



Ministère de l'Industrie,
de l'Energie et des Mines
*Agence Nationale pour
la Maîtrise de l'Energie*



*Au service
des peuples
et des nations*

TUNISIE: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables

Sélection des instruments d'action publique en vue
de promouvoir les investissements dans les énergies
renouvelables pour le Plan Solaire Tunisien

[Rapport sommaire](#)



Au service
des peuples
et des nations

Le PNUD est le réseau mondial de développement dont dispose le système des Nations Unies. Il prône le changement, et relie les pays aux connaissances, expériences et ressources dont leurs populations ont besoin pour améliorer leur vie. Le PNUD est présent sur le terrain dans 177 pays et territoires, les aidant à identifier leurs propres solutions aux défis nationaux et mondiaux auxquels ils sont confrontés en matière de développement. www.undp.org



الوكالة الوطنية
للتحكم في الطاقة
ANME

L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) a été créée en 1985. C'est un établissement public à caractère non administratif placé sous la tutelle du Ministère de l'Industrie. Sa mission consiste à mettre en oeuvre la politique de l'État dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et ce, par l'étude, la promotion de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de la substitution de l'énergie. www.anme.nat.tn



Le FEM réunit 182 pays – en partenariat avec des institutions internationales, des organisations non gouvernementales (ONG) et le secteur privé – pour s'attaquer à des problèmes environnementaux à caractère mondial tout en appuyant les initiatives nationales de développement durable. Organisme financier indépendant, le FEM accorde des financements aux pays en développement et aux pays en transition pour des projets concernant la biodiversité, le changement climatique, les eaux internationales, la dégradation des sols, la couche d'ozone et les polluants organiques persistants. Créé en 1991, le FEM est aujourd'hui la principale source de financement des projets d'amélioration de l'état environnemental du globe. Il a accordé des aides à hauteur de 9,2 milliards de dollars sur ses fonds propres et mobilisé plus de 40 milliards de dollars de cofinancement à l'appui de plus de 2.700 projets dans plus de 168 pays en développement ou en transition. www.thegef.org

Auteurs: Oliver Waissbein (PNUD), Sanju Deenapanray (consultant) et Robert Kelly (PNUD).

Réviseurs et collaborateurs: Nejjib Osman (ANME), Afef Jaffar (ANME), Rim Sahli (ANME), Marcel Alers (PNUD), Jihene Touil (PNUD), Dipti Nehra (stagiaire du PNUD), Devraj Banerjee (stagiaire du PNUD), Tobias Schmidt (EPF de Zurich) et Houssein Belhaouane (consultant).

Remerciements: Ce rapport a été financé par le Fonds pour l'environnement mondial. Le PNUD tient à exprimer sa gratitude à l'ANME, et plus particulièrement le département des Etudes et de la Planification, pour son appui et sa contribution inestimables au présent rapport. Les auteurs souhaitent remercier les investisseurs dans les énergies éolienne et solaire photovoltaïque, les spécialistes du développement et les parties prenantes de Tunisie qui ont participé à des entretiens structurés pour la modélisation. Les auteurs tiennent enfin à remercier l'ensemble des réviseurs et des contributeurs pour leurs précieux commentaires et contributions. Les auteurs du présent rapport assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission qui pourrait apparaître dans le présent rapport.

La présente publication s'appuie sur une série de documents de recherche antérieurs. Figurent parmi ces derniers le rapport original *Derisking Renewable Energy Investment* (« Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables ») (Waissbein *et al.*, 2013), qui établit la méthode utilisée dans la présente publication, ainsi que *Transforming On-Grid Renewable Energy Markets* (« Transformation des marchés de l'énergie renouvelable connectée au réseau ») (Glemarec *et al.*, 2012), qui synthétise les expériences du PNUD dans le domaine des marchés de l'énergie renouvelable.

Le présent rapport doit être désigné sous le nom suivant: UNDP, (2014). Tunisie: *Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables*. New York, NY: Programme des Nations Unies pour le développement.

Conception: Camilo J. Salomón (camilo.salomon@optonline.net, www.cjsalomon.com)

Décembre 2014, New York et Tunis.

Ce rapport complet est accompagné de deux documents supplémentaires:

- Un **résumé analytique**
- Un document **d'analyses de sensibilité**. Ce donne les résultats complets des analyses de sensibilité de la modélisation de l'énergie éolienne et du solaire PV

Acronymes

AIE	Agence internationale de l'énergie
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie en Tunisie
CSP	Énergie solaire concentrée (sigle anglais de « Concentrated Solar Power »)
DDP	Document descriptif du projet MDP
DREI	Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (sigle anglais de « Derisking Renewable Energy Investment »)
EUR	Euro
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FIT	Tarifs de rachat de l'énergie renouvelable (sigle anglais de « Feed-in-Tariff »)
IPP	Producteur indépendant d'électricité (sigle anglais de « Independent Power Producer »)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Coût moyen actualisé de l'électricité (sigle anglais de « Levelised Cost of Electricity »)
MRV	Suivi, rapportage et vérification (sigle anglais de « Monitoring, Reporting and Verification »)
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatheure
NA	Non applicable/disponible
NAMA	Mesures d'atténuation appropriées au niveau national (sigle anglais de « Nationally Appropriate Mitigation Action »)
O&M	Exploitation et entretien (sigle anglais de « Operations and Maintenance »)
PIB	Produit intérieur brut
PNUD	Programme des Nations Unies pour le développement
PPA	Contrat d'achat de l'électricité (sigle anglais de « Power Purchase Agreement »)
PRI	Assurance contre les risques politiques (sigle anglais de « Political Risk Insurance »)
PST	Plan Solaire Tunisien
PV	Photovoltaïque
RCREEE	Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique
SR	Scénario de référence
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
USD	Dollar des Etats-Unis

Résultats principaux

Résultats principaux

Destiné à appuyer le Plan Solaire Tunisien, le présent rapport présente les résultats d'une analyse de modélisation du rapport coût-efficacité des mesures d'action publique d'atténuation des risques¹ pouvant être prises en vue de promouvoir les investissements du secteur privé dans l'énergie éolienne et le solaire photovoltaïque (solaire PV) à grande échelle en Tunisie.

La modélisation procède à une analyse détaillée des coûts de financement et de l'environnement de risques pour l'éolien et le solaire PV en Tunisie aujourd'hui.

“Le risque du marché de l'énergie, le risque de transmission et le risque monétaire sont de grands contributeurs aux coûts de financement supérieurs.”

- **Les coûts de financement (coût des fonds propres et coût de la dette) en Tunisie sont élevés pour l'énergie éolienne et le solaire PV.** On estime par exemple que le coût actuel des fonds propres (en euros)² pour l'éolien et le solaire PV à grande échelle s'élève aujourd'hui à 15,0% en Tunisie, contre 8,0% en Allemagne.
- **Ces coûts de financement plus élevés en Tunisie reflètent l'existence d'une série de risques d'investissement dans le domaine de l'énergie éolienne et du solaire PV.** La catégorie de risque qui contribue le plus aux coûts de financement supérieurs est dans une large mesure le « risque du marché de l'énergie ». Cette catégorie concerne la régulation du marché de l'énergie, telle que la nécessité de disposer de mécanismes de tarification transparents et contractuels fonctionnant correctement pour la vente de l'électricité. D'autres catégories de risques, dont le risque de « réseau/transmission » et le risque « monétaire/macroéconomique », peuvent également contribuer de manière significative au caractère élevé des coûts de financement

Pour l'éolien comme pour le solaire PV, la modélisation examine deux scénarios afin de réaliser les objectifs d'investissement du Plan Solaire Tunisien d'ici à 2030: un scénario de *référence*, prenant pour hypothèse le statu quo de l'environnement de risques auquel sont aujourd'hui confrontés les investisseurs; et un scénario d'*après atténuation des risques*, prenant pour hypothèse la mise en œuvre de mesures d'action publique d'atténuation des risques, qui permettent d'établir un environnement d'investissement caractérisé par une réduction des risques et des coûts de financement.

- S'agissant de l'énergie éolienne, les mesures d'action publique d'atténuation des risques drainent des investissements privés de 1.855 millions d'euros, et permettent de faire baisser le coût de production de l'énergie éolienne de 7,5 centimes d'euro par kWh (scénario de *référence*) à 5,8 centimes d'euro par kWh (scénario d'*après atténuation des risques*). **Cela permet à la Tunisie de réaliser des économies globales de 712 millions d'euros sur 20 ans.** Le coût de ces mesures d'atténuation des risques est estimé à 287 millions d'euros d'ici à 2030 (soit 20,5 millions d'euros par an jusqu'à 2030³). Ainsi, l'investissement dans les mesures d'action publique d'atténuation des risques se retrouve plus que rentabilisé en termes d'économies réalisées.
- S'agissant du solaire PV, les mesures d'action publique d'atténuation des risques drainent des investissements privés de 935 millions d'euros, et permettent de faire diminuer le coût de production de l'énergie solaire PV de 9,9 centimes d'euro par kWh (scénario de *référence*) à 7,7 centimes d'euro par kWh (scénario d'*après atténuation des risques*). **Cela permet à la Tunisie de réaliser des économies globales de 359 millions d'euros sur 20 ans.** Le coût de ces mesures d'atténuation des risques est estimé à 145 millions d'euros d'ici à 2030 (soit 8,5 millions d'euros par an jusqu'à 2030³). Ici encore, l'investissement dans les mesures d'action publique d'atténuation des risques se retrouve plus que rentabilisé en termes d'économies réalisées.

“L'atténuation des risques permet à la Tunisie de réaliser des économies de 712 millions d'euros (l'énergie éolienne), et 359 millions d'euros (le solaire PV), sur 20 ans.”

¹ Les mesures d'action publique d'atténuation des risques peuvent être définies comme des interventions gouvernementales nationales menées à bien sous la forme de politiques et de programmes. Ces instruments peuvent être de nature non financière ou financière.

² Coût des fonds propres libellé en euros.

³ Les coûts annuels sont indiqués en euros de 2014.

La modélisation identifie un ensemble global de mesures d'action publique d'atténuation des risques permettant d'atteindre les objectifs d'investissement du Plan Solaire Tunisien d'ici à 2030. Figurent par exemple parmi celles-ci un cadre réglementaire bien conçu, des spécifications techniques pour la gestion du réseau électrique, et des prêts publics pour les promoteurs d'énergies renouvelables. Le présent rapport présente une liste détaillée de mesures d'action publique d'atténuation des risques et de leurs coûts.

Si l'on compare ces deux scénarios, **les résultats montrent clairement que le fait d'investir dans des mesures d'action publique d'atténuation des risques permet de réaliser des économies directes significatives en vue de la réalisation du Plan Solaire Tunisien.** Au lieu de payer pour l'investissement dans les énergies éolienne et solaire PV à des coûts de production supérieurs, il convient de donner la priorité aux mesures d'action publique d'atténuation des risques, qui permettent de réaliser des investissements à des coûts de production moindres ainsi que d'assurer une électricité plus abordable aux citoyens tunisiens.

Le développement du Plan Solaire Tunisien en tant que mesures d'atténuation appropriées au niveau national (NAMA) exigera d'approfondir encore cette analyse des mesures d'action publique d'atténuation des risques, et servira à détailler leurs coûts. Le NAMA permettra en outre d'identifier les sources de financement des mesures d'action publique d'atténuation des risques, offrant l'opportunité de rechercher un appui international pour financer ces coûts.

“Il convient de donner la priorité aux mesures d'action publique d'atténuation des risques, qui permettent d'assurer une électricité plus abordable aux citoyens tunisiens.”

Résumé analytique

Introduction

L'analyse présentée dans le présent rapport rentre dans le cadre de l'appui apporté par le PNUD au gouvernement de la Tunisie en vue d'élaborer des mesures d'atténuation appropriées au niveau national (NAMA) pour le Plan Solaire Tunisien (PST). Le PNUD apporte son soutien dans le cadre du projet financé par le Fonds pour l'environnement mondial (FEM), intitulé « NAMA d'appui au Plan Solaire Tunisien » (le « Projet NAMA PST »). Le partenaire national de réalisation est l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie en Tunisie (ANME). Le Projet NAMA PST sera mis en œuvre entre 2015 et 2019.

Le PST, initialement formulé en 2012 et mis à jour en 2015, est le plan officiel de long terme lancé par la Tunisie pour attirer les investissements dans les énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité. Le PST cherche à atteindre un objectif de pénétration des énergies renouvelables de 30% du mix énergétique des différentes sources de production électrique d'ici à 2030⁴. Prenant acte de l'échelle des investissements nécessaires d'ici à 2030, le PST prévoit que 80% du financement requis proviendra du secteur privé.

La Tunisie est également en train de mettre en œuvre des mesures visant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre, sous la forme de NAMA présentées dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). S'il n'existe aucune définition officielle des informations devant être incluses dans une NAMA, l'Encadré 1 ci-dessous stipule les composantes probables d'une NAMA dans le secteur énergétique.

Le Projet NAMA PST vise à aider le gouvernement tunisien à regrouper ces différents aspects parallèles du travail, sur le PST et les NAMA, en vue de développer le PST lui-même sous forme de NAMA, et de mettre en place ainsi un environnement habilitant pour attirer les investissements nécessaires et réduire les émissions de gaz à effet de serre d'une manière transparente et vérifiable.

“Le PST prévoit que 80% du financement requis proviendra du secteur privé.”

Encadré 1: Composantes caractéristiques des NAMA dans le secteur énergétique

Une compréhension pratique des composantes essentielles d'une NAMA type dans le secteur énergétique est aujourd'hui en train d'émerger. Figuretront probablement au nombre de ces composantes:

- Un objectif d'**investissement volontaire à long terme soumis à échéances** pour les activités à faibles émissions de carbone dans le secteur énergétique. Une ventilation de l'objectif sera fournie par type de technologie (capacité installée, années cibles).
- L'identification et la mise en œuvre d'**un ensemble d'instruments d'action publique** visant à créer un environnement habilitant pour attirer ces investissements ciblés. Les investissements proviendront d'une combinaison de sources publiques et privées, la majorité de l'investissement émanant généralement du secteur privé.
- Une ventilation des **coûts anticipés et des coûts différentiels** en vue d'atteindre l'objectif d'investissement de la NAMA, différenciée selon les sources de financement: publiques et privées, nationales et internationales, ainsi que les mécanismes des marchés (marchés du carbone, par exemple).
- Une évaluation des **avantages socioéconomiques et environnementaux partagés** qui doivent découler des investissements ciblés, y compris en matière de croissance économique, de création d'emplois et de développement durable.
- Un **cadre MRV**, doté des indicateurs appropriés, pour mesurer, rendre compte et vérifier les réductions des émissions qui seront réalisées grâce aux investissements effectués dans les activités à faibles émissions de carbone dans le cadre de la NAMA.

⁴ Les objectifs du PST d'ici à 2030 au niveau de la capacité installée totale sont de 1.755 MW (énergie éolienne), 1.510 MW (solaire PV) et 460 MW (CSP) (ANME, 2012).

Méthode d'atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables

En 2013, le PNUD a publié le rapport sur *l'Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables* (« *Derisking Renewable Energy Investment* » – le rapport « DREI ») (Waissbein *et al.*, 2013). Le rapport DREI a présenté une méthode novatrice (la « méthode DREI »), accompagnée d'un outil financier fonctionnant sous Microsoft Excel, en vue de comparer quantitativement le rapport coût-efficacité des différents instruments d'action publique pour la promotion des investissements dans les énergies renouvelables. L'analyse de la Tunisie exposée dans le présent rapport est basée sur la méthode DREI.

La méthode DREI se focalise notamment sur les coûts de financement des énergies renouvelables. Alors que les coûts techniques de production des énergies renouvelables ont connu une chute spectaculaire ces dernières années⁵, les investisseurs du secteur privé investissant dans les énergies renouvelables des pays en développement demeurent confrontés à des coûts de financement élevés (tant au niveau des fonds propres que de la dette). Ces coûts de financement élevés s'expliquent par l'existence d'une série d'obstacles techniques, réglementaires, financiers et en matière d'information ainsi que par les risques d'investissement qui leurs sont associés. Les investisseurs présents sur les marchés des énergies renouvelables encore jeunes, tels que ceux de nombreux pays en développement, exigent un taux de rendement élevé afin de compenser ces risques⁶.

Lorsqu'ils cherchent à créer un environnement habitant pour les investissements du secteur privé dans les énergies renouvelables, les décideurs politiques mettent généralement en œuvre un ensemble d'instruments d'action publique⁷. D'un point de vue financier, un ensemble d'instruments d'action publique vise à promouvoir un profil de risques/rendement des énergies renouvelables susceptible d'attirer les capitaux du secteur privé d'une façon rentable. La Figure 1 ci-dessous, tirée du rapport DREI, identifie les quatre composantes essentielles d'un ensemble d'instruments d'action publique à même de favoriser ce profil de risques/rendement.

“Les instruments d'action publique pour les énergies renouvelables agissent selon les trois manières suivantes : *réduire, transférer ou compenser les risques.*”

L'**instrument fondamental** est au cœur de tout ensemble d'instruments d'action publique. Pour les énergies renouvelables à grande échelle, l'instrument fondamental est généralement un tarif de rachat de l'énergie renouvelable (FIT) ou un processus d'appel d'offres. Ni l'un ni l'autre ne permettent à des producteurs d'électricité indépendants (IPP) de passer des contrats d'achat de l'électricité (PPA) à long terme (c'est-à-dire sur 15 à 20 ans) pour la vente de leur électricité. L'instrument fondamental peut alors être complété par trois types principaux d'instruments d'action publique:

- **Des instruments de réduction des risques**, qui s'attaquent aux obstacles sous-jacents, causes profondes des risques d'investissement. Ces instruments passent par des interventions politiques et programmatiques. Le problème peut par exemple résider dans un manque de transparence ou une incertitude au sujet des exigences techniques des promoteurs des projets d'énergies renouvelables pour se connecter au réseau. La mise en œuvre d'un code de réseau transparent et clairement défini peut permettre de surmonter cet obstacle, en réduisant les risques. La méthode DREI désigne ce type d'instrument sous le terme d'« **instrument politique d'atténuation des risques** ».

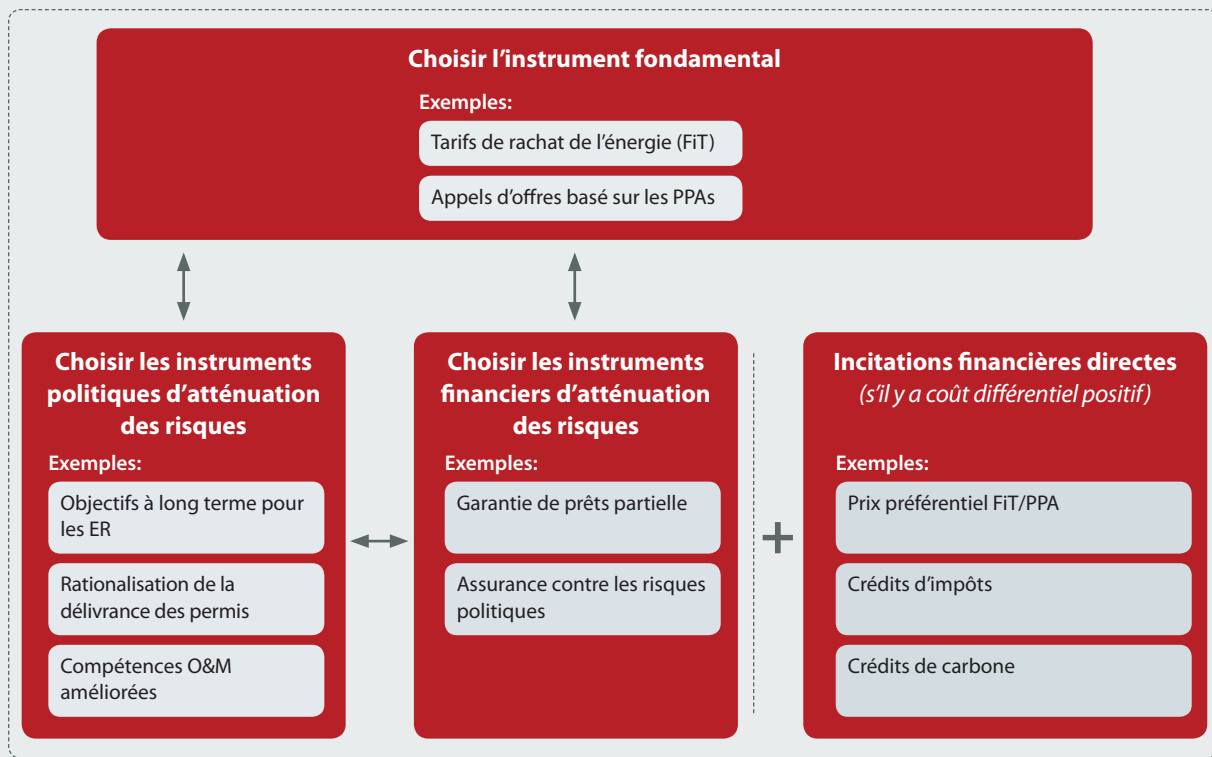
⁵ Dans le cas du solaire PV, par exemple, les coûts des modules ont connu une réduction de près de 98% de 1979 à 2012 (IRENA, 2012)

⁶ En effet, ainsi que cela est montré dans la suite de ce rapport, les entretiens avec les promoteurs de projets ont permis de mettre à jour des coûts de financement plus élevés pour les investissements dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie qu'en Allemagne, dont le marché est plus solidement établi. On estime par exemple que le coût des fonds propres (en euros) est de 15% aujourd'hui en Tunisie, contre 8% en Allemagne.

⁷ Les instruments d'action publique peuvent être définis comme des interventions gouvernementales nationales prenant la forme de politiques et de programmes. Ces instruments peuvent être de nature non financière ou financière.

- **Des instruments de transfert des risques**, qui déplacent ceux-ci du secteur privé vers le secteur public. Ces instruments ne cherchent pas à surmonter directement les obstacles sous-jacents, mais plutôt à transférer les risques d'investissement vers les acteurs publics, tels que les banques de développement. Ces instruments peuvent inclure des prêts et des garanties publics, une assurance contre les risques politiques et des co-investissements de fonds propres publics. La cote de crédit d'un PPA peut par exemple souvent constituer un sujet de préoccupation pour les prêteurs. En vue de faire face à cette difficulté, une banque de développement peut garantir le PPA, en en assumant les risques. La méthode DREI désigne ce type d'instrument sous le terme d'« **instrument financier d'atténuation des risques** ».
- **Des instruments de compensation des risques**, qui incitent financièrement les investisseurs à investir dans les projets d'énergies renouvelables. Lorsque les risques ne peuvent pas être réduits ou transférés, il est possible de compenser les risques et coûts résiduels. Ces instruments peuvent prendre de nombreuses formes, y compris celle de prix préférentiels dans le cadre des tarifs électriques (dans le cadre soit du PPA, soit des tarifs de rachat de l'énergie renouvelable), d'allègements fiscaux et de la vente de crédits de carbone. La méthode DREI désigne ces types d'instruments sous le terme de « **mesures incitatives financières directes** ».

Figure 1: Sélection d'instruments d'action publique pour le développement de projets d'énergies renouvelables à grande échelle.



Source: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (2013)

Résultats de la modélisation

Le présent rapport, qui utilise la méthode DREI, présente les résultats de la modélisation pour sélectionner des instruments d'action publique permettant d'attirer les investissements du secteur privé en vue de réaliser les objectifs du PST d'ici à 2030 au niveau de l'énergie éolienne et du solaire PV.

Environnement de risques

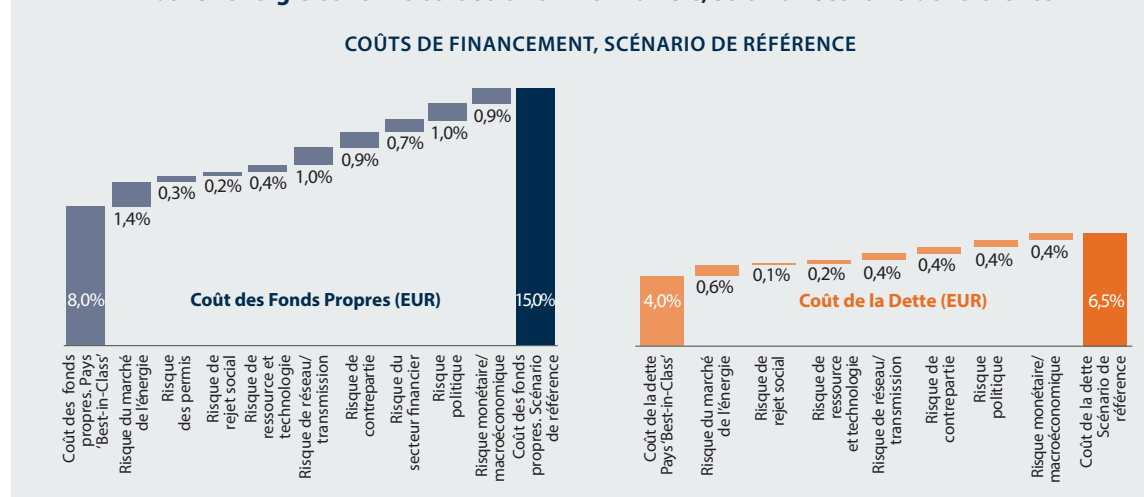
Les données sur l'environnement de risques ont été obtenues grâce aux entretiens structurés organisés avec 12 promoteurs de projets nationaux et internationaux qui sont en train d'examiner des opportunités sur le plan de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie, ou sont activement impliqués dans certaines de celles-ci.

Selon les résultats, il est estimé que les coûts de financement de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie s'élèvent aujourd'hui à 15,0% pour les coûts des fonds propres (en euros) et à 6,5% pour les coûts de la dette (en euros)⁸. Ceux-ci sont sensiblement supérieurs à ceux du pays obtenant les meilleurs résultats en la matière, l'Allemagne, où, selon les estimations, les coûts de financement sont de 8,0% pour les coûts des fonds propres (en euros) et à 4,0% pour les coûts de la dette (en euros). Ainsi que les résultats ultérieurs le montrent, sur la longue durée de vie des investissements énergétiques, l'impact des coûts de financement plus élevés de la Tunisie sur la compétitivité des énergies renouvelables est significatif.

La Figure 2 montre la manière dont une série de risques d'investissement contribue à ces coûts de financement plus élevés pour l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie. La catégorie de risque ayant l'impact le plus important sur ces coûts de financement importants est le risque du marché de l'énergie, qui concerne

“La cascade des coûts de financement mesure comment des catégories de risques d'investissement différentes contribuent à des coûts de financement plus élevés en Tunisie.”

Figure 2: Impact des catégories de risques sur les coûts de financement pour les investissements dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie, selon un scénario de référence⁹



Source: entretiens avec les investisseurs et promoteurs de l'énergie éolienne et du solaire PV; modélisation; le pays obtenant les meilleurs résultats en la matière est censé être l'Allemagne; voir l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

⁸ La cascade des coûts de financement illustrée ici a été calculée au moyen d'un seul ensemble d'hypothèses et de données communes tant pour l'énergie éolienne que pour le solaire PV à grande échelle. Il est reconnu que les profils de risques de l'énergie éolienne et du solaire PV à grande échelle peuvent différer, plus particulièrement en ce qui concerne le risque de ressources et de technologie. Toutefois, les entretiens avec les investisseurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV ont montré clairement que ces différences sont minimales dans le contexte tunisien. Une approche commune unique a ainsi été adoptée en vue de simplifier l'analyse et d'éviter des séries de résultats multiples.

⁹ Coûts des fonds propres et de la dette libellés en euros.

l'accession aux marchés de l'énergie et le prix payé pour les énergies renouvelables. Figurent au nombre des autres catégories de risques à fort impact le risque de réseau/transmission, le risque de contrepartie, le risque politique et le risque monétaire/macroéconomique.

Sélection d'un instrument d'action publique

La modélisation utilise des objectifs fixés pour 2030, sur la base du Plan Solaire Tunisien, tant pour l'énergie éolienne (1.404 MW) que pour le solaire PV (736 MW)¹⁰ à grande échelle. Elle modélise ensuite la mise en oeuvre d'un ensemble d'instruments d'action publique, comprenant des instruments politiques d'atténuation des risques et des instruments financiers d'atténuation des risques, en vue de promouvoir les investissements nécessaires pour atteindre ces objectifs. Les instruments sont sélectionnés en vue de cibler spécifiquement les catégories de risques identifiées dans la cascade des coûts de financement. Une liste de ces instruments publics d'atténuation des risques est présentée dans le Tableau 1. En ce qui concerne l'énergie éolienne, les coûts nécessaires d'ici à 2030 sont estimés à 8,5 millions d'euros pour financer les instruments politiques d'atténuation

Tableau 1: Sélection des instruments d'action publique en vue d'atteindre les objectifs d'investissement du PST pour l'énergie éolienne et le solaire PV.

CATÉGORIE DE RISQUE	INSTRUMENTS POLITIQUES D'ATTÉNUATION DES RISQUES	INSTRUMENTS FINANCIERS D'ATTÉNUATION DES RISQUES
Risque du marché de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Objectifs à long terme pour les énergies renouvelables Cadre réglementaire Appel d'offres FIT/PPA (PPA standardisé) Régulateur indépendant 	NA
Risque des permis	<ul style="list-style-type: none"> Rationalisation des procédures d'autorisation; guichet unique; mécanisme de recours 	NA
Risque de rejet social	<ul style="list-style-type: none"> Campagnes de sensibilisation Promotion/approches basée sur des communautés pilotes 	NA
Risque de ressource et de technologie	<ul style="list-style-type: none"> Évaluation des ressources Appui technologique (solaire PV) 	NA
Risque de réseau/transmission	<ul style="list-style-type: none"> Code réseau transparent et à jour Gestion du réseau/planification 	<ul style="list-style-type: none"> clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») dans le PPA¹¹
Risque de contrepartie	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement de la gestion du service 	<ul style="list-style-type: none"> Garantie gouvernementale du PPA
Risque du secteur financier	<ul style="list-style-type: none"> Réforme du secteur financier national 	<ul style="list-style-type: none"> Prêts publics à conditions préférentielles proposés aux IPP
Risque politique	NA	NA
Risque monétaire/macroéconomique	NA	<ul style="list-style-type: none"> Indexation partielle des tarifs du PPA sur les devises étrangères¹²

Source: modélisation. Voir en Annexe la description complète de ces instruments. « NA » signifie « non applicable ».

¹⁰ Les objectifs d'investissement du modèle pour 2030 se focalisent sur les investissements du secteur privé et les énergies renouvelables à grande échelle, en ajustant la partie des objectifs du PST pour 2030 résultant respectivement des investissements du secteur public et du solaire PV à petite échelle.

¹¹ Une clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») est une clause que l'on trouve dans les contrats d'achat de l'électricité (PPA), dont la fonction première est de répartir le risque entre les parties dans le cas où des pannes ou des réductions de capacités des lignes de transmission (exigées par l'opérateur du réseau) empêchent un IPP de fournir l'électricité produite par sa centrale d'énergie renouvelable.

¹² L'indexation partielle exige que les tarifs d'un PPA libellé en devises locales soient partiellement indexés sur des devises étrangères fortes, telles que l'euro ou le dollar EU. Ce faisant, les IPP se trouvent partiellement protégés contre toute fluctuation de devises. Si un processus d'appel d'offres de PPA est utilisé, les IPP peuvent se voir demander de spécifier le degré maximum d'indexation partielle dont ils ont besoin, réduisant ainsi le coût pour le secteur public.

“La modélisation identifie un ensemble complet d'instruments d'action publique en vue de cibler spécifiquement les catégories de risques.”

des risques, et à 279,0 millions d'euros pour les instruments financiers d'atténuation des risques. Pour le solaire PV, les instruments politiques d'atténuation des risques sont estimés à 4,4 millions d'euros, et les instruments financiers d'atténuation des risques à 140,6 millions d'euros.

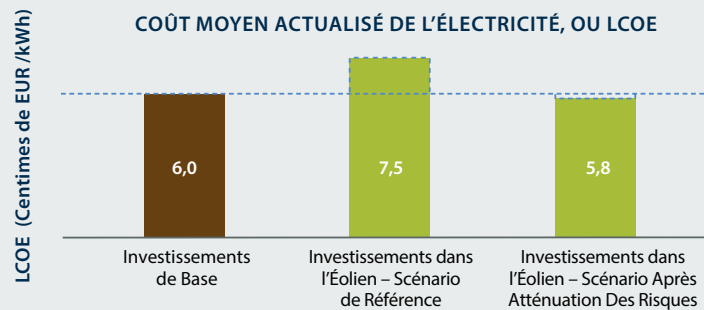
Coûts moyens actualisés

La modélisation est réalisée pour deux scénarios d'environnements de risques: le premier, un scénario *de référence*, représentant l'environnement de risque actuel (avec les coûts de financement d'aujourd'hui), et le deuxième, un scénario *d'après atténuation des risques*, après la mise en œuvre des ensembles d'instruments d'action publique (ce qui aboutit à des coûts de financement inférieurs).

Les résultats pour les coûts de production (coût moyen actualisé de l'électricité, ou LCOE) sont présentés dans les Figures 3 et 4, ci-dessous:

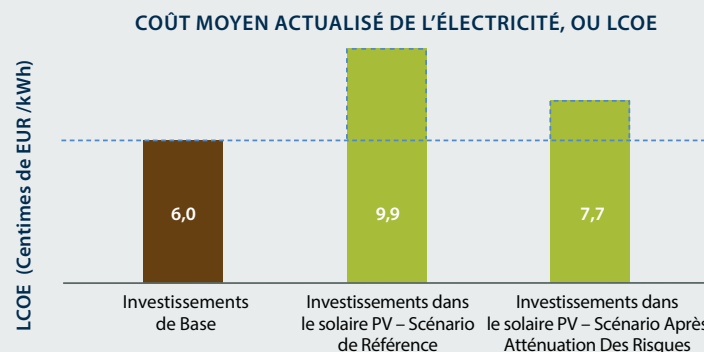
- Dans le scénario de *référence* (SR), l'énergie éolienne et le solaire PV sont plus onéreux que la référence. En d'autres termes, l'énergie éolienne et le solaire PV sont plus chers que la technologie – celle de la turbine à gaz à cycle combiné – actuellement utilisée par la Tunisie pour augmenter ses capacités de production électrique. Le coût de production de référence est selon les calculs de 6,0 centimes d'euro par kWh. On estime par comparaison que l'énergie éolienne coûte aujourd'hui en Tunisie 7,5 centimes d'euro par kWh, et le solaire

Figure 3: LCOE pour les investissements de référence et dans l'énergie éolienne en Tunisie



Source: modélisation: voir Tableau 7 et l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

Figure 4: LCOE pour les investissements de référence et dans le solaire PV en Tunisie



Source: modélisation: voir Tableau 8 et l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

“L'énergie éolienne baisse de 7,5 centimes à 5,8 centimes d'euro par kWh, et le solaire PV de 9,9 à 7,7 centimes d'euro par kWh, lorsque des instruments d'atténuation des risques sont mis en place.”

PV 9,9 centimes d'euro par kWh. Cela signifie que, actuellement, l'énergie éolienne et le solaire PV doivent se voir attribuer un prix préférentiel (respectivement de 1,5 centime d'euro par kWh et de 3,9 centimes d'euro par kWh) par rapport à la technologie énergétique de référence.

- Dans le scénario *d'après atténuation des risques*, le coût de l'énergie éolienne tombe à 5,8 centimes d'euro par kWh, et le coût du solaire PV tombe à 7,7 centimes d'euro par kWh. Dans ces conditions, suite aux interventions gouvernementales effectuées en vue d'atténuer les risques existants dans l'environnement des investissements, et compte tenu des coûts de financement inférieurs qui en résultent, l'énergie éolienne devient compétitive par rapport à la technique énergétique de référence – en fait, meilleur marché que celle-ci. Le solaire PV demeure plus onéreux que la référence, et exigera toujours un prix préférentiel (de 1,7 centime d'euro par kWh) par rapport à la référence.

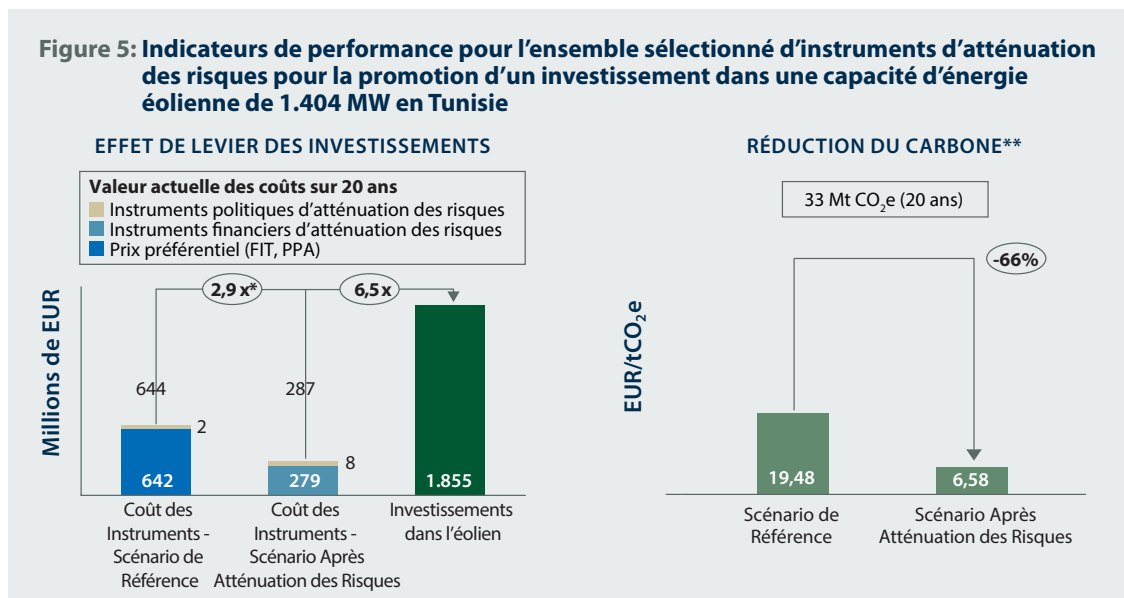
Évaluation de l'efficacité des instruments d'action publique

La méthode DREI utilise quatre indicateurs de performance pour analyser les impacts de l'ensemble d'instruments d'action publique utilisé pour promouvoir les investissements, chacun de ces indicateurs prenant une perspective différente: la capacité à catalyser l'investissement (effet de levier); les économies réalisées pour la société (taux d'économies); le prix de l'électricité qui en résulte pour les utilisateurs finaux (accessibilité financière); et l'efficacité de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (réduction des émissions de carbone).

La Figure 5 montre les résultats au niveau de l'effet de levier et de l'indicateur de réduction du carbone en ce qui concerne l'énergie éolienne:

- S'agissant de l'effet de levier, la réalisation de l'objectif fixé pour 2030 d'1.404 MW de capacités éoliennes installées exige des investissements d'1.855 milliard d'euros de la part du secteur privé. Dans le scénario de *référence*, le modèle estime que la réalisation de cet objectif exigera des mesures d'incitation financière directes sous forme d'un prix préférentiel de 642 millions d'euros sur 20 ans. Cela provoque un effet de levier

“Les mesures d'atténuation des risques estimées à 287 millions d'euros peuvent drainer des investissements privés de l'ordre de 1.855 milliard d'euros dans l'éolien.”



Source: modélisation: voir le Tableau 7 et l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

* Dans le scénario de *référence*, il se peut que l'objectif d'investissement fixé pour 2030 ne soit pas totalement atteint.

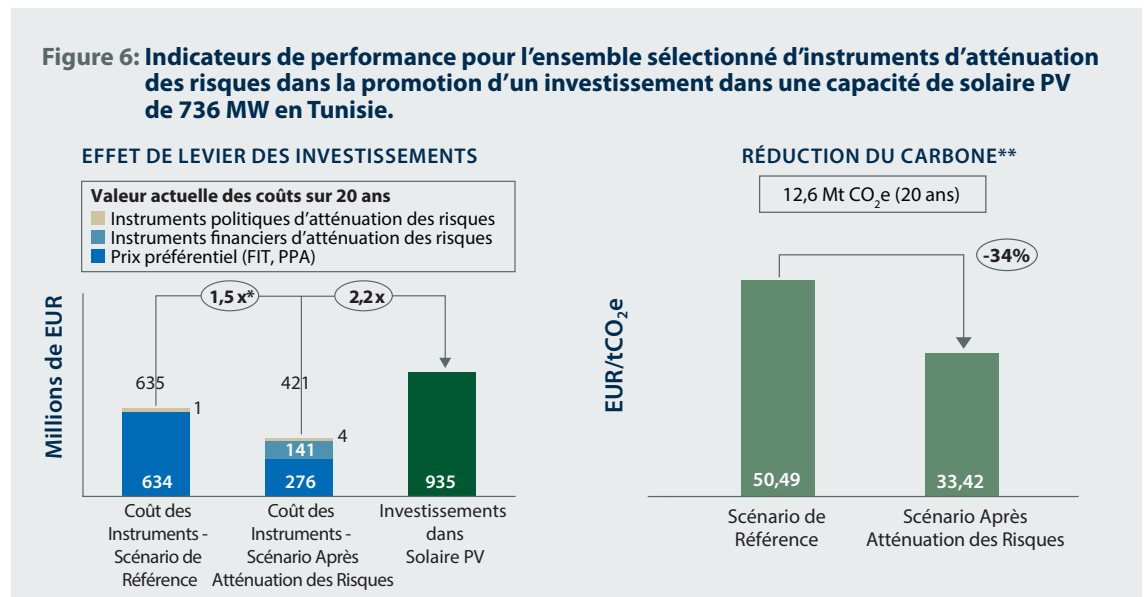
** Les composants de l'indicateur de réduction du carbone: dans le scénario de *référence*, les instruments politiques d'atténuation des risques à 0,05 euro, les instruments financiers d'atténuation des risques à 0,00 euro, et les prix préférentiels à 19,43 euros; dans le scénario *d'après atténuation des risques*, respectivement 0,26 euro, 8,44 euros et -2,11 euros.

(rapport entre le coût des instruments d'action publique et les investissements catalysés) de 2,9x. Dans le scénario *d'après atténuation des risques*, le modèle estime que ce même objectif d'investissement peut être réalisé avec un ensemble d'instruments d'atténuation des risques d'un montant de 287 millions d'euros, sans avoir besoin de quelconques mesures d'incitation financière directes (prix préférentiels). Cela permet d'augmenter l'effet de levier à 6.5x, ce qui indique une efficacité plus importante au niveau des coûts des instruments d'action publique.

- S'agissant de la réduction du carbone, on estime que la réalisation de l'objectif d'1.404 MW de capacités éoliennes d'ici à 2030 aboutira à une réduction totale de 33 millions de tonnes de CO₂ sur toute la durée de vie des installations éoliennes. Dans le scénario de *référence*, le coût de réduction des investissements dans l'énergie éolienne est de 19,43 d'euros par tonne de CO₂e. En d'autres termes, le coût des instruments d'action publique – dans ce cas, une mesure d'incitation financière directe – équivaut à 19,43 euros par tonne de CO₂e réduite par l'investissement dans l'énergie éolienne. Dans le scénario *d'après atténuation des risques*, ce coût tombe à 6,58 euros par tonne de CO₂e. Cet indicateur de performance est utile pour comprendre quel est le prix du carbone nécessaire pour promouvoir l'investissement, et pour comparer les coûts relatifs des différentes options à faibles émissions de carbone.

Dans ces conditions, tant l'effet de levier que les indicateurs de réduction du carbone issus de la modélisation de l'énergie éolienne démontrent que les mesures gouvernementales ont un meilleur rapport coût-efficacité pour atténuer les risques existants dans l'environnement des investissements.

La Figure 6 illustre les résultats sélectionnés pour le solaire PV en Tunisie, cette fois avec un objectif d'investissement du secteur privé dans une capacité de 736 MW de solaire PV à grande échelle d'ici à 2030. Tout comme pour l'énergie éolienne, les résultats montrent l'impact bénéfique de l'atténuation des risques. Dans le cas présent, toutefois, le LCOE du solaire PV demeure au-dessus du coût de référence, même après atténuation des risques.



Source: modélisation: voir le Tableau 8 et l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

* Dans le scénario de référence, il se peut que l'objectif d'investissement fixé pour 2030 ne soit pas totalement atteint.

** Les composants de l'indicateur de réduction du carbone: dans le scénario de *référence*, les instruments politiques d'atténuation des risques à 0,06 euro, les instruments financiers d'atténuation des risques à 0,00 euro, et les prix préférentiels à 50,42 euros; dans le scénario *d'après atténuation des risques*, respectivement 0,35 euro, 11,17 euros et -21,90 euros.

Sensibilités

L'analyse de sensibilité de la modélisation identifie les données pour (i) les coûts d'investissement, (ii) les facteurs de capacité, (iii) les coûts du gaz et (iv) les coûts de financement (coût de la dette, coût des fonds propres) comme étant tous des hypothèses clés susceptibles d'avoir un impact sur les résultats.

Les hypothèses concernant les coûts d'investissement (à savoir, le coût du matériel, tel que les turbines d'éoliennes et les panneaux solaires) présentent un potentiel particulier pour améliorer la compétitivité générale de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie. Dans l'ensemble, les coûts du matériel nécessaire pour la production des énergies renouvelables ont connu des réductions constantes au fil du temps. Le cas de base du modèle utilise des données relatives aux coûts d'investissement actuels (2014) pour les besoins de cette hypothèse. Si les coûts d'investissement continuent de diminuer, l'analyse de sensibilité examinera un scénario utilisant des coûts d'investissement inférieurs (2022)¹³. Les résultats de cette analyse de sensibilité sont présentés dans le Tableau 2 ci-dessous, où des réductions significatives peuvent être constatées au niveau des coûts de production de l'énergie éolienne comme de ceux du solaire PV. Le coût de production de l'énergie éolienne dans le scénario *d'après atténuation des risques* diminue passe ainsi, par exemple, de 5,8 centimes d'euro par kWh à 5,2 centimes d'euro par kWh.

Tableau 2: Analyse de sensibilité des coûts d'investissement dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie. (Toutes les sommes sont exprimées en centimes d'euro par kWh)

TECHNOLOGIE	TYPE DE SENSIBILITÉ	HYPOTHÈSE	LCOE DE RÉFÉRENCE	LCOE D'APRÈS ATTÉNUATION DES RISQUES
Éolien	Cas de base	Coûts 2014: 1,241 million euros/MW	7,5 centimes	5,8 centimes
	Coûts d'investissement inférieurs	Coûts 2022: 1,117 million euros/MW	6,8 centimes	5,2 centimes
Solaire PV	Cas de base	Coûts 2014: 1,190 million euros/MW	9,9 centimes	7,7 centimes
	Coûts d'investissement inférieurs	Coûts 2022: 1,010 million euros/MW	8,5 centimes	6,6 centimes

Source: modélisation; voir les Tableaux 7 et 8, l'Annexe A et le document d'analyse de sensibilité pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

“Les analyses de sensibilité pour les coûts d'investissement inférieurs montrent des réductions significatives au niveau des coûts de production de l'énergie.”

¹³ La période de modélisation va de 2014 à 2030. L'année 2022 a été choisie, car elle se trouve à mi-parcours de ladite période.

Conclusions

Conclusions

Implications pour la promotion des énergies renouvelables en Tunisie

Les résultats confirment que les coûts de financement de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie sont actuellement élevés, notamment si on les compare avec ceux des pays bénéficiant d'environnements plus favorables au niveau de l'investissement. Le coût des fonds propres pour l'énergie éolienne et le solaire PV est estimé aujourd'hui en Tunisie à 15,0% (en euros), et le coût de la dette à 6,5% (en euros)¹⁴. La modélisation identifie neuf catégories de risques différentes, qui contribuent à rendre ces coûts de financement supérieurs en Tunisie. Le risque du marché de l'énergie – qui concerne les risques liés aux réglementations et aux mécanismes d'établissement des prix appliqués aux énergies renouvelables – est identifié comme étant la catégorie de risque la plus significative, contribuant selon les estimations à 1,4% du coût des fonds propres. Quatre autres catégories – risque de réseau/transmission, risque de contrepartie, risque politique and risque monétaire/macroéconomique – contribuent également largement au caractère élevé des coûts de financement, augmentant le coût des fonds propres d'environ 1,0% chacun.

Une des conclusions essentielles pouvant être tirées de la modélisation est qu'investir dans des mesures d'atténuation des risques pour s'attaquer à ces risques d'investissement constitue une approche dotée d'un bon rapport coût-efficacité pour la réalisation des objectifs d'investissements stipulés dans le Plan Solaire Tunisien. Les mesures d'atténuation qui sont modélisées font baisser le coût de production de l'énergie éolienne de 7,5 centimes d'euro par kWh à 5,8 centimes d'euro par kWh, tout comme celui de l'énergie solaire PV, qui passe de 9,9 centimes d'euro par kWh à 7,7 centimes d'euro par kWh. Ces coûts de production inférieurs ont des implications importantes au niveau de l'accessibilité financière pour les utilisateurs finaux tunisiens. La modélisation démontre également que le fait d'investir dans des mesures d'atténuation des risques est avantageux financièrement par rapport au paiement d'un prix préférentiel pour l'énergie éolienne et le solaire PV.

- S'agissant de l'énergie éolienne, dans le scénario de *référence*, la modélisation estime qu'un prix préférentiel d'une valeur totale de 642 millions d'euros sera nécessaire au cours des 20 prochaines années pour réaliser l'objectif du PST. Toutefois, si un investissement total de 287 millions d'euros est consacré aux mesures d'atténuation des risques (soit 20,5 millions d'euros par an jusqu'à 2030¹⁵), l'énergie éolienne devient meilleur marché que le coût de l'énergie de référence, éliminant le besoin de prix préférentiel, et permettant d'économiser 712 millions d'euros de coûts de production sur 20 ans.
- S'agissant du solaire PV, dans le scénario de *référence*, la modélisation estime qu'un prix préférentiel d'une valeur totale de 634 millions d'euros sera nécessaire au cours des 20 prochaines années pour réaliser l'objectif du PST. Toutefois, si un investissement total de 145 millions d'euros est consacré aux mesures d'atténuation des risques (soit 8,5 millions d'euros par an jusqu'à 2030¹⁶), le coût de production de l'énergie solaire PV diminue, et le prix préférentiel est réduit de 359 millions d'euros sur 20 ans. La nouvelle exigence du prix préférentiel est estimée à 276 millions d'euros sur 20 ans.

Globalement, les résultats indiquent que tous les instruments d'atténuation des risques qui peuvent être immédiatement mis en œuvre doivent, dans la mesure du possible, se voir donner la priorité avant de recourir à des prix préférentiels pour compenser tout risque résiduel.

¹⁴ Coût des fonds propres et coût de la dette libellés en euros.

¹⁵ Les coûts annuels sont indiqués en euros de 2014.

¹⁶ La période de modélisation va de 2014 à 2030. L'année 2022 a été choisie, car elle se trouve à mi-parcours de ladite période.

“Investir dans des mesures d'atténuation des risques constitue une approche dotée d'un bon rapport coût-efficacité pour réaliser les objectifs d'investissements stipulés dans le Plan Solaire Tunisien.”

Applicabilité des méthodes DREI à la conception de la NAMA

Le présent rapport constitue le premier cas d'utilisation de la méthode DREI en vue de contribuer à la conception de la NAMA d'un pays. Selon les résultats, la méthode DREI apparaît bien adaptée à la conception de la NAMA. Elle fournit un cadre structuré pour quantifier et détailler les diverses composantes d'une NAMA, y compris les coûts des investissements, la sélection et le coût des instruments d'action publique, ainsi que les réductions d'émissions de gaz à effet de serre prévues.

Suite à l'analyse initiale présentée dans le présent rapport, la méthode DREI sera intégralement appliquée dans le cadre du projet de NAMA mis en œuvre par l'ANME et financé par le FEM, comme l'une des approches méthodologiques à l'élaboration du NAMA PST.

Prochaines étapes

Les résultats du présent rapport ne doivent pas être interprétés comme une analyse quantitative définitive de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie, mais plutôt comme une contribution à un processus de prise de décisions politiques global. Il est à espérer que les conclusions du présent rapport pourront être comparées, mises en perspective et combinées à d'autres analyses.

L'équipe de modélisation a identifié un certain nombre de domaines où le travail doit être approfondi en vue d'applications futures de la méthode DREI en Tunisie, y compris en examinant le rôle des subventions accordées aux énergies fossiles, les analyses de sensibilité additionnelles et le travail réalisé sur les coûts des instruments d'action publique.

L'ANME et le PNUD tiennent à travailler avec leurs partenaires en Tunisie en vue de progresser dans la conception de la NAMA et de pouvoir apporter aux citoyens tunisiens des énergies renouvelables fiables et abordables.

“La méthode DREI apparaît bien adaptée à la conception de la NAMA, détaillant les coûts des investissements, les instruments d'action publique et les réductions d'émissions.”



United Nations Development Programme
Bureau for Policy and Programme Support
304 East 45th Street, 9th Floor
New York, NY 10017 USA

www.undp.org

Décembre 2014, New York et Tunis



الوكالة الوطنية
للتحكم في الطاقة
ANME

Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
Direction des Etudes et de la Planification
Cité Administrative Montplaisir
Avenue du Japon
Tunis, BP. 213, Tunisie

www.anme.nat.tn