



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 complet](#)



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: Nejib 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 financée 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 structurées 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.

Table des matières

Figures, tableaux et encadrés	3
Acronymes	6
Préface	8
Résultats principaux	10
Résumé analytique	12
1. Introduction	24
2. Aperçu de la méthode d'atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (DREI)	28
2.1 Impact des coûts de financement élevés sur les énergies renouvelables	29
2.2 Identification d'un ensemble d'instruments d'action publique pour promouvoir les énergies renouvelables	31
2.3 Cadre en quatre étapes de la méthode	32
3. Situation actuelle en matière d'énergie éolienne et de solaire PV en Tunisie	34
4. Modélisation de la promotion de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie	38
4.1 Approche du modèle	39
4.2 Résultats du modèle	46
5. Conclusions	60
Annexes	62
A. Méthode et données	63
B. Références	76

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

Figures, tableaux et encadrés

FIGURES

Résumé analytique

- Figure 1:** Composantes caractéristiques d'un ensemble d'instruments d'action publique pour les énergies renouvelables à grande échelle
- 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 référence
- Figure 3:** LCOE pour les investissements de référence et dans l'énergie éolienne en Tunisie
- Figure 4:** LCOE pour les investissements de référence et dans le solaire PV en Tunisie
- Figure 5:** Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques pour la promotion d'un investissement dans une capacité d'énergie éolienne de 1.404 MW en Tunisie
- Figure 6:** Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques dans la promotion d'un investissement dans une capacité de solaire PV de 736 MW en Tunisie

Section 2: Aperçu de la méthode DREI

- Figure 7:** Comparaison des LCOE de l'énergie éolienne et du gaz dans les pays développés et en développement
- Figure 8:** Composantes caractéristiques d'un ensemble d'instruments d'action publique pour les énergies renouvelables à grande échelle
- Figure 9:** Aperçu de la méthode DREI pour la sélection des instruments d'action publique en vue de promouvoir les investissements dans les énergies renouvelables

Section 3: Situation actuelle en matière d'énergie éolienne et de solaire PV en Tunisie

- Figure 10:** Production d'électricité en Tunisie (de 1990 à 2011)
- Figure 11:** Cartes des ressources en énergies éolienne et solaire en Tunisie

Section 4: Modélisation de la promotion de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie

- Figure 12:** Impact des catégories de risques sur les coûts de financement pour les investissements dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie, selon le scénario de référence
- Figure 13:** Impact des instruments d'action publique d'atténuation des risques sur la réduction des coûts de financement de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie

Figure 14: LCOE pour les investissements marginaux et dans l'énergie éolienne en Tunisie

Figure 15: LCOE pour les investissements marginaux et dans le solaire PV en Tunisie

Figure 16: Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques pour la promotion d'un investissement dans une capacité d'énergie éolienne de 1.404 MW en Tunisie

Figure 17: Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques pour la promotion d'un investissement dans une capacité d'énergie solaire PV de 736 MW en Tunisie

Figure 18: Sensibilité de l'énergie éolienne aux coûts d'équilibrage: résultats du LCOE

Figure 19: Sensibilité de l'énergie solaire PV aux coûts d'équilibrage: résultats du LCOE

Annexe A: Méthode et données

Figure 20: Questions des entretiens visant à quantifier l'impact des catégories de risques sur les coûts des fonds propres et de la dette

Figure 21: Application illustrative simplifiée de la méthode en vue de déterminer l'impact des catégories de risques sur l'augmentation des coûts de financement

TABLEAUX

Résumé analytique

Tableau 1: Sélection des instruments d'action publique en vue d'atteindre les objectifs d'investissements du PST en matière d'énergie éolienne et de solaire PV

Tableau 2: Analyse de sensibilité sur les coûts d'investissement dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie.

Section 4: Modélisation de la promotion de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie

Tableau 3: Tableau des instruments d'action publique de modélisation

Tableau 4: Commentaires des investisseurs sur les catégories de risques pour l'investissement dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie

Tableau 5: Énergie éolienne: résumé des résultats du LCOE pour l'analyse de sensibilité

Tableau 6: Solaire photovoltaïque: résumé des résultats du LCOE pour l'analyse de sensibilité

Tableau 7: Résumé des hypothèses de modélisation pour l'énergie éolienne en Tunisie

Tableau 8: Résumé des hypothèses de modélisation pour le solaire PV en Tunisie

Annexe A: Méthode et données

Tableau 9: Hypothèses de modélisation pour assurer l'efficacité des instruments politiques d'atténuation des risques

Tableau 10: Hypothèses de modélisation pour l'établissement des coûts des instruments financiers d'atténuation des risques

Tableau 11: Hypothèses de modélisation pour assurer l'efficacité des instruments financiers d'atténuation des risques

Tableau 12: Hypothèses de modélisation pour les technologies énergétiques de référence: turbine à gaz à cycle combiné (TGCC)

Tableau 13: Hypothèses de modélisation pour les spécifications de la technologie énergétique éolienne

Tableau 14: Hypothèses de modélisation pour les spécifications de la technologie énergétique solaire PV

Tableau 15: Hypothèses de modélisation pour les coûts d'interconnexion du réseau éolien et solaire PV

Tableau 16: Approche de modélisation aux sensibilités pour l'énergie éolienne et le solaire PV

Tableau 17: Hypothèses de modélisation pour l'équilibrage des coûts pour l'énergie éolienne et le solaire PV

ENCADRÉS

Résumé analytique

Encadré 1: Composantes caractéristiques des NAMA dans le secteur énergétique

Section 1: Introduction

Encadré 2: Composantes caractéristiques des NAMA dans le secteur énergétique

Annexe A: Méthode et données

Encadré 3: Méthode pour quantifier l'impact des catégories de risques sur les coûts de financement plus élevés

Encadré 4: Les huit hypothèses d'investissement pour l'énergie éolienne en Tunisie

Encadré 5: Les huit hypothèses d'investissement pour le solaire PV en Tunisie

Encadré 6: Formule de LCOE de modélisation

Acronymes

AFD	Agence française de développement
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie en Tunisie
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CPE	Construire-posséder-exploiter
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 »)
ECN	Energy Research Centre of the Netherlands
EUR	Euro
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
FIT	Tarifs de rachat de l'énergie renouvelable (sigle anglais de « Feed-in-Tariff »)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IAC	Ingénierie, approvisionnement et construction
IPP	Producteur indépendant d'électricité (sigle anglais de « Independent Power Producer »)
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Coût moyen actualisé de l'électricité (sigle anglais de « Levelised Cost of Electricity »)
MDP	Mécanisme de développement propre
MRV	Suivi, rapportage et vérification (sigle anglais de « Monitoring, Reporting and Verification »)
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NA	Non applicable/disponible
NAMA	Mesures d'atténuation appropriées au niveau national (sigle anglais de « Nationally Appropriate Mitigation Action »)

NREL	National Renewable Energy Laboratory (Etats-Unis)
NIMBY	Pas dans mon arrière-cour (sigle anglais de « Not In My Back Yard »)
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 « <i>Power Purchase Agreement</i> »)
PRI	Assurance contre les risques politiques (sigle anglais de « <i>Political Risk Insurance</i> »)
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
TGCC	Turbine à gaz à cycle combiné
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
USD	Dollar des Etats-Unis

Préface

Le Plan Solaire Tunisien, initialement formulé en 2012 puis mis à jour en 2015, est le plan officiel à long terme de la Tunisie pour les énergies renouvelables. Dans ce plan, la Tunisie montre son ambition d'exploiter ses ressources en énergies renouvelables, en vue de promouvoir ses objectifs de développement durable. Il comprend des objectifs spécifiques pour 2030 au niveau des investissements dans les énergies éolienne, solaire photovoltaïque et solaire concentrée.

Les opportunités en matière d'énergies renouvelables en Tunisie sont particulièrement prometteuses. Ce pays est en effet amplement pourvu en ressources énergétiques renouvelables, notamment éoliennes et solaires. Le coût des technologies d'énergies renouvelables – par exemple, des panneaux solaires et des turbines éoliennes – est en diminution constante, bouleversant l'équation économique et rendant les énergies renouvelables plus compétitives que jamais. En septembre 2014, une nouvelle loi sur les énergies renouvelables a été adoptée par l'Assemblée nationale constituante, qui a mis en place de nouveaux mécanismes politiques en vue d'attirer les investissements.

Dans le cadre de ses activités, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) prévoit de présenter des mesures d'atténuation appropriées au niveau national (NAMA) dans le cadre de la CCNUCC, en vue d'appuyer le Plan Solaire Tunisien. Le PNUD, avec l'appui du Fonds pour l'environnement mondial, aide l'ANME à élaborer cette NAMA.

Ce rapport présente les résultats de cette analyse, au moyen d'une méthode novatrice, l'*Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables*, qui détaille les interventions pouvant être effectuées par le gouvernement pour créer un contexte d'investissement favorable à la réalisation des objectifs du Plan Solaire Tunisien d'ici à 2030. Les résultats qui y sont présentés fournissent des données quantitatives sur le rapport coût-efficacité de ces mesures gouvernementales. Le but du présent rapport est d'aider à sélectionner les interventions gouvernementales qui peuvent être intégrées dans la NAMA.

C'est la première fois que l'*Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables* a été appliquée dans le contexte d'une NAMA. Si les résultats présentés dans ce rapport sont spécifiques à la Tunisie, sa méthode et ses conclusions générales sont d'une pertinence considérable pour les NAMA des autres pays, ainsi que pour des mécanismes financiers tels que le Fonds pour l'environnement mondial et le Fonds vert pour le climat, déjà mis en place et en cours de reconstitution des ressources.

Nous espérons que le présent rapport pourra contribuer à la réalisation du Plan Solaire Tunisien, et, ce faisant, à la fourniture d'énergies renouvelables propres, sûres et abordables aux citoyens tunisiens. L'ANME et le PNUD se tiennent prêts à collaborer avec leurs partenaires – du secteur public, du secteur privé et de la société civile – pour faire de cet objectif une réalité.



Hamdi Harrouch



Adriana Dinu

Hamdi Harrouch
Directeur Général
Agence Nationale pour la Maîtrise
de l'Énergie

Adriana Dinu
Coordonnatrice Exécutive,
PNUD-FEM Programme des Nations Unies
pour le développement

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 leur 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 habilitant 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** ».

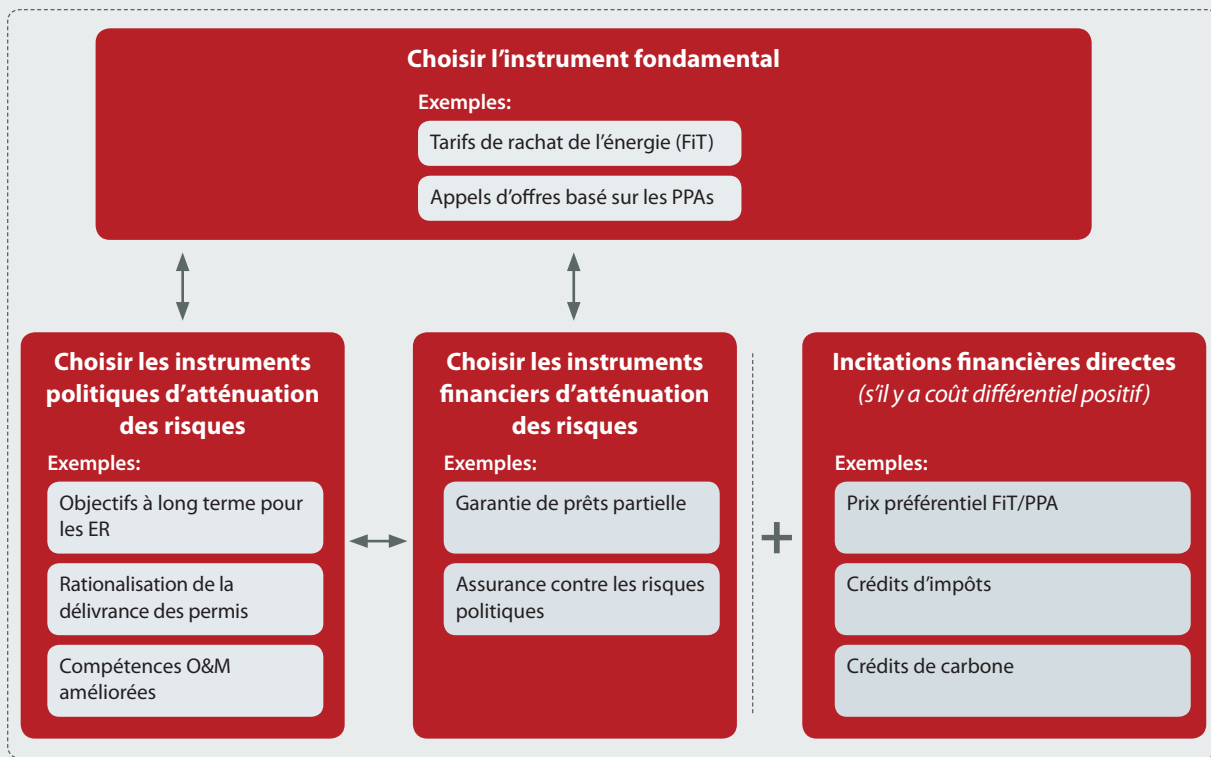
⁵ Dans le cas du solaire PV, par exemple, les coûts des modules ont connu une réduction de près de 98% de 1979 à 2012 (IRENA, 2012)

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

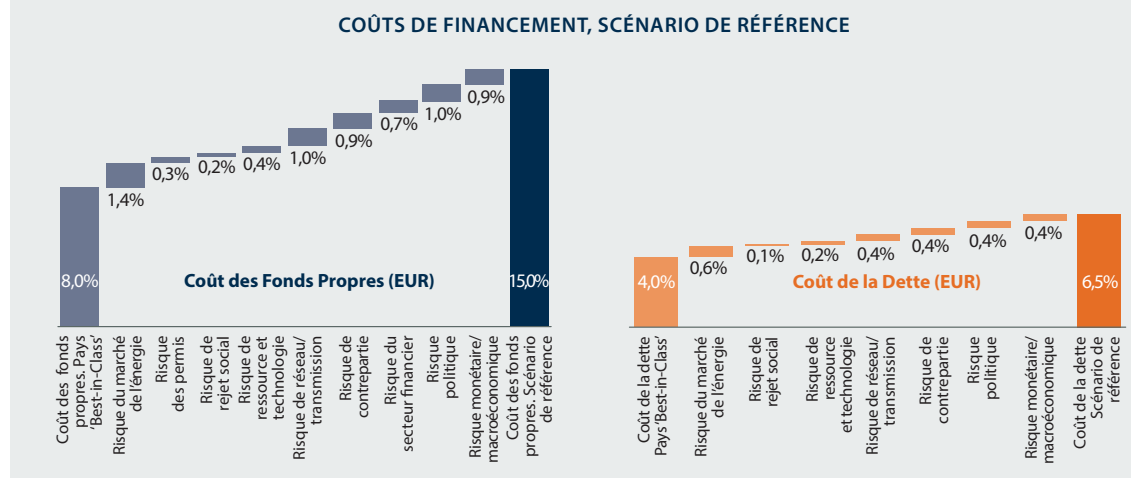
Les données sur l'environnement de risques ont été obtenues grâce aux entretiens structurés organisés avec 12 promoteurs de projets nationaux et internationaux qui sont en train d'examiner des opportunités sur le plan de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie, ou sont activement impliqués dans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

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

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.

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.

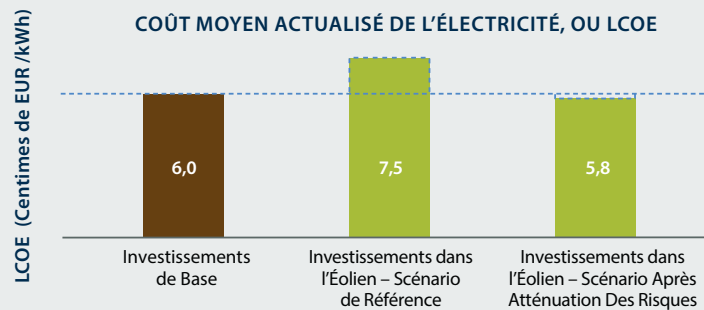
Coûts moyens actualisés

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:

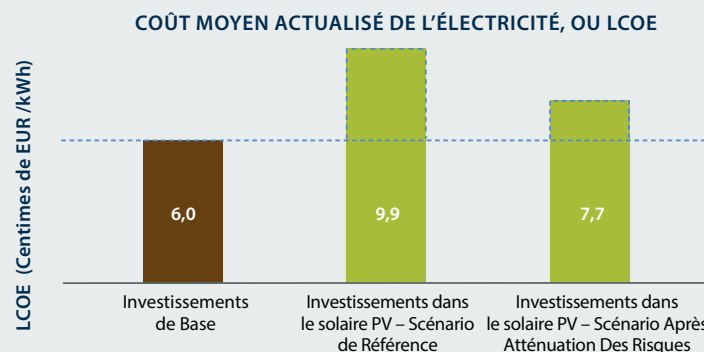
- Dans le scénario de *référence* (SR), l'énergie éolienne et le solaire PV sont plus onéreux que la référence. En d'autres termes, l'énergie éolienne et le solaire PV sont plus chers que la technologie – celle de la turbine à gaz à cycle combiné – actuellement utilisée par la Tunisie pour augmenter 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.

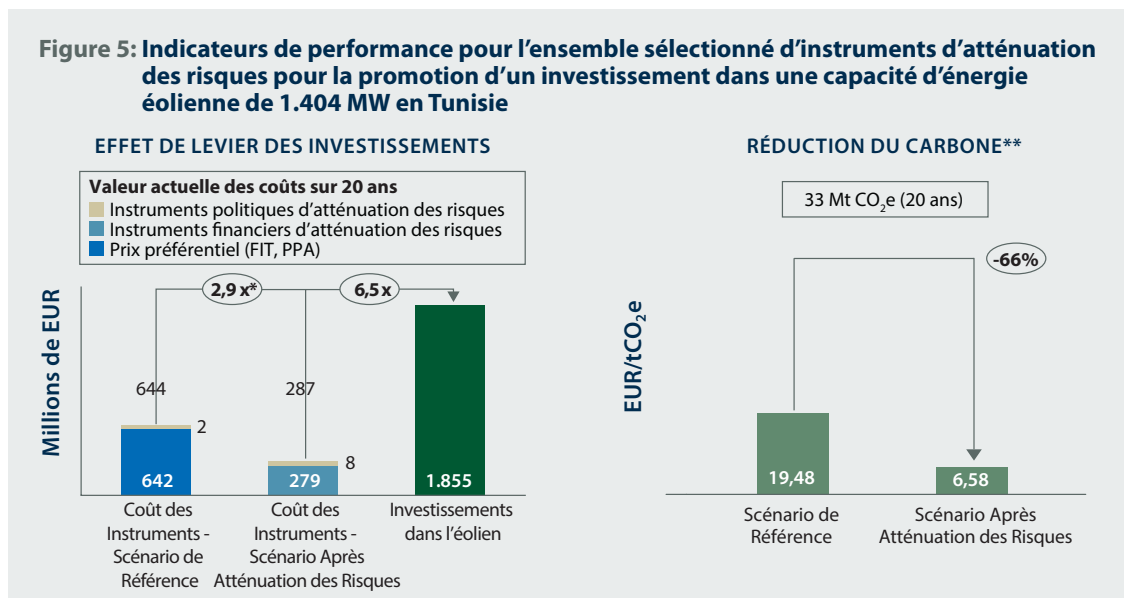
Évaluation de l'efficacité des instruments d'action publique

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.

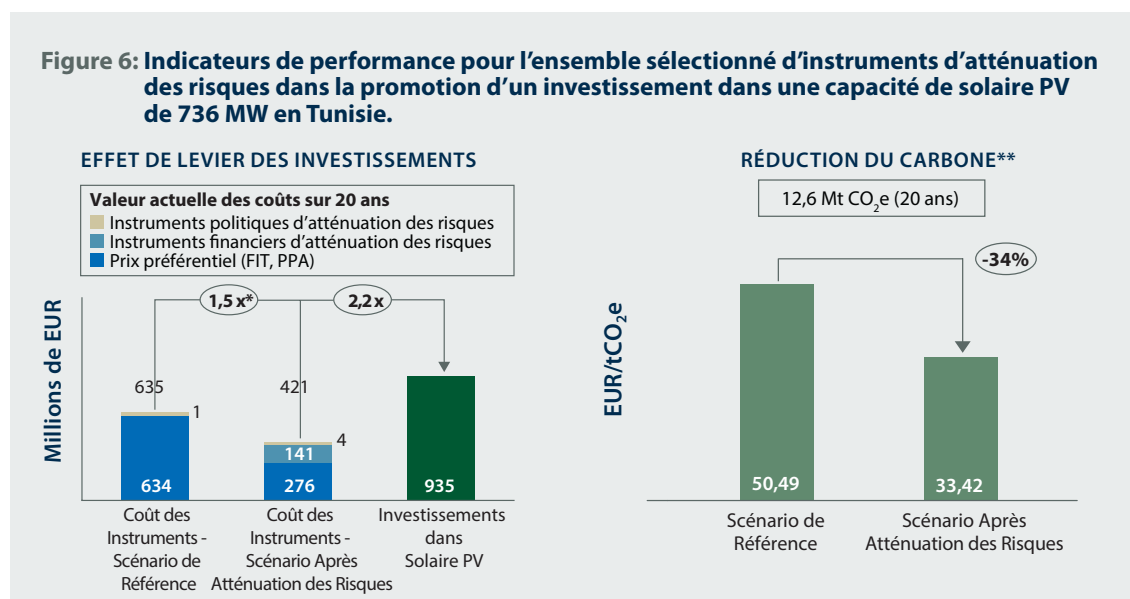
** Les composants de l'indicateur de réduction du carbone: dans le scénario de *référence*, les instruments politiques d'atténuation des risques à 0,05 euro, les instruments financiers d'atténuation des risques à 0,00 euro, et les prix préférentiels à 19,43 euros; dans le scénario *d'après atténuation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

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.”

Introduction

1

Le présent rapport rentre dans le cadre de l'appui apporté par le PNUD au gouvernement de Tunisie en vue d'élaborer une mesure d'atténuation appropriée 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 Plan Solaire Tunisien, initialement formulé en 2012¹⁷ 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 2030. Les technologies abordées dans le cadre du PST sont l'éolien, le solaire photovoltaïque (PV) et l'énergie solaire concentrée (CSP). L'objectif fixé pour 2030 en ce qui concerne l'énergie éolienne est de 15%, soit 1.755 MW de capacité installée; l'objectif pour le solaire PV est de 10%, soit 1.510 MW; et l'objectif pour la CSP est de 5%, soit 460 MW. Prenant acte de l'investissement à grande échelle exigé d'ici à 2030, le PST prévoit que 80% du financement nécessaire pour réaliser les objectifs pour 2030 proviendront 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 des 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 2 ci-dessous stipule les composantes probables des NAMA dans le secteur énergétique.

Encadré 2: Composantes caractéristiques d'une NAMA dans le secteur énergétique

Il n'existe pas de définition officielle des informations à inclure dans une NAMA. Une notion pratique des composantes essentielles d'une NAMA type dans le secteur énergétique est toutefois aujourd'hui en train d'émerger. Figureront 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 émaneront d'un mélange de sources publiques et privées, la majorité de l'investissement provenant 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 découleront des investissements ciblés, y compris au niveau de la croissance économique, de la création d'emplois et du 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.

¹⁷ L'appui financier pour la version 2012 du PST a été fourni par l'Agence française de développement (AFD).

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 créer ce faisant 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 présent rapport, qui utilise la méthode *d'atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables* (DREI) élaborée par le PNUD, présente les résultats de la modélisation pour la sélection des instruments d'action publique permettant d'attirer les investissements dans les énergies renouvelables en vue d'atteindre les objectifs du PST pour 2030 au niveau de l'énergie éolienne et du solaire PV¹⁸. Cette modélisation préliminaire a été réalisée pendant la préparation du Projet NAMA PST exécuté par l'ANME et financé par le FEM, dans le but de fournir une indication initiale de la portée des mesures publiques qu'une NAMA peut couvrir pour le PST. Suite à la modélisation préliminaire, la méthode DREI sera intégralement appliquée dans le cadre du projet NAMA PST en 2015-2019.

¹⁸ La CSP a été exclue de cette modélisation préliminaire, qui s'est focalisée sur les technologies matures de l'énergie éolienne et du solaire PV. Il est prévu que la CSP soit incluse dans l'application intégrale future de la méthode DREI, au cours du processus de conception des NAMA.

2. Aperçu de la méthode d'atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (DREI)

- 2.1 Impact des coûts de financement élevés sur les énergies renouvelables
- 2.2. Identification d'un ensemble d'instruments d'action publique pour promouvoir les énergies renouvelables
- 2.3 Cadre en quatre étapes de la méthode

Aperçu de la méthode d'atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (DREI)

2

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)¹⁹. Le rapport 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 dans la promotion des investissements dans les énergies renouvelables. La présente section présente un aperçu des aspects suivants de la méthode DREI:

- Accent mis par la méthode sur les coûts de financement des énergies renouvelables
- Approche utilisée par la méthode pour identifier un ensemble d'instruments d'action publique
- Cadre de la méthode en quatre étapes

Se reporter au rapport DREI pour des informations plus détaillées sur la méthode DREI.

2.1 IMPACT DES COÛTS DE FINANCEMENT ÉLEVÉS SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

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 années²⁰, 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 risques.

La Figure 7 ci-dessous, tirée du rapport DREI, illustre la manière dont ces coûts de financement élevés peuvent avoir un impact sur la compétitivité des énergies renouvelables. La figure montre les résultats de la modélisation du PNUD afin de comparer le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) de l'énergie éolienne terrestre et du gaz à cycle combiné dans un pays développé et en développement. L'analyse prend pour hypothèse un environnement caractérisé par de faibles coûts de financement dans le pays développé (coût des fonds propres de 10%, coût de la dette de 5%), et un environnement caractérisé par des coûts de financement élevés dans le pays en développement (coût des fonds propres de 18%; coûts de la dette de 10%). Toutes les hypothèses de modélisation (coûts d'investissement, coûts opérationnels, facteurs de capacités) sont gardées constantes entre le pays développé et le pays en développement – la seule hypothèse soumise à variation étant celle relative aux coûts de financement.

Dans le pays développé bénéficiant de faibles coûts de financement, l'énergie éolienne (à 0,67 dollar EU par kWh) peut quasiment être compétitive en termes de coûts par rapport au gaz (à 0,61 dollar EU par kWh). Toutefois, dans le pays en développement doté de coûts de financement élevés, la production d'énergie éolienne

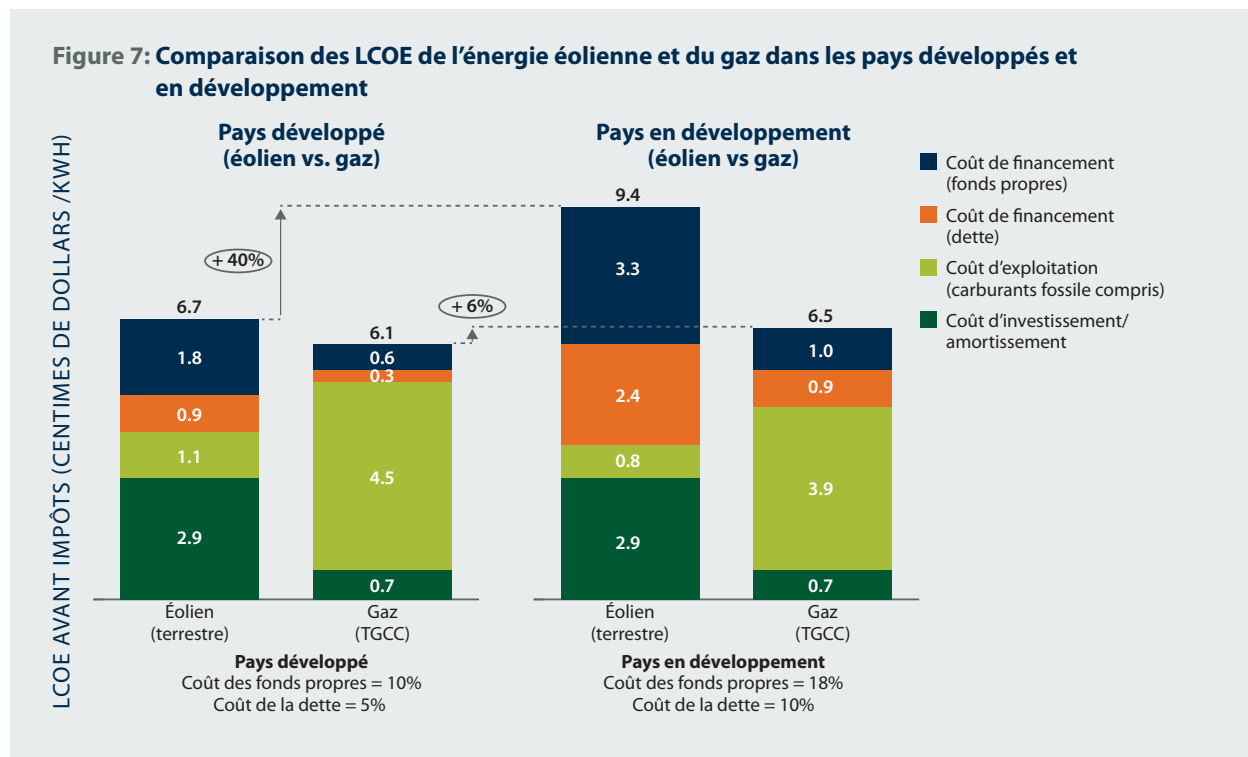
¹⁹ Téléchargeable à partir de www.undp.org/DREI.

²⁰ 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)

(à 0,94 dollar EU par kWh) devient 40% plus onéreuse que dans le pays développé. En revanche, le gaz (à 0,65 dollar EU par kWh) devient seulement 6% plus onéreux en raison de ces mêmes coûts de financement plus élevés. Ainsi, dans le pays en développement, l'énergie éolienne n'est plus compétitive par rapport au gaz dans un tel environnement de coûts de financement élevés.

La sensibilité de l'énergie éolienne – et de nombreuses autres formes d'énergies renouvelables (Schmidt, 2014) – par rapport aux coûts de financement est due à la forte intensité capitalistique initiale des énergies renouvelables. L'intensité capitalistique initiale des énergies renouvelables est une fonction des investissements initiaux que ces énergies requièrent en matière d'équipements, comme par exemple les turbines des éoliennes et les panneaux solaires. Suite à ces investissements initiaux, les énergies renouvelables ont en général des coûts d'exploitation très faibles et n'exigent pas de dépenses de combustibles. La production d'électricité à partir de combustibles fossiles a généralement un profil inverse, étant caractérisée par de faibles coûts initiaux mais des coûts d'exploitation et des dépenses de combustibles élevés²¹. Il en résulte au final que les environnements caractérisés par des coûts de financement élevés pénalisent les énergies renouvelables par rapport à la production électrique basée sur les combustibles fossiles.

“Les coûts de financement élevés dans les pays en développement reflètent une série de risques sous-jacents à l'investissement. Les énergies renouvelables sont désavantagées dans un environnement aux coûts de financement élevés, dû à l'intensité élevée du capital initial requis.”



Source: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (« Derisking Renewable Energy Investment », PNUD, 2013)

Toutes les hypothèses (coûts d'investissement, coûts de fonctionnement, facteurs de capacités), sauf celles concernant les coûts de financement, sont maintenues constantes entre les pays développés et en développement. Toutes les hypothèses peuvent être consultées dans l'Annexe A du rapport DREI. Il apparaît que les coûts de fonctionnement contribuent moins au LCOE dans les pays en développement, en raison de l'effet d'actualisation causé par les coûts de financement plus élevés.

²¹ Sur la base de l'analyse présentée dans la Figure 7, les coûts d'investissement représentent par exemple environ 80% des coûts technologiques totaux au cours du cycle de vie pour l'énergie éolienne, mais ne comptent que pour quelque 15% de tels coûts dans le cas du gaz. Voir l'Annexe A du Rapport DREI pour de plus amples détails sur les hypothèses.

En vertu de la théorie du changement qui sous-tend la méthode DREI, l'un des principaux défis à surmonter pour promouvoir les technologies énergétiques renouvelables dans les pays en développement consiste à réduire les coûts de financement qui menacent la compétitivité des énergies renouvelables par rapport à celle des combustibles fossiles. Ces coûts de financement supérieurs s'expliquant par l'existence d'obstacles et de risques associés dans l'environnement des investissements, la principale solution pour amener les décideurs politiques à promouvoir les énergies renouvelables est de faire face à ces risques et par conséquent de réduire les coûts globaux sur tout le cycle de vie.

2.2 IDENTIFICATION D'UN ENSEMBLE D'INSTRUMENTS D'ACTION PUBLIQUE POUR PROMOUVOIR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Lorsqu'ils cherchent à créer un environnement habilitant pour les investissements du secteur privé dans les énergies renouvelables, les décideurs politiques mettent généralement en œuvre un ensemble d'instruments d'action publique. Il peut s'avérer difficile d'identifier une combinaison appropriée d'instruments. Ces instruments d'action publique peuvent en outre coûter cher – à l'industrie, aux consommateurs ou au contribuable.

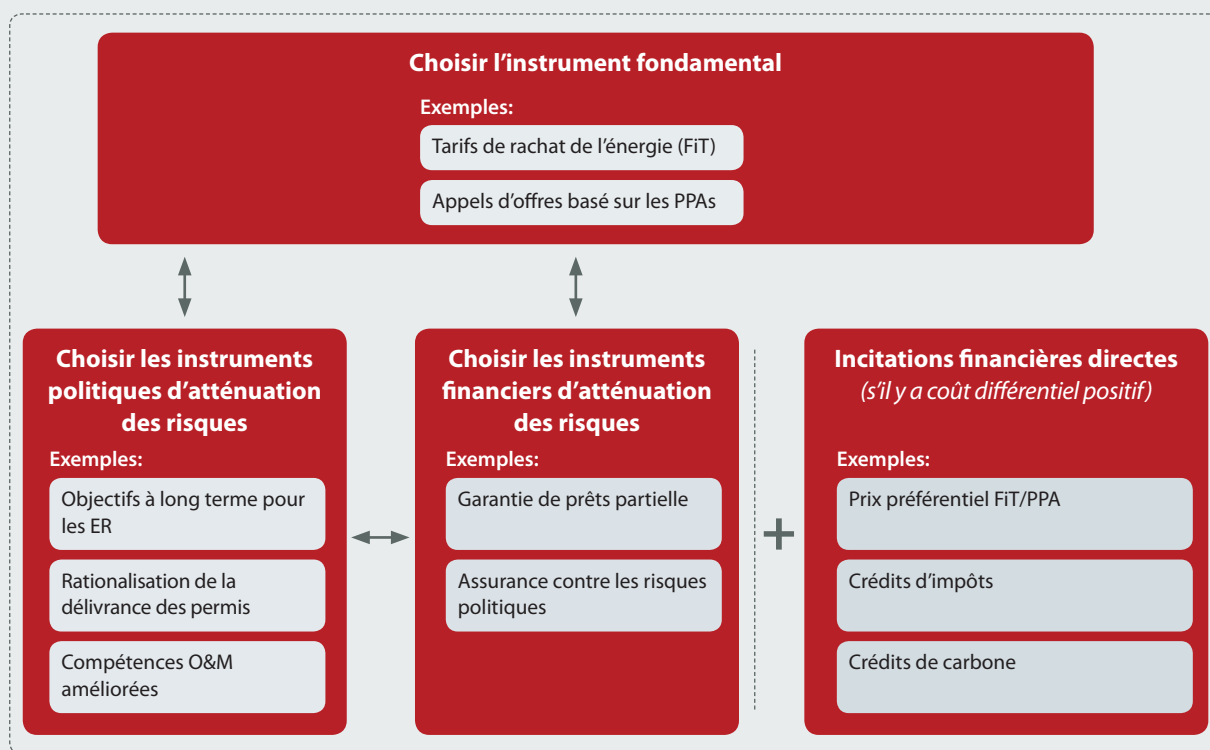
D'un point de vue financier, l'objectif global des décideurs politiques lorsqu'ils associent un ensemble d'instruments d'action publique est d'aboutir à un profil de risque/rendement des énergies renouvelables susceptible d'attirer les capitaux du secteur privé de manière rentable. La Figure 8 ci-dessous, tirée du rapport DREI, identifie les quatre composantes essentielles d'un ensemble d'instruments d'action publique à même de favoriser ce profil de risque/rendement.

L'**instrument fondamental** est au cœur de tout ensemble d'instruments d'action publique. S'il existe des dizaines, voire des centaines, d'instruments d'action publique, seule une poignée d'instruments sélectionnés se sont avérés hautement efficaces pour ce qui est de transformer les marchés. 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 d'accord d'achat d'énergie (PPA). Ni l'un ni l'autre ne permet à des producteurs d'électricité indépendants (IPP) de passer des accords d'achat d'énergie (PPA) à long terme (c'est-à-dire sur 15 à 20 ans) avec des opérateurs de réseaux 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** ».
- **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 assumant les risques. La méthode DREI désigne ce type d'instrument sous le terme d'« **instrument financier d'atténuation des risques** ».

Figure 8: Composantes caractéristiques d'un ensemble d'instruments d'action publique pour les énergies renouvelables à grande échelle.



Source: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (« *Derisking Renewable Energy Investment* », PNUD, 2013)

- **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** ».

2.3 CADRE EN QUATRE ÉTAPES DE LA MÉTHODE

Le rapport original DREI présente une méthode détaillée pour appuyer la prise de décisions politiques en comparant quantitativement différents portefeuilles d'instruments d'action publique et leurs impacts.

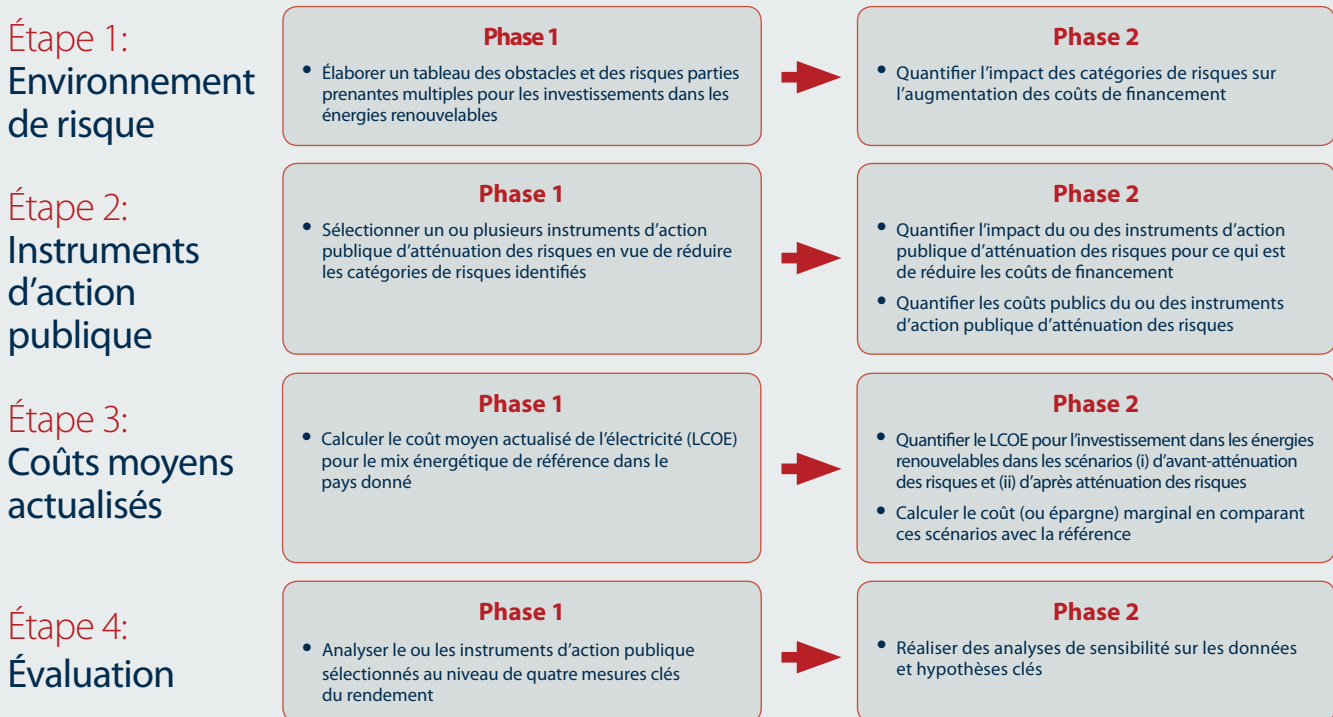
La sélection des instruments d'action publique pour les énergies renouvelables dépend fortement du contexte national. Chaque pays dispose de ses propres ressources renouvelables, objectifs et contraintes particulières. La méthode est par conséquent conçue de manière à pouvoir être appliquée de manière flexible et adaptée sur mesure à une technologie énergétique renouvelable et un contexte national particuliers. Ainsi que cela est montré dans la Figure 9, la méthode est organisée dans un cadre comprenant quatre étapes, dont chacune est à son tour subdivisée en deux phases.

- **Étape 1: Environnement de risques** – elle permet d'identifier l'ensemble des obstacles à l'investissement et des risques associés relatifs à la technologie d'énergie renouvelable, et analyse la manière dont l'existence de risques d'investissement peut augmenter les coûts financiers.
- **Étape 2: Instruments d'action publique** – elle permet de sélectionner un ensemble d'instruments d'action publique d'atténuation des risques pour s'attaquer aux risques auxquels sont confrontés les investisseurs et quantifier la manière dont ils peuvent en retour réduire les coûts de financement. Cette étape permet également de déterminer le coût des instruments d'action publique d'atténuation des risques.
- **Étape 3: Coûts moyens actualisés** – elle permet de déterminer la mesure dans laquelle les coûts de financement réduits ont un impact sur le coût des énergies renouvelables sur le cycle de vie (LCOE). Cela est alors comparé avec les coûts de production de référence actuels dans le pays.
- **Étape 4: Évaluation** – elle permet d'évaluer l'ensemble d'instruments d'action publique d'atténuation des risques sélectionné au moyen de quatre indicateurs de performance, ainsi que grâce à l'utilisation d'analyses de sensibilité. Les quatre indicateurs sont: (i) effet de levier des investissements, (ii) effet de levier de l'épargne, (iii) accessibilité financière pour l'utilisateur final et (iv) réduction des émissions de carbone.

“La méthode facilite un processus structuré et transparent par lequel les intrants et les hypothèses clés sont rendus explicites.”

Cette méthode ne vise pas à fournir un résultat numérique prédominant, mais plutôt à faciliter un processus structuré et transparent par lequel les données et les hypothèses clés sont rendus explicites, de manière à pouvoir contribuer au processus de conception et à enrichir ce dernier.

Figure 9: Aperçu de la méthode DREI pour la sélection des instruments d'action publique en vue de promouvoir les investissements dans les énergies renouvelables



Source: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (« *Derisking Renewable Energy Investment* », PNUD, 2013)

Situation actuelle en matière d'énergie éolienne et de solaire PV en Tunisie

3

La présente section donne un bref aperçu du contexte, de la situation et des objectifs actuels sur le plan de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie.

Objectifs fixés pour l'énergie éolienne et le solaire PV d'ici à 2030

Le Plan Solaire Tunisien (PST) identifie des objectifs d'investissement pour 2030 pour l'énergie éolienne et le solaire PV s'élevant respectivement à une capacité totale de 1.755 MW et 1.510 MW. L'énergie éolienne et le solaire PV peuvent potentiellement permettre à la Tunisie de répondre à la demande énergétique croissante. Une part plus importante d'énergies renouvelables peut également contribuer à réduire les subventions gouvernementales pour la production électrique conventionnelle à partir de combustibles fossiles. A plus long terme, l'électricité produite grâce aux technologies éolienne et solaire pourrait constituer un produit d'exportation industrielle significatif pour la Tunisie.

La modélisation présentée dans le présent rapport utilise des objectifs ajustés pour le PST d'ici à 2030 de 1.404 MW de capacité installée pour l'énergie éolienne et de 736 MW pour le solaire PV. Cela reflète l'accent mis par la méthode DREI sur les investissements du secteur privé et les énergies renouvelables à grande échelle, en tenant compte des parties des objectifs du PST respectivement dévolues aux investissements du secteur public et au solaire PV à petite échelle.

Mix énergétique de référence

Fin 2012, on estimait que la Tunisie possédait une capacité de production électrique installée totale de 4.117 MW²³. Ainsi que cela est illustré en Figure 10, la grande majorité (75%) de l'électricité est générée par le service public d'Etat, la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG). Cette production est dominée par les combustibles fossiles, principalement la production gazière. Presque toute l'électricité restante est produite par deux concessions d'IPP du secteur privé, fonctionnant toutes deux au gaz naturel, et un faible pourcentage est issu d'une autoproduction émanant d'installations industrielles. La demande a crû de manière régulière, à un taux d'environ 4% par an. Les énergies renouvelables ne représentent actuellement que 3% des capacités de production raccordées au réseau de la Tunisie.

La modélisation prend comme hypothèse une référence marginale (marge d'accumulation) de 100% de technologie de gaz à cycle combiné (TGCC). En d'autres termes, on suppose que la prochaine centrale électrique du secteur privé qui sera construite en Tunisie sera une centrale TGCC. Le facteur de référence sur le plan des émissions du réseau est de 0,448 tonne de CO₂e/MW²⁴.

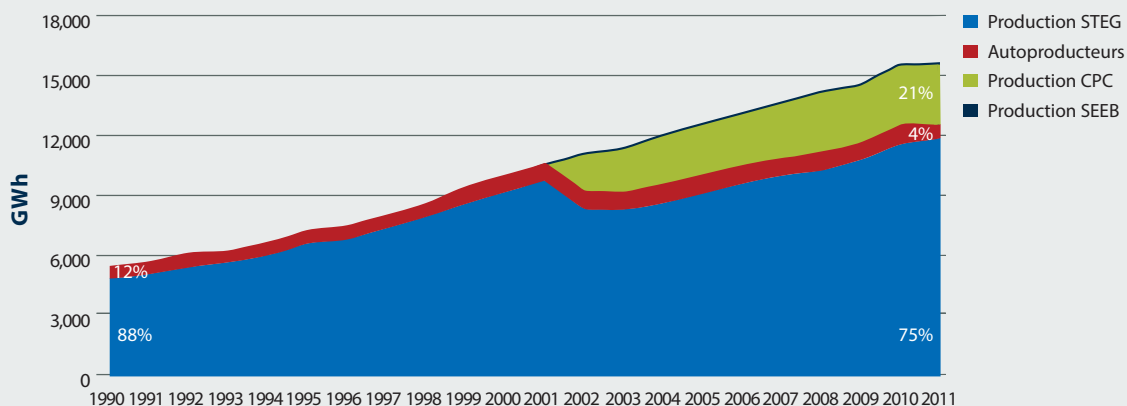
Données générales sur le pays ²²	
Population 2014:	10.982 millions
Superficie:	162.155 km ²
PIB 2013 (en dollars E.U.):	46,6 milliards
PIB/habitant (en dollars EU, PPP) 2013:	9.175 dollars EU
Notation souveraine 2014:	Solvabilité moindre, Ba3 (Moody's)
IDH PNUD 2013:	0,721 (90 ^{ème} sur 187)

²² Sources: Economist Intelligence Unit; Standard & Poor's; PNUD.

²³ Source: Perspectives Climate Change (2014), *Analyse des possibilités NAMA dans le secteur de l'électricité renouvelable*, pg. 10.

²⁴ Source: DDP du MDP de la ferme éolienne de Bizerte (2012).

Figure 10: Production d'électricité en Tunisie (de 1990 à 2011)



Source: ANME (2013), Maîtrise de l'énergie en Tunisie, Chiffres clés, 5^{ème} édition.

Ressources en énergies renouvelables

La Tunisie possède un potentiel significatif sur le plan de l'énergie éolienne et du solaire. La Figure 11 ci-dessous présente les cartes des ressources en énergies éolienne et solaire en Tunisie. Certains des sites éoliens caractérisés par les plus grandes vitesses de vent se trouvent le long de la côte septentrionale, mais les régions centrale et méridionale renferment également des ressources appréciables. Les radiations solaires les plus fortes sont observées dans le Sud du pays.

La modélisation utilise un facteur de capacité de 30% pour l'énergie éolienne, et de 21,8% pour le solaire PV. Ces facteurs de capacité ont été tirés d'études réalisées récemment en Tunisie²⁵.

Current Status of Wind and Solar PV Investment

La capacité installée actuelle de l'énergie éolienne en Tunisie est de 174 MW²⁶, répartie entre deux fermes éoliennes: Sidi Daoud (54 MW) et Metline à Bizerte, qui ont été respectivement commandées en 2009 et 2012. Ces deux fermes éoliennes ont été financées par l'Etat par l'intermédiaire de la STEG. L'énergie éolienne n'a à ce jour fait l'objet d'aucun investissement de la part du secteur privé. Il n'existe à l'heure actuelle aucune centrale solaire PV à grande échelle en fonctionnement en Tunisie qui soit financée par l'Etat ou le secteur privé.

Le gouvernement a mis en place des politiques visant à attirer les investissements du secteur privé dans les énergies renouvelables.

- Depuis 2008, l'autoconsommation (autoproduction) a été le principal mécanisme ouvert aux investissements du secteur privé (Décret No. 2773 de septembre 2008).
- En septembre 2014, une nouvelle loi visant à attirer les investissements pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a été adoptée par l'Assemblée constituante nationale. Celle-ci introduit trois mécanismes principaux pour l'investissement: autoproduction, production des IPP et exportation.

²⁵ S'agissant du facteur de capacité de l'énergie éolienne, les études récentes ont utilisé des chiffres divers, y compris 28,2% (PST (ANME, 2012) ainsi que l'Étude sur le mix énergétique (ANME, 2013)) et 30% (Etude sur le FiT, ANME (2013)). En ce qui concerne le facteur de capacité du solaire PV, les études récentes ont utilisé 21,8% (PST (ANME, 2012) et l'Étude sur le mix énergétique (ANME, 2013)).

²⁶ Source: RCREEE (2012), *Tunisia Renewable Energy Country Profile*.

Figure 11: Cartes des ressources en énergies éolienne et solaire en Tunisie

CARTE DES VENTS DE LA TUNISIE A 80M DE HAUTEUR



IRRADIATION DIRECTE NORMALE DE LA TUNISIE



Source: 3 Tier, Solar Gis.

Un certain nombre d'acteurs internationaux du développement, tels que le GIZ, l'AFD et IRENA, ont aidé le gouvernement de la Tunisie à mener à bien divers programmes en vue d'appuyer les investissements dans le secteur privé.

Les entretiens que le PNUD a organisée avec des investisseurs ont montré que les investisseurs nationaux et du secteur privé manifestent aujourd'hui un immense intérêt. Le projet mis en œuvre par le PNUD et l'ANME et financé par le FEM, « NAMA d'appui au Plan Solaire Tunisien » vise à fournir une assistance directe à deux projets sans précédent dans le domaine des énergies renouvelables: une ferme éolienne de 24 MW à Gabes, financée par un investisseur national du secteur privé, et une centrale solaire PV de 10 MW à Tozeur, financée au moyen de capitaux publics par la STEG.

4. Modélisation de la promotion de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie

- 4.1 Approche du modèle
- 4.2 Résultats du modèle

Modélisation de la promotion de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie

4

La présente section décrit la modélisation DREI pour la promotion des investissements à grande échelle du secteur privé dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie. Elle fournit en premier lieu un résumé de l'approche de la modélisation, décrivant les deux scénarios modélisés, mettant en exergue les principales hypothèses utilisées pour la modélisation et présentant des tableaux sur les obstacles, les risques et les instruments d'action publique liés au modèle. Elle détaille ensuite les résultats de la modélisation, organisés en vertu de chacune des 4 étapes de la méthode DREI. Les séries de données sous-jacentes et d'hypothèses complètes utilisées pour la préparation de la modélisation sont présentées dans l'Annexe A.

Comme dans tout exercice de modélisation, cette dernière utilise une série de données et d'hypothèses simplifiée. Une collecte approfondie de données et des hypothèses plus globales peuvent renforcer la solidité de ces résultats.

4.1 APPROCHE DU MODÈLE

4.1.1 Modélisation de deux scénarios de base en Tunisie

En vue d'étudier les différents ensembles d'instruments d'action publique, la modélisation compare deux scénarios de base en vue de réaliser les objectifs d'investissement fixés pour 2030 pour l'énergie éolienne et le solaire PV à grande échelle: un scénario de *référence* (SR) et un scénario *d'après atténuation des risques*. Ces deux scénarios utilisent l'environnement de risques actuel (2014) de la Tunisie comme point de départ.

- **Scénario de référence (SR).**

- Ce scénario prend comme hypothèse que l'objectif d'investissement pour 2030 sera réalisé en vertu de l'environnement de risques d'aujourd'hui en Tunisie.
- Le SR utilise les coûts de financement et termes actuels (structure du capital et durée des prêts) auxquels sont exposés les investisseurs en Tunisie.

- **Scénario d'après atténuation des risques.**

- Ce scénario considère que l'objectif d'investissement pour 2030 sera réalisé en vertu d'un environnement d'investissement où les risques sont atténués, une série d'instruments politiques et financiers d'atténuation des risques étant déployés pour faire face aux risques d'investissements et aux obstacles associés actuels.
- Comme tel, le scénario *d'après atténuation des risques* utilise des coûts de financement et des termes ajustés (structure du capital et durée des prêts) par rapport au scénario de *référence*, qui prennent en compte l'impact des instruments d'atténuation des risques sur la réduction des coûts de financement et l'amélioration des termes du financement.

4.1.2 Principales hypothèses en matière de modélisation

L'application de la méthode DREI implique de recueillir un volume significatif de données et exige de faire un certain nombre d'hypothèses. En vue de garder la portée de la modélisation gérable, une série de données et d'hypothèses de modélisation simplifiées ont été utilisées.

Trois questions principales associées à la modélisation méritent d'être soulignées:

- **Variabilité.** Une caractéristique inhérente à l'énergie éolienne et au solaire PV est leur variabilité et leur manque de possibilités de distribution. Les planificateurs travaillant dans le domaine de l'énergie ont généralement besoin d'équilibrer de telles technologies énergétiques renouvelables par des capacités de distribution, et les comparaisons basées sur le LCOE utilisant des sources d'énergie variables peuvent avoir leurs limites, dans la mesure où elles ne reflètent pas ce coût d'équilibrage, ni les coûts de production en période de demande de pointe. La modélisation n'intègre pas les coûts d'équilibrage dans les deux scénarios de base. Elle prévoit que l'énergie éolienne et le solaire PV représenteront 30% de la production totale d'électricité en 2030, et il ne fait pas de doute que ce niveau peut être absorbé dans le réseau alimenté au gaz existant à un coût ou avec des pannes minimales. Afin de présenter toutes les perspectives, il est réalisé une analyse de sensibilité (voir les Sections 1.4 et 2.4 du document d'analyses de sensibilité) dans laquelle les coûts d'équilibrage de la variabilité sont modélisés.
- **Lignes de transmission.** En vue de garder la modélisation gérable, cette dernière considère que tous les sites d'énergie éolienne et de solaire PV réalisant l'objectif d'investissement fixé pour 2030 se trouvent dans un rayon de 10 km du réseau existant. Les coûts en capital liés à l'amélioration et à l'entretien de l'infrastructure du réseau de la Tunisie sont exclus de l'analyse.
- **Coûts de référence.**
 - Les investissements dans les énergies renouvelables sont effectués dans le contexte d'un mix de production électrique existant ou en évolution (les nouvelles capacités installées étant mises en place). La modélisation prend une approche de référence marginale (marge d'accumulation) pour estimer les coûts de référence, considérant que les nouvelles centrales utiliseront la technologie de turbine à gaz à cycle combiné (TGCC). La Tunisie se caractérise par une demande d'énergie en croissance rapide: les nouvelles installations éoliennes et solaires PV ne remplaceront donc probablement pas les capacités existantes.
 - Les coûts de financement du secteur privé sont utilisés dans le mix de référence marginal. Cela reflète une hypothèse selon laquelle la Tunisie cherche à attirer les investissements du secteur privé quelle que soit la technologie énergétique, et donne la possibilité de comparer le LCOE de référence marginal avec les LCOE énergétiques éoliens et solaires PV.
 - Les coûts du gaz pour la référence marginale ont été obtenus à partir des prix de transfert de la STEG vers les IPP, en mai 2014. Ces hypothèses relatives au prix du carburant ont alors fait l'objet d'une projection au moyen des projections de prix de l'AIE (AIE, 2013).

Les séries de données et hypothèses sous-jacentes utilisées pour la modélisation sont présentées dans l'Annexe A.

4.1.3 Tableau des instruments d'action publique

Le tableau des instruments d'action publique de la modélisation, qui indique les parties prenantes, les obstacles et les catégories de risques pour l'énergie éolienne et le solaire PV à grande échelle, ainsi que les instruments d'action publique correspondants visant à surmonter ces obstacles et ces risques, est présenté dans son intégralité ci-dessous (Tableau 3). Celui-ci est tiré du tableau générique des instruments d'action publique pour les énergies renouvelables à grande échelle figurant dans le rapport DREI. Un nombre limité de changements ont été apportés au tableau générique; ces derniers sont décrits dans l'Annexe A.

Tableau 3: Tableau des instruments d'action publique de modélisation (première partie)

OBSTACLES			
CATÉGORIE DE RISQUE	DESCRIPTION	OBSTACLES SOUS-JACENTS	GROUPE DE PARTIES PRENANTES PRINCIPALES
1. Risque du marché de l'énergie	Risques découlant des limites et des incertitudes du marché de l'énergie, et/ou des réglementations sous-optimales pour ce qui est de surmonter ces limites et de promouvoir les marchés des énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Perspectives du marché</i>: manque de stratégies et d'objectifs gouvernementaux en matière d'énergies renouvelables, ou incertitudes concernant ceux-ci 	Secteur public (décideurs politiques, législateurs, régulateurs)
		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Accès et prix du marché</i>: limites liées à la libéralisation du marché énergétique; incertitudes liées à l'accès, au paysage concurrentiel et aux perspectives tarifaires au niveau de l'énergie renouvelable; limites dans la conception des PPA standard et/ou des procédures d'appel d'offres des PPA 	
		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Distorsions du marché</i>: telles que les subventions élevées liées aux combustibles fossiles 	
2. Risque des permis	Risques découlant de l'incapacité du secteur public à gérer de manière efficace et transparente les autorisations et permis liés aux énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> • Processus complexes à forte densité de main-d'œuvre et nécessitant de longs délais pour l'obtention d'autorisations et de permis (production, AIE, titres fonciers) concernant les projets d'énergies renouvelables 	Secteur public (administrateurs)
		<ul style="list-style-type: none"> • Niveaux élevés de corruption. Aucun mécanisme clair de recours. 	
3. Risque de rejet social	Risque découlant du manque de connaissance en matière d'énergies renouvelables de la part des utilisateurs finaux et des groupes d'intérêts spéciaux, et de leur résistance à celles-ci	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de prise de conscience en matière d'énergies renouvelables chez les principales parties prenantes, y compris: les utilisateurs finaux, les résidents locaux et les groupes d'intérêts spéciaux (les syndicats, par exemple) 	Utilisateurs finaux, grand public, médias, groupes d'intérêts spéciaux
		<ul style="list-style-type: none"> • Résistance sociale et politique liée aux préoccupations de type NIMBY et aux groupes d'intérêts spéciaux 	
4. Risque de ressource et de technologie	Risques découlant des incertitudes concernant l'utilisation des ressources et des technologies d'énergies renouvelables (évaluation des ressources; construction et utilisation opérationnelle; achat et fabrication de matériel)	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pour l'évaluation et la fourniture des ressources</i>: Imprécisions dans l'évaluation précoce des ressources en énergies renouvelables; le cas échéant (par exemple, dans le domaine des bioénergies), incertitudes liées à l'approvisionnement et au coût futurs des ressources 	Promoteurs de projets, chaîne d'approvisionnement
		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pour la planification, la construction, les opérations et l'entretien</i>: incertitudes liées à l'obtention des terres; conception sous-optimale de la centrale; manque d'entreprises locales proposant des services de construction et d'entretien; manque de personnel local qualifié et expérimenté; limites au niveau des infrastructures civiles (routes, etc.) 	
		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pour l'achat du matériel</i>: Manque d'informations chez l'acheteur sur la qualité, la fiabilité et le coût du matériel; inadaptation du matériel aux conditions climatiques et physiques locales 	

Source: auteurs; adapté de: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (« *Derisking Renewable Energy Investment* », PNUD, 2013).

MENU DES INSTRUMENTS D'ACTION PUBLIQUE SÉLECTIONNÉS			
INSTRUMENTS POLITIQUES D'ATTÉNUATION DES RISQUES		INSTRUMENTS FINANCIERS D'ATTÉNUATION DES RISQUES	
ACTIVITÉ	DESCRIPTION	ACTIVITÉ	DESCRIPTION
Mettre en place une stratégie et des objectifs nationaux transparents et à long terme sur le plan des énergies renouvelables	Mises à jour régulières de la planification énergétique nationale, y compris de l'inventaire/ cartographie des ressources au niveau national, des options technologiques et de l'élaboration d'objectifs en matière d'énergies renouvelables		
Mettre en place un marché de l'énergie harmonisé et bien régulé, doté d'instruments visant à faire face aux risques tarifaires et d'accès au marché auxquels sont confrontés les projets en matière d'énergies renouvelables	(i) Réforme législative en cours en vue de mettre en oeuvre des politiques bien conçues et harmonisées; (ii) mise en place d'un régulateur indépendant du marché de l'énergie; (iii) lancement d'un appel d'offres FIT et PPA, y compris un PPA standard bien conçu		
<i>Les instruments politiques d'atténuation des risques s'attaquant à cet obstacle, par exemple, une réforme des subventions accordées aux énergies fossiles, ne sont pas inclus dans la présente analyse de la Tunisie. Ils sont en-dehors du champ de l'analyse.</i>			
Rationaliser les processus d'obtention des permis	Mettre en place un guichet unique pour les permis d'énergies renouvelables; réduction des démarches inhérentes au processus; harmonisation des exigences		
Mécanismes d'application des contrats et de recours	Renforcer les pratiques transparentes, le contrôle de la corruption liée aux énergies renouvelables et les mécanismes de prévention de la fraude; mettre en place des recours efficaces		
Campagnes de sensibilisation	Lancer des campagnes d'information, médiatiques et de sensibilisation ciblant les groupes de parties prenantes clés		
Implication des communautés sur les sites de projets	Mettre en place des politiques locales (par exemple, municipales) favorables et promouvoir et expérimenter des modèles communautaires (par exemple, des participations dans le capital des projets d'énergies renouvelables)		
Pour l'énergie éolienne uniquement: aide pour l'évaluation des ressources	Pour l'énergie éolienne uniquement: diffusion des résultats de l'évaluation nationale des ressources		
<i>Les instruments politiques d'atténuation des risques s'attaquant à cet obstacle, par exemple l'aide sur les études de faisabilité, ne sont pas inclus dans la présente analyse de la Tunisie, suite aux commentaires des investisseurs.</i>			
Pour le solaire PV uniquement: recherche et développement en matière de standards technologiques	Pour le solaire PV uniquement: Appui aux projets pilotes en matière de solaire PV dans des environnements désertiques		

Tableau 3: Tableau des instruments d'action publique de modélisation (deuxième partie)

OBSTACLES			
CATÉGORIE DE RISQUE	DESCRIPTION	OBSTACLES SOUS-JACENTS	GROUPE DE PARTIES PRENANTES PRINCIPALES
5. Risque de réseau/ transmission	Risques découlant des limites existantes au niveau de la gestion du réseau et des infrastructures de transmission	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Code et gestion du réseau</i>: Manque de standards pour l'intégration des sources d'énergies renouvelables intermittentes dans le réseau; expérience limitée ou antécédents sous-optimaux de l'opérateur de réseau au niveau des sources intermittentes (gestion et stabilité du réseau, par exemple). • <i>Infrastructures de transmission</i>: infrastructures du réseau non appropriées ou obsolètes, y compris un manque de lignes de transmission entre la source d'énergies renouvelables et les centres de chargement; incertitudes quant à la construction de nouvelles infrastructures de transmission 	Prestataire de service (tel que la société de transmission/ l'opérateur du réseau)
6. Risque de contrepartie	Risques découlant de la mauvaise qualité du crédit et de la dépendance d'un IPP au niveau des paiements	<ul style="list-style-type: none"> • Limites au niveau de la qualité du crédit du prestataire de services (acheteur de l'électricité); de la gouvernance d'entreprise, de l'historique ou des perspectives en matière de gestion et d'exploitation; politiques non favorables concernant les accords de recouvrement des coûts passés par l'entrepreneur 	Prestataire de service (tel que l'acheteur d'électricité)
7. Risque du secteur financier	Risques découlant de la rareté générale du capital des investisseurs (dette et fonds propres) dans le pays particulier, et du manque d'informations et d'antécédents en matière d'énergies renouvelables de la part des investisseurs	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pénurie de capital</i>: Disponibilité limitée du capital local ou international (fonds propres/et ou dette) pour les infrastructures d'énergies vertes, en raison par exemple: du sous-développement du secteur financier local; des préjugés politiques à l'encontre des investisseurs dans l'énergie verte • <i>Expérience limitée sur le plan des énergies renouvelables</i>: Manque d'information, de compétences en matière d'évaluation et d'antécédents s'agissant des projets d'énergies renouvelables au sein de la communauté des investisseurs; manque d'effets de réseaux (investisseurs, opportunités d'investissement) observé sur les marchés établis; manque de familiarité et de compétences au niveau des infrastructures de financement des projets 	Investisseurs (fonds propres et dette)
8. Risque politique	Risques découlant des caractéristiques de la gouvernance et juridiques propres à un pays	<ul style="list-style-type: none"> • Incertitude ou obstacles en raison d'une guerre, du terrorisme et/ou de troubles sociaux • Incertitude due à une forte instabilité politique; à une gouvernance médiocre; à un État de droit et à des institutions insuffisantes • Incertitude ou obstacles en raison de la politique gouvernementale (restrictions monétaires, impôts sur les sociétés) 	Niveau national
9. Risque monétaire/ macroéconomique	Risques découlant de l'environnement macroéconomique et de la dynamique du marché dans leur ensemble	<ul style="list-style-type: none"> • Incertitude en raison d'une devise locale fluctuante • Incertitude à propos de l'inflation, et des perspectives en matière de taux d'intérêt en raison d'un environnement macroéconomique instable 	Niveau national

Source: auteurs; adapté de: Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables (« *Derisking Renewable Energy Investment* », PNUD, 2013).

MENU DES INSTRUMENTS D'ACTION PUBLIQUE SÉLECTIONNÉS			
INSTRUMENTS POLITIQUES D'ATTÉNUATION DES RISQUES		INSTRUMENTS FINANCIERS D'ATTÉNUATION DES RISQUES	
ACTIVITÉ	DESCRIPTION	ACTIVITÉ	DESCRIPTION
Renforcer les résultats opérationnels de l'entreprise de transmission, la gestion du réseau et l'élaboration du code de réseau	(i) Mettre en place un code de réseau pour les nouvelles technologies d'énergies renouvelables; (ii) partager les meilleures pratiques internationales en matière de gestion des réseaux	Inclure une clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») dans le PPA standard	Clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») dans le PPA par laquelle l'IPP se trouve remboursé pour toute défaillance du réseau (panne, baisse de tension) et/ou pour toute coupure (dues à des discordances dans la gestion du réseau de l'offre/demande)
Appui politique à la planification et au développement des infrastructures du réseau national	Mettre en place et mettre à jour de manière régulière un plan national à long terme de transmission/de réseau en vue d'inclure les énergies renouvelables intermittentes	<i>Les instruments financiers d'atténuation des risques s'attaquant à cet obstacle, par exemple, les prêts publics, ne sont pas inclus dans la présente analyse de la Tunisie. Ils sont en-dehors du champ de l'analyse.</i>	
Renforcer les résultats du prestataire de services/l'entreprise de distribution	Mettre en place de meilleures pratiques internationales en matière de gestion, de fonctionnement et de gouvernance d'entreprise des sociétés de prestations de services/distribution; mettre en oeuvre des politiques durables de recouvrement des coûts	Garanties ou soutien gouvernementaux pour les paiements PPA	Lettre gouvernementale (ministère des Finances) de soutien pour les paiements PPA aux IPP
Réformes politiques du secteur financier	Promouvoir une politique du secteur financier favorable aux infrastructures à long terme, y compris au financement des projets	Produits financiers proposés par les banques de développement afin d'aider les promoteurs de projets à obtenir l'accès au capital/financement	Prêts publics accordés aux IPP par les institutions financières internationales
<i>Les instruments politiques de réduction des risques s'attaquant à cet obstacle, par exemple, le parrainage des conférences du secteur industriel, ne sont pas inclus dans la présente analyse de la Tunisie, suite aux commentaires d'investisseurs.</i>			
		<i>Les instruments financiers d'atténuation des risques s'attaquant à cet obstacle, par exemple l'assurance-risques politiques, ne sont pas inclus dans la présente analyse, suite aux commentaires d'investisseurs.</i>	
		Mécanismes de partage des risques pour surmonter le risque monétaire	Indexation partielle des tarifs en devise locale dans les PPA, afin que les IPP soient remboursés de la dépréciation des tarifs en devise locale

4.2 RÉSULTATS DU MODÈLE

4.2.1 Environnement de risques (Etape 1)

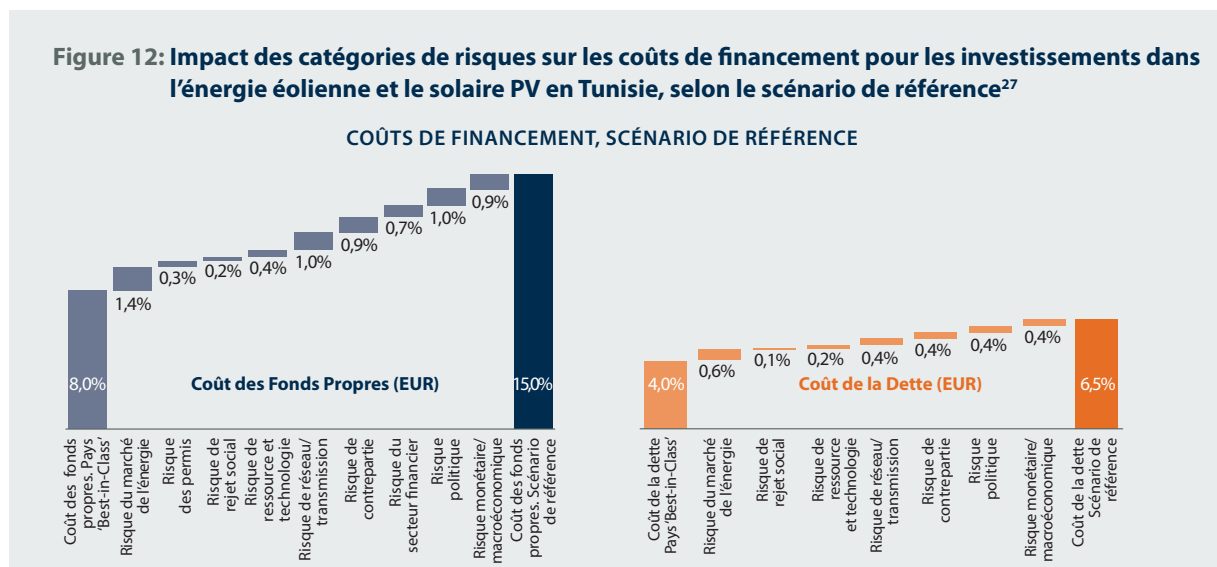
Entretiens

Les données nécessaires pour l'Etape 1 (Environnement de risques) de la modélisation ont été recueillies lors d'entretiens organisés avec 12 promoteurs de projets et investisseurs nationaux et internationaux qui envisagent de saisir des opportunités d'investissements dans l'éolien et le solaire PV à grande échelle en Tunisie, ou sont déjà activement impliqués dans certaines. Les entretiens ont eu lieu au cours du premier semestre 2014. 20 entretiens d'information complémentaires ont en outre été organisés avec d'autres parties prenantes à la faveur de trois missions en Tunisie, elles aussi effectuées au cours du premier semestre 2014.

Cascade des coûts de financement

L'analyse de l'impact des risques d'investissement sur les coûts de financement supérieurs en Tunisie est présentée dans la cascade des coûts de financement illustrée en Figure 12. Cette analyse a été réalisée conjointement pour les investisseurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV. Les définitions de chacune des catégories de risques peuvent être consultées sur le Tableau 3.

Un bref résumé des commentaires qualitatifs que les promoteurs et investisseurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV ont faits au cours de leurs entretiens figure dans le Tableau 4.



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

²⁷ La cascade des coûts de financement illustrée ici a été calculée au moyen d'une seule série commune d'hypothèses et de données pour l'énergie éolienne et 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, notamment pour le risque de ressource et de technologie. Les résultats des entretiens avec les investisseurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV ont clairement montré que ces différences sont minimales dans le contexte tunisien. Dans ces conditions, une approche unique et commune a été adoptée en vue de simplifier l'analyse et d'éviter les séries de résultats multiples.

Tableau 4: Commentaires des investisseurs sur les catégories de risques pour l'investissement dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie

CATÉGORIE DE RISQUE	DESCRIPTION/EXEMPLES DE RISQUES
Risque du marché de l'énergie	<p>Cette catégorie de risque a un impact important sur les coûts de financement. Les investisseurs ont des commentaires favorables sur un certain nombre d'aspects de l'environnement d'investissement national. La confiance des investisseurs par rapport aux objectifs du Plan Solaire Tunisien 2030 sur le plan des énergies renouvelables ne fait que croître. Ils sont également encouragés par cette démonstration de l'engagement de la Tunisie en faveur des énergies renouvelables. L'ANME est estimée et est considérée comme un promoteur actif des énergies renouvelables. Les investisseurs sont encouragés par la nouvelle législation en matière d'énergies renouvelables qui a été examinée (puis adoptée) par l'Assemblée constituante nationale. Les investisseurs voient également d'un œil favorable les initiatives récemment déployées pour réformer les subventions sur les combustibles fossiles, indiquant qu'une transparence plus importante au niveau des coûts de référence renforcera leur confiance pour ce qui est d'investir. Les investisseurs sont enfin rassurés par le bilan des deux IPP gaziers qui ont déjà conclu des PPA avec la STEG.</p> <p>Les investisseurs éprouvent toutefois des inquiétudes dans un certain nombre de domaines. Ils ne connaissent pas de manière approfondie les détails de la nouvelle législation (dans la mesure où la mise en œuvre de la nouvelle loi sera dictée par des décrets d'application non encore rédigés), et leur décision d'investir dépendra en dernier ressort de l'existence d'une politique convenablement élaborée. Il sera essentiel que les décrets complémentaires à la législation, qui doivent donner des détails, soient bien formulés. Certains investisseurs ont également fait des commentaires sur un prix préférentiel possible pour les énergies renouvelables. En général, plus le prix préférentiel pour les énergies renouvelables est bas, plus le risque de renversement politique est faible. Les investisseurs ont également noté qu'un fardeau administratif et réglementaire significatif est à prévoir, et ont indiqué qu'ils se féliciteraient ainsi du renforcement des capacités et du personnel du Ministère chargé de l'Énergie et de l'ANME, ou, idéalement, de la mise en place d'un régulateur du secteur énergétique.</p>
Risque des permis	<p>Cette catégorie de risque a un faible impact sur les coûts de financement. Les opinions des investisseurs sur cette catégorie de risque ont été mitigées, en partie en raison de l'expérience empirique limitée des investisseurs du secteur privé ayant obtenu des permis à ce jour. Un investisseur a estimé que, sur le papier, le processus et les calendriers existants pour l'obtention des permis sont clairs. Toutefois, d'autres investisseurs ont considéré que la nouvelle législation comportait des exigences lourdes pour obtenir un permis, et ont indiqué qu'ils se féliciteraient de la rationalisation de ces exigences dans l'avenir.</p>
Risque de rejet social	<p>Cette catégorie de risque a un faible impact sur les coûts de financement. En général, les investisseurs n'ont pas l'impression qu'un risque significatif est posé par les communautés locales. Les sites des projets se trouveront probablement dans des régions ayant de faibles densités démographiques, et les promoteurs de projets ont l'habitude de communiquer activement sur l'engagement des parties prenantes, mettant en exergue les bénéfices en termes d'emploi et de fiscalité. Les investisseurs ont cependant fait des commentaires sur une résistance possible aux énergies renouvelables, émanant par exemple des syndicats de la STEG, en raison d'inquiétudes qu'ils pourraient nourrir concernant l'engagement du secteur privé.</p>
Risque de ressource et de technologie	<p>Cette catégorie de risque a un faible impact sur les coûts de financement. Les investisseurs considèrent cette catégorie de risque comme un domaine dont ils sont eux-mêmes responsables, et se sont estimés confiants sur leur capacité à gérer ces risques directement. Un investisseur a toutefois mis en garde contre la manière dont étaient conçus les processus d'appels d'offres, qui donnent lieu à une duplication superflue des prises de mesures détaillées du vent par les promoteurs. Les investisseurs ont généralement considéré que le solaire PV était associé à un risque d'évaluation des ressources plus faible que l'éolien, et ont reconnu un certain niveau d'incertitude concernant la technologie solaire PV dans les environnements désertiques.</p>
Risque de réseau/transmission	<p>Cette catégorie de risque a un fort impact sur les coûts de financement. Les investisseurs estiment que la STEG est extrêmement compétente sur le plan technique, et est dotée d'un personnel de haute qualité et à la bonne maîtrise technique. Ils s'inquiètent plutôt du fait que la STEG manque d'expérience sur le plan de l'énergie renouvelable ainsi que du caractère incertain de la volonté de coopération et de transparence manifestée par la STEG à l'égard des promoteurs de projets. Les investisseurs ont fait partager les expériences rencontrées à ce jour, présentant des exemples qui montraient la nécessité de disposer d'un code de réseau transparent et clairement défini (en vue de déterminer les spécifications techniques du projet) ainsi que d'avoir une parfaite visibilité de la planification du réseau (afin de faciliter l'interconnexion avec le réseau du projet).</p>
Risque de contrepartie	<p>Cette catégorie de risque a un fort impact sur les coûts de financement. Une fois encore, les investisseurs se félicitent de la haute qualité du personnel de la STEG et de sa compétence technique, ainsi que des récentes initiatives déployées pour améliorer les performances opérationnelles et financières. Les investisseurs se montrent toutefois préoccupés par le profil de crédit et la situation financière de la STEG, en grande partie historiquement dus à un médiocre recouvrement des coûts (établissement des tarifs). Les investisseurs attendent que certaines garanties gouvernementales, par exemple une lettre de soutien du Ministère de l'Économie et des Finances, soient données aux promoteurs de projets. Cette catégorie de risque constitue un motif de préoccupation particulier pour les investisseurs internationaux.</p>
Risque du secteur financier	<p>Cette catégorie de risque a un impact modéré sur les coûts de financement. Les investisseurs notent que la Tunisie a un secteur financier bien établi, comprenant d'importantes banques commerciales. Un certain nombre de nouveaux investisseurs en fonds propres dans l'énergie propre s'installent actuellement. Ces acteurs financiers locaux sont désormais en train d'acquiescer une expérience utile en matière d'efficacité énergétique et de solaire PV à petite échelle. Dans le même temps, le secteur financier national manque cependant d'expérience sur le plan des énergies renouvelables à grande échelle, y compris des modalités telles que le financement des projets. A plus long terme, les investisseurs se montrent extrêmement préoccupés quant à la capacité du secteur financier national de fournir les importants volumes de financement requis pour réaliser les objectifs du PST pour 2030.</p>
Risque politique	<p>Cette catégorie de risque a un fort impact sur les coûts de financement. Les investisseurs sont préoccupés par la récente instabilité politique connue par la Tunisie. Dans le moyen et long terme, les investisseurs espèrent que le pays connaîtra la stabilité. Cette catégorie de risque est particulièrement importante pour les investisseurs internationaux, et, dans certains cas, peut tout simplement empêcher tout investissement. Beaucoup de ces investisseurs adoptent pour l'heure une approche attentiste.</p>
Risque monétaire/macroeconomique	<p>Cette catégorie de risque a un fort impact sur les coûts de financement. Les investisseurs considèrent que les perspectives économiques de la Tunisie sont positives. Ils sont toutefois préoccupés par le risque monétaire, dans la mesure où le dinar tunisien présente un historique de dépréciation par rapport aux devises fortes. Le risque monétaire peut se poser lorsque les promoteurs de projets effectuent leurs financements en devises fortes mais reçoivent leurs paiements en vertu du PPA en dinars tunisiens. La couverture commerciale du risque monétaire peut s'avérer trop onéreuse.</p>

Source: entretiens avec des investisseurs et promoteurs.

Selon ces résultats, les coûts de financement de référence en Tunisie aujourd'hui pour l'énergie éolienne et le solaire PV sont estimés à 15% pour le coût des fonds propres (en euros) et à 6,5% pour le coût de la dette (en euros). Ceux-ci sont sensiblement supérieurs à ceux du pays réalisant les meilleurs résultats à cet égard, l'Allemagne, qui sont estimés à 8,0% pour le coût des fonds propres (en euros) et à 4,0% pour le coût de la dette. Ainsi que cela est montré dans les résultats ultérieurs, sur le long cycle de vie des investissements énergétiques, l'impact des coûts de financement plus élevés de la Tunisie sur la compétitivité des énergies renouvelables est significatif.

Selon ces résultats, le risque du marché de l'énergie est identifié comme la principale catégorie de risque contribuant à des coûts de financement supérieurs en Tunisie. Les risques de réseau/transmission, risque de contrepartie, risque politique and risque monétaire/macroéconomique sont également tous des catégories de risques qui font sensiblement augmenter les coûts de financement.

4.2.2 Instruments d'action publique (Etape 2)

Sélection et établissement des coûts des instruments d'action publique

Les principaux risques d'investissements ayant été identifiés, un ensemble d'instruments d'action publique peut alors être mis en place pour y faire face. La modélisation adopte une approche systématique pour identifier les instruments politiques: si la cascade des coûts de financement (Figure 12) identifie un coût de financement différentiel pour une catégorie de risque particulier, l'instrument d'action publique correspondant (Tableau 3) est déployé dans le cadre de l'ensemble d'instruments d'action publique.

Les coûts publics de chacun des instruments d'action publique sélectionnés sont également modélisés:

- Pour l'énergie éolienne (objectif pour 2030: 1.404 MW), le coût total des instruments d'action publique (2014-2030) est estimé à 8,5 millions d'euros en instruments politiques d'atténuation des risques et à 279,0 millions d'euros en instruments financiers d'atténuation des risques.
- Pour le solaire PV (objectif pour 2030: 736 MW), le coût total des instruments d'action publique (2014-2030) est estimé à 4,4 millions d'euros en instruments politiques d'atténuation des risques et à 140,1 millions d'euros en instruments financiers d'atténuation des risques.

A titre d'illustration, pour les instruments politiques d'atténuation des risques, la composante la plus importante du coût concerne les instruments destinés à faire face au risque du marché de l'énergie, qui est estimée à 4,4 millions d'euros (énergie éolienne) et à 2,2 millions d'euros (solaire PV). Figurent au nombre de ces instruments: mises à jour régulières par rapport aux objectifs à long terme en matière d'énergies renouvelables; réforme en cours de la politique énergétique; création et exploitation en cours d'un régulateur d'énergie; et coûts administratifs liés à l'exploitation des FIT et des appels d'offres PPA.

Pour les instruments financiers d'atténuation des risques, la plus importante composante du coût concerne les instruments destinés à faire face au risque du secteur financier, estimée à 192,0 millions d'euros (éolien) et 96,8 millions d'euros (solaire PV). Ces instruments consistent en des prêts publics à des conditions préférentielles, probablement fournis par des banques de développement multilatérales et bilatérales. Ces prêts publics sont modélisés compte tenu des importants volumes de financement nécessaire pour répondre aux objectifs du PST et de la probable pénurie de capitaux nationaux dans le secteur financier tunisien. En outre, figurent au nombre des autres instruments financiers d'atténuation des risques modélisés: indexation partielle du tarif du PPA en vue de faire face au risque monétaire (exposition au taux de change auquel les IPP peuvent être confrontés en raison des

prêts en devises fortes avec un PPA libellé en devises locales); et clauses d'enlèvement ferme (« take or pay ») dans le PPA pour faire face au risque de réseau/transmissions (panne ou baisse de tension) et de gestion du réseau (interruption)²⁷.

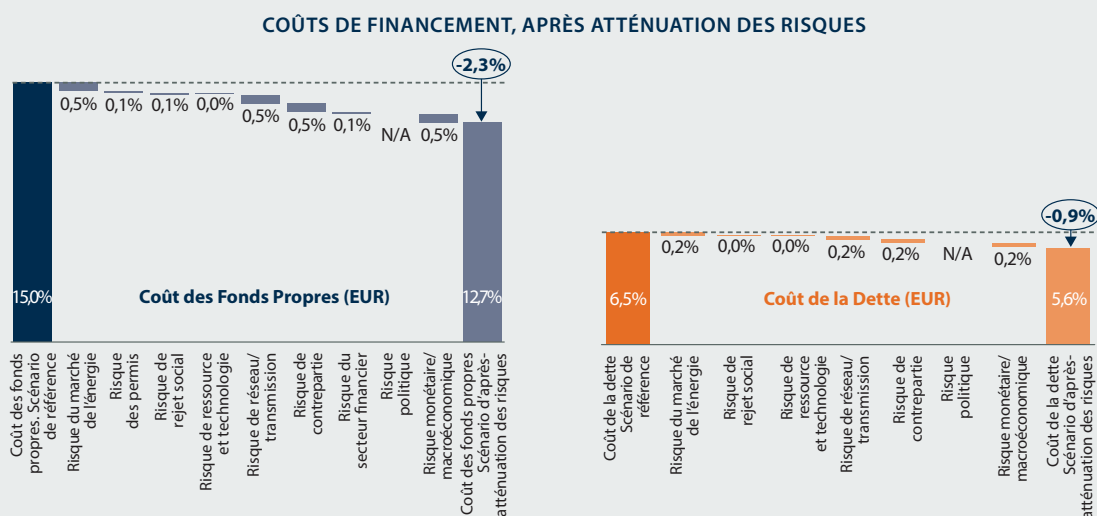
L'outil financier DREI permet également de modéliser les coûts des instruments d'action publique en termes de coûts financés nationalement et de coûts financés internationalement. Les coûts financés internationalement peuvent être financés par un pays donateur ou une institution donatrice (telle que le FEM ou le FVC). Une telle analyse des coûts n'a pas été réalisée pour les besoins du présent rapport, mais pourrait être utile pour la conception de la NAMA.

La ventilation complète de chacun des instruments d'action publique et de leurs coûts est présentée dans les Tableaux 7 (énergie éolienne) et 8 (solaire PV). Les détails des hypothèses et de la méthode utilisés pour générer les estimations de coûts sont stipulés dans l'Annexe A.

Impact des instruments d'action publique sur les coûts de financement

L'impact des instruments d'action publique sur la réduction des coûts de l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie est indiqué en Figure 13. Sur la base de l'analyse de modélisation, il est prévu que l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques réduise le coût moyen des fonds propres d'ici à 2030 de 2,3%, à un niveau de 12,7%, et le coût de la dette de 0,9%, à un niveau de 5,6%.

Figure 13: Impact des instruments d'action publique d'atténuation des risques sur la réduction des coûts de financement de l'énergie éolienne et du solaire PV en Tunisie



Source: entretiens avec des investisseurs et promoteurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV; modélisation; voir l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

Remarque: les impacts indiqués sont des impacts moyens sur la période de modélisation 2014-2030, en prenant comme hypothèse des effets relatifs au moment linéaires.

²⁸ Une clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») est une clause que l'on trouve dans le PPA et qui répartit essentiellement le risque entre les parties dans le cas où des pannes ou des réductions de puissance des lignes de transmission (exigées par l'opérateur du réseau) empêchent un IPP de fournir l'électricité produite par sa centrale fonctionnant à l'énergie renouvelable.

4.2.3 Coûts moyens actualisés (Etape 3)

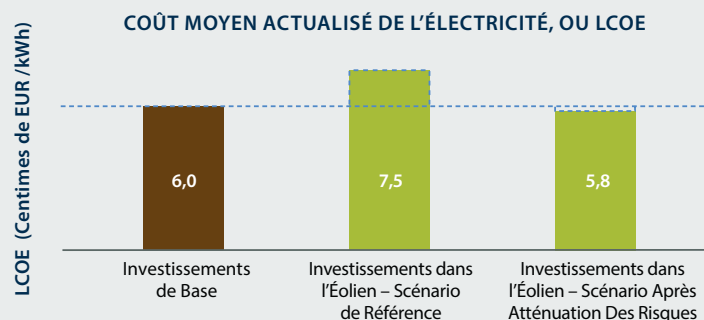
Les résultats de la modélisation en termes de LCOE pour l'énergie éolienne et le solaire PV sont respectivement présentés dans les Figures 14 et 15.

Le LCOE marginal de référence, fondé sur les investissements du secteur privé dans la technologie de gaz à cycle combiné, est estimé à 6,0 centimes d'euro par kWh.

Il est démontré que l'énergie éolienne est plus onéreuse que le coût de référence aujourd'hui, où le LCOE de l'énergie éolienne (scénario *de référence*) est estimé à 7,5 centimes d'euro par kWh. Toutefois, dans le scénario *d'après atténuation des risques*, l'ensemble d'instruments d'action publique sélectionnés réduit le LCOE pour l'énergie éolienne à 5,8 centimes d'euro par kWh. Dans ces conditions, si un prix préférentiel d'1,5 centime d'euro par kWh est aujourd'hui exigé pour l'énergie éolienne dans le scénario *de référence*, dans le scénario *d'après atténuation des risques*, l'énergie éolienne apparaît en fait plus compétitive et meilleur marché (de 0,2 centime d'euro par kWh) que le coût de référence.

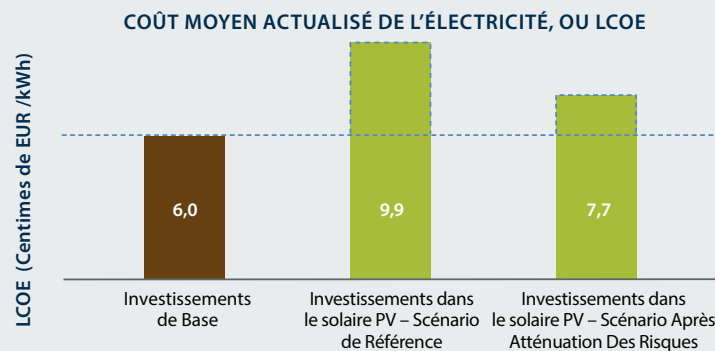
Il a été démontré que le solaire PV est plus onéreux que le coût de référence à la fois dans le scénario *de référence* et dans le scénario *d'après atténuation des risques*. L'ensemble d'instruments d'action publique réduit toutefois le LCOE de l'énergie éolienne, qui passe de 9,9 centimes d'euro par kWh (scénario *de référence*) à 7,7 centimes d'euro par kWh (scénario *d'après atténuation des risques*), réduisant le prix préférentiel requis, qui passe de 3,9 centimes d'euro par kWh à 1,7 centime d'euro par kWh.

Figure 14: LCOE pour les investissements de référence et dans l'énergie éolienne en Tunisie



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

Figure 15: LCOE pour les investissements de référence et dans le solaire PV en Tunisie



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

4.2.4 Evaluation (Etape 4)

Indicateurs de performance

Les indicateurs de performance du modèle, qui évaluent l'impact de l'atténuation des risques sur les objectifs fixés pour 2030 en ce qui concerne les investissements dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie, sont présentés dans les Figures 16 et 17.

Chacun des quatre indicateurs de performance prend une perspective différente pour évaluer la performance de l'ensemble d'instruments d'atténuation des risques.

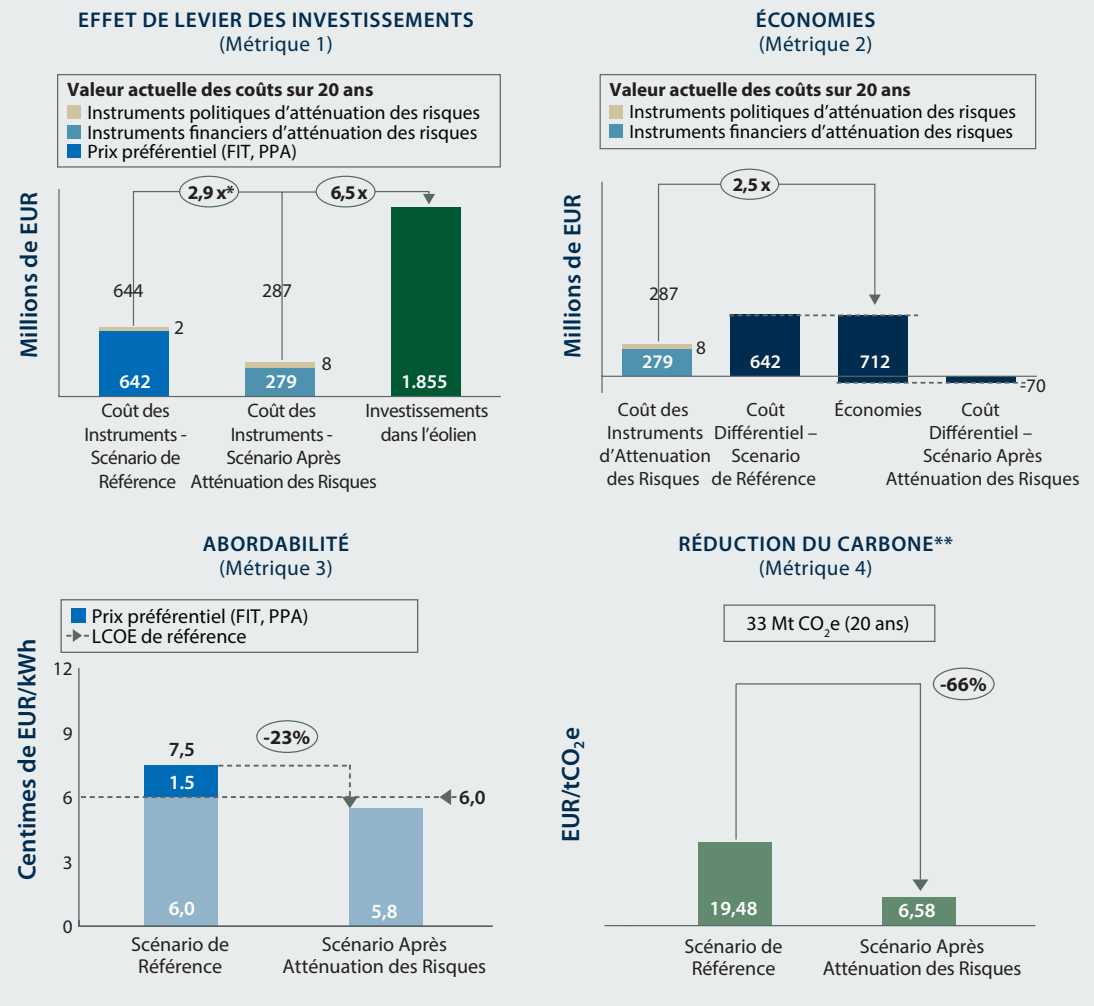
- **L'effet de levier de l'investissement** montre l'efficacité des instruments d'action publique pour ce qui est d'attirer les investissements, en comparant le coût total des instruments d'action publique avec les investissements du secteur privé qui en découlent.
- Le **taux d'économies** utilise une approche sociale, comparant le coût des instruments d'atténuation des risques déployés avec les économies réalisées par la société grâce au déploiement de ces instruments.
- La mesure de l'**accessibilité financière** emprunte le point de vue du consommateur d'électricité, en comparant le coût de production de l'énergie éolienne ou du solaire PV dans le scénario *d'après atténuation des risques* et dans le scénario de *référence* original.
- La mesure de **la réduction des émissions de carbone** prend une perspective d'atténuation des changements climatiques, en examinant le potentiel de réduction des émissions de carbone et en comparant les coûts de réduction des émissions de carbone (le coût par tonne de CO₂e en moins). Cela peut être une mesure utile pour les NAMA ainsi que pour comparer les prix du carbone.

Pris globalement, les indicateurs de performance pour l'éolien et le solaire PV montrent la manière dont le déploiement public des instruments d'atténuation des risques pour réaliser le Plan Solaire Tunisien peut sensiblement augmenter la compétitivité et l'accessibilité financière de l'énergie éolienne comme du solaire PV en Tunisie.

Pour l'énergie éolienne comme pour le solaire PV, par exemple, l'effet de levier de l'investissement montre que l'atténuation des risques témoigne d'une utilisation efficace du financement public.

- Pour l'énergie éolienne, on estime que l'objectif de 1.404 MW fixé pour 2030 par le PST exige un investissement du secteur privé de 1.855 millions d'euros. Dans le scénario de *référence*, dans l'environnement de risques d'aujourd'hui, on pense que la réalisation de l'objectif du PST pour 2030 implique un prix préférentiel de 642 millions d'euros sur 20 ans. Dans ces conditions, l'effet de levier de l'investissement est de 2,9x. Dans le scénario *d'après atténuation des risques*, un ensemble d'instruments d'atténuation des risques estimé à un coût de 275 millions de d'euros élimine le besoin de tout prix préférentiel. Dans ce cas, l'effet de levier de l'investissement augmente à 6,5x.
- Pour le solaire PV, on estime que l'objectif de 736 MW fixé par le PST pour 2030 exige un investissement de 935 millions d'euros de la part du secteur privé. La modélisation montre que le solaire PV exigera un prix préférentiel dans le scénario de *référence* comme dans le scénario *d'après atténuation des risques*. Un ensemble d'instruments d'atténuation des risques dont le coût est estimé à 130 millions d'euros peut toutefois toujours être bénéficiaire, réduisant le prix préférentiel en le faisant passer de 634 millions d'euros à 276 millions d'euros sur 20 ans. Dans ces conditions, l'effet de levier augmente de 1,5x (scénario de *référence*) à 2.2x (scénario *d'après atténuation des risques*).

Figure 16: Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques pour la promotion d'un investissement dans une capacité d'énergie éolienne de 1.404 MW en Tunisie

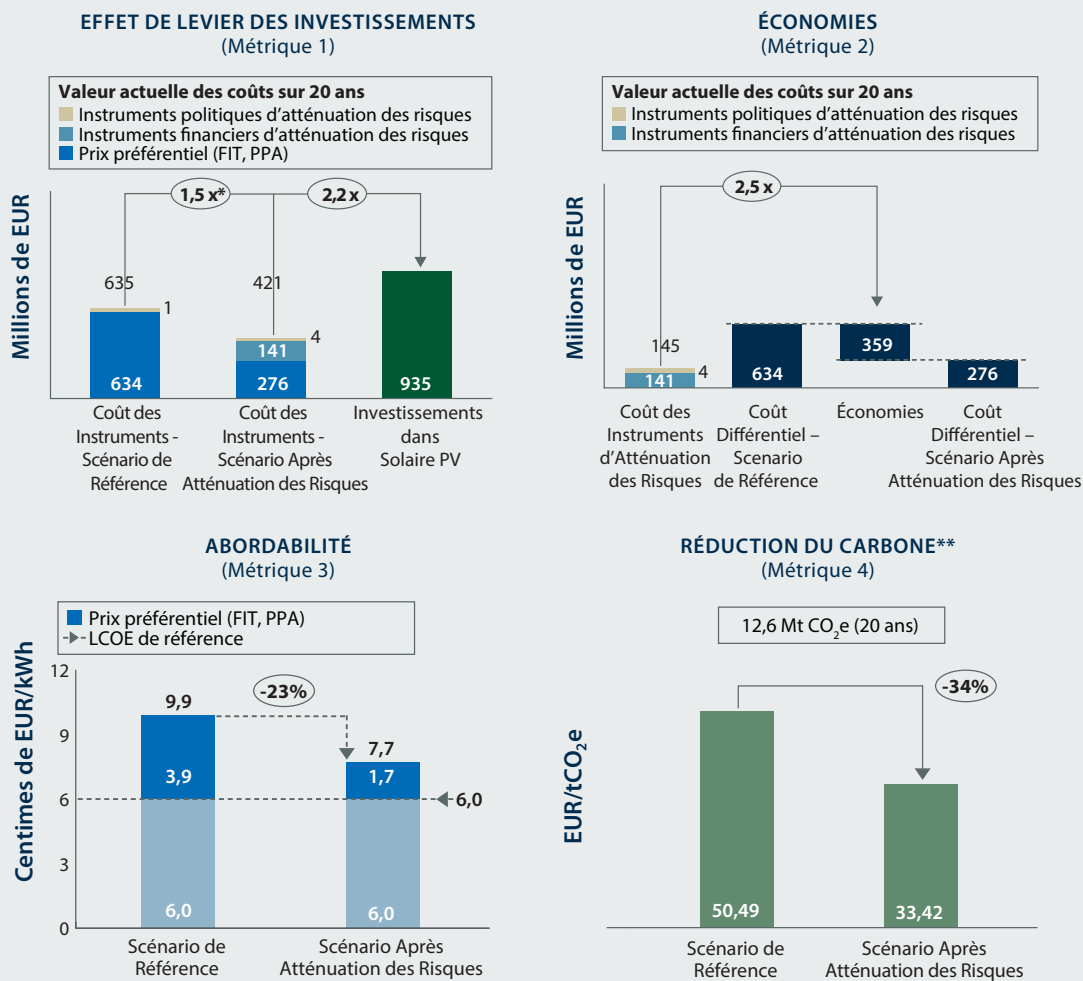


Source: modélisation; voir le Tableau 7 et l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.

*Dans le scénario de référence, il est possible que l'objectif complet d'investissement pour 2030 ne soit pas réalisé.

**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.

Figure 17: Indicateurs de performance pour l'ensemble sélectionné d'instruments d'atténuation des risques pour la promotion d'un investissement dans une capacité de solaire PV de 736 MW en Tunisie



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 est possible que l'objectif complet d'investissement pour 2030 ne soit pas réalisé.

**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

Une série initiale d'analyses de sensibilité a été menée pour l'énergie éolienne comme pour le solaire PV. Les analyses de sensibilité sont réalisées dans le but de mieux comprendre la solidité des résultats et d'être en mesure de tester les différents scénarios.

Les résultats du LCOE pour les analyses de sensibilité sont résumés dans les Tableaux 5 et 6 ci-dessous. Les résultats complets de chacune des analyses de sensibilité (cascade des coûts de financement, résultats LCOE et indicateurs de performance) sont exposés dans le document d'analyse de sensibilité présenté en complément du présent rapport.

Trois grands types d'analyses de sensibilité ont été réalisées.

- 1. Analyses de sensibilité basées sur une variété d'hypothèses au niveau des données principaux.** Celles-ci ont été réalisées pour les hypothèses suivantes au niveau des données: (i) coûts d'investissement, (ii) facteurs de capacité, (iii) coûts du gaz et (iv) coûts de financement. Les analyses de sensibilité donnent une indication de la mesure dans laquelle chaque paramètre de donnée a un impact sur les résultats. En guise d'illustration, pour ce qui concerne l'énergie éolienne, une augmentation du facteur de capacité de 30% (cas de base) à 35% (analyse de sensibilité) réduit le LCOE de l'énergie éolienne dans le scénario de *référence*, le faisant passer de 7,5 centimes d'euro par kWh à 6,4 centimes d'euro par kWh.
- 2. Analyses de sensibilité basées sur une variété de sélections d'instruments d'action publique.** Cette analyse de sensibilité examine différentes combinaisons d'instruments d'action publique. Cela peut aider à identifier la combinaison d'instruments la plus efficace, et le rapport coût-qualité relatif des différents instruments. La modélisation réalise une version simplifiée de ce type de sensibilité, examinant deux scénarios: le premier, un scénario qui utilise uniquement un ensemble d'instruments politiques d'atténuation des risques; le second, un scénario qui utilise seulement des instruments financiers d'atténuation des risques.

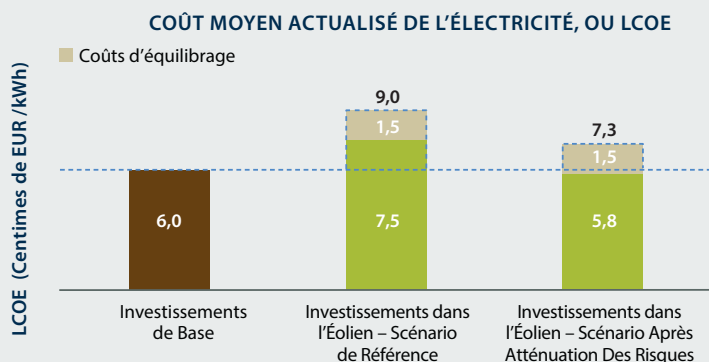
A titre d'exemple, pour le solaire PV, le scénario ne faisant appel qu'à des instruments politiques d'atténuation des risques, dans lequel le coût des instruments est estimé à 4,4 millions d'euros pour 2030, réduit le LCOE de 9,9 centimes d'euro à 9,0 centimes d'euro par kWh. Le scénario ne recourant qu'à des instruments financiers d'atténuation des risques, dans lesquels le coût des instruments est estimé à 140,6 millions d'euros pour 2030, réduit le LCOE de 9,9 centimes d'euro à 8,1 centimes d'euro par kWh.

- 3. Analyses de sensibilité sur les coûts d'équilibrage.** Cette analyse de sensibilité intègre le coût potentiel de l'équilibrage des technologies d'énergies renouvelables avec les capacités de distribution, reflétant la nature variable des énergies éolienne et solaire PV. Un grand débat a lieu sur la question de savoir si les coûts d'équilibrage doivent ou non être inclus lorsqu'on examine la compétitivité des énergies renouvelables²⁹. Cette analyse de sensibilité représente donc un point de vue conservateur sur l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie. De plus amples détails sur la méthode complète utilisée pour calculer les coûts d'équilibrage peuvent être consultés en Annexe A.4.

Les Figures 18 et 19 ci-dessous montrent les LCOE incluant les coûts d'équilibrage. Pour l'énergie éolienne, on estime que les coûts d'équilibrage entraînent un supplément de 1,5 centime d'euro par kWh pour le LCOE. Pour le solaire PV, on estime que les coûts d'équilibrage ajoutent un supplément de 0,8 centime d'euro par kWh au LCOE. Les coûts d'équilibrage sont plus bas pour le solaire PV que pour l'énergie éolienne, la production de solaire PV s'adaptant plus étroitement à la demande globale du système en Tunisie, le soleil donnant sa pleine puissance à la mi-journée et dans l'après-midi, périodes de consommation de pointe.

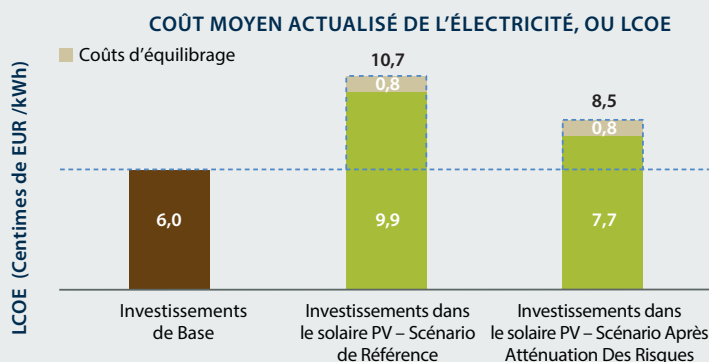
²⁹ On peut par exemple estimer que les coûts d'équilibrage ne doivent pas être modélisés puisque le modèle suppose que l'énergie solaire et le solaire PV ne représenteront que 30% de la production totale en 2030, et que ce niveau de production d'énergies renouvelables peut être absorbé par le réseau alimenté au gaz de la Tunisie avec un coût minimal d'interruption.

Figure 18: Sensibilité de l'énergie éolienne aux coûts d'équilibrage: résultats du LCOE



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

Figure 19: Sensibilité de l'énergie solaire PV aux coûts d'équilibrage: résultats du LCOE



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

Les résultats de l'analyse de sensibilité (Tableaux 5 et 6) identifient les hypothèses 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 ayant toutes un important impact sur la compétitivité de l'énergie éolienne et du solaire PV.

Les hypothèses concernant les coûts d'investissement (à savoir, le coût du matériel, tel que les turbines d'éoliennes et les panneaux solaires) ont 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 une diminution constante au fil du temps. Le cas de base du modèle utilise des données pour les coûts d'investissement actuels (2014) pour les besoins de cette hypothèse. Si les coûts des investissements continuent de diminuer, l'analyse de sensibilité examinera un scénario se basant sur des coûts d'investissement inférieurs (2022)³⁰. Les coûts d'investissement inférieurs pour 2022 entraînent des réductions significatives des LCOE de l'énergie éolienne comme du solaire PV. La production de l'énergie éolienne dans le scénario *d'après atténuation des risques* chute ainsi de 5,8 centimes d'euro par kWh à 5,2 centimes d'euro par kWh. De même, les coûts de production *après atténuation des risques* du solaire PV passent de 7,7 centimes d'euro à 6,6 centimes d'euro par kWh. Dans ce scénario, l'énergie éolienne serait bien meilleur marché que le coût de l'énergie de référence de 6,0 centimes d'euro par kWh, et le solaire PV n'exigerait désormais un prix préférentiel que de 0,6 centime d'euro par kWh.

³⁰ 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.

Tableau 5: Énergie éolienne: résumé des résultats du LCOE pour l'analyse de sensibilité.
(Toutes les sommes sont exprimées en centimes d'euro par kWh)

TYPE DE SENSIBILITÉ	DESCRIPTION DE LA SENSIBILITÉ	LCOE DE RÉFÉRENCE	LCOE DE RÉFÉRENCE POUR L'ÉOLIEN	LCOE D'APRÈS ATTÉNUATION DES RISQUES POUR L'ÉOLIEN
Cas de base	Aucun	6,0 centimes	7,5 centimes	5,8 centimes
Coûts d'investissement dans l'éolien	Coûts d'investissement inférieurs. Utilise une estimation des coûts d'investissement pour 2022 (le cas de base concerne les coûts d'investissement pour 2014)	–	6,8 centimes	5,2 centimes
Facteur de capacité de l'éolien	Facteur de capacité élevé. La sensibilité utilise 35% (le cas de base est 30%)	–	6,4 centimes	5,0 centimes
Coûts du gaz	Projections du coût du gaz 20% supérieures Projections du coût du gaz 20% inférieures	6,8 centimes 5,1 centimes	–	–
Coûts de financement	Coûts de financement 1% plus élevés (fonds propres=16,0%, dette=7,5%) Coûts de financement 1% moins élevés (fonds propres=14,0%, dette=5,5%) (le cas de base est: fonds propres =15,0%, dette=6,5%)	– –	7,9 centimes 7,0 centimes	6,0 centimes 5,6 centimes
Instruments politiques d'atténuation des risques uniquement	Sélection des seuls instruments politiques d'atténuation. Le coût des instruments est de 8,5 millions d'euros (le cas de base inclut à la fois les instruments politiques et financiers d'atténuation des risques)	–	–	6,8 centimes
Instruments financiers d'atténuation des risques uniquement	Sélection des seuls instruments financiers d'atténuation. Le coût des instruments est de 279,0 millions d'euros (le cas de base inclut à la fois les instruments politiques et financiers d'atténuation des risques)	–	–	6,1 centimes
Coûts d'équilibrage	Inclut les estimations des coûts d'équilibrage dans le LCOE (le cas de base n'inclut pas les coûts d'équilibrage)	–	9,0 centimes	7,3 centimes

Source: exercice de modélisation; voir le Tableau 7, l'Annexe A et le document d'Analyses de sensibilité pour de plus amples détails sur les hypothèses, la méthode et d'autres résultats.

Tableau 6: Solaire PV: résumé des résultats du LCOE pour l'analyse de sensibilité.
(Toutes les sommes sont exprimées en centimes d'euro par kWh)

TYPE DE SENSIBILITÉ	DESCRIPTION DE LA SENSIBILITÉ	LCOE DE RÉFÉRENCE	LCOE DE RÉFÉRENCE POUR LE SOLAIRE	LCOE D'APRÈS ATTÉNUATION DES RISQUES POUR LE SOLAIRE PV
Cas de base	Aucun	6,0 centimes	9,9 centimes	7,7 centimes
Coûts d'investissement dans le solaire PV	Coûts d'investissement inférieurs Utilise une estimation des coûts d'investissement pour 2022 (le cas de base est les coûts d'investissement pour 2014)	–	8,5 centimes	6,6 centimes
Coûts du gaz	Projections du coût du gaz 20% supérieures	6,8 centimes	–	–
	Projections du coût du gaz 20% inférieures	5,1 centimes	–	–
Coûts de financement	Coûts de financement 1% plus élevés (fonds propres=16,0%, dette=7,5%)	–	10,5 centimes	7,9 centimes
	Coûts de financement 1% moins élevés (fonds propres=14,0%, dette=5,5%)	–	9,3 centimes	7,4 centimes
	(le cas de base est: fonds propres =15,0%, dette=6,5 %)			
Instruments politiques d'atténuation des risques uniquement	Sélection des seuls instruments politiques d'atténuation. Le coût des instruments est de 4,4 millions d'euros (le cas de base inclut à la fois les instruments politiques et financiers d'atténuation des risques)	–	–	9,0 centimes
Instruments financiers d'atténuation des risques uniquement	Sélection des seuls instruments financiers d'atténuation. Le coût des instruments est de 140,6 millions d'euros (le cas de base inclut à la fois les instruments politiques et financiers d'atténuation des risques)	–	–	8,1 centimes
Coûts d'équilibrage	Inclut les estimations des coûts d'équilibrage dans le LCOE (le cas de base n'inclut pas les coûts d'équilibrage)	–	10,7 centimes	8,5 centimes

Source: exercice de modélisation; voir le Tableau 8, l'Annexe A et le document d'Analyses de sensibilité pour de plus amples détails sur les hypothèses, la méthode et d'autres résultats.

Tableau 7: Résumé des hypothèses de modélisation pour l'énergie éolienne en Tunisie

OBJECTIF ET RESSOURCES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	
Objectif 2030 (en MW)	1.404
Facteur de capacité (%)	30,0%
Production énergétique annuelle totale pour atteindre l'objectif (en MWh)	3.689.712
RÉFÉRENCE MARGINALE	
Mix énergétique	
Gaz naturel (%)	100%
Facteurs d'émissions du réseau (tCO ₂ e/MWh)	0,448
DONNÉES GÉNÉRALES DU PAYS	
Impôt effectif sur les sociétés (%)	30%
Coût public du capital (%)	6%

	SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE		SCÉNARIO D'APRÈS-ATTÉNUATION DES RISQUES
COÛTS DE FINANCEMENT			
Structure du capital			
Répartition dette/fonds propres	70%/30%		72,5%/27,5%
Coût de la dette			
Prêt public subventionné	N/A		4,0%
Prêts commerciaux avec garanties publiques	N/A		N/A
Prêts commerciaux sans garanties publiques	6,5%		5,6%
Durée des prêts			
Prêt public subventionné	N/A		20 ans
Prêts commerciaux avec garanties publiques	N/A		N/A
Prêts commerciaux sans garanties publiques	10 ans		11 ans
Coûts des fonds propres	15%		12,7%
Coût moyen pondéré du capital (CMPC) (Après impôts)	7,7%		5,9%
INVESTISSEMENT			
Investissement total (en millions d'euros)	€1.854,5		€1.854,5
Dette (en millions d'euros)			
Prêt public subventionné	€0,0		€672,3
Prêts commerciaux avec garanties publiques	€0,0		€0,0
Prêts commerciaux sans garanties publiques	€1.298,2		€672,3
Fonds propres (en millions d'euros)	€556,4		€510,0
COÛT DES INSTRUMENTS D'ACTION PUBLIQUE			
Instruments politiques d'atténuation des risques (en millions d'euros, valeur actuelle)			
Instruments concernant le risque du marché de l'énergie	€1,6		€4,4
Instruments concernant le risque des permis	N/A		€0,8
Instruments concernant le risque de rejet social	N/A		€0,8
Instruments concernant le risque de ressource et de technologie	N/A		€0,7
Instruments concernant le risque de réseau/transmission	N/A		€0,8
Instruments concernant le risque de contrepartie	N/A		€0,4
Instruments concernant le risque de contrepartie	N/A		€0,5
Instruments concernant le risque du secteur financier	€1,6		€8,5
Total			
Instruments financiers d'atténuation des risques (en millions d'euros, valeur actuelle)			
Instruments concernant le risque de réseau/transmission	N/A		€23,1
Instruments concernant le risque de contrepartie	N/A		N/A
Instruments concernant le risque du secteur financier	N/A		N/A
Prêts publics	N/A		€192,1
Garanties publiques pour les prêts commerciaux	N/A		N/A
Instruments concernant le risque politique	N/A		N/A
Instruments concernant le risque monétaire/macroéconomique	N/A		€63,8
Total			€279,0
Incitations financières directes (en millions d'euros)			
Valeur actuelle du prix préférentiel de PPA sur 20 ans	€642,3		€0,0

Source: modélisation; voir l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode.
Les coûts de financement sont des coûts moyens pour la période 2014-2030.

Tableau 8: Résumé des hypothèses de modélisation pour le solaire PV en Tunisie

OBJECTIF ET RESSOURCES EN MATIÈRE DE SOLAIRE PV	
Objectif 2030 (en MW)	736
Facteur de capacité (%)	21,8%
Production énergétique annuelle totale pour atteindre l'objectif (en MWh)	1.404.288
RÉFÉRENCE MARGINALE	
Mix énergétique	
Gaz naturel (%)	100%
Facteurs d'émissions du réseau (tCO ₂ e/MWh)	0,448
DONNÉES GÉNÉRALES DU PAYS	
Impôt effectif sur les sociétés (%)	30%
Coût public du capital (%)	6%

	SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE		SCÉNARIO D'APRÈS-ATTÉNUATION DES RISQUES
COÛTS DE FINANCEMENT			
Structure du capital			
Répartition dette/fonds propres	70%/30%		72,5%/27,5%
Coût de la dette			
Prêt public subventionné	N/A		4,0%
Prêts commerciaux avec garanties publiques	N/A		N/A
Prêts commerciaux sans garanties publiques	6,5%		5,6%
Durée des prêts			
Prêt public subventionné	N/A		20 ans
Prêts commerciaux avec garanties publiques	N/A		N/A
Prêts commerciaux sans garanties publiques	10 ans		11 ans
Coûts des fonds propres			
	15%		12,7%
Coût moyen pondéré du capital (CMPC) (Après impôts)			
	7,7%		5,9%
INVESTISSEMENT			
Investissement total (en millions d'euros)			
	€934,6		€934,6
Dette (en millions d'euros)			
Prêt public subventionné	€0,0		€338,8
Prêts commerciaux avec garanties publiques	€0,0		€0,0
Prêts commerciaux sans garanties publiques	€654,2		€338,8
Fonds propres (en millions d'euros)			
	€280,4		€257,0
COÛT DES INSTRUMENTS D'ACTION PUBLIQUE			
Instruments politiques d'atténuation des risques (en millions d'euros, valeur actuelle)			
Instruments concernant le risque du marché de l'énergie	€0,8		€2,2
Instruments concernant le risque des permis	N/A		€0,4
Instruments concernant le risque de rejet social	N/A		€0,5
Instruments concernant le risque de ressource et de technologie	N/A		€0,4
Instruments concernant le risque de réseau/transmission	N/A		€0,4
Instruments concernant le risque de contrepartie	N/A		€0,2
Instruments concernant le risque du secteur financier	N/A		€0,2
Total	€0,8		€4,4
Instruments financiers d'atténuation des risques (en millions d'euros, valeur actuelle)			
Instruments concernant le risque de réseau/transmission	N/A		€11,6
Instruments concernant le risque de contrepartie	N/A		N/A
Instruments concernant le risque du secteur financier	N/A		N/A
Prêts publics	N/A		€96,8
Garanties publiques pour les prêts commerciaux	N/A		N/A
Instruments concernant le risque politique	N/A		N/A
Instruments concernant le risque monétaire/macroéconomique	N/A		€32,2
Total	N/A		€140,6
Incitations financières directes (en millions d'euros)			
Valeur actuelle du prix préférentiel de PPA sur 20 ans	€634,5		€275,6

Source: modélisation; voir l'Annexe A pour de plus amples détails sur les hypothèses et la méthode. Les coûts de financement sont des coûts moyens pour la période 2014-2030.

Conclusions

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 plus global. Il est à espérer que les conclusions du présent rapport pourront être comparées, mises en perspective et combinées avec d'autres analyses.

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)³¹. La modélisation identifie neuf catégories de risques différentes, qui contribuent à ces coûts de financement supérieurs en Tunisie. Le risque du marché de l'énergie – qui concerne des 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 qu'il est possible de tirer de la modélisation est qu'investir dans des mesures d'atténuation des risques pour faire face à ces risques d'investissement constitue une approche à bon rapport coût-efficacité pour la réalisation des objectifs d'investissements stipulés dans le Plan Solaire Tunisien. Les mesures d'atténuation 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 2030³²), 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 2030³³), 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 au niveau du prix préférentiel est de 276 millions d'euros sur 20 ans.

Globalement, les résultats indiquent que tous les instruments d'atténuation des risques pouvant 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.

³¹ Coût des fonds propres et coût de la dette libellés en euros.

³² Les coûts annuels sont indiqués en euros de 2014.

³³ 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 d'une NAMA. Selon les résultats, la méthode DREI apparaît bien adaptée à la conception d'une 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 prévues des émissions de gaz à effet de serre.

La méthode DREI utilisée sera désormais appliquée dans le cadre du projet de NAMA PST mis en œuvre par l'ANME et financé par le FEM. Le projet vise à appliquer la méthode DREI à l'énergie éolienne, au solaire PV et à la CSP. Il est prévu que ces analyses s'appuieront sur la modélisation présentée dans le présent rapport et permettront de la développer. Si, par exemple, la conception de la NAMA intègre le crédit carbone, l'analyse mettra un accent accru sur cette modalité.

Domaines nécessitant des travaux plus poussés

L'équipe de modélisation a identifié un certain nombre de domaines de travail à approfondir en vue de futures applications de la méthode DREI en Tunisie.

- **Le rôle des subventions accordées aux combustibles fossiles.** En raison du caractère limité des données, il n'a pas été possible d'intégrer les subventions accordées aux combustibles fossiles dans la modélisation. Ce type de subventions fait actuellement l'objet d'une réforme en Tunisie, et une fois que les données et la visibilité auront été améliorées, la modélisation pourra être renforcée en les incluant. Ces subventions peuvent avoir un important impact sur l'attractivité de l'éolien et du solaire PV.
- **Analyses de sensibilité.** L'analyse menée aux fins de cette modélisation a été de nature préliminaire. Figurent parmi les domaines de travail à approfondir: (i) collecte additionnelle de données et affinement des hypothèses, par exemple liées aux coûts d'équilibrage; (ii) examen des sensibilités combinées (changements pour des données multiples de manière simultanée), en plus de l'examen des sensibilités individuelles réalisé jusqu'à maintenant; et (iii) examen de la probabilité qu'un paramètre d'entrée essentiel puisse changer.
- **Analyses des coûts.** L'établissement des coûts des instruments aux fins de cette modélisation a été de nature préliminaire. Il convient de poursuivre la collecte des données et le développement de la méthode afin de pouvoir établir les coûts des instruments politiques et financiers d'atténuation des risques. La modélisation future peut en outre examiner les coûts en fonction des sources de financement, allouant des coûts aux sources nationales, internationales et du marché.

“La méthode DREI sera utilisée désormais pour élaborer pour la NAMA pour le PST.”

Annexes

- A. Méthode et données
 - A.1. Étape 1 – Environnement de risques
 - A.2. Étape 2 – Instruments d'action publique
 - A.3. Étape 3 – Coûts moyens actualisés
 - A.4. Étape 4 – Évaluation
- B. Références

Annexes

ANNEXE A. METHODE ET DONNÉES

La présente annexe présente la méthode, les hypothèses et les données qui ont été utilisés pour réaliser la modélisation décrite dans le présent rapport.

La modélisation suit étroitement la méthode exposée dans le rapport du PNUD *Atténuation des risques des investissements dans les énergies renouvelables* (« *Derisking Renewable Energy Investment Report* ») (Waissbein et al., 2013) (le « Rapport DREI »). L'organisation de la présente annexe épouse les quatre étapes du cadre du rapport DREI: l'étape d'environnement de risques (Etape 1), l'étape d'instruments d'action publique (Etape 2), l'étape de coûts moyens actualisés (Etape 3) et l'étape d'évaluation (Etape 4). L'énergie éolienne et le solaire PV sont examinés en vertu de chaque étape.

La modélisation utilise en outre l'outil financier (sous Microsoft Excel) créé pour le cadre du rapport DREI. L'outil financier est libellé en euros de 2014 et couvre une période de base allant du 1^{er} janvier 2014 (soit plus ou moins le temps présent) au 31 décembre 2030 (l'année-butoir pour les objectifs de la Tunisie en ce qui concerne ses énergies renouvelables). Il se peut que les durées de vie des actifs des techniques de production se prolongent au-delà de 2030, élément qui est pris en compte par l'outil financier.

Le rapport DREI et l'outil financier peuvent être téléchargés depuis www.undp.org/DREI.

A.1 Étape 1 – Environnement de risques

Les données utilisées dans le cadre de l'étape d'environnement de risques proviennent de trois sources principales:

- L'expérience du PNUD en matière d'énergies renouvelables, et les analyses qu'il a réalisées à ce sujet, en particulier le rapport DREI.
- De multiples entretiens informatifs organisés avec des parties prenantes et des experts pertinents, tels que des responsables gouvernementaux (en particulier de l'ANME), des praticiens du développement international et des acteurs nationaux dans le domaine des énergies renouvelables.
- 12 entretiens structurés avec des investisseurs et promoteurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie et dans le pays obtenant les meilleurs résultats en la matière.

En vue de recueillir ces données, l'équipe de projet du PNUD a réalisé trois missions sur le terrain en Tunisie au cours d'une période allant de la fin 2013 à la mi-2014.

Traitement conjoint de l'énergie éolienne et du solaire PV

L'étape d'environnement de risques (Etape 1) est menée à bien en utilisant une série unique et commune d'hypothèses et de données à la fois pour l'énergie éolienne et le solaire PV.

Il est reconnu que les profils de risques de l'énergie éolienne et du solaire PV à grande échelle peuvent différer, notamment en ce qui concerne le risque de ressource et de technologie. Les résultats des entretiens organisés avec les investisseurs dans l'énergie éolienne et le solaire PV ont toutefois clairement montré que ces différences sont minimales dans le contexte tunisien. Dans ces conditions, une approche unique et commune a été adoptée en vue de simplifier l'analyse et d'éviter des séries multiples de résultats.

Tableau des obstacles et des risques pour des parties prenantes multiples

Le tableau des obstacles et des risques pour des parties prenantes multiples pour l'énergie éolienne et le solaire PV est tiré du tableau générique pour les énergies renouvelables à grande échelle présenté dans le rapport DREI, (Section 2.1.1). Il est composé de 9 catégories de risques et de 20 obstacles sous-jacents. Ces catégories de risques, obstacles et leurs définitions peuvent être consultés dans le Tableau 3 figurant dans le corps du présent rapport.

Calcul de l'impact des catégories de risques sur le caractère plus élevé des coûts de financement

La base de la cascade des coûts de financement produite par la modélisation est structurée, des entretiens quantitatifs ont été organisés avec des investisseurs et des promoteurs dans l'énergie éolienne. Les entretiens ont été menés à bien de manière confidentielle, et toutes les données recueillies pendant ceux-ci ont été consolidés. Les entretiens et le traitement des données ont été réalisés conformément à la méthode décrite dans l'encadré 3 ci-dessous, les investisseurs attribuant une cote à chacune des catégories de risques en fonction de (i) la probabilité de la survenue d'événements négatifs et (ii) du niveau d'impact financier de ces événements (s'ils devaient se produire), et notant (iii) l'efficacité des instruments d'action publique pour ce qui est de faire face à chacune des catégories de risques. Les investisseurs se sont également vus demander de fournir des estimations de leur coût de fonds propre, de leur coût de la dette, de la structure de leur capital et de la durée des prêts. Il a été au préalable fourni aux personnes interrogées un document d'information stipulant les définitions et les questions principales, et les entretiens ont généralement duré entre 45 et 90 minutes.

Encadré 3: Méthode pour quantifier l'impact des catégories de risques sur les coûts de financement plus élevés

1. Entretiens

Les entretiens ont été organisés avec des investisseurs de dette et de fonds propres dans l'énergie éolienne et le solaire PV en Tunisie, ainsi que dans le pays obtenant les meilleurs résultats en la matière, l'Allemagne. Les personnes interrogées se sont vues demander de fournir deux types de données:

- Des notes attribuées aux diverses catégories de risques identifiées dans le cadre d'obstacles et de risques. Les deux questions posées lors des entretiens pour quantifier les catégories de risques sont présentées dans la Figure 20.
- Le coût actuel de financement pour effectuer un investissement aujourd'hui, qui représente le point final de la cascade (ou le point de départ dans le cas du pays obtenant les meilleurs résultats en la matière).

Figure 20: Questions des entretiens visant à quantifier l'impact des catégories de risques sur les coûts des fonds propres et de la dette

Q1: Quel est selon vous le niveau de probabilité que les faits sous-tendant la catégorie particulière de risque se produisent?

○ ○ ○ ○ ○

IMPROBABLE 1 2 3 4 5 TRÈS PROBABLE

Q2: Quel est selon vous l'impact financier des faits sous-tendant la catégorie de risque particulière, s'ils se produisent ?

○ ○ ○ ○ ○

IMPACT FAIBLE 1 2 3 4 5 IMPACT ÉLEVÉ

(Continued over the next page)

Encadré 3: Méthode pour quantifier l’impact des catégories de risques sur les coûts de financement plus élevés (Suite)

2. Traitement des données recueillies

Les données recueillies pendant les entretiens sont alors traitées. La méthode implique l’identification de la différence totale du coût des fonds propres ou de la dette entre le pays en développement (la Tunisie) et le pays développé obtenant les meilleurs résultats en la matière (l’Allemagne). Cette figure indiquant la différence totale reflète le coût de financement additionnel total dans le pays en développement.

Les notes accordées pendant les entretiens à chacune des catégories de risques concernent les deux composantes d’un risque: la *probabilité* qu’un événement négatif survienne par rapport à la probabilité qu’un tel événement arrive dans un pays obtenant les meilleurs résultats en la matière, et l’*impact financier* de l’événement si un tel événement survient. (Voir le rapport DREI, Section 2.1.1). Ces deux notes sont alors multipliées pour obtenir une note totale par catégorie de risque. Ces notes totales de risques sont alors utilisées pour calculer au prorata le coût des fonds propres ou de la dette et pour répartir la différence totale dans ces coûts.

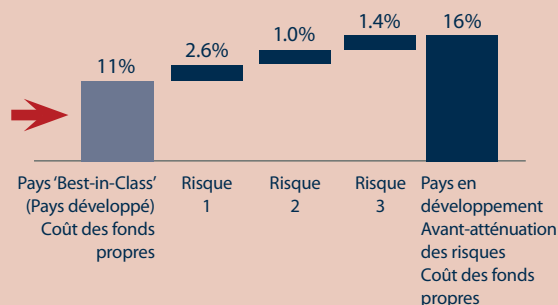
Un exemple très simplifié, montrant l’approche de base, est illustré en Figure 21.

Figure 21: Application illustrative simplifiée de la méthode en vue de déterminer l’impact des catégories de risques sur l’augmentation des coûts de financement

COÛT DES FONDS PROPRES	
Pays en développement	16%
Pays « best-in-class »	11%
Écart total	5%

NOTES DES INVESTISSEURS POUR COÛT DES FONDS PROPRES	Niveau de probabilité		Impact financier	=	Notes totales pour chaque risque
Catégorie de risque 1	4	X	4	=	16
Catégorie de risque 2	2	X	3	=	6
Catégorie de risque 3	3	X	3	=	9
Montant total					31

CALCUL AU PRORATA	Calcul au prorata des notes totales des risques		Écart total coût des fonds propres	=	Coût des fonds propres pour chaque catégorie de risque
Catégorie de risque 1	16/31	X	5%	=	2.6%
Catégorie de risque 2	6/31	X	5%	=	1.0%
Catégorie de risque 3	9/31	X	5%	=	1.4%
Montant total					5.0%



En outre, les mesures clés suivantes ont été prises pour calculer la cascade des coûts de financement:

- En vue de rendre les entretiens comparables, les investisseurs se sont vus demander d'accorder leurs notes tout en prenant en considération une liste de huit hypothèses principales au sujet de l'investissement dans l'énergie éolienne et le solaire PV, ainsi que cela est respectivement illustré dans les Encadrés 4 et 5. Pour maintenir une cohérence, ces hypothèses ont été ensuite utilisées pour mettre en forme les données dans le calcul du LCOE pour l'énergie éolienne, lors de l'Étape 3.
- Les investisseurs de fonds propres dans les énergies renouvelables sont généralement davantage exposés aux risques du développement. La modélisation utilise l'ensemble complet de 9 catégories de risques auxquels sont confrontés les investisseurs de fonds propres. Les catégories de « risque des permis » et de « risque de

Encadré 4: Les huit hypothèses d'investissement pour l'énergie éolienne en Tunisie

1. Accorde des notes sur la base de l'environnement d'investissement actuel dans le pays aujourd'hui
2. Suppose que vous avez l'occasion d'investir dans un parc éolien terrestre de 50 à 100 MW
3. Suppose l'utilisation de turbines de classe 2 à 3 MW provenant d'un fabricant de qualité ayant fait ses preuves
4. Suppose un modèle d'affaires construire-posséder-exploiter (CPE)
5. Suppose un contrat global O&M
6. Suppose que des lignes de transmission bien entretenues ayant des capacités disponibles sont situées dans un rayon de 10 km du site du projet
7. Suppose l'existence d'un sous-contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) imposant des pénalités élevées en cas de rupture de contrat
8. Suppose une structure de financement de projet sans recours à des actionnaires

Encadré 5: Les huit hypothèses d'investissement pour le solaire PV en Tunisie

1. Accorde des notes sur la base de l'environnement de l'investissement actuel dans le pays aujourd'hui
2. Suppose que vous avez l'occasion d'investir dans une centrale solaire PV de 10 à 100 MW
3. Suppose le recours à un fabricant de panneaux PV c-Si de haute qualité ayant fait ses preuves
4. Suppose un modèle d'affaires construire-posséder-exploiter (CPE)
5. Suppose un contrat global O&M
6. Suppose que des lignes de transmission bien entretenues avec des capacités disponibles sont situées dans un rayon de 10 km du site du projet
7. Suppose l'existence d'un sous-contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) imposant des pénalités élevées en cas de rupture de contrat
8. Suppose une structure de financement de projet sans recours à des actionnaires

financement » sont éliminées pour les investisseurs de dette, dans la mesure où l'on suppose que les banques imposeront des conditions préalables, notamment l'existence de licences et le recours à un financement par apport de fonds propres, avant d'examiner une demande de financement. La modélisation utilise par conséquent 7 catégories de risques en ce qui concerne les investisseurs de dette.

- La modélisation a retenu l'Allemagne comme étant le pays montrant l'exemple du meilleur environnement d'investissement pour l'énergie éolienne et le solaire PV. L'Allemagne est en effet généralement considérée par les investisseurs internationaux comme un pays doté d'un régime politique et réglementaire extrêmement bien conçu et géré, présentant un risque minimal au niveau de l'ensemble des 9 catégories de risques d'investissement. L'Allemagne sert ainsi de référence – la colonne la plus à gauche de la cascade des coûts de financement.

A.2. Étape 2 – Instruments d'action publique

Tableau des instruments d'action publique

Le tableau des instruments d'action publique pour l'énergie éolienne et le solaire PV est tiré du tableau général figurant dans le rapport DREI (Section 2.2.1). Le tableau complet est présenté dans le Tableau 3.

En vue de garder la portée de la modélisation gérable, l'ensemble d'instruments politiques d'atténuation des risques pour la réforme des subventions aux combustibles fossiles (partie du « risque du marché de l'énergie ») est exclu de la modélisation.

Des instruments individuels ont alors été sélectionnés pour la Tunisie à partir du tableau des instruments d'action publique, d'une manière globale: si la cascade des coûts de financement a identifié des coûts de financement marginaux pour une catégorie de risque particulière, l'instrument d'action publique correspondant du tableau a alors été déployé et modélisé.

Instruments politiques d'atténuation des risques

The following is a summary of the key approaches taken:

- **Coût public.** Les estimations concernant le coût public des instruments politiques d'atténuation des risques sont calculés sur la base de la modélisation ascendante. Celle-ci suit l'approche d'établissement des coûts stipulée dans le rapport DREI (Section 2.2.2.). Chacun des instruments a été modélisé sur le plan des coûts des: (i) employés à plein temps et (ii) consultations/services externes. Généralement, les employés à plein temps sont modélisés pour le fonctionnement d'un instrument (par exemple, les employés à plein temps nécessaire pour pourvoir en personnel un régulateur d'énergie), et des consultations/services externes sont modélisés pour des activités telles que la conception et l'évaluation de l'instrument, ainsi que certains services tels que les campagnes d'information/sensibilisation. Les mesures politiques d'atténuation sont modélisées pour une période allant jusqu'à 17 ans, s'échelonnant de 2014 à 2030. Les données ont été tirées des analyses budgétaires du gouvernement tunisien, des budgets relatifs aux activités des agences de développement opérant en Tunisie, ainsi que de l'expérience interne du PNUD. Voir les Tableaux 7 et 8 pour consulter les estimations de coûts des instruments politiques d'atténuation des risques.
- **Efficacité.** Les estimations de l'efficacité des instruments politiques d'atténuation des risques pour ce qui est de réduire les coûts de financement sont basées sur les entretiens structurés organisés avec les investisseurs, qui ont été ensuite ajustés en vue de tenir compte de l'expérience interne du PNUD. Les hypothèses utilisées pour l'efficacité finale (au bout de 20 ans) sont indiquées dans le Tableau 9. Compte tenu du fait que certains instruments politiques d'atténuation des risques pouvant mettre du temps à atteindre leur efficacité maximale, une approche linéaire (rectiligne) aux temps-effets est modélisée sur une période d'investissement cible de 20 ans – dans le Tableau, il y est fait référence sous le terme de réduction pour temps-effet.

Tableau 9: Hypothèses de modélisation pour assurer l'efficacité des instruments politiques d'atténuation des risques

CATÉGORIE DE RISQUE	INSTRUMENTS POLITIQUES D'ATTÉNUATION DES RISQUES	EFFICACITÉ	RÉDUCTION POUR TEMPS-EFFET	COMMENTAIRES
Risque du marché de l'énergie	Objectifs à long terme; cadre réglementaire; PPA standardisé; régulateur indépendant.	75%	50%	Réponses des entretiens: haute efficacité.
Risque des permis	Rationalisation des procédures de permis; établissement d'un guichet unique dédié pour les permis RE; exécution du contrat et mécanismes de recours.	50%	50%	Réponses des entretiens: efficacité modérée.
Risque de rejet social	Campagnes de sensibilisation ciblant le grand public; modèles pilotes pour l'implication de la communauté aux sites du projet.	50%	50%	Réponses des entretiens: efficacité modérée.
Risque de ressource et de technologie	Évaluation des ressources; technologie et assistance O&M assistance.	25%	50%	Réponses des entretiens: efficacité modérée/ faible.
Risque de réseau/ transmission	Code de réseau; études de gestion du réseau.	50%	50%	Réponses des entretiens: efficacité modérée.
Risque de contrepartie	Renforcement de la gestion du service et de la performance opérationnelle pour les opérations existantes.	50%	50%	Réponses des entretiens: haute efficacité.
Risque du secteur financier	Réforme du secteur financier; renforcement de la familiarité et des capacités d'investissement des investisseurs pour les énergies renouvelables.	25%	50%	Réponses des entretiens: efficacité modérée/ faible.

Instruments financiers d'atténuation des risques

Les hypothèses de modélisation pour les instruments politiques d'atténuation des risques reposent sur l'expérience interne du PNUD, des entretiens avec des représentants des institutions financières internationales et des entretiens avec des promoteurs de projets.

De manière empirique, la sélection, l'établissement des prix et l'établissement des coûts des instruments politiques d'atténuation des risques pour un investissement dans une énergie renouvelable particulière sont déterminés au cas par cas, et reflètent les caractéristiques particulières de risque/rendement de cet investissement. Les hypothèses de modélisation couvrent plutôt les investissements totaux effectués pour réaliser l'objectif de la Tunisie en matière d'énergie éolienne d'ici à 2030, et constituent une formulation simplifiée mais plausible pour la sélection et l'établissement des prix des instruments financiers d'atténuation des risques. Les points suivants résument les principales hypothèses utilisées.

- **Coût.** Les estimations du coût public des instruments politiques d'atténuation des risques sont indiquées dans le Tableau 10 ci-dessous.

Tableau 10: Hypothèses de modélisation pour l'établissement des coûts des instruments financiers d'atténuation des risques

CATÉGORIE DE RISQUE	INSTRUMENTS FINANCIERS D'ATTÉNUATION DES RISQUES	DESCRIPTION DES HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION
Risque de réseau/transmission	Clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») du PPA ³⁴	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que 2% de la production annuelle sont perdus à cause de la gestion du réseau (réductions) ou de pannes de transmission (coupures/baisses de tension) • Suppose que les 50% du revenu des IPP perdus à cause de la gestion du réseau ou de pannes de transmission sont remboursés par le biais d'une clause d'enlèvement ferme (« take or pay »)
Risque de contrepartie	Garantie gouvernementale	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que le Ministère tunisien de l'Economie et des Finances fournit une « Lettre de soutien » pour chacun des PPA passés entre le IPP et la STEG • Hypothèse simplificatrice selon laquelle aucun coût n'est attribué à la lettre du Ministère de l'Economie et des Finances
Risque du secteur financier	Prêt public	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose que les prêts illustratifs en dollars EU/euros assortis de conditions préférentielles de 4% sur une durée de 20 ans accordés par les banques multilatérales de développement couvrent 50% des besoins de la dette totale. Cela vise à faire face à un manque possible de capital dans le secteur financier national tunisien. • Coût public: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Suppose que le coût public s'élève à 100% du montant du prêt accordé au IPP ◦ Suppose un coefficient multiplicateur du capital libéré de 3,5x, en reconnaissant que les banques multilatérales de développement peuvent émettre des titres de créance sur les marchés financiers, augmentant ainsi leur capital libéré (ONU, 2010)
Risque monétaire/macroeconomique	Indexation partielle du change du PPA ³⁵	<ul style="list-style-type: none"> • Suppose un mécanisme illustratif par lequel les IPP peuvent demander une indexation partielle du tarif du PPA libellé en dinars tunisiens en euros. • Suppose pour illustration que 50% du tarif du PPA libellé en dinars tunisiens soient indexés. • Suppose une dépréciation annuelle de 4% du dinar tunisien par rapport à l'euro, sur la base de l'historique des taux de change.

³⁴ Une Clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») est une clause que l'on trouve dans les Accords d'achat d'énergie (PPA), qui répartit le risque entre les parties dans le cas où les pannes ou réductions de puissance des lignes de transmission (exigées par l'opérateur du réseau) empêchent l'IPP de fournir l'électricité produite par sa centrale d'énergie renouvelable.

³⁵ L'indexation partielle exige que les tarifs libellés dans une devise locale stipulés dans un PPA soient partiellement indexés sur des devises étrangères fortes, telles que l'euro ou le dollar E.U.. Ce faisant, les IPP sont partiellement protégés contre les fluctuations de devises. Si un processus d'appel d'offres 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 du secteur public.

- **Efficacité.** Les estimations concernant l'efficacité des instruments politiques d'atténuation des risques pour ce qui est de réduire les coûts de financement sont basés sur les entretiens structurés organisés avec les investisseurs, ajustés ultérieurement en vue de prendre en compte l'expérience interne du PNUD. Les chiffres de l'efficacité ont un impact complet et immédiat une fois que l'instrument est mis en œuvre (à savoir, aucune réduction pour temps-effet). Les hypothèses concernant l'efficacité sont exposées dans le Tableau 11.

Tableau 11: Hypothèses de modélisation pour assurer l'efficacité des instruments financiers d'atténuation des risques

CATÉGORIE DE RISQUE	INSTRUMENTS FINANCIERS D'ATTÉNUATION DES RISQUES	EFFICACITÉ	RÉDUCTION POUR TEMPS-EFFET	COMMENTAIRES
Risque de réseau/transmission	Clause d'enlèvement ferme (« take or pay ») du PPA	25%	0%	Réponses des entretiens: haute efficacité. Des risques résiduels demeurent toutefois.
Risque de contrepartie	Garantie gouvernementale	25%	0%	Réponses des entretiens: efficacité modérée.
Risque du secteur financier	Emprunt public	0% [Impact par le biais de taux d'intérêt réduits]	50%	Réponses des entretiens: haute efficacité.
Risque monétaire/macroéconomique	Indexation partielle du PPA sur le taux de change	50%	0%	Réponses des entretiens: haute efficacité. Des risques résiduels demeurent toutefois.

Encadré 6: Formule LCOE de modélisation

$$\% \text{ Capital en fonds propres} * \text{ Investissement total} + \sum_{t=1}^T \frac{(Dépenses O\&M)_t + (Coûts de financement de la dette)_t - \text{Taux d'impôt} * (Dépense d'intérêts_t + \text{Amortissement}_t + Dépenses O\&M_t)}{(1 + \text{Coût des Fonds Propres})^t}$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{\text{Production d'électricité}_t * (1 - \text{Taux d'impôt})}{(1 + \text{Coût des Fonds Propres})^t}$$

Où,

% capital en fonds propres = portion de l'investissement financé par des investisseurs en fonds propres

Dépenses O&M = dépenses de fonctionnement et d'entretien

Coûts de financement de la dette = paiements des intérêts et du principal sur la dette

Dépréciation = dépréciation des actifs immobilisés

Coût des fonds propres = TRI des fonds propres cibles après impôts

A.3. Étape 3 – Coûts moyens actualisés

Calcul du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE)

L'outil financier du rapport DREI est utilisé pour les calculs du LCOE. L'outil financier se fonde sur une approche des LCOE basée sur la part de fonds propres, qui est également utilisée par l'ECN et le NREL (AIE, 2011; NREL, 2011). L'Encadré 6 stipule la forme LCOE utilisée. Dans cette approche, une structure capitalistique (dette et fonds propres) est déterminée pour l'investissement, et le coût des fonds propres est utilisé pour réduire les flux de trésorerie de l'énergie.

Une dépréciation linéaire fiscalement déductible de 95% des actifs immobilisés est utilisée sur la durée de vie de l'investissement. Le taux normal de l'impôt sur les sociétés pour la Tunisie, de 30%, a été utilisé (Deloitte, 2012). L'hypothèse ne prend en compte aucun crédit d'impôt ou autre traitement fiscal particulier.

Coûts moyens actualisés du mix énergétique de référence et émissions

La modélisation fait un certain nombre de choix méthodologiques et d'hypothèses importantes au sujet de la référence. Les principaux éléments de l'approche utilisée sont les suivants:

- Une approche de référence marginale (marge d'accumulation) est utilisée compte tenu du fait que la Tunisie se caractérise par une demande énergétique en croissance rapide, ce qui fait que les nouvelles installations d'énergie éolienne et de solaire PV ne remplaceront probablement pas les capacités existantes.
- Une perspective de secteur privé est entre autre appliquée à l'investissement de référence, et ainsi les coûts de financement du secteur privé sont modélisés. Cela reflète le fait que la Tunisie cherche à attirer l'investissement du secteur privé, quelle que soit la technologie énergétique, et permet la comparabilité du LCOE de référence marginale (secteur privé) avec les LCOE de l'énergie solaire et du solaire PV (également secteur privé).
- A ce jour en Tunisie, les investissements des IPP historiques du secteur privé ont été effectués dans la technologie à turbine à gaz à cycle combiné en tant que technologie de référence marginale.
- Les hypothèses en matière de modélisation pour les TGCC sont présentées dans le Tableau 12 ci-dessous.

Tableau 12: Hypothèses de modélisation pour les technologies énergétiques de référence: turbine à gaz à cycle combiné (TGCC)

ÉLÉMENT TECHNOLOGIQUE	HYPOTHÈSE	SOURCE
Coût d'investissement initial (EUR/MW_{el})	700.000	Schmidt <i>et al.</i> (2012)
Coût O&M sauf combustibles (EUR/MW_{el})	27.100	Schmidt <i>et al.</i> (2012)
Durée de vie (en années)	25	Schmidt <i>et al.</i> (2012)
Efficacité du système	52,7%	Etude sur le mix énergétique de la Tunisie (ANME, 2013)
Facteur de capacité	79,9%	Etude sur le mix énergétique de la Tunisie (ANME, 2013)
Facteur d'émission	0,448 tCO ₂ e/MWh	DDP du MDP de Bizerte (2012)

- Les coûts de financement du secteur privé sont utilisés pour calculer le LCOE du mix de référence marginale. Le coût des fonds propres et le coût de la dette utilisé pour les TGCC ont été ceux obtenus pour les énergies éolienne et solaire (scénario de *référence*) en Tunisie, réduits de 15% en vue de prendre en compte l'historique des TGCC par rapport à l'énergie éolienne. Les durées des prêts ont été définies comme la moitié de la durée de vie de la technologie de production concernée.
- Les prix actuels des combustibles ont été pris comme point de départ puis augmentés au fil du temps au moyen des projections des prix à moyen terme de l'AIE (WEO, 2013). Les prix actuels ont été tirés des prix de transfert de la STEG pour les IPP (www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_hp.html) en mai 2014. Cela a conduit à un prix de 20,27 euros par MWh en 2014, avec une augmentation linéaire sur une durée de vie de l'usine de 25 ans à 34,74 euros par MWh en 2039. Récemment, la STEG s'est efforcée de réduire les subventions sur les coûts des combustibles. Toutefois, il n'apparaît pas clairement dans quelle mesure ces prix de transfert de la STEG sont subventionnés. Il convient de noter que le prix de transfert actuel de la STEG est proche du prix spot européen pour le gaz naturel. La question des subventions est un domaine où les recherches peuvent être approfondies à la faveur d'applications futures de cette méthode en Tunisie.
- Les données relatives aux émissions pour les TGCC sont tirées du dernier DDP enregistré du MDP de la CCNUCC en Tunisie³⁶.

Énergie éolienne – Coûts moyens actualisés

Les hypothèses concernant le calcul du LCOE de l'énergie éolienne sont indiquées dans le Tableau 13 ci-dessous.

Tableau 13: Hypothèses de modélisation pour les spécifications de la technologie énergétique éolienne

ÉLÉMENT TECHNOLOGIQUE	HYPOTHÈSE	SOURCE
Capacité installée de l'énergie éolienne en 2030	1.404 MW	Plan Solaire Tunisien (ANME, 2012) Remarque: Le chiffre de 1.755MW du PST est ajusté pour prendre en compte l'investissement du secteur privé à 80%
Facteur de capacité de l'énergie éolienne	30,0%	Auteurs. Le Plan Solaire Tunisien (ANME, 2012) prend comme hypothèse 28,2%
Taille de la turbine	2-3 MW class	Auteurs
Taille du parc	50-100 MW	Auteurs
Coûts d'investissement de base, y compris équilibre des coûts des usines (travaux de génie civil, transformateurs)		
Coût 2014	1.307.692 EUR/MW	Promoteurs de projets tunisiens
Coûts annuels de O&M A l'entrée en fonctionnement	13.836 EUR/MW	Promoteurs de projets tunisiens
Augmentation annuelle	2%	
Durée de vie	20 ans	Auteurs

³⁶ DDP du MDP de la ferme éolienne de Bizerte (2012). Consultable sur <https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1337768970.01/view>

Solaire PV – Coûts moyens actualisés

Les hypothèses concernant le calcul du LCOE du solaire PV sont indiquées dans le Tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14: Hypothèses de modélisation pour les spécifications de la technologie énergétique solaire PV

ÉLÉMENT TECHNOLOGIQUE	HYPOTHÈSE	SOURCE
Capacité installée du solaire PV en 2030	736 MW	Plan Solaire Tunisien (ANME, 2012) Remarque: Le chiffre de 1.510MW est ajusté pour prendre en compte (i) la capacité de solaire PV distribué de 590 MW d'ici à 2030 et (ii) l'investissement du secteur privé à 80%
Facteur de capacité du solaire PV	21,8%	Auteurs. Le Plan Solaire Tunisien (ANME, 2012) prend comme hypothèse 21,8%
Technologie solaire PV	C-Si	Auteurs
Taille du parc	10-100 MW	Auteurs
Coûts d'investissement de base, y compris équilibre des coûts des usines (travaux de génie civil, transformateurs) 2014 Cost	1.253.846 EUR/MW	Bloomberg New Energy Finance (2014)
Coûts annuels O&M A l'entrée en fonctionnement Augmentation annuelle	19.231 EUR/MW 2%	Promoteurs de projets tunisiens
Durée de vie	20 ans	Auteurs

Coûts d'interconnexion du réseau de l'énergie éolienne et du solaire PV

Les coûts d'interconnexion sont également inclus dans le LCOE pour l'énergie éolienne et le solaire PV. La modélisation prend comme hypothèse que toutes les centrales éoliennes et solaires PV se trouvent dans un rayon de 10 km du réseau électrique.

Les hypothèses utilisées pour les coûts d'interconnexion au réseau sont indiquées dans le Tableau 15 ci-dessous.

Tableau 15: Hypothèses de modélisation pour les coûts d'interconnexion du réseau éolien et solaire PV

ÉLÉMENT TECHNOLOGIQUE	HYPOTHÈSE	SOURCE
Coût par km d'une ligne de transmission individuelle de 90kV	EUR 150.000	Promoteurs de projets tunisiens
Nombre de lignes de transmission (duplication)	2	Auteurs
Longueur type d'une ligne de transmission	10km	Auteurs
Taille type d'une centrale à énergie éolienne ou solaire PV	75 MW	Auteurs
Coût d'une station auxiliaire (1 par centrale éolienne ou solaire PV)	EUR 3.000.000	Promoteurs de projets tunisiens

A.4. Étape 4 – Évaluation

Sensibilités de l'énergie éolienne et du solaire PV

La modélisation réalise un certain nombre d'études de sensibilités pour l'énergie éolienne et le solaire PV.

Le Tableau 16 ci-dessous indique les hypothèses et sources utilisées pour évaluer les sensibilités aux coûts d'investissement, facteur de capacité, coûts du combustible et coûts de financement.

Tableau 16: Approche de modélisation aux sensibilités pour l'énergie éolienne et le solaire PV

SENSIBILITÉ	HYPOTHÈSE/APPROCHE	SOURCE/COMMENTAIRE
Coûts d'investissement	<p><u>Énergie éolienne</u> Cas de base (coût 2014): 1,241 million d'euros/MW Sensibilité (coût 2022): 1,117 million d'euros/MW</p> <p><u>Solaire PV:</u> Cas de base (coût 2014): 1,190 million d'euros/MW Sensibilité (coût 2022): 1,010 million d'euros/MW</p>	<p>Auteurs, s'appuyant sur l'examen de la documentation pertinente, dont Schmidt <i>et al.</i> (2013) et IRENA (2012b, 2012c). Pour l'énergie éolienne, la réduction s'élève à 10% entre 2014 et 2022. Pour le solaire PV, la réduction se monte à 15% entre 2014 et 2022.</p> <p>2022 est sélectionnée, cette année se situant à mi-parcours de la période de modélisation 2014-2030</p>
Facteur de capacité	<p><u>Énergie éolienne:</u> Cas de base: 30% Sensibilité: 35%</p>	<p>Auteurs, s'appuyant sur les commentaires réguliers des promoteurs de projets indiquant que les chiffres officiels utilisés dans le cas de base (30%) étaient trop conservateurs.</p>
Coûts du combustible	<p><u>Énergie éolienne et solaire PV:</u> Différence de +/- 20% par rapport aux prévisions de l'AIE concernant le coût des combustibles</p>	<p>Auteurs</p>
Coûts de financement	<p><u>Énergie éolienne et solaire PV:</u> Différence de +/- 1% sur les coûts de financement tirés des entretiens</p>	<p>Auteurs</p>

L'approche de la modélisation de la sensibilité aux coûts d'équilibrage s'est appuyée sur deux documents réalisés par l'American Tradition Institute (Taylor, 2012) ainsi que the Mauritius utility (CEB, 2014).

On suppose que l'équilibrage peut être assuré par les centrales à turbine à gaz à cycle combiné (TGCC), l'augmentation étant assurée par l'utilisation des centrales en mode de turbine à gaz à cycle simple. L'approche modélise deux composantes distinctes des coûts d'équilibrage: (i) les coûts de recouvrement du capital, qui reflètent le coût du capital entraîné par la nécessité de maintenir des centrales d'équilibrage à l'arrêt en stand-by; et (ii) les coûts de combustibles, qui reflètent les coûts de combustible supérieurs pour les centrales d'équilibrage, ces dernières étant moins efficaces en raison d'une utilisation réduite. Le Tableau 17 ci-dessous présente les hypothèses et les sources utilisées.

Tableau 17: Hypothèses de modélisation pour l'équilibrage des coûts pour l'énergie éolienne et le solaire PV

COMPOSANTE	HYPOTHÈSE/APPROCHE	SOURCE/COMMENTAIRE
Coûts de recouvrement du capital	<p><u>Énergie éolienne:</u> Facteur de capacité: 30% Valeur de capacité: 7,5%</p> <p>Cela conduit à un besoin d'une capacité de 75 MW provenant de centrales d'équilibrage à gaz pour chaque 100 MW d'énergie éolienne installée</p>	<p>Source du facteur de capacité: modèle du cas de base</p> <p>Source de la valeur de capacité: (Taylor, 2012)</p>
	<p><u>Solaire PV:</u> Facteur de capacité: 21,8% Valeur de capacité: 150%</p> <p>Cela conduit à un besoin d'une capacité de 31 MW provenant de centrales d'équilibrage à gaz pour chaque 100 MW de solaire PV installé.</p>	<p>Source du facteur de capacité: modèle de cas de base</p> <p>Source de la valeur de capacité: Auteurs, sur la base d'une analyse de la courbe de la demande d'électricité pour la Tunisie, qui atteint sa période de pointe au déjeuner et en début d'après-midi.</p>
Coûts du combustible	<p><u>Énergie éolienne et solaire PV:</u> Efficacité du cas de base d'une centrale TGCC: 52,7% Efficacité énergétique pour le modèle à cycle unique: 34,5%</p> <p>Facteur de charge pour les centrales TGCC lorsqu'elles sont utilisées pour équilibrer l'énergie éolienne et le solaire PV: 15,0%</p>	<p>Source: STEG</p> <p>Source: (Taylor, 2012) pour l'énergie éolienne.</p>

ANNEXE B: RÉFÉRENCES

- AIE, (2011). *Multinational Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, IEA Wind Task 26, Work Package 1, Rapport final*. Paris: Agence internationale de l'énergie (AIE)
- AIE, (2013). *World Energy Outlook 2013*. Paris: Agence internationale de l'énergie (AIE)
- ANME (2012), *Nouvelle version du Plan Solaire Tunisien, Vol. 2 – Programmation, conditions et moyens de la mise en oeuvre*. Tunis: Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME)
- ANME-GIZ (2012), *Projet de Stratégie nationale du mix énergétique pour la production électrique aux horizons 2020 et 2030*. Tunis: Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME)
- ANME (2013), *Stratégie nationale du mix énergétique pour la production électrique aux horizons 2020 et 2030: Choix, impacts et conditions d'opérationnalisation*. Tunis: Ministère de l'Industrie
- CEB, (2014). *Methodology to Determine System Integration Cost (Standby Generation Capacity Charge)*. Ebene: Mauritius, Central Electricity Board
- Glemarec, Y., Rickerson, W., & Waissbein, O., (2012). *Transforming On-Grid Renewable Energy Markets. A Review of UNDP-GEF Support for Feed-in Tariffs and Related Price and Market-Access Instruments*. New York, NY: Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD)
- IRENA, (2012a). *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. Abu Dhabi: Agence internationale pour les énergies renouvelables International (IRENA)
- IRENA, (2012b). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, Wind Power*. Abou Dhabi: Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)
- IRENA, (2012c). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector, Issue 4/5, Solar Photovoltaics*. Abou Dhabi: Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)
- NREL, (2011). *Renewable Energy Cost Modeling: A Toolkit for Establishing Cost-Based Incentives in the United States*. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- ONU, (2010). *Rapport du Groupe consultatif de haut-niveau du Secrétaire général des Nations Unies sur le financement du changement climatique*. New York, NY: Nations Unies.
- Schmidt, T.S., Born, R. & Schneider, M. (2012). *Assessing the Costs of Photovoltaic and Wind Power in Six Developing Countries*. *Nature Climate Change*, 2, 548-553
- Schmidt, T. S (2014). *Low-Carbon Risques d'investissement and De-Risking*. *Nature Climate Change* 4.4, 237-239
- Taylor, G., & Thomas, T. (2012). *The Hidden Cost of Wind Energy*. Washington, DC: American Tradition Institute
- Waissbein, O., Glemarec, Y., Bayraktar, H., & Schmidt, T.S., (2013). *Derisking Renewable Energy Investment: A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries*. New York, NY: Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD)



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