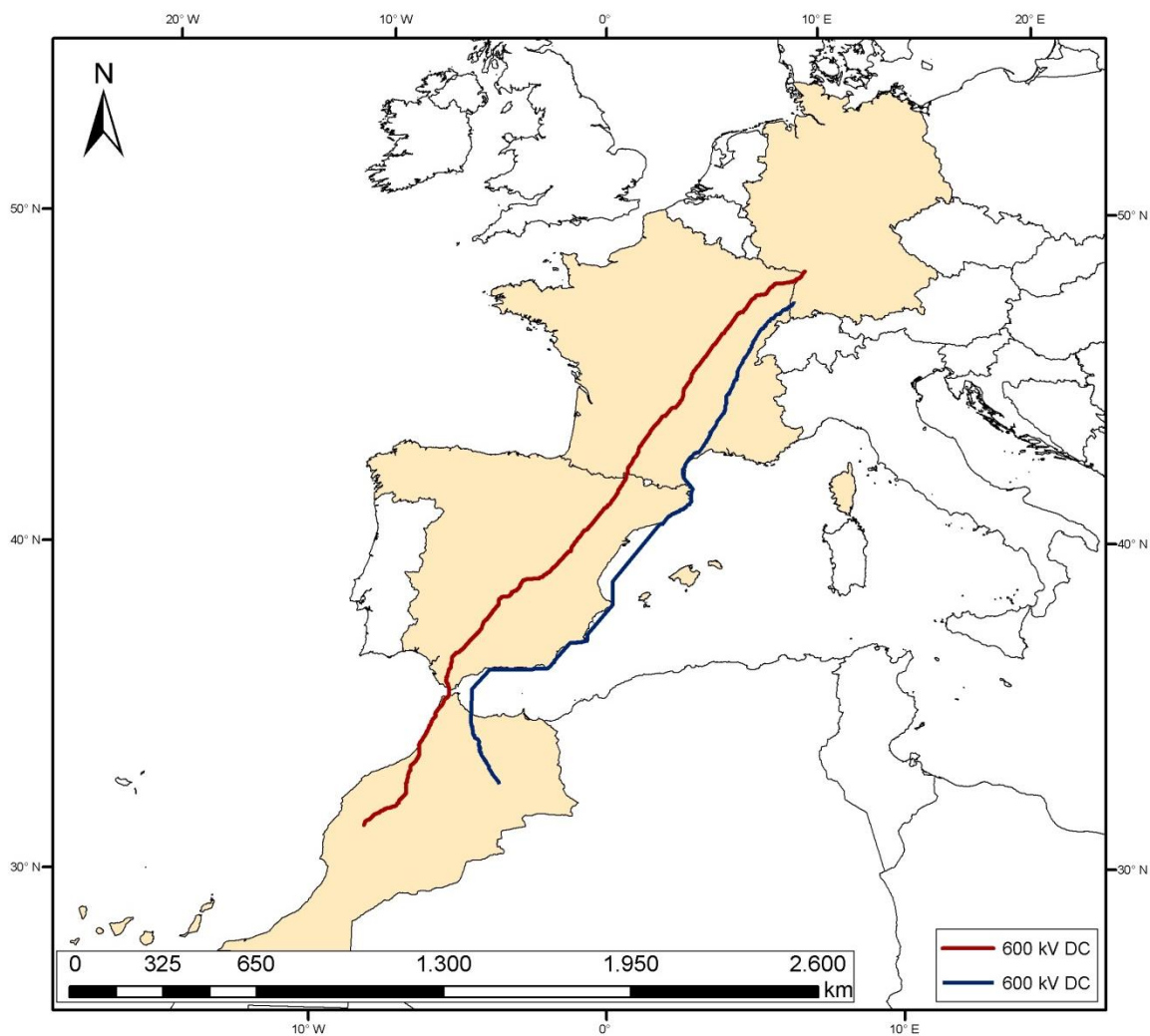


Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa

Inhalt: Arbeitsschritte, wesentliche Erkenntnisse und Kurzfassung

Autor: Denis Hess, Stuttgart, den 01. Juli 2013



– المسارات تربط الشعوب –

– Las vías comunican a las personas –

– Les chemins rapprochent les gens –

– Wege verbinden Menschen –

Arbeitsschritte

Die Modellstudie umfasst die integrale Betrachtung eines regelbaren Solarstromtransfers von Marokko nach Baden-Württemberg. Hierbei wird eine Analyse von gesellschaftlichen, technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten dargestellt. Es wird gezeigt welche politischen Rahmenbedingungen gelten. Anhand des Beispiels Baden-Württembergs wird der Strombedarf aus erneuerbaren Energien analysiert. Als Importmöglichkeit von gut regelbaren erneuerbaren Energien bietet sich elektrischer Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika an. Für die Fernübertragung wird eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung verwendet, welche verlustarm und kosteneffizient den Strom transportiert. Eine Kostenrechnung stellt die Gesamtkosten und die potentielle Ersparnis gegenüber regelbaren fossilen Energien da. Für die Umsetzung werden Bürgerbeteiligungskonzepte erläutert und Strategien für die Finanzierung gezeigt. Der Aufbau der Arbeit ist in Abbildung 1 zu sehen.

Kapitel 1	Worin bestehen heutige internationale politische Maßnahmen für EE?	Internationaler politischer Rahmen
Kapitel 2	Braucht BW erneuerbare Stromimporte?	Bedarf für Baden-Württemberg
Kapitel 3	Woher kommt der regelbare Strom?	Erneuerbarer und gut regelbarer Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika
Kapitel 4	Wie kommt der Strom nach BW?	HGÜ - Stromtrassen
Kapitel 5	Was kostet der Import?	Gesamtkosten und potentielle Ersparnis
Kapitel 6	Wie lässt sich ein solches Projekt umsetzen?	Entwurf der Umsetzung

Abbildung 1: Aufbau der Arbeit – Gliederung

*EE: erneuerbare Energien

Wesentliche Erkenntnisse der Modellstudie

1. Das ursprüngliche TRANS-CSP¹ Konzept: Das im Rahmen der Arbeit beschriebene Modell sieht vor, gut regelbaren Strom aus einem speziellen Komplex solarthermischer Dampfkraftwerke in Marokko per Punkt-zu-Punkt Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung nach Baden-Württemberg zu leiten. Dort wird der Strom an einem dafür geeigneten Netzknotenpunkt nach Bedarf in das Wechselstromnetz eingespeist, um das lokale Stromangebot aus heimischen, erneuerbaren Quellen ideal zu ergänzen. Der Ansatz folgt den Prinzipien der TRANS-CSP Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) aus dem Jahr 2006 und stellt eine Fortentwicklung und Konkretisierung derselben dar. Der Export von regelbarem Solarstrom setzt voraus, dass die Stromversorgung des Erzeugerlandes unabhängig davon bereits gesichert ist. Die für den Export verwendete Kraftwerks- und Leitungsinfrastruktur darf nicht zusätzlich für die eigene Stromversorgung gebraucht werden, da sich daraus ein Nutzungskonflikt ergäbe. Aus Sicht des Abnehmerlandes wäre damit die Regelbarkeit und Qualität des exportierten Solarstroms beeinträchtigt.
2. Solarthermische Kraftwerkstechnologie: Unter der hier getroffenen Annahme von solarthermischen Dampfkraftwerken mit Parabolrinnenkollektoren und thermischem Energiespeicher auf der Basis von Flüssigsalz ist eine installierte Leistung von etwa 2200 MW in Marokko notwendig, um eine maximale Netto-Importleistung von 1500 MW am Einspeisepunkt in Deutschland zu erzielen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 6200 äquivalenten Volllaststunden würden etwa 9 Mrd. kWh Solarstrom pro Jahr nach Deutschland fließen und den heimischen Energiemix mit gut regelbarem Solarstrom ergänzen. Die in einer Betriebszeit von 40 Jahren aus Nordafrika importierte Strommenge beträgt 360 Mrd. kWh. Die Solarkraftwerke mit Trockenkühlung sollen kein lokales Wasser in der Wüste verbrauchen, sondern stattdessen einen Teil ihrer Wasserversorgung aus entsalztem Meerwasser für die regionale Entwicklung vor Ort und für die Versorgung der bis zu 2500 benötigten Arbeitsplätze zur Verfügung stellen. Die Solarkraftwerke machen etwa 80% der Gesamtinvestition von 14-16 Mrd. € aus.
3. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ): Erdkabel sind teurer als Freileitungen, erfordern jedoch wegen ihres geringeren Flächenbedarfs niedrigere Kompensationszahlungen (s. Punkt 9). Beide Übertragungsoptionen führen damit zu ähnlichen Kosten. Die HGÜ Trasse mit ± 600 kV Nennspannung und einer Nennleistung von 1700 MW erfordert etwa 20% der gesamten Investition von ca. 14-16 Mrd. €. Die gewählte Voltage-Source-Converter (VSC)-Technologie ermöglicht neben der

¹ Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power

Übertragung von gut regelbarem Solarstrom auch Systemdienstleistungen wie z.B. Schwarzstartfähigkeit und die Bereitstellung von Blindleistung.

4. Internationale Kooperation für den Klimaschutz: Die Realisierung einer Infrastruktur für den Import bzw. Export von qualitativ hochwertigem, gut regelbarem Solarstrom – zunächst von Marokko nach Deutschland über Spanien und Frankreich, später jedoch auch in erweiterten Partnerschaften – könnte zu einer internationalen Gemeinschaft der beteiligten Länder für Klima, Energie und Ressourcenschutz auf Augenhöhe und mit gemeinsamen politischen Zielen führen.
5. Energiewende in Baden-Württemberg: Gut regelbarer Solarstrom aus solarthermischen Dampfkraftwerken in Marokko kann den zukünftigen heimischen Energiemix Baden-Württembergs ideal ergänzen, da dieser große Anteile fluktuierender Energiequellen wie Photovoltaik, Windkraft und Laufwasserkraft enthalten wird. Er ermöglicht gezielt, Differenzen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage auszugleichen. Für den hier angenommenen Fall, dass langfristig hohe Anteile erneuerbarer Energie an der Stromversorgung erreicht werden sollen, konnte gezeigt werden, dass gut regelbare Solarstromimporte zu einer deutlichen strukturellen Entlastung der technischen Infrastruktur führen, die für die nahezu vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien benötigt wird. Es werden dadurch insgesamt deutlich weniger erneuerbare und fossile Kraftwerke, Stromspeicher und Netze gebraucht.
6. Entscheidung bereits überfällig: Vorbereitung, Planung und Bau eines solchen Projekts werden mindestens 10 – 15 Jahre beanspruchen, bis der erste Solarstrom nach Deutschland fließen kann. Bis 2025 ist mit einer Umsetzung nur dann noch zu rechnen, wenn die politische Entscheidung für solch ein Projekt noch in diesem (2013) oder spätestens im nächsten Jahr (2014) getroffen und umgehend mit der Realisierung begonnen wird. Die Verfügbarkeit gut regelbaren Solarstroms in Deutschland zur Ergänzung der bis 2020 geplanten ca. 40% heimischen, überwiegend stark fluktuierenden erneuerbaren Quellen wird sich mit jeder Verzögerung um einen entsprechenden Zeitraum in die Zukunft verschieben.
7. Hohe Investition und niedrige Betriebskosten: Die Investition verschiedener Varianten des Projekts liegt bei etwa 14-16 Mrd. €. Nach Rückzahlung der entsprechenden Kredite liegen die Betriebskosten für den Solarstrom dagegen nur noch bei ca. 4-5 €/Cent/kWh. Das legt nahe, Kredite so schnell wie möglich an die Investoren zurück zu zahlen, zumal dieses Vorgehen das Investitionsrisiko und somit die erforderlichen Zinssätze reduziert. Da bei kürzerer Kreditlaufzeit entsprechend höhere Rückzahlungsraten anfallen, ist es wichtig, diese auf möglichst viele Stromkunden zu verteilen. Im Extremfall einer

Rückzahlung der gesamten Investition inkl. Zinsen in nur einem Betriebsjahr durch alle deutschen Stromkunden müssten diese in besagtem Jahr zusätzlich 3 €Cent/kWh auf ihren Strompreis z.B. in Form einer Umlage akzeptieren. Dafür kämen sie aber schon im darauf folgenden Jahr und für den Rest der Betriebszeit von 40 Jahren in den Genuss niedriger und stabiler Preise für den gesamten aus Nordafrika importierten Strom.

8. Finanzielle Absicherung gut regelbarer Leistung: Die Auslastung regelbarer Kraftwerke wird sukzessiv reduziert, wenn zunehmend fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik auf den Markt drängt. Deshalb fordern die Betreiber konventioneller Gas- und Kohlekraftwerke schon heute langfristige, staatlich garantierte Stromabnahmeverträge, um ihre sicher abrufbare Kraftwerksleistung kostendeckend am Netz halten zu können. Die *Energiewende* will jedoch trotzdem die Leistung aus fossilen Energien reduzieren. Während die Erlöse fossiler Kraftwerke jedoch an volatile internationale Brennstoffpreise angepasst werden müssen und ihre Backup-Funktion damit tendenziell immer teurer wird, hat der Solarstromimport zwei Vorteile: erstens bleiben die Kosten des Solarstroms langfristig stabil, da sie überwiegend aus Kapital- und Personalkosten bestehen; zweitens muss die Auslastung der solarthermischen Kraftwerke nicht sukzessiv reduziert werden, da sie bereits erneuerbaren Strom liefern. Es ist daher von großer Bedeutung, regelbaren Solarstrom rechtzeitig in das heimische Energieportfolio zu integrieren.
9. Angemessene Kompensation für den Flächenbedarf: Anrainer des Kraftwerks in Marokko und der HGÜ-Stromtrasse in allen vier Ländern erhalten jährlich Kompensationszahlungen für den Flächenbedarf der gesamten Infrastruktur. Auf diese Weise werden die betroffenen Bürger und Kommunen dauerhaft finanziell an dem Projekt beteiligt. Die Kompensationszahlungen in Marokko von bis zu 76 Mio. € pro Jahr liegen dabei in der gleichen Größenordnung wie die derzeitigen Aufwendungen der deutschen internationalen Zusammenarbeit für dieses Land.
10. Genossenschaftliche Projektstruktur: Eine internationale genossenschaftliche Projektstruktur soll den Rahmen für eine Umsetzung als Bürgerprojekt mit demokratischer Legitimation auf kommunaler Ebene sichern. Dauerhaft Betroffene werden so zu dauerhaft Beteiligten und ggf. sogar zu Initiatoren des Projekts. Hierdurch entsteht eine Partnerschaft mehrerer Nationen auf kommunaler Ebene, die durch politische Arbeit auf Regierungsebene unterstützt werden kann. So kann die Stromtrasse erstens die regelbare Solarenergie von Marokko nach Deutschland transportieren und zweitens die Kommunen der vier beteiligten Ländern kulturell und finanziell zusammenbringen.

Kurzfassung

Politische Ziele - Kapitel 1

Zunehmende Rohstoffverknappung bei weltweit steigender Nachfrage nach Energie lässt Energiekosten eskalieren und verschärft Konflikte um Ressourcen. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern bieten erneuerbare Energien weltweit die Chance einer nachhaltigen Nutzung und erlauben eine ökonomisch, ökologisch und gesellschaftlich vorteilhafte Entwicklung, um Gesundheit und Wohlstand heutiger und künftiger Generationen zu sichern. Umweltschäden, ungerechte Verteilung von Ressourcen und politische Unruhen können zugunsten des sozialen Friedens vermieden werden.

Eine in der Modellstudie beschriebene Solarstromtrasse, die sich über vier Länder erstreckt, schafft eine beispielhafte internationale Partnerschaft für erneuerbare Energien. Eine gleichberechtigte Kooperation auf Augenhöhe bietet Möglichkeiten, gemeinsame Ziele zu erreichen, um Energiepolitik, Klimaschutz, Bildung und Ressourcennutzung bei einer weiter wachsenden Weltbevölkerung erfolgreich und nachhaltig zu realisieren.

Bedarf für regelbare erneuerbare Energie - Kapitel 2

Infolge der Atomreaktorkatastrophe in Japan im März 2011 wurde in Deutschland der Weg in eine nachhaltige, sichere und kosteneffiziente Energieversorgung politisch beschlossen. Seither steht die Politik vor der Herausforderung, eine Strategie nachhaltiger Stromversorgung zu entwickeln. Um das Ziel einer Stromerzeugung mit nahezu vollständig erneuerbaren Energiequellen zu erreichen, müssen wir uns heute für eine Weichenstellung zum Ausbau erneuerbarer Energien entscheiden und eine konkrete **Zielstrategie** entwerfen und verfolgen. Eine nachträgliche Korrektur führt zu hohen Investitionsrisiken. Eine Gefahr besteht z.B. darin, dass regelbare Kraftwerkskapazitäten zu wenig ausgelastet werden. Das kann zustande kommen durch den Zubau großer volatiler Energieerzeuger mit Wind- und PV-Leistung. Die regelbaren Kapazitäten würden dann einen zu geringen Ertrag erwirtschaften, um weiterhin am Netz zu bleiben.

Aufgrund der Abschaltung deutscher Atomkraftwerke 2011 ist im Süden Deutschlands eine Stromversorgungslücke entstanden, die derzeit durch Importe geschlossen werden muss. Für Baden-Württemberg wurde daher analysiert, wie erneuerbare Energien zukünftig eine sichere Stromversorgung gewährleisten können.

Zwei Szenarien für Baden-Württemberg zeigen den Ausbau bis hin zu 95% erneuerbarer Energieanteile im Jahr 2050: Sie unterscheiden sich in der Kombination von Energieträgern, dem Netz- und Speicherausbau sowie der Gesamtauslastung des Kraftwerksparks (s. Abbildung 2). Die Entscheidung für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit dem Ziel einer vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien ist **heute** zu treffen, da lange Bauzeiten einzukalkulieren sind und rentable Investitionen ermöglicht werden sollen.

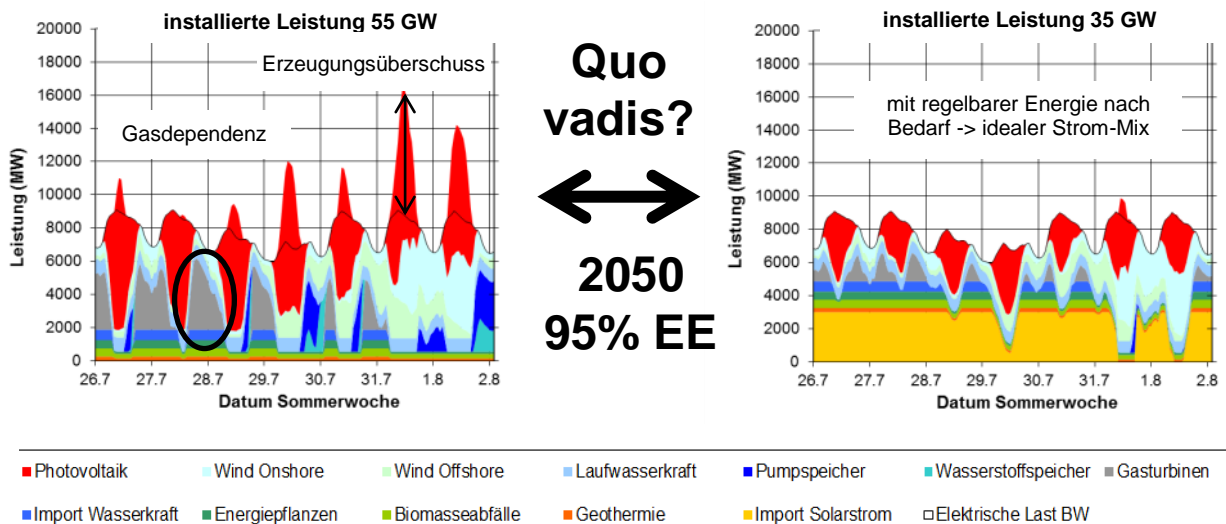


Abbildung 2: Auszug aus einer Zeitreihenanalyse für zwei Szenarien im Jahr 2050 mit jeweils 95% Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg

Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen beim Import regelbarer erneuerbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika.

Zentrales Problem der heimischen erneuerbaren Energien ist bekanntermaßen die zeitweise Diskrepanz zwischen Energieangebot und -nachfrage in Folge der Wetter- und Klima-abhängigen Verfügbarkeit. Im Szenario Abbildung 2 (links) ist das Ziel, mit Hilfe von Speichern Überschüsse aus Phasen hoher Einspeisung lokaler erneuerbarer Energien in Zeiten zu verschieben, in denen erneuerbare Energiequellen den Bedarf nicht zu decken vermögen. Im Szenario Abbildung 2 (rechts) hingegen werden Stromüberschüsse durch die Nutzung regelbarer erneuerbarer Energiequellen wie z.B. der Solarstrom aus Marokko vermieden. Dadurch verringern sich die gesamte benötigte Leistung und der zusätzliche Bedarf an Speichern und Netzen für elektrischen Strom.

Ohne den Import regelbarer erneuerbarer Energie entsteht durch Fluktuationen lokaler erneuerbarer Energien eine kurzzeitige, jedoch hohe Belastung der Netze, Speicher und Reservekraftwerke. Dies droht zu einem - eigentlich unnötigen - Ausbau von Netzen, Speicherkapazität und Gasturbinenkraftwerken zu führen. Außerdem entsteht eine deutliche und vermeidbare Abhängigkeit von Gasturbinenkraftwerken in Zeiten geringer Einspeisung lokaler erneuerbarer Energien. Mit gut regelbaren erneuerbaren Importen hingegen lässt sich

der fluktuationsbedingte Aufwand minimieren, und Verfügbarkeitsextreme werden nivelliert. Die Machbarkeit einer Fernübertragung regelbarer Solarenergie aus solarthermischen Kraftwerken sollte daher näher untersucht werden, um potentielle Hürden aufzuzeigen und entsprechende Lösungsmöglichkeiten zu erarbeiten. Die für Europa naheliegenden solarthermischen Nutzungspotenziale finden sich in der Wüste Nordafrikas. Die solarthermische Energie ist hier mit nahezu ganzjährig konstanter Qualität reichlich verfügbar. Technologie und Know How für die Realisierung einer Fernübertragung regelbarer Solarenergie sind am Markt vorhanden und finden in vielen weltweiten Projekten ihre Anwendung.

Solarthermische Kraftwerke - Kapitel 3

Übersicht und Kurzbeschreibung der technischen Anlage zur Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa (s. Abbildung 3):

Solarthermische Kraftwerke (*engl. Concentrating Solar Power – CSP*) sind Dampfkraftwerke, die direktes Sonnenlicht mit Hilfe konzentrierender Sonnenkollektoren als Energiequelle nutzen. Diese wird als „Direct Normal Irradiance“ (DNI) bezeichnet. Mithilfe der parabolisch geformten Spiegel wird die DNI gebündelt und erhitzt ein Ölgemisch auf bis zu 390°C. Der thermische Energiespeicher des Kraftwerks und der Dampferzeuger für die Turbine werden mit dieser Wärme gespeist. Hierbei dient der Wärmespeicher als beliebig abrufbare Energiequelle für eine flexible Stromerzeugung nach Bedarf auch in der Nacht. Zusätzlich kann optional eine Zufeuerung mit Brennstoffen aller Art (ideal gespeicherter Energie) im Bedarfsfall eingesetzt werden. Somit kann das Kraftwerk mit gesicherter Leistung zu jedem Zeitpunkt Strom nach Bedarf zur Verfügung stellen. Die Turbine treibt mechanisch einen Generator an, der Wechselstrom (*engl. Alternating Current – AC*) erzeugt.

Eine verlustarme Fernübertragung (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – *engl. High Voltage Direct Current – HVDC*) wird mit Hilfe von Umrichtern sowie Kabeln oder Freileitungen bis an den Übergabeort ermöglicht. Hier wird aus Gleichstrom (*engl. Direct Current – DC*) wieder Wechselstrom, der an einem geeigneten Netzknotenpunkt oder nahe einem Verbrauchszentrum in das Wechselstromnetz eingespeist und verteilt wird.

Der solarthermische Kraftwerkspark wird mit etwa 2200 MW Bruttoleistung in Marokko installiert, um eine Netto-Importleistung von 1500 MW am Einspeisepunkt in Deutschland zu erzielen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 6200 Stunden im Jahr würden etwa 9,3 Mrd. kWh Solarstrom pro Jahr nach Deutschland fließen und ca. 1,5% der Stromversorgung Deutschlands abdecken. Eine übermäßige Importabhängigkeit besteht de

facto nicht. Durch mehrere Energieträger im System erreicht man vielmehr Flexibilität und Unabhängigkeit und ergänzt den heimischen Kraftwerkspark durch erneuerbare Energieträger mit komplementären Eigenschaften.

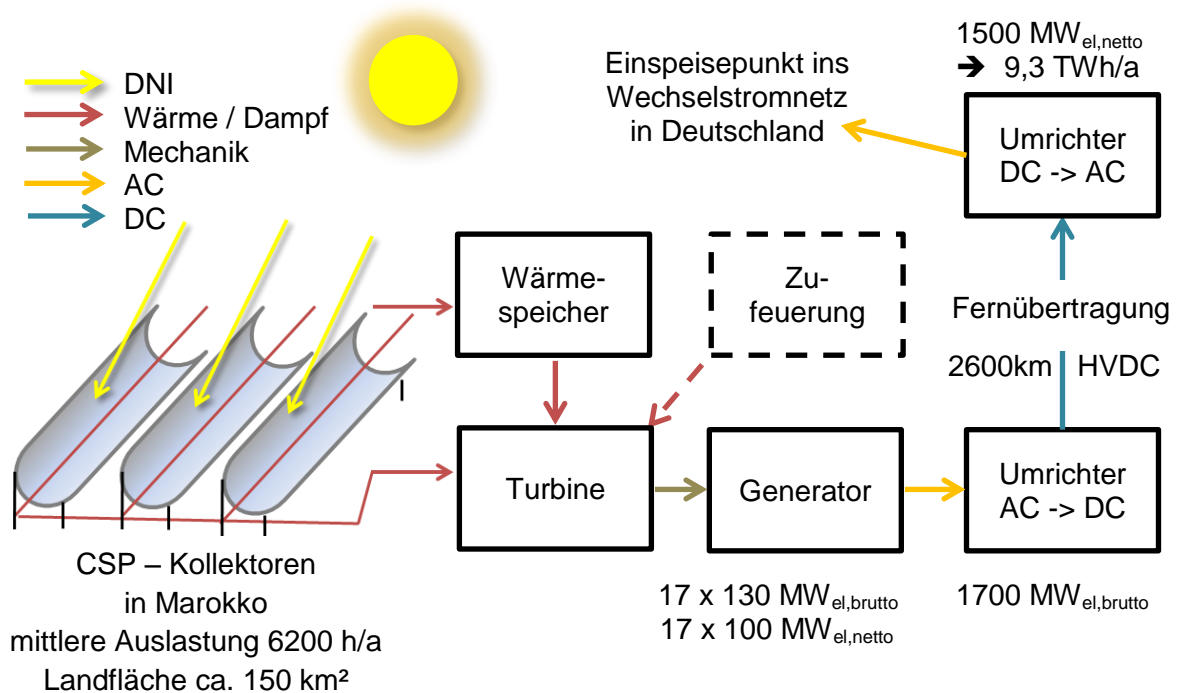


Abbildung 3: CSP-HVDC-Anlage zur Fernübertragung regelbarer Solarenergie

Die Gesamtverluste des solarthermischen Kraftwerks mit der Stromtrasse betragen ca. 30%. Hierbei werden 23% am Kraftwerk selbst verbraucht und können durch Optimierungen noch reduziert werden.

Für die technischen Komponenten der CSP-HVDC-Anlage werden überwiegend Stahl und Glas benötigt, welche gut recycelbar sind. Solarkraftwerke mit Trockenkühlung benötigen nur wenig Wasser. Die Kraftwerke werden kein lebensnotwendiges Wasser der lokalen Bevölkerung verbrauchen, sondern sogar einen Teil ihres Wasserbedarfs aus entsalztem Meerwasser für die regionale Entwicklung vor Ort und für die Versorgung der bis zu 2500 benötigten Arbeitsplätze zur Verfügung stellen. Dies erfordert einen marginalen Bruchteil der Leistung des solarthermischen Kraftwerksparks.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung / Stromtrassen - Kapitel 4

Für die Fernübertragung wird eine Gleichstromtrasse benötigt. Diese wird mit einer Nennspannung von $\pm 600\text{kV}$, einer Nennleistung von ca. 1700 MW und exemplarisch mit zwei alternativen Trassenverläufen sowie jeweils unterschiedlicher Trassenausführung mit Erdkabeln und Freileitungen betrachtet. Da Erdkabel deutlich teurer sind, jedoch wegen ihres

geringeren Flächenbedarfs auch deutlich weniger kompensatorische Zahlungen (s. Kosten, Kapitel 5) erfordern als Freileitungen, ergibt sich eine weitgehende Kostenneutralität zwischen diesen beiden Übertragungsoptionen. Dies bietet im Modell die Möglichkeit einer freien Wahl der Technologie und Trassenführung.

Beide Trassen tangieren das Staatsgebiet bzw. die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von Marokko, Spanien, Frankreich und Deutschland. Der verwendete Algorithmus zur Berechnung der exemplarischen Trassen basiert auf der Ermittlung optimaler Pfade zwischen Start- und Endpunkt. Diese sind durch Ausschluss- und Kostenkriterien auf Grundlage ökonomischer, ökologischer und sozialer Faktoren definiert. Ausgehend von Marrakesch in Marokko ist die rote Trasse in Abbildung 4 eine überwiegend über Land verlaufende Variante. Sie überquert die Meerengen von Gibraltar, Spanien, die Pyrenäen und Frankreich bis sie nach 2600 km den Zielort Daxlanden in der Nähe von Karlsruhe erreicht.

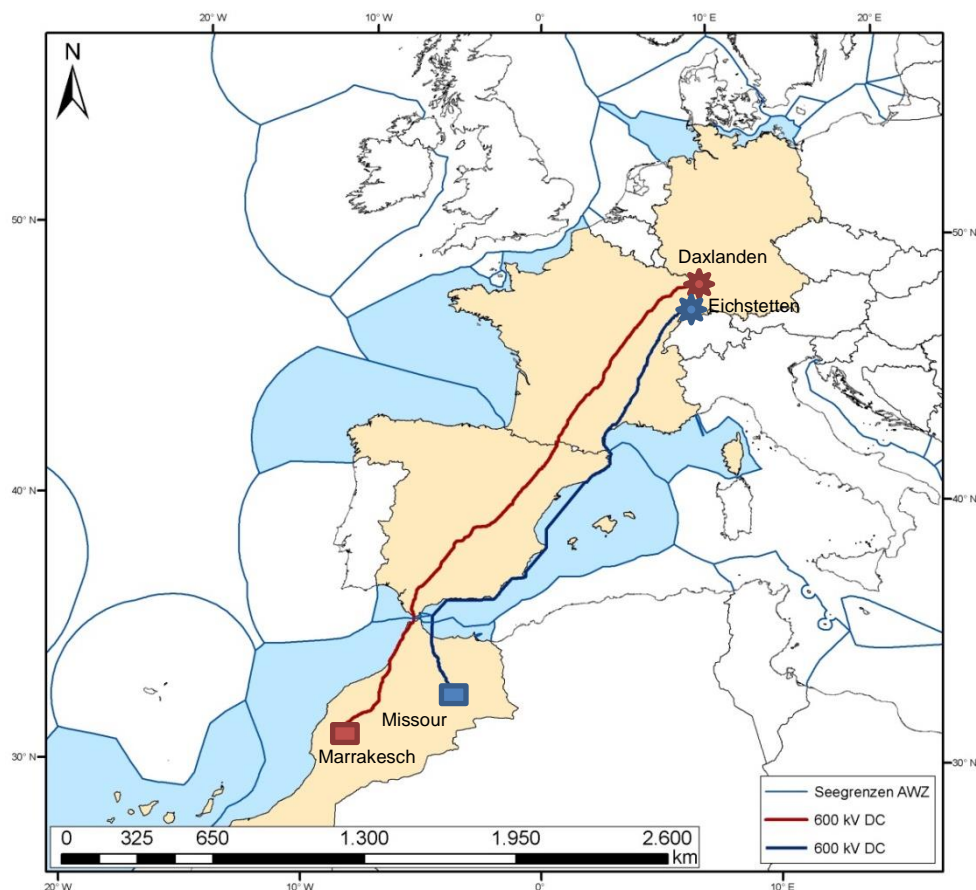


Abbildung 4: Modell der beiden Trassenverläufe, jeweils als exemplarische Alternative

Die blaue Trasse verläuft überwiegend im Meer und vermeidet so eine Überquerung der Pyrenäen. Vom Startpunkt Missouri überquert diese Trasse den hohen Atlas und mündet nach einigen hundert Kilometern ins Mittelmeer. Um tiefe Meeresgebiete zu umgehen,

verläuft sie entlang der spanischen Küste bis zum Landgang in Frankreich. Die Trasse endet in Eichstetten in der Nähe von Freiburg im Breisgau mit 2300 km Länge.

Die gewählte Umrichter-Technologie Voltage-Source-Converter (VSC) ermöglicht neben der Übertragung von gut regelbarem Solarstrom auch Systemdienstleistungen wie z.B. Schwarzstartfähigkeit und die Bereitstellung von Blindleistung.

Kosten - Kapitel 5

Die Investitionskosten verschiedener Varianten des Projekts liegen bei etwa 14-16 Mrd. €. Hierbei betragen der CSP-Kostenanteil ca. 70-90% und der HVDC-Kostenanteil 10-30%. Mit dem solarthermischen Kraftwerkspark in Marokko erzielt man im Vergleich zu regelbaren fossilen Energien eine finanzielle Einsparung von bis zu 3,8 Mrd. € während der angenommenen 40jährigen Betriebszeit. Die Einsparung ist stark von der Diskontrate abhängig, welche im Beispiel bei 1,3% p.a. gewählt wurde. Die kumulierten Kosten von Kompensationszahlungen und Investitionskosten (blauer und grüner Balken in Abbildung 5) der jeweiligen Trassenvarianten unterscheiden sich am Ende der Betriebszeit nur marginal. Hierdurch kommt die oben erwähnte Kostenneutralität zwischen Erdkabeln und Freileitungen zustande.

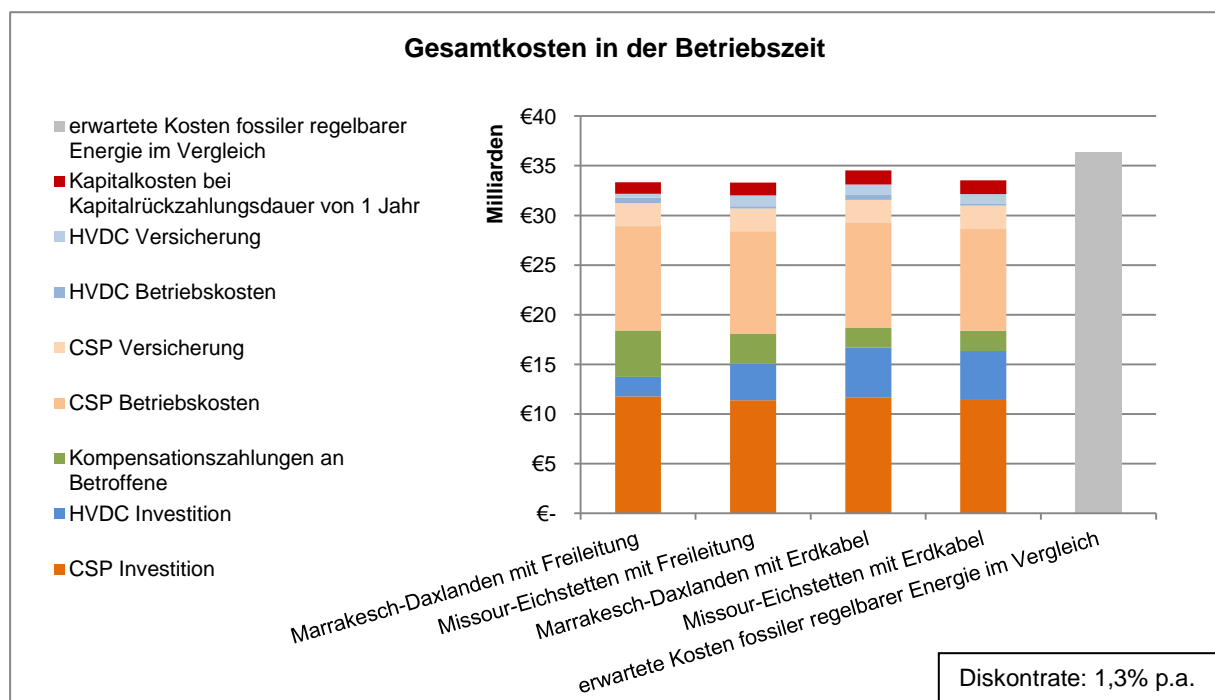


Abbildung 5: Gesamtkosten während der 40jährigen Betriebszeit mit ca. 360 TWh Produktion

Die Gesamtkosten über die Betriebsdauer der CSP-HVDC-Anlage (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE) liegen bei ca. 12 €Cent/kWh. Hierbei belaufen sich die Betriebskosten für den Solarstrom auf ca. 4-5 €Cent/kWh. Der Anteil der Personalkosten steigt mit 2% p.a.

Die Gesamtkosten mit LCOE von ~ 12 €Cent/kWh werden erreicht, nur wenn die Kapitalkosten niedrig gehalten werden. Dies erreicht man durch eine Minimierung des Investitionsrisikos, das mittels Gewährleistung einer staatlich garantierten Stromabnahme und einer kurzen Kapitalrückzahlungsdauer von einem Jahr zu erzielen ist. Auch wenn eine kurze Kapitalrückzahlungsdauer einen hohen Tarif auslöst (s. Abbildung 6), profitiert man nach Ende einer kurzen Kapitalrückzahlungsdauer langfristig von niedrigen und stabilen Betriebskosten. Im Modell könnten Kapitalkosten von 1,2 Mrd. €, bei einjähriger Kapitalrückzahlung (roter Balken in Abbildung 5) oder bis zu 36 Mrd. € bei 40jähriger Kapitalrückzahlung entstehen. Im letzten Fall (gepunktete Linie Abbildung 6) würde der Stromtarif zu keinem Zeitpunkt unter den vergleichbaren Kosten für regelbare fossile Energien (rote Linie Abbildung 6) liegen. Ein anfangs hoher Tarif führt insgesamt zu langfristig niedrigen Kosten, ein anfangs niedriger Tarif bedeutet langfristig hohe Kosten. Dies gilt unter der Annahme, dass man sich in einem unvollkommenen Markt befindet, in dem die Diskontrate mit 1,3% p.a. deutlich niedriger ist als der Projektzins von 9,9% p.a.

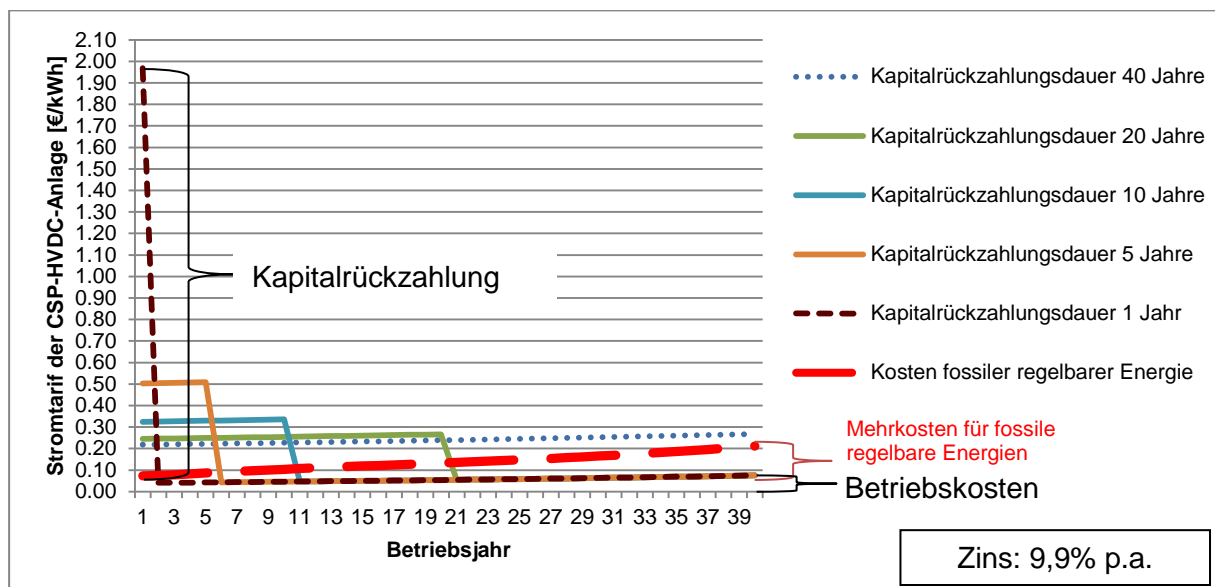


Abbildung 6: Zu bezahlender Tarif der CSP-HVDC-Anlage in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer im jeweiligen Betriebsjahr (Missour-Eichstetten als Erdkabelvariante)

Umsetzung: Verträge, Bürgerbeteiligung und Projektdauer - Kapitel 6

Die Lösung des Problems eines kurzfristig hohen Tarifes besteht in einer Umlage der Kosten auf möglichst viele Stromkunden. Die Politik könnte durch eine europaweite Regelung die Vergütung des Stroms zeitlich befristet mit einem staatlich garantierten Stromabnahmevertrag vereinbaren. Hierbei würden z.B. im Versorgungsgebiet der ENTSO-E im Fall einer einjährigen Kapitalrückzahlung auf jede Kilowattstunde 0,5 €Cent Mehrkosten

kommen. Im zweiten Jahr fällt diese Umlage weg, da die Kapitalrückzahlung abgeschlossen ist. Es fallen ab dann nur noch Betriebskosten an. Der Mehrwert in einem europäischen Strommarkt entsteht für alle Stromkunden durch geringere Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Energien. Sollte man die Umlage nur für Deutschland beschließen, würde die Vergütung für ein Jahr bei ca. 3 €Cent/kWh liegen. Danach wäre das Kapital mit Zinsen komplett zurückbezahlt.

Nach Rückzahlung der Investition zzgl. Zinsen an die Investoren fällt das Eigentum (Kraftwerk und Stromtrasse) an eine Genossenschaft. Deren Teilhaber sind die betroffenen Bürgerinnen und Bürger (Anrainer der CSP-HVDC-Anlage), Kommunen und Stromkunden. Ein solches Bürgerprojekt mit demokratischer Legitimation auf kommunaler Ebene wird dem Anspruch an eine moderne Gesellschaft mit allen Beteiligten auf Augenhöhe gerecht.

Da im Modell entlang der Infrastruktur Lasten für die Betroffenen entstehen, werden Kompensationszahlungen an die Betroffenen in den Transitländern geleistet. Den Menschen und Kommunen entlang der Anlage wird durch die Kompensationszahlung (s. Tabelle 1) ein dauerhaftes zusätzliches Einkommen ermöglicht. Eine solche Kompensationsmaßnahme hat es in der Geschichte der Stromversorgung in dieser Höhe noch nie zuvor gegeben. Sie macht dauerhaft Betroffene zu dauerhaft Beteiligten. Die Gesamtkosten der Trassenvarianten nach 40 Jahren unterscheiden sich trotz der Technologiewahl zwischen Erdkabel, Seekabel oder Freileitung kaum. Für die Betroffenen besteht hierdurch eine gute zusätzliche Möglichkeit, über die technische Ausführung mitzubestimmen. Nur im gemeinsamen Einverständnis lässt sich ein solches Vorhaben realisieren. Schließlich soll die Trasse Staaten, Menschen international auf lokaler Ebene partnerschaftlich verbinden.

In einer Gesellschaft, in der Betroffene, Verbraucher und Investoren gemeinsam profitieren, lässt sich ein solches Vorhaben mit Zuversicht realisieren. Transparenz und Qualität sind sowohl im Entscheidungsprozess als auch beim Bau wichtige Kriterien für Akzeptanz und Kostenminimierung.

Tabelle 1: Direkter Mehrwert der beteiligten Staaten und Betroffenen der CSP-HVDC-Anlage

jährlicher Benefit	Marokko	Spanien	Frankreich	Deutschland
Kompensationszahlung*	60 - 77 Mio.€	2,6 - 40 Mio.€	1,3 - 30 Mio.€	~0 - 1,3 Mio.€
-> d.h. Gewinn	~ 40 €Cent/m ²			
Zinsen für investiertes Kapital	9,9% p.a.			
Arbeitsplätze für den Betrieb*	1700 - 2500	0 - 30	20 - 30	1 - 3

*Variiert je nach Trassenvariante sowie Ausführungsart mit Freileitung oder Erdkabel

Jährlicher Gewinn (von Eigentümer und Pächter) von Ackerland in Baden-Württemberg beträgt ca. 8 €Cent/m² (Quelle: Landwirtschaftliche Betriebsverhältnisse und Buchführungsergebnisse 2012).

Damit der Strom ab dem Jahr 2025 fließen und der Energietransfer Kontinente und Gesellschaften verbinden kann, müssen wir heute gemeinsam ohne weitere Verzögerung mit der Umsetzung beginnen.

Das Ampelmodell in Abbildung 7 zeigt das Verfahren und die Dauer des Entscheidungsablaufs mit den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern. Die Grundidee ist die Demokratisierung der Abstimmungsstruktur auf unterschiedlichen Ebenen, ausgehend von Bürgerinnen und Bürgern über die Betroffenen vor Ort bis zur politischen regionalen und überregionalen Ebene. Hierbei kann eine Entscheidung zugunsten des Projekts und der konkreten Umsetzung auf partizipatorischer und repräsentativer demokratischer Ebene ermöglicht werden. In einem solch umfassenden, räumlich diversifizierten Projekt können moderne Informationstechnologien wie soziale Netzwerke, die Rolle der Mediation, der Meinungsbildung und des argumentativen Austauschs unterstützen und die Auswahl eines interaktiven Entscheidungskongresses vorbereiten.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Projektidee durch die Medien und der Erklärung der politischen Absicht an die Öffentlichkeit befindet man sich in der roten Phase. Hier wird entschieden ob das Vorhaben zur Umsetzung kommt. In der planerischen gelben Phase des Projektes können sich betroffene Bürgerinnen und Bürger durch Deliberation (beratende Entscheidung) und partizipatorische Demokratie mit alternativen Lösungen zur Umsetzung einbringen, vor allem um spätere Konflikte zu vermeiden und über die Art und Weise der Verwirklichung zu entscheiden. Wird eine Zustimmung und akzeptable Planung des Vorhabens erreicht, kommt man in die grüne Phase der Ampel – der effektiven Umsetzung. Hier besteht Rechtssicherheit für die Projektträger und Investoren. Während der Projektdurchführung wird begleitende und bewertende (evaluative) Information an die Betroffenen als Kontrollmöglichkeit gewährleistet, um das gesamte Projekt zu evaluieren. Schließlich können zukünftige Projekte davon profitieren.

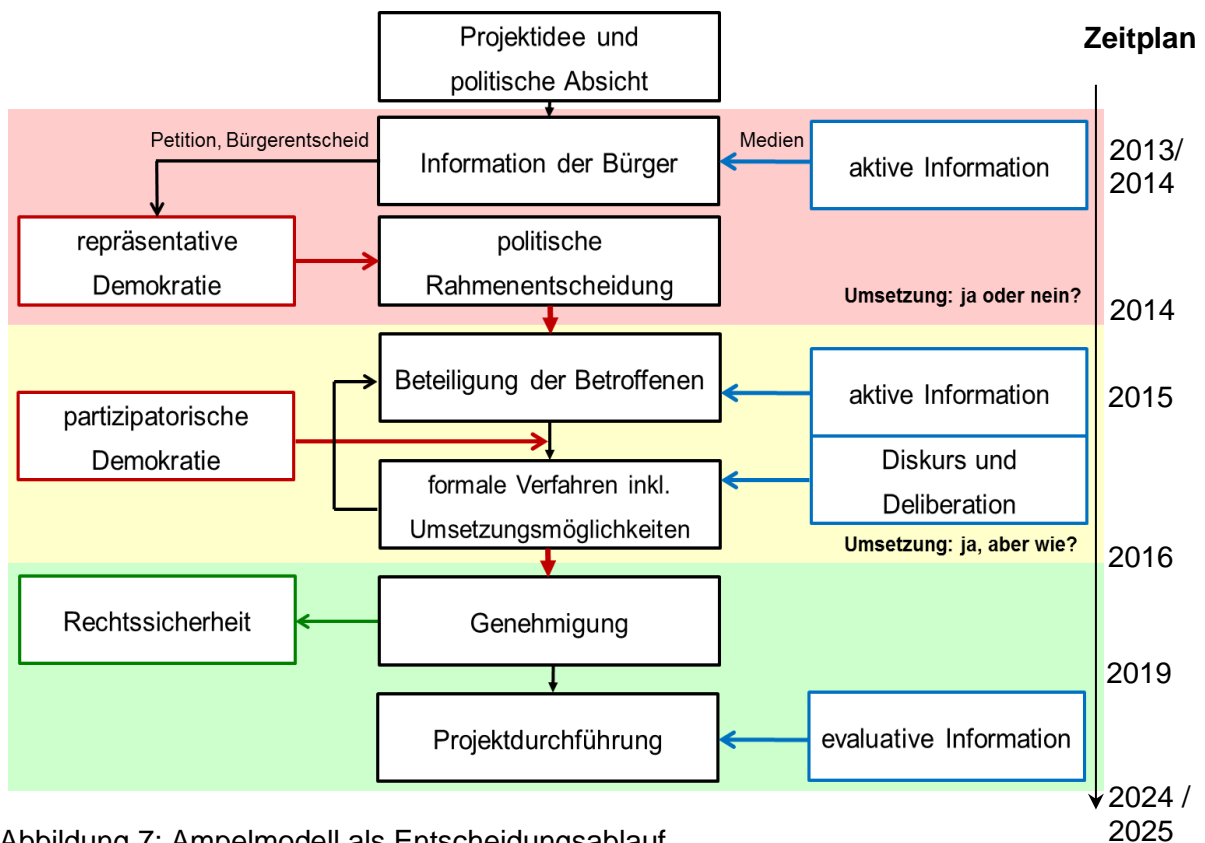
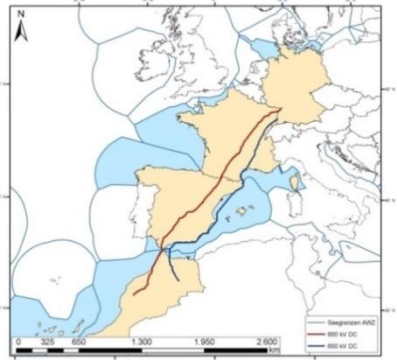


Abbildung 7: Ampelmodell als Entscheidungsablauf

Das Bündnis entlang einer Stromtrasse für regelbare, erneuerbare Energien setzt dabei ein deutliches Zeichen weg von fossilen Abhängigkeiten. Es markiert den Aufbruch in innovative, pluralistische und gleichberechtigte Zusammenarbeit in unserer Energiepolitik.

Das Informationsblatt mit Tabelle 2 fasst die wesentlichen Daten als Übersicht zusammen.

Informationsblatt - Fernübertragung regelbarer Solarenergie je Variante
 Tabelle 2: Gesamtübersicht (realer Geldwert im Jahr 2010)

politisch	geographische Übersicht der beiden Varianten	
	Staaten	Marokko, Spanien, Frankreich, Deutschland
technisch	Trassenlängen	2300 – 2600 km
	Übertragungsart	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) Punkt-zu-Punkt Verbindung
	Übertragungsleistung brutto	1700 MW
	Übertragungsleistung netto	1500 MW
	Anzahl Leiterseile bzw. Kabel	3 (+ Pol; - Pol; Sicherheitsleiter)
	Kraftwerkstyp	solarthermisches Kraftwerk mit Parabolrinnen und Wärmespeicher
	Kraftwerkskapazität brutto	17 x 130 MW -> 2200 MW
	Kraftwerkskapazität netto	17 x 100 MW -> 1700 MW
	Gesamtverluste	30%
	lieferbare erneuerbare Strommenge	9,32 TWh/a -0,2% p.a.
	min. Betriebsdauer	40 Jahre
ökonomisch	Kosten Freileitung, Erdkabel	1,9 – 5,1 Mrd. €
	Kosten Kraftwerk	11,3 – 11,8 Mrd. €
	dauerhafte Arbeitsplätze	1700 – 2500
	Ersparnis gegenüber Kohle und Gas in der min. Betriebsdauer	bis zu 3,8 Mrd. €
	dabei inbegriffen Kompensationszahlungen in der min. Betriebsdauer	2,6 – 6 Mrd. €
	LCOE	min. 12 €Cent/kWh ~ 4,5 €Cent/kWh
ökologisch	Gesamtbetriebskosten	(3,5 €Cent/kWh CSP-HVDC und ~1 €Cent/kWh Kompensationszahlungen)
	Flächenbedarf Kraftwerk	146 – 149 km ² (entspricht ~0,8% des CSP Bruttoflächenpotentials in Nordmarokko)
	Flächenbedarf Trasse	9 km ² bei Erdkabel – 177 km ² bei Freileitung
	Wasserbedarf Kraftwerk	4,1 Mio. m ³ /a (Trockenkühlung)
institutionell	CO ₂ Einsparungen gegenüber Kohle bzw. Gas	8,4 Mt/a bei Kohle , 4,2 Mt/a bei Gas
	Betroffene Kommunen	369 – 823
institutionell	Projektdauer von der ersten Information an die Bürger bis Inbetriebnahme	ca. 10 – 15 Jahre