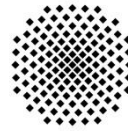




Centre Allemand pour
l'Aéronautique et l'Aérospatiale

Institut de la
Thermodynamique Technique



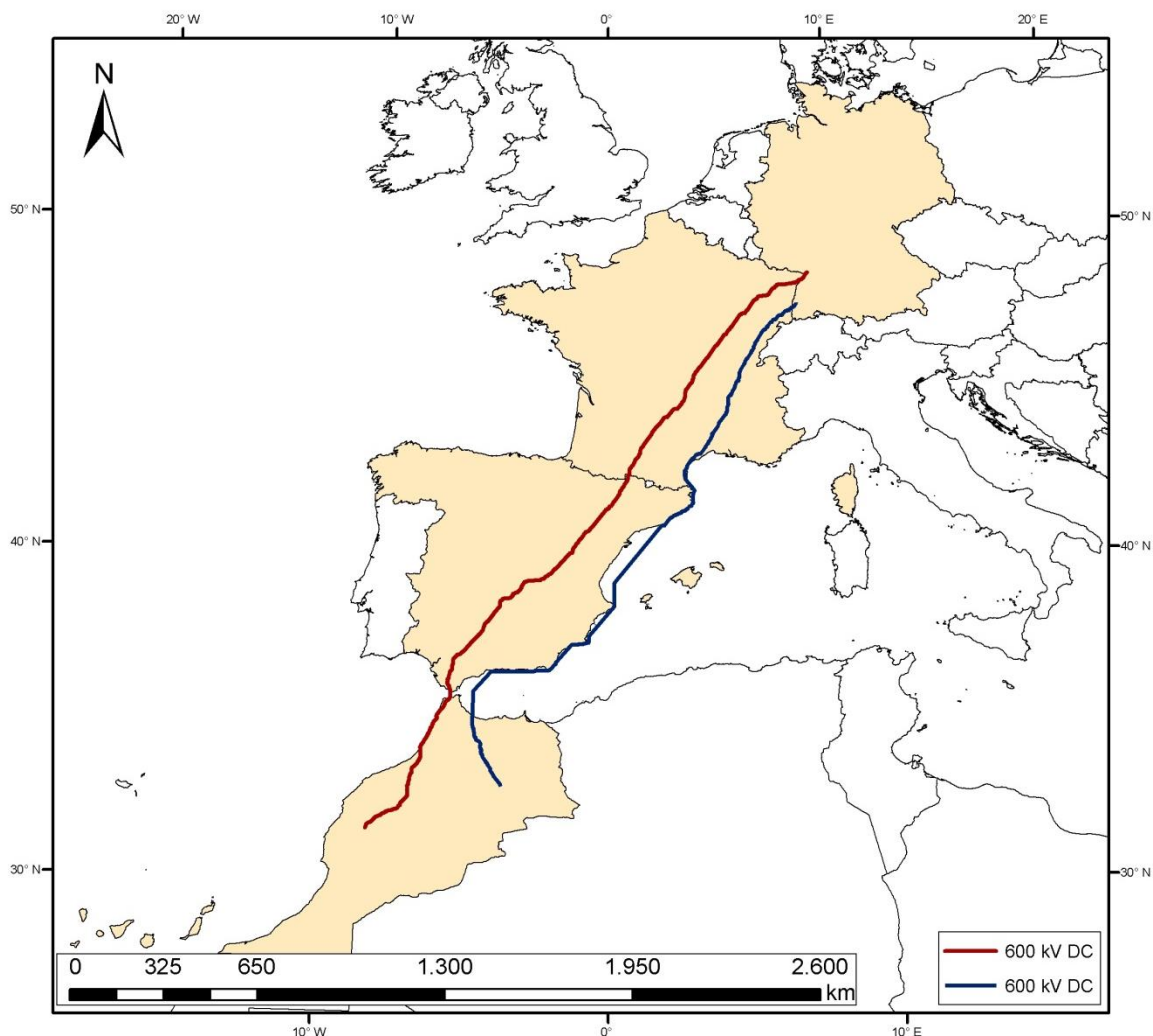
Universität de Stuttgart

Facultés de
l'Ingénierie de l'Environnement
et de l'Ingénierie de l'Énergie

Transmission d'énergie solaire réglable d'Afrique du Nord à l'Europe Centrale

Contenu: Les étapes, les conclusions principales et résumé

Auteur: Denis Hess, Stuttgart, le 01. juillet 2013



– المسارات تربط الشعوب –

– Las vías comunican a las personas –

– Les chemins rapprochent les gens –

– Wege verbinden Menschen –

Traduction de: Hélène Nabih

Etapes de travail

L'étude modèle prend en compte tous les paramètres du réglage du transfert d'énergie solaire du Maroc vers le Land du Baden-Württemberg. L'étude présente une analyse des aspects sociétaux, techniques, économiques et écologiques. Elle livre un état des lieux des forces politiques présentes. Les besoins en énergies d'origine renouvelable sont analysés à l'exemple du Baden-Württemberg (BW). Une opportunité d'importation d'énergies d'origine renouvelable avec une possibilité de réglage satisfaisante se présente avec le courant électrique issu des centrales solaires thermiques de l'Afrique du Nord. Pour la transmission à distance d'électricité d'origine solaire, on a recours au courant continu à haute tension (*High-voltage direct current* - HVDC), qui transporte l'électricité avec peu de déperditions et à coût efficace. Une évaluation des coûts présente le coût global et les économies potentielles par rapport aux énergies fossiles réglables. Pour la mise en œuvre, l'étude présente en détails des projets de participation citoyenne et des stratégies de financement. Le schéma de l'étude est montré dans l'illustration 1.

Chapitre 1	En quoi consistent actuellement les mesures politiques internationales en faveur des ER*?	Contexte politique international
Chapitre 2	Le Land du BW a-t-il besoin d'importations en électricité renouvelable ?	Besoins pour le Baden-Württemberg
Chapitre 3	D'où provient l'électricité réglable?	Electricité d'origine renouvelable et réglable issue des centrales solaires thermiques d'Afrique du Nord
Chapitre 4	Comment l'électricité est-elle acheminée vers le Land du BW?	HVDC – routes d'électricité
Chapitre 5	Quel est le coût d'importation ?	Coût total et économies potentielles
Chapitre 6	Comment réaliser un tel projet?	Conception de la mise en œuvre

Illustration 1: Schéma de l'étude – Articulation logique

*ER: énergies renouvelable

Les conclusions principales

1. Le concept initial de TRANS-CSP¹: le modèle décrit dans le cadre de la présente étude prévoit l'acheminement d'électricité réglable par courant continu à haute tension à partir d'un point A au Maroc, soit un complexe spécifique de centrales solaires thermiques avec turbine à vapeur, vers un point B au Baden-Württemberg. Là, l'électricité est distribuée dans un nœud de réseau approprié pour alimenter selon les besoins le réseau à tension alternative, afin de compléter idéalement la demande locale en électricité à partir de sources renouvelables et disponibles sur place. Cette démarche, qui se base sur les principes de l'étude TRANS-CSP du Centre Allemand pour l'Aéronautique et l'Aérospatiale (*Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt* - DLR) datant de 2006, se présente comme son prolongement et sa concrétisation. L'exportation d'électricité d'origine solaire correctement réglable part du principe que l'approvisionnement en électricité du pays producteur est déjà assuré indépendamment de l'électricité exportée. L'infrastructure des centrales et des systèmes de conduction d'électricité destinée à l'exportation ne doit pas être utilisée en parallèle par le pays d'origine pour son propre approvisionnement, car il en résulterait un conflit d'usage. Du point de vue du pays destinataire, la possibilité de réglage et la qualité de l'électricité d'origine solaire exportée en serait affectée.
2. Technologie des centrales solaires thermiques: sur la base de la technologie présente sur le terrain, soit des centrales solaires thermiques avec turbines à vapeur, collecteurs à miroirs cylindro-paraboliques et réservoirs à sel liquide, il est indispensable d'avoir, au Maroc, une puissance installée de 2200 MW environ, si l'on veut obtenir une capacité nette d'importation maximale de 1500 MW au point d'entrée donné en Allemagne. Selon une charge moyenne équivalente à 6200 heures pleines, environ 9 Mrd kWh d'électricité d'origine solaire par an devraient être transférées en Allemagne, venant compléter le bouquet énergétique présent sur place avec une électricité d'origine solaire correctement réglable. La quantité d'électricité importée d'Afrique du Nord sur une durée d'exploitation de 40 ans s'élève à 360 Mrd. kWh. Les centrales solaires thermiques avec systèmes de refroidissement secs ne doivent pas utiliser d'eau présente localement ; comme alternative, leur approvisionnement en eau requiert, pour une part, de l'eau de mer dessalée destinée au développement régional, et pour fournir jusqu'à 2500 emplois nécessaires sur place. Les centrales solaires représentent environ 80% de l'investissement global, qui est de 14-16 Mrd. €.

¹ Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power

3. Courant continu à haute tension: les câbles de terre sont plus chers que les conduites libres, mais, en raison de besoins moindres en termes de surfaces, ils nécessitent des paiements compensatoires moins élevés (voir point 9). Les deux options de transmission induisent donc des coûts analogues. La liaison HVDC avec une tension nominale ± 600 kV et une puissance nominale de 1700 MW requiert approximativement 20% de l'investissement global, qui s'élève à environ 14-16 Mrd. €. La technologie choisie - convertisseur à source de tension (*Voltage-Source-Converter* - VSC) – permet, outre la transmission d'électricité d'origine solaire correctement réglable, des prestations de service sur le système, comme par exemple la capacité de démarrage autonome (*Blackstart*) et la production de puissance réactive (*Reactive Power*).
4. Coopération internationale pour la protection climatique: la réalisation d'une infrastructure pour l'importation et/ou l'exportation d'électricité d'origine solaire à forte valeur ajoutée qualitative et dans de bonnes conditions de réglage – dans un premier temps du Maroc vers l'Allemagne via l'Espagne et la France, ensuite aussi dans le cadre de partenariats élargis – pourrait conduire à la constitution d'une communauté internationale pour la protection du climat, de l'énergie et des ressources avec des discussions d'égal à égal et des objectifs politiques communs.
5. Transition énergétique (*Energiewende*) dans le Baden-Württemberg: une électricité d'origine solaire issue de centrales solaires thermiques marocaines correctement réglables peut compléter de façon idéale le futur bouquet énergétique local, puisque ce mixe contiendra de fortes parts de sources d'énergie fluctuantes, telles que le photovoltaïque, l'éolien et l'hydraulique. Il permet de compenser de façon ciblée les différences entre l'offre et la demande en électricité. Dans le cas présent, selon lequel les énergies renouvelables contribueront à long terme à l'approvisionnement en électricité dans de fortes proportions, la présente étude a pu montrer que des importations d'électricité d'origine solaire, dans de bonnes conditions de réglage, conduisent à un très net délestage structurel des infrastructures techniques, lesquelles peuvent être affectées presque exclusivement à l'approvisionnement en énergies renouvelables. Par ce biais, on utilise beaucoup moins de centrales de production d'énergie d'origine renouvelable et fossile, de systèmes de stockage et de réseaux.
6. Déjà un retard en termes de décision: la préparation, la planification et la construction d'un tel projet prendront au minimum 10 – 15 ans jusqu'à ce que les premiers flux d'électricité d'origine solaire atteignent l'Allemagne. On ne peut compter sur une mise en œuvre à l'horizon 2025 que si la décision politique en faveur d'un tel projet est prise cette année encore (2013) ou au plus tard l'année prochaine (2014), et que la réalisation débute sans délai. La disponibilité en Allemagne d'une électricité d'origine solaire

correctement réglable, en complément de sources d'énergies renouvelables locales s'élevant à 40% environ et fortement fluctuantes, sera différée en proportion de chaque retard. L'importation d'électricité d'origine solaire correctement réglable donc ne pourrait plus être efficace si l'utilisation moyenne sera trop basse à cause des énergies fluctuantes sur place.

7. Investissements élevés et faibles coûts d'exploitation: les coûts d'investissement, selon les différentes variantes du projet, s'élèvent à 14-16 Mrd. € environ. Après remboursement des crédits correspondants, les coûts d'exploitation de l'électricité d'origine solaire ne représentent plus que 4-5 €Cent/kWh environ. Cela permet de rembourser les crédits aussi vite que possible aux investisseurs, d'autant plus que ce procédé réduit les risques inhérents à l'investissement ainsi que les taux d'intérêts y afférents. Plus la durée du crédit est courte, plus les échéances de remboursement sont fortes; il est donc important de les répartir sur un nombre maximal de clients. Dans le cas extrême du remboursement de la totalité de l'investissement, taux d'intérêts inclus, en une seule année d'exploitation, par la totalité des clients allemands, ceux-ci devraient accepter de payer 3 €Cent/kWh de plus sur le prix de leur électricité au cours de l'année en question, par exemple sous la forme d'une redevance. En revanche, ils bénéficieraient de prix bas et stables pour la totalité de l'électricité d'origine solaire correctement réglable importée d'Afrique du Nord à partir de l'année suivante et pour le reste de la durée d'exploitation, soit 40 ans.
8. Sécurité financière de la puissance correctement réglable: la charge sur les centrales réglables est progressivement réduite quand une production de plus en plus fluctuante d'électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque se presse sur le marché. Aussi, les opérateurs de centrales à gaz et à charbon conventionnelles privilégient d'ores et déjà des contrats de fourniture d'électricité sur le long terme, avec garanties au niveau de l'Etat, pour pouvoir continuer à connecter au réseau en restant rentables les capacités de leurs centrales, tout en s'assurant de leur disponibilité. Alors que les recettes des centrales d'énergies fossiles doivent être adaptées à des prix de carburants volatils à l'échelle internationale, et que leur fonction de backup a tendance à devenir de plus en plus coûteuse, l'importation d'électricité d'origine solaire présente deux avantages: premièrement, les coûts de cette électricité solaire restent stables sur le long terme, puisqu'ils sont constitués en majorité de coûts du capital et de frais de personnel; deuxièmement, la charge des centrales solaires thermiques ne doit pas être réduite progressivement, puisqu'elles livrent déjà de l'électricité d'origine renouvelable. Aussi est-ce d'une importance capitale d'intégrer en temps voulu de l'électricité réglable dans le portefeuille énergétique national.

9. Compensation adéquate des besoins en surface: les riverains de la centrale en question au Maroc et de la ligne électrique HVDC dans les quatre pays perçoivent chaque année des compensations pour les besoins en surface de l'ensemble de l'infrastructure. De cette façon, les citoyens et les communes concernés sont impliqués financièrement dans le projet, et ce sur le long terme. Les indemnisations au Maroc, qui peuvent atteindre jusqu'à 76 Mio. € par an, sont du même ordre de grandeur que les sommes versées actuellement par la coopération internationale allemande pour ce pays.

10. Une structure de projet comme une société coopérative: une structure de projet internationale, coopérative, doit garantir le cadre d'une réalisation en tant que projet citoyen sur la base d'une légitimité démocratique et au niveau communal. Les citoyens concernés sur le long terme deviennent ainsi des partenaires dans la durée, et pourraient aussi être les initiateurs du projet. Cela induit un partenariat entre plusieurs nations à l'échelle communale, qui peut être soutenu par l'action politique au niveau régional. Pour ce cas la ligne électrique pourrait donc premièrement transporter l'électricité du Maroc vers l'Allemagne et deuxièmement réunir les municipalités les quatre pays d'une manière culturelle et financière.

Résumé

Objectifs politiques - Chapitre 1

La raréfaction de plus en plus perceptible des matières premières, conjuguée à une demande en énergie en forte croissance au niveau mondial, conduit à une escalade des coûts liés à l'énergie et attise les conflits pour le contrôle des ressources. Par contraste avec les sources d'énergies fossiles, les énergies renouvelables offrent à l'échelle mondiale l'opportunité d'une exploitation durable et tendent vers un développement qui présente de multiples avantages – que ce soit sur le plan économique, écologique ou social, afin d'assurer la santé et le bien-être des générations actuelles et futures. Les dégâts causés à l'environnement, une répartition injuste des ressources et quantités de troubles politiques peuvent être évités au profit de la paix sociale.

L'une des lignes d'électricité d'origine solaire décrites dans la présente étude, qui s'étend sur plus de quatre pays, constitue un partenariat international exemplaire en matière d'énergies renouvelables. Une coopération équitable, d'égal à égal, offre la possibilité d'atteindre des objectifs communs pour concilier effectivement et durablement - dans un contexte de croissance continue de la population mondiale - politique énergétique, protection du climat, formation et exploitation des ressources.

Besoins en énergie renouvelable réglable - Chapitre 2

Suite à la catastrophe du réacteur nucléaire au Japon en 2011, l'Allemagne a fait le choix politique d'un approvisionnement en énergie durable, sécuritaire et économique. Depuis, les décideurs politiques font face au défi de développer une stratégie d'approvisionnement en électricité durable. Pour atteindre le défi d'une production d'électricité à partir de sources d'énergies presque exclusivement renouvelables, les Allemands doivent s'orienter dès aujourd'hui vers le développement d'énergies renouvelables, jeter les bases d'une **stratégie ciblée**, concrète, et suivre cette stratégie. Corriger une orientation en cours de route induit de gros risques en termes d'investissement. L'un des risques est, par exemple, que les capacités des centrales, qui sont réglables, soient trop peu exploitées. Ce cas de figure peut se produire si un pays construit en parallèle des capacités de production d'énergie très volatile, basée sur la puissance éolienne et/ou photovoltaïque. Les capacités de réglage produiraient un rendement trop faible pour rester connectés au réseau.

En raison de la fermeture des centrales nucléaires allemandes en 2011, le Sud de l'Allemagne a connu une pénurie dans son approvisionnement en électricité, et ce déficit doit actuellement être comblé par des importations. Pour le Baden-Württemberg est analysé comment les énergies renouvelables pourraient à l'avenir assurer un approvisionnement sûr en électricité.

Deux scénarios pour le Baden-Württemberg illustrent le développement de jusqu'à 95% de parts d'énergie d'origine renouvelable à l'horizon 2050. Ils diffèrent quant à la combinaison des sources d'énergies, au développement du réseau et de la capacité de stockage, de même qu'en termes d'utilisation moyenne du parc de centrales (voir Illustration 2). La décision en faveur de la constitution d'un parc de centrales avec pour objectif un approvisionnement total en énergies renouvelables doit être prise **aujourd'hui**, puisqu'il faut prendre en compte pour le calcul des délais de construction longs et qu'il faut faciliter des investissements rentables.

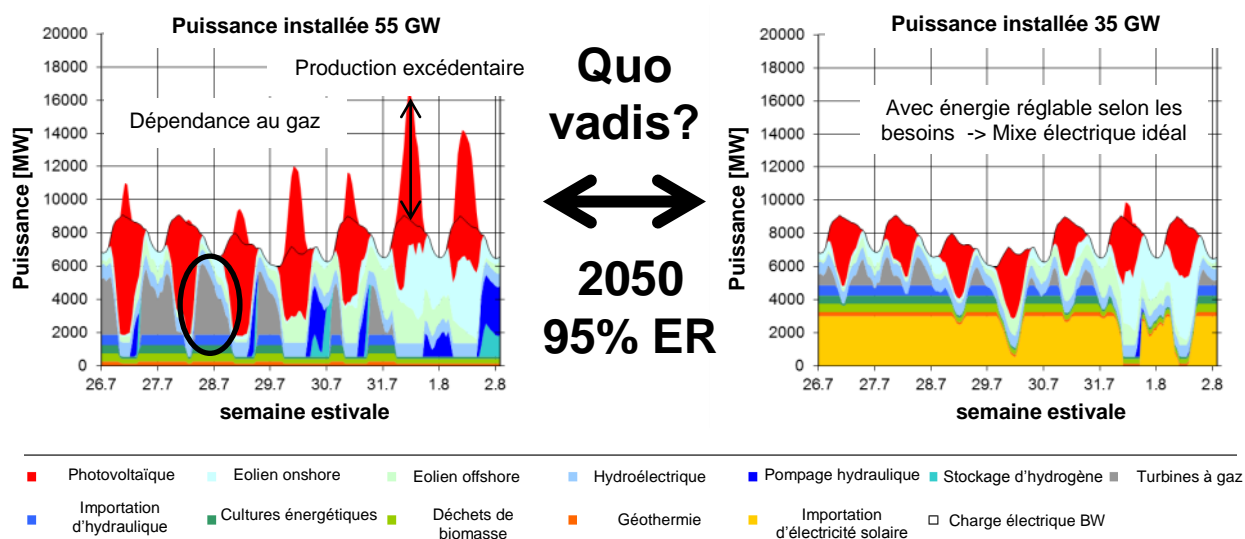


Illustration 2: Extrait d'une analyse avec modèles de séries chronologiques pour deux scénarios en 2050, chacun avec une part de 95% d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité du Baden-Württemberg.

Les scénarios diffèrent essentiellement sur l'importation d'énergie renouvelable réglable à partir de centrales solaires thermiques nord-africaines.

Le problème central des énergies renouvelables locales (en Allemagne) est, comme chacun sait, l'écart sporadique entre l'offre et la demande en énergie, dont la disponibilité dépend des conditions météorologiques et climatiques. Dans le scénario de l'illustration 2 (à gauche), l'objectif est, à l'aide de systèmes de stockage, de décaler les excédents qui découlent des phases de forte alimentation en énergies renouvelables locales, vers des tranches horaires où les sources d'énergies renouvelables ne parviennent pas à couvrir les besoins. Dans le scénario de l'illustration 2 (à droite), en revanche, les excédents

d'électricité sont évités grâce à l'utilisation de sources d'énergie renouvelables qui sont réglables comme p. ex. l'électricité solaire correctement réglable du Maroc. Ainsi, la puissance nécessaire est réduite globalement, de même que les besoins supplémentaires en stockage et réseaux de l'électricité.

Sans l'importation d'énergie renouvelable correctement réglable, les fluctuations des sources d'énergies renouvelables locales induisent une surcharge momentanée, mais forte, des réseaux, des systèmes de stockage et des centrales de réserve. Ce phénomène risque d'inciter à construire une profusion inutile de réseaux, de capacités de stockage et de centrales électriques à turbines à gaz. En outre, cela provoque une dépendance, et pourtant évitable, vis-à-vis des centrales électriques à turbines à gaz à des moments de faible production des énergies renouvelables locales. Des importations en énergies renouvelables correctement réglables, en revanche, permettent de minimiser les fluctuations et de niveler les extrêmes en termes d'électricité disponible.

La faisabilité de l'acheminement d'une énergie solaire réglable à partir de centrales solaires thermiques éloignées devrait donc être examinée de façon plus approfondie, afin de mettre en évidence les obstacles potentiels et de trouver des solutions adaptées. Les potentiels d'exploitation de l'énergie solaire thermique les plus proches de l'Europe se trouvent dans le désert nord-africain. L'énergie solaire thermique, d'une qualité presque constante toute l'année, est largement disponible dans cette région. La technologie et le know how pour réaliser l'acheminement d'une énergie solaire réglable sont disponibles sur le marché et trouvent leur application à plusieurs projets dans le monde entier.

Centrales solaires thermiques - Chapitre 3

Vue d'ensemble et description succincte de l'installation technique pour l'acheminement d'une énergie solaire réglable d'Afrique du Nord vers l'Europe centrale (voir Illustration 3):

Les centrales solaires thermiques (*angl. Concentrating Solar Power – CSP*) sont des centrales avec turbine à vapeur qui utilisent comme source d'énergie la lumière du soleil directe, grâce à des collecteurs de concentration solaires. Ce phénomène est désigné comme « irradiation directe normale » (*angl. Direct Normal Irradiance - DNI*). Grâce à des miroirs paraboliques, la DNI est concentrée et chauffe un mélange d'huiles jusqu'à 390°C. L'accumulateur d'énergie de la centrale et le générateur de vapeur pour la turbine sont alimentés avec cette chaleur. Le générateur de vapeur constitue une source d'énergie à laquelle on peut avoir recours quand on le veut, pour une production d'électricité flexible, selon les besoins. En outre, on peut provoquer en cas de besoin une combustion avec divers combustibles (idéalement de l'énergie stockée). Ainsi, la centrale à puissance sécurisée peut mettre à disposition de l'électricité à tout instant et selon les besoins. La turbine entraîne par

action mécanique un générateur qui produit du courant alternatif (*angl. Alternating Current – AC*). Une transmission à distance à faibles pertes en utilisant la technologie en courant continu haute tension (*angl. High Voltage Direct Current – HVDC*) est réalisée à l'aide de convertisseurs, de câbles et de lignes aériennes jusqu'au lieu de destination. Là, le courant continu (*angl. Direct Current – DC*) est reconverti en courant alternatif, qui est distribué dans un nœud approprié dans le réseau à tension alternative – normalement près d'un centre de haute consommation.

Le parc de centrales solaires thermiques est installé au Maroc avec une puissance brute de 2200 MW environ, avec pour objectif d'atteindre une puissance d'importation nette de 1500 MW au point d'alimentation en Allemagne. Selon une charge moyenne d'environ 6200 heures par an, quelque 9,3 Mrd. kWh d'électricité solaire seraient transférés annuellement vers l'Allemagne, pour couvrir 1,5% environ de l'approvisionnement en électricité de l'Allemagne. Cela ne constitue pas, de fait, une dépendance disproportionnée vis-à-vis des importations. Introduire plusieurs sources d'énergie dans le système permet d'atteindre davantage de flexibilité et d'indépendance, tout en complétant l'électricité produite par le parc de centrales sur le lieu de destination via des sources d'énergies renouvelables avec leurs particularités complémentaires.

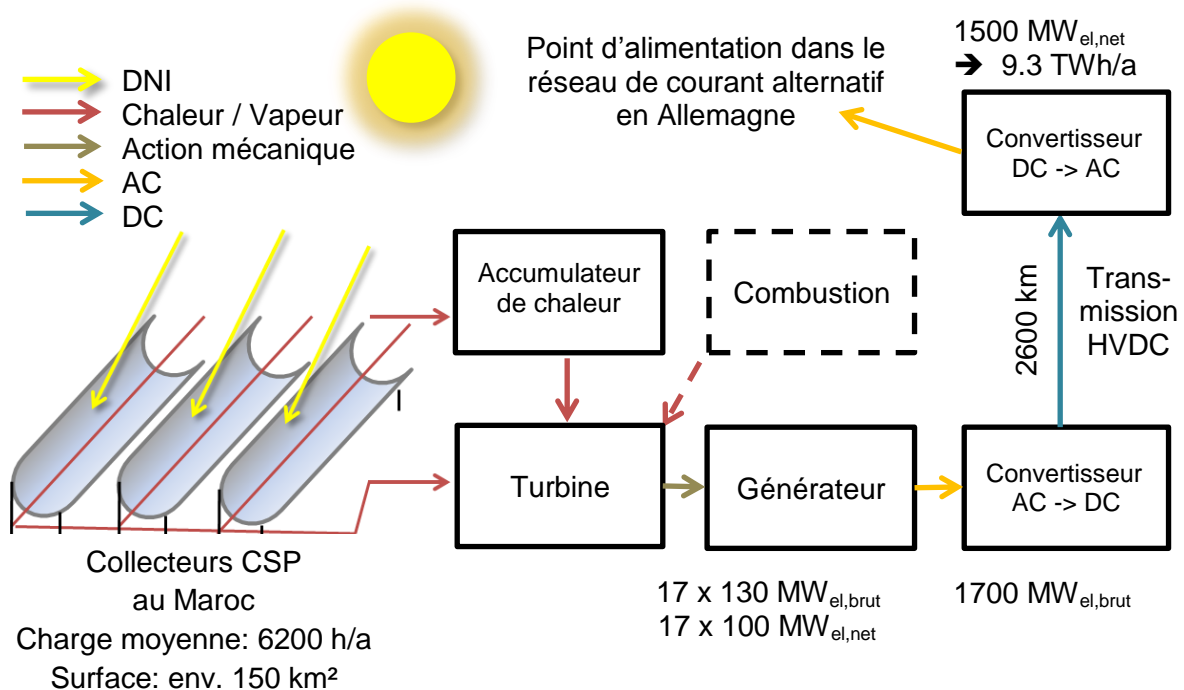


Illustration 3: Installation CSP-HVDC pour la transmission à distance d'énergie solaire réglable

Les pertes totales de la centrale solaire thermique sur la ligne électrique s'élèvent à 30% environ. Sur ce pourcentage, 23% sont utilisés à la centrale elle-même et peuvent être encore réduits grâce à des mesures d'optimisation.

Les composants techniques de l'installation CSP-HVDC nécessitent majoritairement de l'acier et du verre, qui sont facilement recyclables. Les centrales solaires thermiques avec systèmes de refroidissement secs exigent une quantité d'eau réduite. Les centrales n'utiliseront pas une eau nécessaire aux populations locales pour leur survie, mais au contraire, mettront à disposition une partie de leurs besoins en eau à partir de l'eau de mer dessalée, à des fins de développement régional et pour l'approvisionnement des quelque 2500 employés sur le terrain. L'approvisionnement en eau nécessite une portion marginale de la capacité du parc de centrales solaires thermiques.

Lignes électriques de la transmission de courant continu à haute tension - Chapitre 4

La transmission d'électricité requiert un tracé de courant continu. Son exécution nécessite une tension nominale de $\pm 600\text{kV}$, une puissance nominale de 1700 MW environ, et, de façon exemplaire, deux tracés alternatifs, exécutés chacun avec des câbles souterrains et des lignes électriques aériennes. Comme les câbles souterrains sont assez onéreux, mais qu'en raison de leurs faibles besoins en espace, ils nécessitent nettement moins de paiements compensatoires que les lignes aériennes (voir coûts, Chapitre 5), on constate grosso modo une neutralité des coûts entre ces deux options de transmission. Dans le modèle, cela permet un libre choix en termes de technologie et de choix du tracé.

Les deux tracés sont tangents aux territoires nationaux et/ou aux Zones Economiques Exclusives (ZEE) respectives du Maroc, de l'Espagne, de la France et de l'Allemagne. L'algorithme utilisé pour le calcul des tracés exemplaires se base sur la communication du parcours optimal entre le point de départ et le point d'arrivée. Ceux-ci sont définis par des critères d'exclusion et de coûts, sur la base de facteurs économiques, écologiques et sociaux. En partant de Marrakech au Maroc, le tracé rouge (Illustration 3) est une variante qui se déroule majoritairement en zone rurale. Il traverse le détroit de Gibraltar, l'Espagne, les Pyrénées et la France pour atteindre au bout de 2600 km le point de destination, soit Daxlanden, à proximité de Karlsruhe.

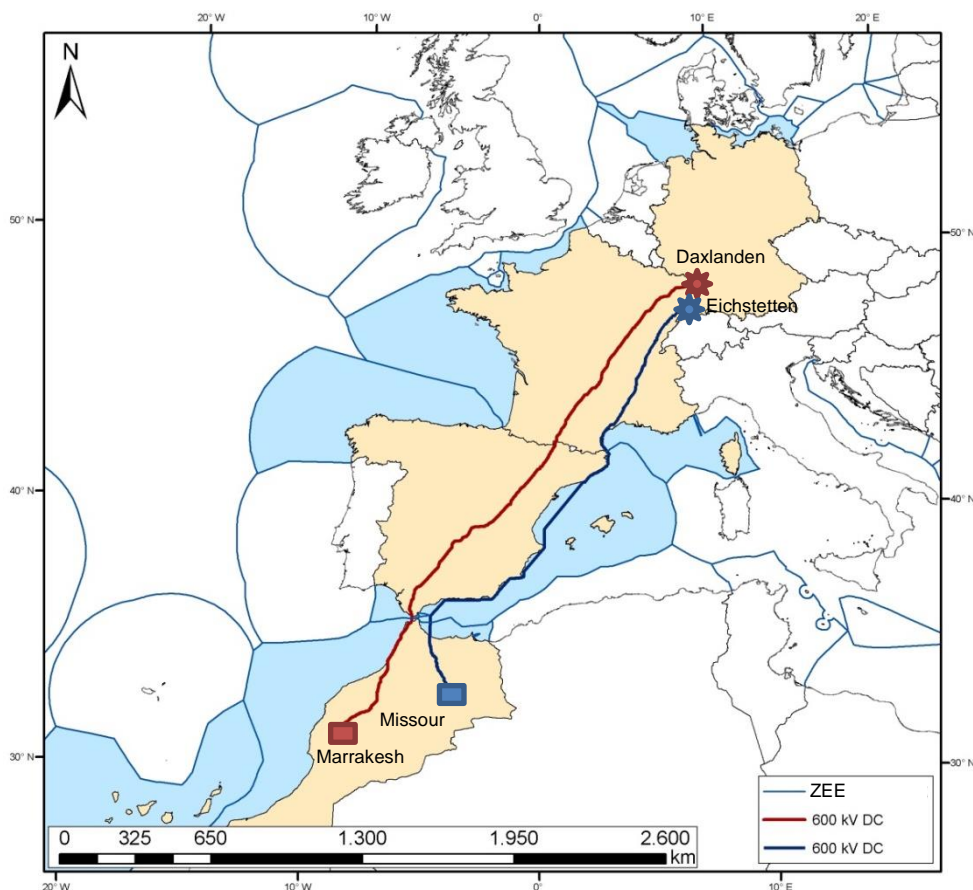


Illustration 3: Modèle des deux tracés, chacun comme alternative exemplaire

Le tracé bleu se déroule essentiellement en mer et évite ainsi la traversée des Pyrénées. Du point de départ, soit Missouri, ce tracé traverse le Haut Atlas et débouche après quelques centaines de kilomètres sur la Mer Méditerranée. Pour contourner les zones maritimes profondes, il suit de près la côte espagnole jusqu'à un point d'accès à la côte française. Le tracé s'achève à Eichstetten, près de Freiburg en Breisgau, avec une longueur de 2300 km. La technologie du convertisseur VSC (*Voltage-Source-Converter*) – permet, outre la transmission d'électricité d'origine solaire correctement réglable, des prestations de service sur le système, comme par exemple la capacité de démarrage autonome (*Blackstart*) et la production de puissance réactive (*Reactive Power*).

Coûts - Chapitre 5

Les coûts d'investissement des différentes variantes du projet s'élèvent à 14-16 Mrd. € environ. La part des coûts relatifs au CSP s'élève à environ 70-90% et celle du système HVDC, 10-30%. Le parc de centrales solaires thermiques du Maroc permet de réaliser des économies allant jusqu'à 3,8 Mrd. € par comparaison avec les énergies fossiles réglables, pendant la durée d'exploitation donnée, soit 40 ans. Les économies dépendent fortement des taux d'escompte, qui ont été fixés dans l'exemple à 1,3%. Les coûts cumulés des paiements compensatoires et des coûts d'investissement (diagrammes en bâtons bleus et

verts sur l'illustration 4) des deux variantes de tracés ne se distinguent que de façon marginale à la fin de la durée d'exploitation. Il en résulte cette neutralité des coûts citée plus haut entre câbles souterrains et lignes électriques aériennes.

Le coût total sur la durée d'exploitation de l'installation CSP-HVDC (*Levelized Cost Of Electricity - LCOE*) s'élève à 12 €Cent/kWh environ. Dans ce contexte, les coûts d'exploitation de l'électricité solaire s'élèvent à 4-5 €Cent/kWh environ. La part des frais de personnel augmente de 2% par an.

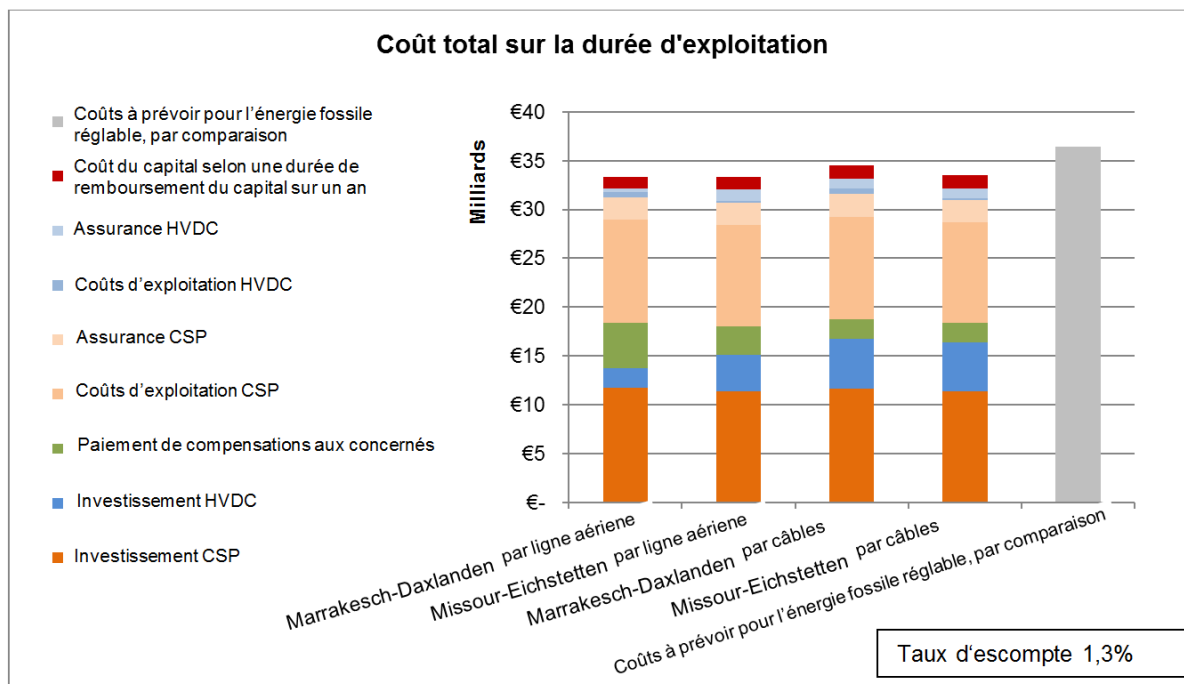


Illustration 4: Coût total sur la durée d'exploitation de 40 ans, compte tenu d'une production de 360 TWh environ

Le coût total avec système LCOE, s'élevant à ~12 €Cent/kWh environ, est atteint si l'on maintient un coût du capital à un niveau faible. On peut y parvenir en minimisant le risque d'investissement, ce à quoi il faut viser en garantissant un système de rachat de l'électricité garanti par l'Etat, et en fonction d'un remboursement du capital sur une courte durée. Même si une courte durée de remboursement du capital induit un tarif élevé (voir Illustration 5), on bénéficie finalement, après ce court laps de temps, de coûts d'exploitation bas et stables sur le long terme.

Dans le modèle, le coût du capital peut atteindre 1,2 Mrd. € en cas de remboursement dans l'espace d'un an (diagramme en bâton rouge sur l'illustration 4), ou jusqu'à 36 Mrd. € en fonction d'un remboursement du capital en 40 ans. Dans ce dernier cas (ligne pointillée dans l'illustration 5) le tarif de l'électricité ne serait à aucun moment en dessous des coûts

comparables pour les énergies fossiles réglables (ligne rouge, Illustration 5). Un tarif élevé au début induit globalement des coûts bas sur le long terme, tandis qu'un tarif bas au début correspond à des coûts élevés à long terme. Cette acception n'est valable que dans le cas de figure d'un marché imparfait, dans lequel les taux d'escompte, 1,3% par an, sont nettement inférieurs aux taux d'intérêt sur la durée du projet, qui s'élèvent à 9,9% par an.

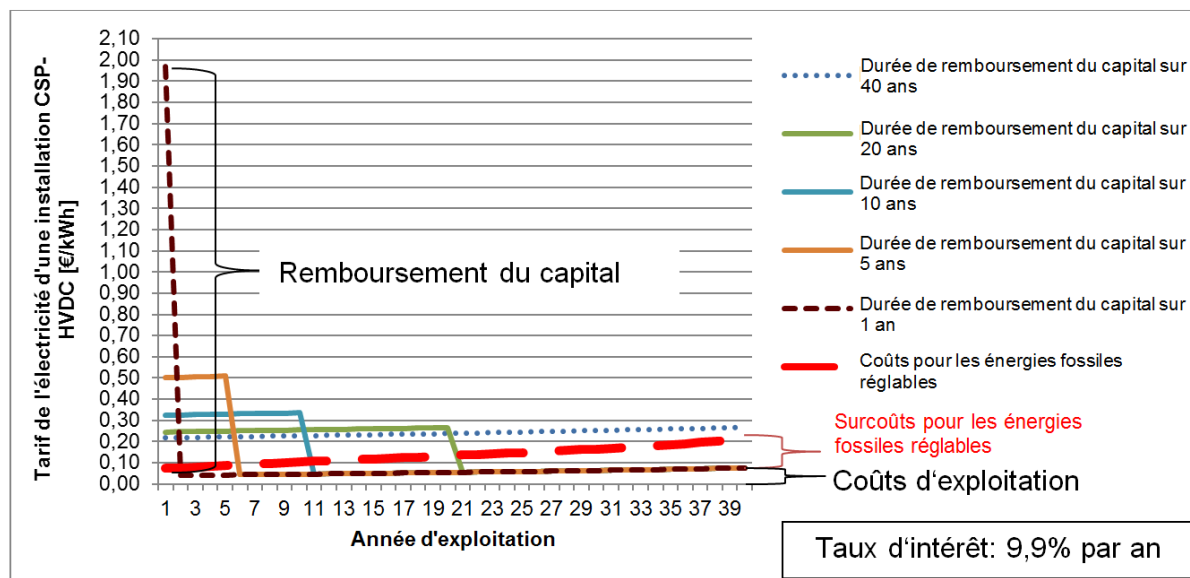


Illustration 5: Tarif à payer concernant l'installation CSP-HVDC, en fonction de la durée de remboursement du capital selon l'année d'exploitation donnée (Missour-Eichstetten: variante avec câbles souterrains)

Mise en œuvre: contrats, participation des citoyens et durée du projet - Chapitre 6

La solution au problème causé par un tarif élevé à court terme consiste dans la répartition des coûts sur un nombre maximal de clients de l'électricité. Les décideurs politiques pourraient convenir d'une -réglementation valable à l'échelle européenne, qui permettrait de rémunérer le courant sur une durée limitée au moyen d'un accord d'achat d'électricité garanti par l'Etat (*Power Purchase Agreement – PPA*). Dans ce cas de figure, par exemple dans la zone de desserte de l'ENTSO-E, en tablant sur le remboursement du capital sur un an, on parviendrait à des surcoûts de 0,5 €Cent pour chaque kilowattheure. Au cours de la deuxième année, cette redevance n'est plus exigible, puisque le remboursement du capital est achevé. Il ne reste à payer que les coûts d'exploitation. La valeur ajoutée, sur un marché énergétique européen, réside, pour tous les consommateurs d'électricité, dans des coûts d'exploitation moindres par comparaison avec les énergies fossiles. Si l'on optait pour une redevance seulement pour l'Allemagne, la rémunération s'élèverait, pour une année, à environ 3 €Cent/kWh. Ensuite le capital serait totalement remboursé avec les taux d'intérêt. Après remboursement de l'investissement majoré des intérêts auprès des investisseurs, la

propriété (centrale et ligne électrique) est transmise à une société coopérative. Ses membres sont les citoyennes et citoyens concernés (riverains de l'installation CSP-HVDC), les communes et les consommateurs d'électricité. Un tel projet citoyen, à forte légitimité démocratique au niveau communal, est à la mesure d'une société moderne où toutes les parties prenantes traitent d'égal à égal.

Comme, dans le modèle cité, les riverains sont soumis à des contraintes le long de l'infrastructure, des compensations sont versées aux personnes concernées dans les pays de transit. Le versement d'indemnités aux particuliers et aux communes le long de l'installation (voir Tableau 1) représente un revenu additionnel sur le long terme. Il n'y a jamais eu une mesure de compensation d'une telle ampleur dans l'histoire de l'approvisionnement en électricité. Elle fait des personnes concernées sur une longue durée des parties prenantes sur le long terme. Le coût total de chaque variante au-delà de 40 ans ne varie presque pas, en dépit de la technologie choisie, câbles souterrains, câbles sous-marins ou lignes aériennes. Pour les concernés, cela offre une opportunité supplémentaire de participer à la décision quant à la réalisation technique. Un tel projet ne peut être réalisé que sur la base d'un consensus. En définitive, le tracé est destiné à relier les Etats, les personnes, sur la base d'un partenariat à l'échelle internationale et locale.

Dans une société où les personnes concernées, utilisateurs comme investisseurs, tirent un bénéfice commun, un tel projet n'est réalisable qu'avec la confiance de chacun. La transparence et la qualité sont des critères importants d'acceptation et de minimisation des coûts, autant dans le processus de décision que lors de la construction.

Tableau 1: Valeur ajoutée directe des Etats impliqués et des personnes concernées par l'installation HVDC

Bénéfice annuel	Maroc	Espagne	France	Allemagne
Paiement compensatoire*	60 - 77 Mio.€	2,6 - 40 Mio.€	1,3 - 30 Mio.€	~0 - 1,3 Mio.€
-> cela est une bénéfice	~ 40 €Cent/m ²			
Taux d'intérêts / Capital investi	9,9% par an			
Emplois pour l'exploitation*	1700 - 2500	0 - 30	20 - 30	1 - 3

*Varie selon la variante de tracé et le mode de réalisation (ligne aérienne ou câblage souterrain) Bénéfice annuel (des propriétaires et des locataires) des terres agricoles dans le Baden-Württemberg est d'environ 8 €Cent/m² (source: Landwirtschaftliche Betriebsverhältnisse und Buchführungsergebnisse 2012).

Afin que l'électricité puisse être transmise à partir de l'année 2025 et que le transfert d'énergie puisse relier continents et sociétés, nous devons nous mettre à l'œuvre dès aujourd'hui et sans plus tarder. Le modèle feu indiqué dans l'illustration 7 indique le

processus et la durée de prise de décision avec les citoyennes et les citoyens. L'idée de base est la démocratisation de la structure de concertation à différents niveaux, en passant par les citoyennes et les citoyens, les personnes concernées sur le terrain, jusqu'aux décideurs politiques au niveau régional et suprarégional. Cette démarche permet d'obtenir une décision en faveur du projet et de sa réalisation concrète sur une base démocratique, participative et représentative. Un projet aussi global, aussi diversifié sur le plan spatial, peut être appuyé par des technologies modernes de communication, telles que les réseaux sociaux, le rôle de la médiation, celui de la maturation des opinions et de l'échange argumentatif, pour préparer l'élection d'un comité de décision interactif.

Au moment de la publication de la conception du projet par les médias et de la déclaration d'intention politique auprès du grand public, on se trouve dans la phase rouge. C'est le moment où l'on décide si le projet sera concrétisé. Dans la phase indiquée en jaune sur le planning, les citoyennes et les citoyens concernés peuvent proposer des solutions alternatives par voie de délibération (avec décision sur base de consultation) et selon un principe de démocratie participative avec des solutions alternatives sur la mise en œuvre, avant tout pour éviter tous conflits ultérieurs, et pour pouvoir décider du mode de réalisation. Si un consensus et une planification adéquate du projet sont atteints, on débouche sur la phase verte – celle de la mise en œuvre effective. A ce stade, la sécurité juridique pour les porteurs du projet et les investisseurs est assurée. La réalisation du projet est accompagnée d'une information évaluative auprès des concernés, ce qui leur donne une possibilité de contrôle, pour évaluer le projet dans son ensemble. Enfin, d'autres projets pourront profiter d'une telle démarche à l'avenir.

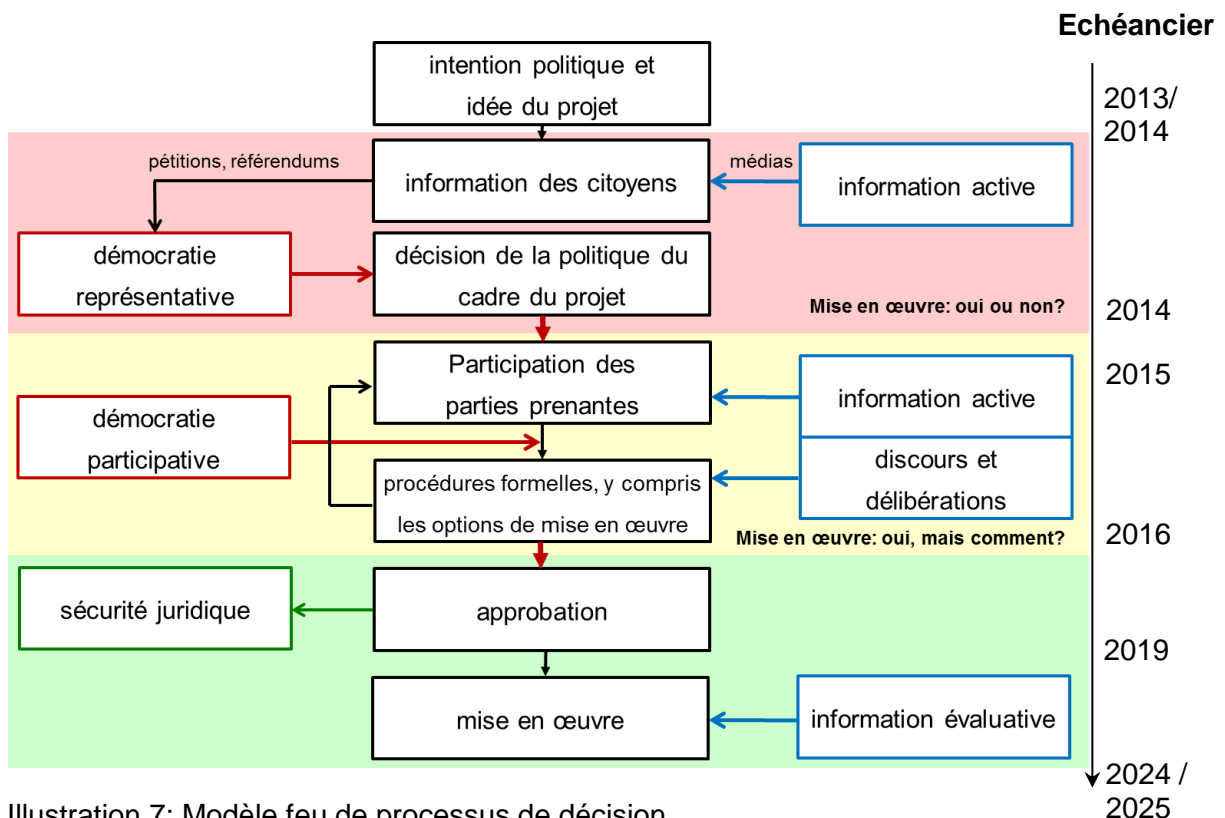
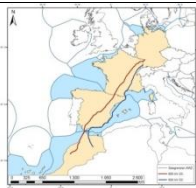


Illustration 7: Modèle feu de processus de décision

Une alliance, tout au long d'une ligne électrique, en faveur des énergies renouvelables réglables, donne un signal fort pour se libérer de la dépendance aux énergies fossiles. Un tel consensus marque le point de départ d'une coopération innovante, pluraliste et équitable dans notre politique énergétique.

La fiche d'information jointe au Tableau 2 présente une synthèse globale des données essentielles.

Fiche d'information – Transmission d'énergie solaire réglable - par variante
Tableau 2: Vue d'ensemble (valeur monétaire réelle en 2010)

politique	Vue d'ensemble géographique des deux variantes	
	Etats concernés	Maroc, Espagne, France, Allemagne
technique	Longueurs des tracés	2300 – 2600 km
	Mode de transmission	Transmission de courant continu haute tension (HVDC) Liaison point-à-point
	Puissance de transmission brute	1700 MW
	Puissance de transmission nette	1500 MW
	Nombre de câbles conducteurs	3 (+ Pol; - Pol; conducteur de sécurité)
	Type de centrale	Centrales solaire thermique à capteurs cylindro-paraboliques et accumulateurs de chaleur
	Capacité de la centrale brute	17 x 130 MW -> 2200 MW
	Capacité de la centrale nette	17 x 100 MW -> 1700 MW
	Pertes globales	30%
	Quantité d'électricité renouvelable livrable	9,32 TWh/an - 0,2% par an
économique	Durée d'exploitation min.	40 ans
	Coûts : ligne aérienne, câbles souterrains	1,9 – 5,1 Mrd. €
	Coûts des centrales CSP	11,3 – 11,8 Mrd. €
	Emplois durables créés	1700 – 2500
	Economies par rapport au charbon ou au gaz pendant durée d'exploitation min.	Jusqu'à 3,8 Mrd. €
	Dont: paiement compensatoire pendant la durée d'exploitation min.	2,6 – 6 Mrd. €
	LCOE	min. 12 €Cent/kWh
écologique	Coût opérationnel global	~ 4,5 €Cent/kWh (3,5 €Cent/kWh CSP-HVDC et ~1 €Cent/kWh paiement compensatoire)
	Besoins en superficie des centrales CSP	146 – 149 km ² (correspond à ~ 0,8% du potentiel de surface brute de CSP au nord du Maroc)
	Besoins en superficie de la tracé HVDC	9 km ² (câbles souterrains) – 177 km ² (ligne aérienne)
	Besoins en eau: centrale	4,1 Mio. m ³ /an (refroidissement à sec)
institutionnel	Economies de CO ₂ par rapport au charbon et/ou au gaz	8,4 Mt/an (charbon), 4,2 Mt/an (gaz)
	Communes concernées	369 – 823
	Durée du projet, de la prise de contact avec les citoyens jusqu'à la mise en service	Environ 10 – 15 ans