch viele unkorrelierte Verbraucher verursachte - Grundlast, so daß im wesentlichen diese durch die erneuerbaren Energien abgedeckt wird und entsprechende Grundlastkraftwerke ersetzt werden. Langfristig verschwinden Grundlastkraftwerke daher vollständig, während der Bedarf an fossiler Spitzenlastkapazität relativ konstant bleibt.

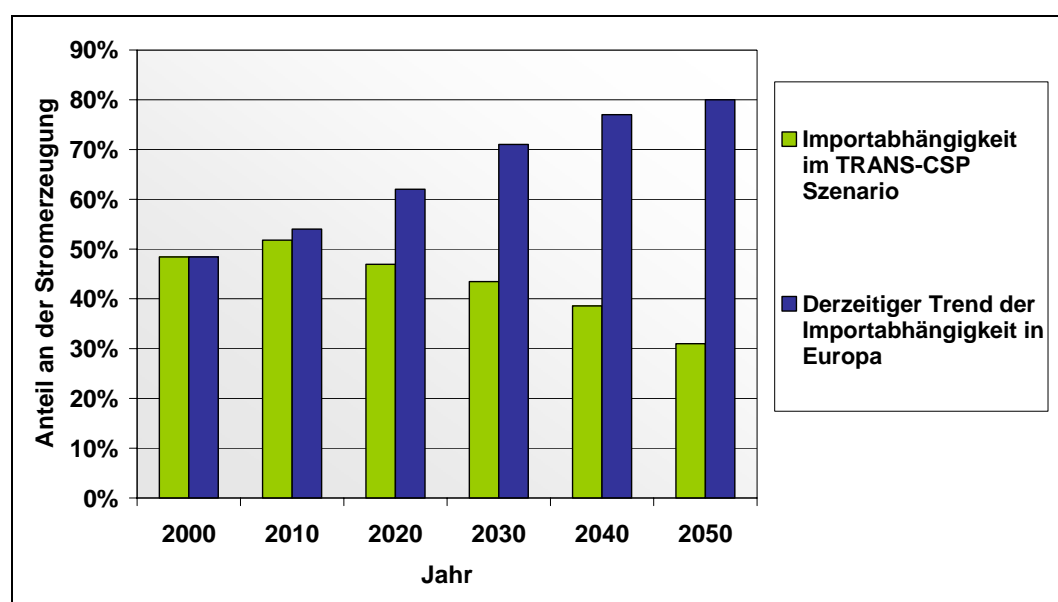


Abbildung 6: Importabhängigkeit der Stromversorgung im TRANS-CSP Szenario im Vergleich zum derzeitigen Trend in der EU.

Die Internationale Energieagentur IEA hat für eine Steigerung des Ölpreises um 10 \$/barrel eine Reduktion des Bruttonationalprodukts von 0,5 %, eine Inflation von 0,6 % und den Verlust von 400.000 Arbeitsplätzen in der OECD berechnet. Tatsächlich ist der Ölpreis jedoch innerhalb kurzer Zeit von 25 \$/barrel im Jahr 2000 auf heute über 60 \$/barrel angestiegen, wobei alle anderen Energieträger inklusive Uran diesem Trend folgten. Entsprechend höher müssen die volkswirtschaftlichen Schäden angesetzt werden. Eine weitere Steigerung auf 120 \$/barrel wird von Experten heute nicht mehr ausgeschlossen. Auf der anderen Seite hat die Marktein-

führung erneuerbarer Energien in Deutschland zu 170.000 neuen Arbeitsplätzen geführt, und der kostenstabilisierende Effekt erneuerbarer Energien wurde kürzlich von einem der großen Energieversorger in Deutschland eindrucksvoll bestätigt.

Abbildung 7 zeigt am Beispiel Spanien, daß die Markteinführung erneuerbarer Energien bis 2020 durchaus zu einer Erhöhung der Stromkosten führt, die aber im Vergleich zu den Preissteigerungen durch Brennstoffe und durch (überfällige) Neuinvestitionen nur gering ins Gewicht fällt. Die anfängliche Belastung der Verbraucher durch geringe Anteile erneuerbarer Quellen ist also gering, während die spätere Entlastung bei hohen erneuerbaren Anteilen deutlich spürbar ist. Ab 2020 werden fast alle erneuerbaren Energien kostengünstiger als fossile Quellen sein. Es besteht also eine gute Chance, der derzeitigen Kosteneskalation zu entkommen, nicht kurzfristig – da noch nennenswerte Investitionen zu tätigen sind – aber mittel- und langfristig, und vor allem nachhaltig. Die individuellen Lernkurven der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien sind in Abbildung 8 dargestellt. Damit diese tatsächlich realisiert werden können, müssen geeignete, verlässliche Rahmenbedingungen für Industrie und Investoren geschaffen werden, um den Kapazitätsausbau und die entsprechenden Lern- und Skaleneffekte realisieren zu können.

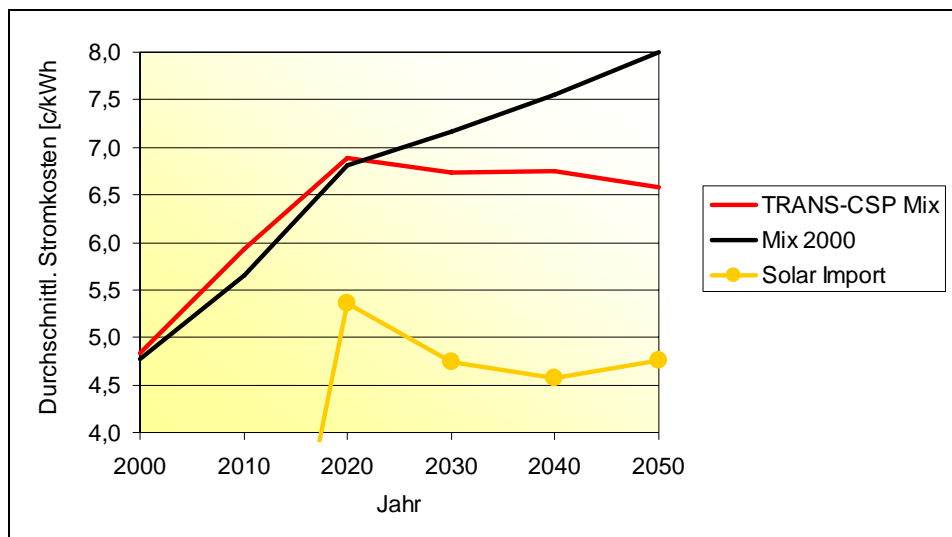


Abbildung 7: Durchschnittliche Stromkosten von Neuanlagen im TRANS-CSP Szenario und Solarimportkosten im Vergleich zu einem Szenario auf der Basis des Strommixes im Jahr 2000 für Spanien.

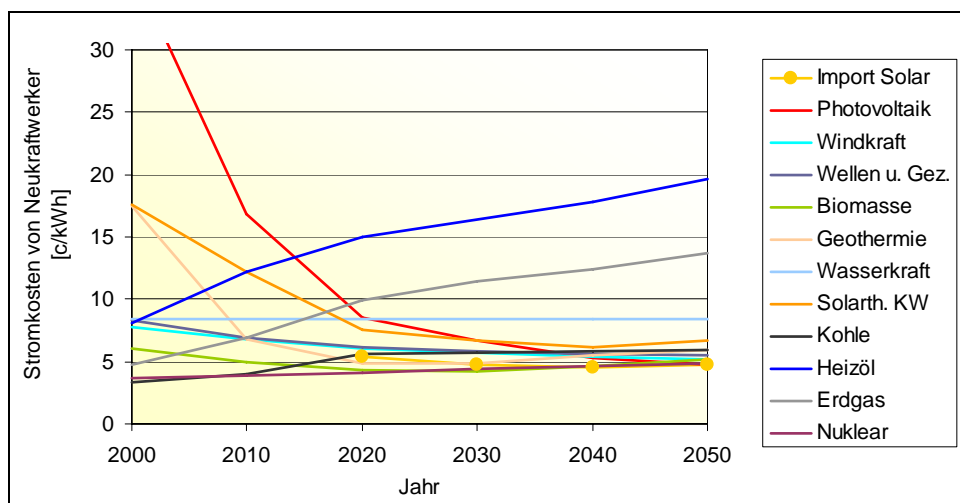


Abbildung 8: Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke. Die Kurve "Import Solar" beginnt in 2020.

Kapitel 5 (Auswirkungen auf die Umwelt) quantifiziert die Emissionen von Kohlendioxid und anderen Stoffen, die Energieamortisationszeit, die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, den Landverbrauch des erneuerbaren Energiemixes für alle Länder sowie die spezifischen Umwelteinflüsse drei exemplarischer HGÜ Leitungen für den Solarstromimport von Nordafrika nach Mitteleuropa.

Die langfristig erreichbaren Kohlendioxidemissionen sind mit dem vom International Panel on Climate Change definierten Ziel, den CO₂ Gehalt der Atmosphäre auf 450 ppm zu stabilisieren, kompatibel. Mit einem Anfangswert der Emissionen von 1400 Millionen Tonnen pro Jahr im Jahr 2000 erreicht unser Szenario 350 Millionen Tonnen im Jahr 2050, anstatt – dem derzeitigen Trend folgend – auf 2350 Millionen Tonnen pro Jahr anzusteigen. Die pro Kopf Emissionen im Stromsektor lägen dann bei 0,59 Tonnen pro Kopf und Jahr. Dies entspricht auch dem vom Wissenschaftlichen Beirat für Globale Umweltveränderungen (WBGU) vorgeschlagenen Emissionsziel von langfristig insgesamt 1-1,5 Tonnen pro Kopf und Jahr.

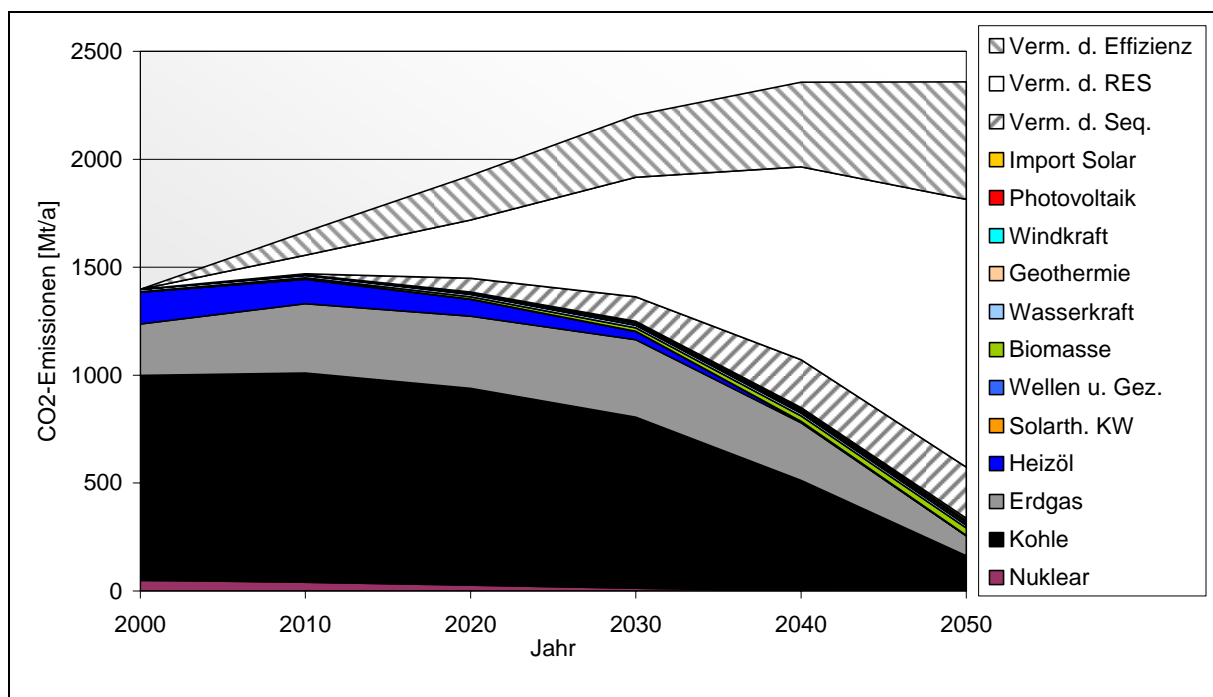


Abbildung 9: CO₂-Emissionen im Stromsektor in Millionen Tonnen pro Jahr für alle untersuchten Länder im TRANS-CSP Szenario sowie die durch Effizienzsteigerung (22 %), Erneuerbare Energien (RES 66 %) und CO₂-Sequestrierung (Seq. 12 %) vermiedenen Emissionen gegenüber einem dem Jahr 2000 entsprechenden Energiemix.

Etwa 1 % der europäischen Landfläche wird bis 2050 für die gesamte erneuerbare Energieinfrastruktur benötigt, das ist etwas weniger als heute der Mobilitäts- und Transportsektor einnimmt. Mit Hilfe eines geographischen Informationssystems (GIS) wurden exemplarisch drei HGÜ Verbindungen zwischen drei hervorragenden Solarstandorten in Nordafrika und drei größeren Verbrauchszentren in Europa untersucht. Das GIS wurde auf minimale Kosten bei minimalen Umweltschäden und minimaler visueller Beeinträchtigung programmiert. Die entsprechenden Auswirkungen lagen in allen Fällen in einem akzeptablen Bereich.

Grundsätzlich sind die Umweltauswirkungen von HGÜ Leitungen deutlich geringer als die konventioneller Wechselstromleitungen gleicher Leistung. Insgesamt führt das TRANS-CSP Szenario zu einer wesentlich umweltverträglicheren Stromversorgung Europas als dies heute der Fall ist, und könnte auch als Beispiel und Modell auf globaler Ebene dienen.

Der vollständige **TRANS-CSP Studienbericht** steht auf folgender Website zur Verfügung:

<http://www.dlr.de/tt/trans-csp>

TRANS-CSP Team

German Aerospace Center (DLR)

Dr. Franz Trieb, Dr. Christoph Schillings, Stefan Kronshage, Dr. Peter Viebahn,
Nadine May, Christian Paul, Stuttgart, Germany



National Energy Research Center (NERC)

Eng. Malek Kabariti (Director), Khaled M. Daoud, Amman, Jordan



Prof. Dr. Abdelaziz Bennouna, Rabat, Morocco

Nokraschy Engineering GmbH (NE)

Dr. Ing. Hani El Nokraschy, Holm, Germany



New and Renewable Energy Authority (NREA)

Samir Hassan (Director), Laila Georgy Yussef, Cairo, Egypt



New Energy Algeria (NEAL)

Tewfik Hasni (Director), Alger, Algeria



Internationales Forschungszentrum für Erneuerbare Energien e.V. (IFEED)

Dr. Nasir El Bassam (Director), Braunschweig, Germany



Hamburg Institute of International Economics (HWWA)

Honorat Satoguina, Hamburg, Germany



Kontakt:

Dr. Franz Trieb

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institute of Technical Thermodynamics

Systems Analysis and Technology Assessment

Pfaffenwaldring 38-40

D-70569 Stuttgart

Germany

Tel.: ++49-711 / 6862-423

Fax: ++49-711 / 6862-783

Email: franz.trieb@dlr.de

<http://www.dlr.de/tt/system>

Index of the TRANS-CSP Report

Introduction and Summary	1
1 Solar Electricity Transfer from MENA to Europe	13
1.1 Present Electricity Transfer Capacities in EUMENA	
1.2 High Voltage Alternate Current Transmission (HVAC)	
1.3 High Voltage Direct Current Transmission (HVDC)	
1.4 Performance, Economy and Impacts of High Voltage Transmission Lines	
1.5 The Vision of EUMENA Electricity Highways	
2 A Scenario for Sustainable Electricity	29
2.1 Outlook of Electricity Demand in Europe	
2.2 Renewable Electricity Potentials in Europe	
2.3 Outlook for Electricity Supply in Europe	
2.4 Market Potential for Solar Import Electricity	
2.5 Solar Power for Europe – Water and Development for MENA	
3 Policies and Finance	87
3.1 Discrepancy of Awareness and Action	
3.2 Concepts of Financing Renewable Energy	
3.3 Necessary Political Framesets	
3.4 Policies and Finance for Solar Electricity Imports	
3.5 General Conclusions for Policy and Finance	
4 Socio-Economic Impacts	105
4.1 Wealth Creation	
4.2 Reduced Subsidies and External Costs	
4.3 Improved Diversity and Security of Supply	
5 Environmental Impacts	119
5.1 Environmental Impacts of the TRANS-CSP Scenario	
5.2 Environmental Impacts of Overhead Lines	
5.3 Environmental Impacts of ground Cables	
5.4 Environmental Impacts of Submarine Cables	
5.5 Low Impact Solar Electricity Links	
5.6 Eco-Balance of Solar Electricity Imports	
Bibliography	145
Annex	
A 1 Individual Country Data	A-1
A 2 Abbreviations	A-90