

Document de la
Banque mondiale

Rapport n° : PAD1007

TRADUCTION LIBRE ET NON-OFFICIELLE DE L'ANGLAIS

DOCUMENT D'ÉVALUATION DE PROJET

SUR UN

PRÊT PAR LA BIRD

D'UN MONTANT DE 234,5 MILLIONS D'EUROS ET 80 MILLIONS DE DOLLARS
(EQUIVALENT A 400 MILLIONS DE DOLLARS)

ET

UN PRÊT DU FONDS POUR LES TECHNOLOGIES PROPRES

D'UN MONTANT DE 119 MILLIONS DE DOLLARS

EN FAVEUR DE L'AGENCE MAROCAINE POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE

AVEC LA GARANTIE DU ROYAUME DU MAROC

POUR LE

PROJET DE CENTRALES SOLAIRES À CONCENTRATION DE NOOR-OUARZAZATE

4 septembre 2014

Pôle Energie et Industries Extractives
Région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA)

Le présent document fait l'objet d'une distribution restreinte et ne peut être utilisé par les destinataires que dans l'exercice de leurs fonctions officielles. Son contenu ne saurait autrement être révélé sans autorisation de la Banque mondiale.

TAUX DE CHANGE ET UNITE MONETAIRE

(Taux de change effectif en date du 30 juin 2014)

Unité monétaire = Dirham marocain (MAD)
1US\$ = €0,733

ANNEE FISCALE
1 janvier – 31 décembre

ABBREVIATIONS ET ACRONYMES

AFD	Agence Française de Développement	GdM	Gouvernement du Royaume du Maroc (ou Etat marocain)
AIE	Agence Internationale de l'Energie	Ha IPC	Hectare Contrat Ingénierie, Passation des Marchés, Construction (<i>Engineering, Procurement and Construction</i>)
APO	ACWA Power Ouarzazate	KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
BAD	Banque Africaine de Développement	kV	Kilovolt
bbl	Barils de pétrole	LCOE	Coût complet de l'énergie (<i>Levelised Cost of Energy</i>)
BEI	Banque Européenne d'Investissement	MENA	Moyen-Orient et Afrique du Nord
BIRD	Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement	MSF	Fluide à base de sel fondu (<i>Molten Salt Fluid</i>)
BMU	Ministère fédéral allemand de l'environnement, de la protection de la nature, de la construction et de la sécurité nucléaire	MFS	Spécifications Opérationnelles minimales (<i>Minimal Functional Specifications</i>)
BP	Procédure de la Banque mondiale (<i>Bank Procedure</i>)	m ³	Mètre-cube
CCGT	Cycle combiné à gaz (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>)		
CCNUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique	MW	Mégawatt
CEIES	Cadre d'Etude d'Impact Environnemental et Social	ODP	Objectif de Développement du Projet
CPGES	Cadre de Plan de Gestion Environnementale et Sociale	ONEE	Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable

		OP	Politique Opérationnelle de la Banque mondiale (<i>Operational Procedure</i>)
COP	Conférence des Parties	ORAF	Cadre d'Evaluation des Risques Opérationnels
CPS	Cadre de Partenariat Stratégique		
CSP	Electricité thermo-solaire concentrée (<i>Concentrated Solar Power</i>)	PGES	Plan de Gestion Environnementale et Sociale
DAR	Direction Des Affaires Rurales	PIB	Produit intérieur brut
DNI	Rayonnement solaire direct (<i>Direct Normal Irradiance</i>)	PPA	Accord d'Achat d'Electricité (<i>Purchasing Power Agreement</i>)
DBOOT	Conception, construction, détention, exploitation et transfert (<i>Design, Build, Own, Operate, and Transfer</i>)	PPP	Partenariat Public-Privé
EIESS	Etudes d'Impact Environnemental et Social spécifique au Site (<i>Site-specific Environmental and Social Impact Assessment</i>)	PSM	Plan Solaire Marocain
FEED	Ingénierie et conception d'avant-projet (<i>Front-End Engineering and Design</i>)	PV	Photovoltaïque
FI	Fraunhofer Institute	RfP	Demande de Proposition (<i>Request for Proposal</i>)
FIV	Fonds d'Investissement pour le Voisinage	SEG	Système produisant de l'énergie solaire (<i>Solar Energy Generating System</i>)
FMI	Fonds Monétaire International		
FTP	Fonds pour les Technologies Propres	SPV	Sociétés de projet (<i>Special Purpose Vehicle</i>)
GES	Gaz à Effet de Serre	Tep	Tonnes équivalent pétrole
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat	TGCC	Turbines à gaz à cycles combinés
		UE	Union Européenne
GW	Gigawatts	WBG	Groupe de la Banque Mondiale
		VAN	Valeur actualisée nette

Vice Président Régional:	Inger Andersen
Directeur Pays:	Simon Gray
Directeur Senior du Pôle Global:	Anita George
Manager du Pôle:	Charles Cormier
Chefs de Projet:	Fanny Missfeldt-Ringius/Sameh Mobarek

ROYAUME DU MAROC
Projet de Centrale Solaire à Concentration de Noor-Ouarzazate
TABLE DES MATIERES

	Page
I. CONTEXTE STRATEGIQUE.....	1
A. Contextes mondial, régional et national.....	2
B. Contextes sectoriel et institutionnel.....	8
C. Objectifs de plus haut niveau auquel le projet contribue.....	13
II. OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DU PROJET.....	15
A. Objectif de développement du projet (ODP).....	15
B. Bénéficiaires du Projet.....	15
C. Indicateurs de résultats de l'ODP.....	15
III. DESCRIPTION DU PROJET.....	16
A. Composantes du projet.....	17
B. Coût du projet et financement.....	20
C. Leçons tirées et intégrées dans la conception du projet.....	21
IV. MISE EN OEUVRE.....	23
A. Modalités institutionnelles et d'exécution.....	23
B. Suivi des résultats et évaluation.....	25
C. Durabilité.....	25
V. PRINCIPAUX RISQUES ET MESURES D'ATTENUATION.....	26
A. Tableau récapitulatif de l'évaluation des risques.....	26
B. Explication de l'évaluation du risque global.....	26
VI. RESUME DE L'EVALUATION.....	26
A. Analyse économique.....	26
B. Technique.....	31
C. Gestion financière.....	34
D. Passation des marchés.....	35
E. Social (y compris sauvegardes).....	37
F. Environnement (y compris sauvegardes).....	40

G. Autres politiques de sauvegardes déclenchées (Sécurité des barrages OP 4.37).....	43
Annexe 1: Cadre de Résultats et de Suivi.....	45
Annexe 2 : Description détaillée du projet	48
Annexe 3 : Modalités de mise en œuvre	68
B. Environnement (y compris sauvegardes)	83
Autres politiques de sauvegardes déclenchées (Sécurité des barrages OP 4.37).....	86
Annexe 4 : Cadre de l'évaluation des risques opérationnels (ORAF)	89
Annexe 5 : Plan d'appui à la mise en œuvre.....	94
Annexe 6. Fonds pour les technologies propres (FTP)	105

FICHE RECAPITULATIVE

Maroc

Projet de centrales solaires à concentration de Noor Ouarzazate (P131256)

DOCUMENT D'EVALUATION DE PROJET

MOYEN-ORIENT ET AFRIQUE DU NORD

GEEDR

Rapport No.: PAD1007

Informations de base			
Numéro d'identification du projet P131256	Catégorie EA A – Evaluation Complète	Chef de projet Fanny Missfeldt-Ringius et Sameh Mobarek	
Instrument de prêt Prêt d'Investissement Spécifique	Fragile et/ou contraintes de capacité []		
	Intermédiaires financiers []		
	Série de projets []		
Date de mise en œuvre du projet 30 Sept 14	Date de fin de mise en œuvre du projet 30-Juin-2020		
Date prévue d'entrée en vigueur 01-Jan-2015	Date prévue de cloture 30-Juin-2020		
Conjoint avec IFC Non			
Manager du Pole Charles Cormier	Directeur Senior du Pole Global Anita M.George	Directeur Pays Simon Gray	Vice-Président Régional Inger Andersen
Empruteur: MASEN			
Données relatives au financement de projet (en millions de dollars E.U.)			
[X] Prêt	[] Don	[] Garantie	
[] Crédit	[] Don IDA	[] Autres	
Coût Total du Projet:	2,677.00	Financement Total de la Banque	400.00
Ecart de Financement:	0.00		

Source de financement	Montant
Emprunteur	357
Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement	400
Banque Africaine de développement	135
Fonds pour les Technologies Propres (BIRD+BAD) ¹	238
Commission Européenne CE	122
Banque Européenne d'Investissement	473
FRANCE Agence Française de Développement	68
ALLEMAGNE KREDITANSTALT FUR WIEDERAUFBAU (KFW)	884
Total	2,677

Décaissements prévus (en millions de dollars E.U.)

Exercice budgétaire	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
Annuel	6.50	81.10	100.30	156.00	56.10	0.00			
Cumulatif	6.50	87.60	187.90	343.90	400.00	400.00			

Objectif(s) de développement proposé(s)

L'Objectif de Développement du Projet (ODP) est d'augmenter (a) la puissance installée (MW) et (b) la production d'électricité (MWh), notamment en période de pointe, du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate.

Composantes

Nom de la Composante	Coût (Millions d'USD)
Composante 1 – Financement de l'Investissement Initial	2,377
Composante 2 – Mécanisme d'Atténuation du Surcoût	299

Données institutionnelles

Secteur

Energie et Mines

Secteur / Changement Climatique

¹ Les conditions dites « souples » du FTP sont de vigueur

Secteur (5 au maximum et % total égal à 100)				
Secteur principal	Secteur	%	Bénéfices connexes de l'adaptation %	Bénéfices connexes de l'atténuation %
Energie et mines	Autre énergie renouvelable	95	25	70
Administration Publique, Droit et Justice	Administration publique- Energie et mines	5		
Total		100		
<input type="checkbox"/> Je certifie qu'il n'y a pas d'information concernant les bénéfices connexes d'adaptation et d'atténuation applicables à ce projet				
Thèmes				
Thème (5 au maximum et % total égal à 100)				
Thème principal	Thème	%		
Développement des secteurs financiers et privés	Services d'infrastructures pour le développement du secteur privé	15		
Gestion des ressources environnementales et naturelles	Changement climatique	60		
Commerce et intégration	Intégration régionale	10		
Commerce et intégration	Diffusion technologique	15		
Total		100		
Conformité				
Politique				
Le projet se démarque-t-il de la CAS de façon significative par son contenu ou d'autres aspects?			Oui []	Non [X]
Le projet exige-t-il des exceptions par rapport aux politiques de la Banque?			Oui []	Non [X]
Ces exceptions ont-elles été approuvées par la direction de la Banque?			Oui [X]	Non []
L'approbation d'une exception est-elle demandée au Conseil?			Oui []	Non [X]
Le projet est-il conforme aux critères régionaux de mise en oeuvre?			Oui []	Non [X] ²

² Le projet est présenté au Conseil avant achèvement du processus de passation des marchés pour la sélection, par appel d'offre avec mise en concurrence des porteurs de projet du secteur privé pour mettre en œuvre le Projet, constitué de deux centrales solaires, financé par les prêts de la BIRD et du FTP. La mise en œuvre démarrera après

Politiques de Sauvegardes Déclenchées par le Projet		Oui	Non
Evaluation environnementale OP/BP 4.01		X	
Habitats naturels OP/BP 4.04			X
Forêts OP/BP 4.36			X
Lutte contre les ravageurs OP 4.09			X
Ressources physiques culturelles OP/BP 4.11			X
Peuples autochtones OP/BP 4.10			X
Déplacements involontaires OP/BP 4.12		X	
Sécurité des barrages OP/BP 4.37		X	
Projets sur des eaux internationales OP/BP 7.50			X
Projets dans des zones faisant l'objet de conflits OP/BP 7.60			X
Provisions juridiques			
Nom	Récurrent	Echéance	Fréquence
Annexe 2, Section I(A)(6)	Oui	N/A	Pas plus de 9 mois après la Date d'Entrée en Vigueur
Description de la provision			
Au plus tard neuf mois après la Date d'Entrée en Vigueur, l'Emprunteur recrute un spécialiste vérificateur indépendant, jugé acceptable par la Banque, en vertu de termes de référence également jugés satisfaisants par la Banque, chargé de réaliser des audits techniques et de préparer les rapports d'audit techniques concernant la mise en œuvre de la Partie 1.A et de la Partie 1.C du Projet, et du Contrat IPC de la Deuxième Centrale et du Contrat IPC de la Troisième Centrale visés aux sections II.B.1 et II.B.3 de l'Annexe 2 des Accords de Prêts BIRD et FTP.			
Annexe 2, Section I(B)(1)	Oui	N/A	Au moment du premier décaissement de la Partie 1.A du Projet
Description de la provision			
Afin de faciliter la mise en œuvre de la Partie 1.A du Projet par l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet, l'Emprunteur met les fonds du Prêt alloués à la Catégorie 1 du tableau figurant dans la Section IV.A.2 de l'Annexe 2 des accords de prêt et une partie des fonds du Cofinancement AFD, du Cofinancement BAD I, du Cofinancement BAD II, du Cofinancement BEI et du Cofinancement KfW I à la disposition de l'Entité Chargée de la Mise en œuvre de la Deuxième Centrale du Projet à titre de prêt, en vertu d'un ou des accords de prêt subsidiaires entre l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet, aux			

achèvement du processus de passation des marchés, sélection des porteurs de projet et le *closing* financier de la transaction de sélection des partenaires privés pour le développement des centrales solaires, attendu pour la mi-2015. Cette approche a été adoptée pour permettre une finalisation du programme de financement, et donner ainsi une bonne visibilité sur les termes et conditions du financement octroyé aux porteurs de projet, avant le *closing* financier et assurer aux soumissionnaires la disponibilité des fonds FTP, qui sont critiques pour permettre la viabilité économique du Projet.

conditions approuvées par la Banque Mondiale (les « Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale »), qui incluent les engagements de l'Entité Chargée de la Mise en œuvre de la Deuxième Phase du Projet énoncés ou visés dans les Accords de Prêt et le droit de l'Emprunteur de suspendre les décaissements au titre des Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale en cas de non-respect de ses obligations par l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet.

Annexe 2, Section I(B)(2)	Oui	N/A	Continuellement
---------------------------	-----	-----	-----------------

Description de la provision

L'Emprunteur exerce ses droits, et fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet exerce ses droits, dans le cadre des Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale de façon à réaliser les objectifs du Prêt. À moins que la Banque n'en convienne autrement, l'Emprunteur : i) ne transfère, ni n'abroge, ni n'annule les Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale ou l'une quelconque de leurs dispositions respectives, ni n'y fasse dérogation ; et ii) fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet ne transfère, ni n'abroge, ni n'annule les Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale ou l'une quelconque de leurs dispositions respectives, ni n'y fasse dérogation. L'Emprunteur ne modifie, et fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet ne modifie l'un quelconque des Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale ni l'une quelconque de leurs dispositions respectives sans l'approbation préalable de la Banque. Cette approbation préalable sera réputée avoir été donnée par la Banque en cas d'absence de réponse de sa part dans un délai de quinze (15) jours à compter de la date à laquelle la demande d'approbation préalable aura été communiquée par l'Emprunteur à la Banque.

Annexe 2, Section I(B)(3)	Oui	N/A	Au moment du premier décaissement de la Partie 1.C du Projet
---------------------------	-----	-----	--

Description de la provision

Afin de faciliter la mise en œuvre de la Partie 1.C du Projet par l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet, l'Emprunteur met les fonds du Prêt alloués à la Catégorie 2 du tableau figurant dans la Section IV.A.2 de la présente Annexe et les fonds du Cofinancement AFD, du Cofinancement BAD I pour la Troisième Centrale, du Cofinancement BAD II pour la Troisième Centrale, du Cofinancement BEI pour la Troisième Centrale et du Cofinancement KfW pour la Troisième Centrale, à la disposition de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet à titre de prêt ou de prêts, en vertu d'un ou plusieurs accords de prêt subsidiaires entre l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet, aux conditions approuvées par la Banque (les « Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale »), y compris les engagements de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet énoncés ou visés dans le présent Accord et le droit de l'Emprunteur de suspendre les décaissements au titre des Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale en cas de non-respect de ses obligations par l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet.

Annexe 2, Section I(B)(4)	Oui	N/A	Continuellement
---------------------------	-----	-----	-----------------

Description de la provision

L'Emprunteur exerce ses droits, et fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet exerce ses droits, dans le cadre des Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale de façon à réaliser les objectifs du Prêt. À moins que la Banque n'en convienne autrement, l'Emprunteur : i) ne transfère, ni n'abroge, ni n'annule les Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale ou l'une quelconque de leurs dispositions

respectives, ni n'y fasse dérogation ; et ii) fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet ne transfère, ni n'abroge, ni n'annule les Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale ou l'une quelconque de leurs dispositions respectives, ni n'y fasse dérogation. L'Emprunteur ne modifie, et fait en sorte que l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet ne modifie l'un quelconque de Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale ni l'une quelconque de leurs dispositions respectives sans l'approbation préalable de la Banque. Cette approbation préalable sera réputée avoir été donnée par la Banque en cas d'absence de réponse de sa part dans un délai de quinze (15) jours à compter de la date à laquelle la demande d'approbation préalable aura été communiquée par l'Emprunteur à la Banque.

Annexe 2, Section I(D)(1)	Oui	N/A	Continuellement
---------------------------	-----	-----	-----------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'Emprunteur : i) conserve, au sein de l'Unité de Gestion du Projet, une unité chargée des mesures de sauvegarde environnementale et sociale, comprenant un coordonnateur des mesures de sauvegarde environnementale et sociale doté de termes de référence et de qualifications et disposant du budget et du soutien matériel suffisants pour contrôler la mise en place et le respect du CEIES ; et ii) fait en sorte que chaque Entité chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet et chaque Entité chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet créent et conservent une unité chargée des questions environnementales et sociales dotée de moyens suffisants pour superviser l'exécution des EIESS pertinents, pour suivre la mise en application du PGES et rendre compte à l'Emprunteur de l'avancement de la mise en œuvre de toutes les mesures d'atténuation, notamment en matière de santé et de sécurité.

Annexe 2, Section I(D)(2)	Oui		Avant la construction
---------------------------	-----	--	-----------------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'Emprunteur fait en sorte que chaque Entité Chargée de la Mise en œuvre de la Deuxième Centrale du Projet et Chargée de la Mise en œuvre de la Troisième Centrale du Projet: (i) n'autorise pas le commencement des travaux de construction de la Deuxième Centrale ou de la Troisième Centrale, le cas échéant, avant que l'EIESS adaptée n'ait été préparée, adoptée et publiée conformément au CEIES ; (ii) publie tous les documents pertinents se rapportant aux mesures de sauvegarde concernant la Partie 1 du Projet, y compris les EIESS ; (iii) construit et exploite en permanence la Deuxième Centrale ou la Troisième Centrale conformément à l'EIESS et aux PAT du site de la Centrale ; et (iv) ne modifie, ni suspend, ni n'abroge ni n'annule aucune des dispositions de l'EIESS ou des PAT du site de la Centrale ou tout EIES des Installations Annexes, le cas échéant, ni n'y fasse dérogation, sans avoir au préalable consulté la Banque et obtenu son accord.

Annexe 2, Section I(D)(3)	Oui	N/A	Continuellement
---------------------------	-----	-----	-----------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'Emprunteur (i) publie tous les documents pertinents se rapportant aux mesures de sauvegarde concernant la Partie 1 du Projet, y compris les EIES propres aux infrastructures communes, les EIESS et les PGESS et toutes les mesures d'atténuation et/ou tous les plans de gestion environnementale, selon le cas, éventuellement proposés pour l'une quelconque desdites Installations Annexes des Deuxième et Troisième Centrales; (ii) construit et exploite en permanence la Deuxième Centrale et la Troisième Centrale conformément aux EIESS des Infrastructures Communes

et aux PAT du site de la Centrale,; (iii) n'amende, ni suspend, ni n'abroge, ni n'annule aucune des dispositions des EIES propres aux Infrastructures Communes ou aux PAT du site de la Centrale ni n'y fasse dérogation, sans avoir au préalable consulté la Banque et obtenu son accord.

Annexe 2, Section I(D)(4)	Oui	N/A	Avant la construction
---------------------------	-----	-----	-----------------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'emprunteur fait en sorte (i) que les EIES des Installations Annexes, y compris les plans de gestion environnementale de l'une quelconque des Installations Annexes de la Deuxième Centrale et des Installations Annexes de la Troisième Centrale soient élaborées conformément aux dispositions du CEIES ; (ii) que lesdits projets des EIES des Installations Annexes soient soumis à la Banque Mondiale pour ses commentaires et recommandations ; et (iii) informe la Banque Mondiale sur l'avancement de la préparation et de l'adoption de l'EIES définitif des Installations Annexes, y compris toutes les mesures d'atténuation et/ou plan de gestion, le cas échéant, pour l'une quelconque des Installations Annexes de la Deuxième Centrale ou de la Troisième Centrale.

Annexe 2, Section I(D)(5)	Oui	N/A	Avant la construction
---------------------------	-----	-----	-----------------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'Emprunteur veille à ce que l'évaluation des besoins en matière d'acquisition de terres et/ou des besoins en matière de réinstallation involontaire, découlant directement de la mise en œuvre d'une activité particulière, est réalisée avec la diligence due avant de commencer les travaux de génie civil liés à ladite activité. Dans le cas où l'achat de terrains et/ou le déplacement forcé des populations étaient nécessaires à la construction des Installations Annexes de la Deuxième ou de la Troisième Centrale ou de la mise en œuvre de toute activité liée à la Deuxième ou à la Troisième Centrale, l'Emprunteur :

- a. veille à ce que les PAT soient préparés (i) soit en cas de réinstallation forcée, conformément aux dispositions énoncées dans le CPR (ii) ou en cas d'acquisition volontaire de terres, y compris, des preuves documentaires à l'appui attestant de la particularité volontaire de l'opération ;
- b. fournit à la Banque des copies des PAT pour son avis et approbation avant le commencement des travaux de génie civil a cet égard ;
- c. veille à ce que, avant le commencement des travaux de génie civil pour les Installations Annexes pertinentes de la Deuxième Centrale, les Installations Annexes pertinentes de la Troisième Centrale ou toute activité pertinente et liée à la Deuxième Centrale ou à la Troisième Centrale, toutes les mesures de réinstallation, telles qu'énoncées dans les PAT au regard des travaux spécifiques de génie civil ont été pleinement exécutées, y compris le versement intégral des indemnités ;
- d. dans le cas des acquisitions involontaires des terres, s'assurer que les PAT sont adoptés et publiés par les différentes parties concernées

Annexe 2, Section I(D)(6)	Oui	N/A	Continuellement
---------------------------	-----	-----	-----------------

Description de la provision (Sauvegardes):

L'Emprunteur veille à ce que: (i) les Installations Annexes de la Deuxième et de la Troisième Centrale soient construites, exploitées et mises en œuvre conformément au CPR, aux EIES des Installations Annexes (y compris toutes les mesures d'atténuation et/ou plans de gestion environnementale) et aux PAT des Installations Annexes, le cas échéant ; et (ii) aucune disposition du CPR, des EIES des Installations Annexes (y compris toutes les mesures d'atténuation et/ou plans de gestion environnementale) et des PAT des Installations Annexes, ne soit modifiée, suspendue, abrogée, ni annulée ou il n'y a été fait dérogation, sans avoir au préalable consulté la Banque Mondiale et

obtenu son accord.			
Annexe 2, Section I(D)(7)	Oui	Semestriel	Continuellement
Description de la provision (Sauvegardes):			
L'Emprunteur (i) fait en sorte que chaque Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet et Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet prépare, publie et soumet à l'Emprunteur un rapport de gestion environnementale et sociale sur une base semestrielle au cours de la construction des Deuxième et Troisième Centrales, et sur une base annuelle au cours de l'exploitation des Deuxième et Troisième Centrales; et ii) incorpore une synthèse desdits rapports dans les Rapports de Projet visés dans la Section II.A de l'Annexe 2 des Accords de Prêt.			
Annexe 2, Section I(D)(8)	Non	Au plus tard six (6) mois après la date d'entrée en vigueur	Une fois
Description de la provision (Sauvegardes):			
Au plus tard six (6) mois après la Date d'Entrée en Vigueur, l'Emprunteur prépare un rapport sur l'état d'avancement de l'exécution du PDS et le fournit à la Banque Mondiale pour ses commentaires et recommandations.			
Annexe 2, Section V(A)	Oui	Débutant à l'exercice 2015 de l'Emprunteur (FY15)	Continuellement
Description de la provision:			
A moins que la Banque n'en convienne autrement, le montant des fonds propres de l'Emprunteur reste positif sur une base annuelle, à partir de l'exercice 2015 de l'Emprunteur, comme l'établissent les états financiers annuels audités de l'Emprunteur.			
Annexe 2, Section V(B)	Oui	Débutant à l'exercice 2015 de l'Emprunteur (FY15)	Continuellement
Description de la provision:			
Avant la fin de chaque exercice à partir de l'exercice 2015 de l'Emprunteur, l'Emprunteur communique à la Banque une copie du plan d'activité et des projections financières de l'Emprunteur et de ses filiales de manière annuelle (y compris les projections des opérations consolidées, du bilan, du compte de résultat et l'état des flux de trésorerie consolidés) de l'Emprunteur et de ses filiales pour chaque exercice à venir, tels qu'adoptés par le Directoire de l'Emprunteur et préparés conformément à des normes comptables acceptables par la Banque et systématiquement appliquées, dont la forme et le fond sont convenus préalablement par l'Emprunteur avec la Banque Mondiale.			
Conditions			
Source de financement	Nom		Type
FTP	Annexe 2, Section IV(B)(1)		Décaissement
Description de la condition			
(a) Nonobstant les dispositions de la Partie A de cette Section, aucune somme ne peut être retirée du Compte de Prêt jusqu'à ce que la Banque Mondiale n'ait reçu le paiement complet de la Commission de Gestion;			
(b) Nonobstant les dispositions de la Partie A de cette Section, pour des paiements effectués avant la date de l'Accord de Prêt, à l'exception des retraits ne devant pas dépasser un montant cumulé de \$ 24 000 000 qui			

peuvent être effectués avant ladite date, mais toutefois le 15 janvier 2015 ou après, pour les Dépenses éligibles au titre des Catégories (1) et (2)		
BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(a)	Décaissement
Description de la condition		
Pour les paiements effectués avant la date des Accords de Prêts, à l'exception des retraits ne devant pas dépasser un montant cumulé de € 46 900 000 et \$ 16 000 000 qui peuvent être effectués avant ladite date, mais toutefois le 15 janvier 2015 ou après, pour les Dépenses éligibles au titre des Catégories (1) et (2)		
FTP+BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(i) (FTP) Annexe 2, Section IV(B)(1)(b)(i) (BIRD)	Décaissement (Catégorie 1 – pour la construction de Noor II)
Description de la condition		
<p>A. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du projet est constituée juridiquement d'une manière jugée satisfaisante par la Banque Mondiale.</p> <p>B. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet ont mis en place un système de comptabilité et de gestion financière jugé satisfaisant par la Banque Mondiale.</p> <p>C. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet a adopté le Manuel de Gestion Financière et des Décaissements jugé satisfaisant par la Banque et les co-financiers.</p> <p>D. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet a adopté le Cadre de Gouvernance de la Deuxième Phase jugé satisfaisant par la Banque Mondiale</p> <p>E. Les Accords de Prêt Subsidaire de la Deuxième Centrale du Projet ont été signés au nom de l'Emprunteur et de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet, et toutes les conditions préalables à leur entrée en vigueur et, le cas échéant, au droit de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet d'effectuer des retraits en vertu desdits Accords (autres que l'entrée en vigueur du présent Accord) ont été remplies ou il a été renoncé à l'une ou plusieurs de ces conditions préalables.</p> <p>F. Toutes les conditions préalables et devant être remplies pour que l'Emprunteur ait le droit d'effectuer des retraits au titre de la Catégorie (1) indiqué au tableau de la Section IV de l'Annexe 2 des Accords de prêt FTP et BIRD, ont été remplies ou il a été renoncé à l'une ou plusieurs de ces conditions préalables</p> <p>G. L'Emprunteur et le Royaume du Maroc ont conclu la Convention Spécifique de la Deuxième Centrale du Projet.</p> <p>H. Signature, et satisfaction de, ou renonciation à, toutes les conditions préalables à l'entrée en vigueur et, le cas échéant, au droit de l'Emprunteur d'effectuer des retraits en vertu desdits accords (autres que l'entrée en vigueur du présent Accord), des accords suivants:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Accords de cofinancement de la BAD de la Deuxième Centrale ; 2. Accord de cofinancement de la CE de la Deuxième Centrale ; 3. Accord de cofinancement de la BEI de la Deuxième Centrale ; et 4. Accord de cofinancement de KfW de la Deuxième Centrale. <p>I. Signature, et satisfaction de, ou renonciation à, toutes les conditions préalables à l'entrée en vigueur et, le cas échéant, au droit de l'Emprunteur ou de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet d'effectuer des retraits en vertu desdits accords (autres que l'entrée en vigueur des Accords de Prêts BIRD et FTP), de tous les Accords suivants, dont la forme et la substance sont jugées satisfaisants par la Banque dans les délais raisonnables, nécessaires au financement, à la construction, à la détention et à l'exploitation de la Deuxième Centrale, comprenant sans toutefois s'y limiter :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. le Contrat IPC de la Deuxième Centrale ; 2. l'Accord d'Exploitation et de Maintenance de la Deuxième Centrale ; 		

	<p>3. l'Accord d'achat d'Électricité de la Deuxième Centrale ;</p> <p>4. l'Accord de vente d'Électricité de la Deuxième Centrale ; et</p> <p>5. le Pacte d'Actionnaires de la Deuxième Centrale</p>	
FTP+BIRD	<p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(ii) (FTP)</p> <p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(b)(ii) (BIRD)</p>	Décaissement (Catégorie 1 – pour la construction de Noor II)
<p>Description de la condition</p> <p>Des avis juridiques jugés satisfaisants par la Banque ont été fournis par des conseillers jugés acceptables par la Banque, attestant que les Accords de Prêt Subsidiaires de la Deuxième Centrale ont été dûment approuvés ou ratifiés par l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet, et ont force exécutoire pour l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Deuxième Centrale du Projet conformément à leurs termes.</p>		
FTP+BIRD	<p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(iii) (FTP)</p> <p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(b)(iii) (BIRD)</p>	Décaissement (Catégorie 1 – pour la construction de Noor II)
<p>Description de la condition</p> <p>Des avis juridiques jugés satisfaisants par la Banque ont été fournis par des conseillers jugés acceptables par la Banque attestant que chacun des Accords visés au paragraphe (b) (i) (I) [(c)(i)(I) pour le FTP] des Accords de Prêt a été dûment approuvé ou ratifié par chacune des parties dudit accord et a force exécutoire pour chacune desdites parties conformément à ses termes.</p>		
FTP+BIRD	<p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(iv) (FTP)</p> <p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(b)(iv) (BIRD)</p>	Décaissement (Catégorie 1 – pour la construction de Noor II)
<p>Description de la condition</p> <p>L'Emprunteur ait fourni à la Banque, pour chaque demande de retrait de fonds, le rapport financier intérimaire non audité pour le Projet pertinent, y compris le rapport visé à la Section II.B.3 de l'Annexe 2 des Accords de Prêt, dont la forme et le fond sont jugés satisfaisants par la Banque.</p>		
FTP+BIRD	<p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(d)(i) (FTP)</p> <p>Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(i) (BIRD)</p>	Décaissement (Catégorie 2 – pour la construction de Noor III)
<p>Description de la condition</p> <p>A. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du projet est constituée juridiquement d'une manière jugée satisfaisante par la Banque Mondiale.</p> <p>B. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet a mis en place un système de comptabilité et de gestion financière jugé satisfaisant par la Banque Mondiale.</p> <p>C. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet a adopté le Manuel de Gestion Financière et des Décaissements jugé satisfaisant par la Banque et les cofinanciers.</p> <p>D. L'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet a adopté le Cadre de Gouvernance de la Troisième Phase jugé satisfaisant par la Banque Mondiale</p> <p>E. Les Accords de Prêt Subsidaire de la Troisième Centrale du Projet ont été signés au nom de l'Emprunteur et de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet, et toutes les conditions préalables à leur entrée en vigueur et , le cas échéant, au droit de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Phase du Projet d'effectuer des retraits en vertu desdits Accords (autres que l'entrée en vigueur du présent Accord) ont été remplies ou il a été renoncé à l'une ou plusieurs de ces conditions préalables</p> <p>F. Toutes les conditions préalables et devant être remplies pour que l'Emprunteur ait le droit d'effectuer des</p>		

<p>retraits au titre de la Catégorie (2) indiqué au tableau de la Section IV de l'Annexe 2 des Accords de prêt FTP et BIRD, ont été remplis ou il a été renoncé à l'une ou plusieurs de ces conditions préalables.</p> <p>G. L'Emprunteur et le Royaume du Maroc ont conclu la Convention Spécifique de la Troisième Centrale du Projet.</p> <p>H. Signature, et satisfaction de, ou renonciation à, toutes les conditions préalables à l'entrée en vigueur et, le cas échéant, au droit de l'Emprunteur d'effectuer des retraits en vertu desdits accords (autres que l'entrée en vigueur du présent Accord), de tous les Accords suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. l'Accord de cofinancement AFD; 2. les Accords de cofinancement BAD de la Troisième Centrale ; 3. l'Accord de cofinancement CE de la Troisième Centrale; 4. l'Accord de cofinancement BEI de la Troisième Centrale; et 5. l'Accord de cofinancement KfW de la Troisième Centrale. <p>I. Signature, et satisfaction de, ou renonciation à, toutes les conditions préalables à l'entrée en vigueur et, le cas échéant, au droit de l'Emprunteur ou de l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet d'effectuer des retraits en vertu desdites accords (autres que l'entrée en vigueur des Accords de Prêts BIRD et FTP), de tous les Accords suivants, dont la forme et la substance sont jugés satisfaisants par la Banque dans les délais raisonnables, nécessaire au financement, à la construction, à la détention et à l'exploitation de la Deuxième Centrale, comprenant sans toutefois s'y limiter :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. le Contrat IPC de la Troisième Centrale ; 2. l'Accord d'Exploitation et de Maintenance de la Troisième Centrale ; 3. l'Accord d'achat d'Électricité de la Troisième Centrale ; 4. l'Accord de vente d'Électricité de la Troisième Centrale ; 5. le Pacte d'Actionnaires de la Troisième Centrale. 		
FTP+BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(d)(ii) (FTP) Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(ii) (BIRD)	Décaissement (Catégorie 2 – pour la construction de Noor III)
<p>Description de la condition</p> <p>Des avis juridiques jugés satisfaisants par la Banque ont été fournis par des conseillers jugés acceptables par la Banque, attestant que les Accords de Prêt Subsidiaires de la Troisième Centrale ont été dûment approuvés ou ratifiés par l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet, et ont force exécutoire pour l'Emprunteur et l'Entité Chargée de la Mise en Œuvre de la Troisième Centrale du Projet conformément à leurs termes.</p>		
FTP+BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(d)(iii) (FTP) Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(iii) (BIRD)	Décaissement (Catégorie 2 – pour la construction de Noor III)
<p>Description de la condition</p> <p>Des avis juridiques jugés satisfaisants par la Banque ont été fournis par des conseillers jugés acceptables par la Banque attestant que chacun des Accords visés au paragraphe (c) (i) (I) [(d)(i)(I) pour l'Accord FTP] des Accords de Prêt a été dûment approuvé ou ratifié par chacune des parties dudit accord et a force exécutoire pour chacune desdites parties conformément à leurs termes.</p>		
FTP+BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(d)(iv) (FTP) Annexe 2, Section IV(B)(1)(c)(iv) (BIRD)	Décaissement (Catégorie 2 – pour la construction de Noor III)
<p>Description de la condition</p>		

L'Emprunteur ait fourni à la Banque, pour chaque demande de retrait de fonds, le rapport financier intérimaire non audité pour le Projet pertinent, y compris le rapport visé à la Section II.B.4 de l'Annexe 2 des Accords de Prêt, dont la forme et le fond sont jugés satisfaisants par la Banque.			
BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(d)		Décaissement (Catégorie 3 – pour le mécanisme d'atténuation du surcoût de Noor I)
Description de la condition Au titre de la Catégorie (3), jusqu'à ce l'Emprunteur ait fourni : (i) des preuves jugées satisfaisantes par la Banque que la Centrale de la Première Centrale est pleinement en service et opérationnelle ; et (ii) pour chaque demande de retrait de fonds, le rapport financier intérimaire non-audité pertinent pour le Projet, y compris le rapport du spécialiste vérificateur indépendant visé à la Section II.B.5 de l'Annexe 2 des Accords de Prêt.			
BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(e)		Décaissement (Catégorie 4 – pour le mécanisme d'atténuation du surcoût de Noor II)
Description de la condition Au titre de la Catégorie (4), jusqu'à ce l'Emprunteur ait fourni : (i) des preuves jugées satisfaisantes par la Banque que la Centrale de la Deuxième Centrale est pleinement en service et opérationnelle ; et (ii) pour chaque demande de retrait de fonds, le rapport financier intérimaire non-audité pertinent pour le Projet, y compris le rapport du spécialiste vérificateur indépendant visé à la Section II.B.5 de l'Annexe 2 des Accords de Prêt.			
BIRD	Annexe 2, Section IV(B)(1)(f)		Décaissement (Catégorie 5 – pour le mécanisme d'atténuation du surcoût de Noor III)
Description de la condition Au titre de la Catégorie (5), jusqu'à ce l'Emprunteur ait fourni : (i) des preuves jugées satisfaisantes par la Banque que la Centrale de la Troisième Centrale est pleinement en service et opérationnelle ; et (ii) pour chaque demande de retrait de fonds, le rapport financier intérimaire non-audité pertinent pour le Projet, y compris le rapport du spécialiste vérificateur indépendant visé à la Section II.B.5 de l'Annexe 2 des Accords de Prêt.			
Composition de l'Equipe			
Banque Mondiale			
Nom	Titre	Spécialisation	Unité
Fanny Missfeldt-Ringius	Economiste Senior de l'Energie	Chef d'équipe du projet, économiste	GEEDR
Sameh Mobarek	Juriste senior	Chef d'équipe du projet, ingénieur et juriste spécialiste du secteur privé	LEGAM
Manaf Touati	Expert en Energie	Analyse Economique et Financière	GEEDR

Salim Benouniche	Expert principal en passation des marchés	Passation des marchés	GGODR		
Silvia Martinez Romero	Expert senior en énergies renouvelables.	Ingénieur CSP	GEEES		
Andrea Liverani	Expert senior en développement social	Sauvegardes sociales	GURDR		
Taoufiq Bennouna	Expert senior en environnement	Sauvegardes environnementales	GENDR		
Roger Coma Cunill	Expert en énergie	Economiste	GEEDR		
Fabrice Bertholet	Analyste financier senior	Analyste financier	GEEDR		
Jean-Charles de Daruvar	Juriste senior	Juriste pays	LEGAM		
Aissatou Diallo	Officier Financier Senior	Décaissements	CTRLA		
Christina Paul	Juriste	Juridique	GGODR		
Abdoulaye Keita	Expert senior en passation des marchés	Passation des marchés	GGODR		
Mark Moseley	Juriste principal	Spécialiste PPP	GCPDR		
Fatiha Amar	Assistante de Programme	Traduction	MNSTI		
Florencia Liporaci	Assistante de programme senior		GENDR		
Nathalie S. Munzberg	Avocat Conseil Senior		LEGEN		
Victoria Gyllerup	Officier d'Operations Senior	Assurance Qualité	MNADE		
Non Banque Mondiale					
Nom	Titre	Spécialisation			
Emmanuel Ngollo	Consultant	Sauvegardes Environnementales	Washington, D.C.		
Rafael Ben	Consultant	Energies Renouvelables	Washington, D.C.		
Silvia Pariente-David	Consultant	Expert en énergie	Marseille, France		
Lieux					
Pays	Première division administrative	Lieu	Prévu	Actuel	Commentaires
Morocco	Souss-Massa-Draa	Ouarzazate	X	X	Noor-Ouarzazate II and III

I. CONTEXTE STRATEGIQUE

1. **En 2009, le Maroc a pris la décision stratégique de maximiser l'utilisation des ressources en énergies renouvelables nationales afin d'accroître la sécurité énergétique, de réduire sa dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles et de limiter ses émissions de dioxyde de carbone (CO₂), dans le cadre global de sa politique industrielle nationale.** Le Maroc est actuellement le principal importateur d'énergie du Moyen-Orient. 97% de la demande d'énergie nationale dépend de sources étrangères. C'est pourquoi le pays a adopté un plan de développement du secteur visant à accroître le pourcentage de production d'énergie renouvelable afin d'atteindre 42% de la capacité nationale de production d'électricité d'ici 2020, et à améliorer l'efficacité énergétique de 12% d'ici 2020 et 15% d'ici 2030, réduisant ainsi les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Le Maroc entend atteindre cet objectif d'énergie renouvelable en développant une capacité de 2000 MW d'énergie solaire dans le cadre du Plan Solaire Marocain (PSM, aujourd'hui dénommé « Noor »), ainsi qu'une capacité éolienne de 2000 MW et une capacité hydroélectrique de 2000 MW, afin de profiter des excellentes ressources en énergies renouvelables du pays.

2. **Le Maroc fait partie d'un nombre croissant de pays qui ont pris des engagements pour le développement de la technologie solaire à concentration (CSP), et met activement en place un programme fructueux pour accroître son utilisation dans le pays.** Cette technologie est particulièrement intéressante au Maroc car elle fournit une puissance continue, neutre en carbone, qui peut être utilisée en soirée, durant les heures de pointe. Pour que cette technologie progresse, des investissements publics sont nécessaires, investissements que le Maroc, et d'autres pays où cette technologie est particulièrement utile, ont été jusqu'ici prêts à faire. D'un point de vue général, les tendances récentes ont montré qu'au cours des dernières années, les modèles d'investissement des énergies renouvelables s'orientent clairement vers les marchés émergents à mesure que ces pays se rendent compte du lien entre une économie verte à faible teneur en carbone et un avenir caractérisé par l'accès à l'énergie et la sécurité d'approvisionnement. Les pays développés ont soutenu l'investissement technologique sur les marchés émergents principalement au travers de financement concessionnel bilatéral et multilatéral essentiel à des projets comparables à celui présenté dans ce Projet.

3. **L'investissement dans le CSP au Maroc contribuera au bien public global découlant du développement de la technologie CSP.** Bien que le choix de la technologie CSP puisse conduire à des bénéfices significatifs grâce au développement de la capacité de fabrication locale du pays et à l'ouverture des marchés de l'énergie verte en Europe à moyen et long terme, ces bénéfices, à eux seuls, ne sont pas suffisants pour justifier les coûts du CSP pour le pays en utilisant l'analyse traditionnelle de projet de la Banque. Cependant, le choix du pays de développer le CSP à grande échelle a un impact plus large sur l'intérêt public global de développer cette technologie, l'une des rares technologies neutres en carbone pouvant satisfaire la demande de base, tout en permettant le suivi de charge. L'un des grands défis du changement climatique est de développer et déployer des technologies à faibles teneur en carbone à un rythme soutenu, afin que les émissions de GES atteignent un niveau maximum dans les dix ans à venir puis décroissent fortement après cette date. L'investissement du Maroc dans ce projet et le Plan Solaire Marocain contribuent aux connaissances globales en matière de technologie CSP et à l'abaissement des coûts de déploiement.

4. **Sur la base de l'analyse de la Banque pour le Projet proposé, les coûts moyens d'investissement du CSP pourraient décroître d'environ 48% grâce aux investissements en CSP du Maroc et d'autres pays au cours des prochaines années.** Une telle diminution rendrait la technologie compétitive au niveau mondial par rapport aux technologies traditionnelles d'ici 2030, avec des avantages mondiaux considérables. La logique économique derrière le Projet proposé est la suivante : (i) le projet contribuera au bien public mondial lié à la réduction des coûts du CSP et (ii) le Maroc bénéficiera de coûts réduits pour les prochains projets CSP.

5. **Le Maroc s'est fortement engagé sur la voie du développement de l'énergie solaire au travers d'un ambitieux Plan Solaire et a décidé d'aller de l'avant même en l'absence de financement « climat » globaux pour couvrir le surcoût solaire.** Le Projet est en ligne avec le Document d'Orientation pour le Secteur de l'Energie de la Banque Mondiale, qui a souligné que la Banque est « prête à fournir son soutien pour des projets plus coûteux dont l'empreinte environnementale est réduite » à condition que (a) un financement concessionnel soit disponible pour couvrir les coûts supplémentaires des projets d'énergie propre ou (b) il existe une forte demande du client et une adhésion fondée sur une correspondance étroite avec les objectifs de développement du pays³. La stratégie a reconnu que « certains pays clients seraient prêts à payer les coûts additionnels d'une énergie plus propre si d'autres avantages significatifs de développement existent, tels que l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, la création d'emplois et l'avantage que procure le fait d'être précurseur ». Comme discuté ci-dessous, le Projet proposé a réuni des financements concessionnels significatifs, en dépit du manque actuel de financement au niveau mondial, et le Maroc s'est engagé clairement sur la voie de son programme solaire, qui fait partie intégrante de ses objectifs de développement nationaux.

A. Contextes mondial, régional et national

A-1 Contexte mondial

6. **La technologie solaire- et en particulier la technologie de concentration de l'énergie solaire (CSP) avec stockage- est l'une des technologies clés sur le plan de l'offre, pouvant remplacer les combustibles fossiles et démontrer le rôle essentiel des technologies énergétiques dans la réduction significative des émissions de GES.** Bien que la technologie solaire photovoltaïque (PV) ait quelques applications importantes, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a noté que le CSP « pouvait potentiellement être une technologie clé pour l'atténuation du changement climatique »⁴. L'AIE a également noté que sa flexibilité améliore la sécurité énergétique, en indiquant que « à la différence du PV solaire, le CSP a la capacité inhérente de stocker l'énergie issue de la chaleur pour des durées courtes avant de la convertir en électricité », ce qui fournit « de l'électricité fiable qui peut être distribuée sur le réseau en cas de besoin, y compris après le coucher du soleil afin de répondre aux pointes de demande en fin de soirée ou même 24 heures sur 24 pour servir la demande de base »⁵. De plus, le CSP permet une

³ *Toward a Sustainable Energy Future for All: Directions for the World Bank Group's Energy Sector* (July 2013) (available at <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/SDN/energy-2013-0281-2.pdf>).

⁴ Voir Agence Internationale de l'Energie, *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*, p.7 (2010).

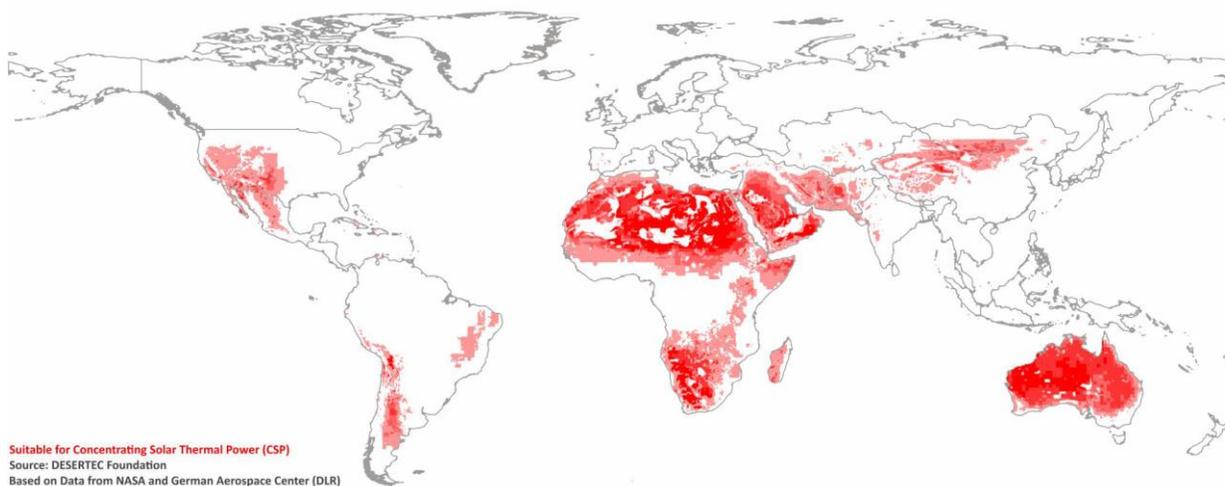
⁵ Idem

meilleure intégration au réseau de transport et distribution d'une grande quantité d'énergie renouvelable de provenance diverse et variée comme le PV solaire ou l'éolien⁶.

7. Le déploiement des technologies CSP a atteint 3,4 GW en 2013 et s'accélère encore. La contribution du CSP à la flexibilité du bouquet de production d'électricité a été reconnue par de nombreux pays qui ont annoncé d'ambitieux programmes solaires donnant une place de choix au CSP. En 2010, l'Inde, par exemple, a annoncé la Mission Solaire Nationale Jawaharlal Nehru, en trois phases, visant à développer 20 GW en réseau et 2GW de puissance solaire hors-réseau d'ici 2022. Une part significative de ce programme prévoit la mise en œuvre de production CSP à grande échelle. La Chine a également annoncé un programme afin de développer 1 GW et 3 GW de production CSP d'ici 2015 et 2020, respectivement, et l'Afrique du Sud a comme objectif le développement de 1 GW de CSP d'ici 2030. D'autres pays (par ex. le Botswana, le Mexique, le Chili et le Brésil) développent des projets de CSP (configuration autonome ou hybride) à des fins de démonstration et d'apprentissage.

8. Le CSP est à même de produire assez d'électricité propre pour satisfaire la demande globale en électricité de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. L'efficacité de cette technologie est maximale dans les zones où l'ensoleillement normal direct (Direct Normal Irradiance, DNI) de l'énergie solaire est le plus fort. Bien qu'il y ait plusieurs régions du monde où les données de DNI sont favorables au déploiement du CSP (voir Figure 1), l'AIE a reconnu les perspectives intéressantes de cette technologie en particulier pour la région MENA, en soulignant que le potentiel pour les applications CSP dans cette région « permettrait de couvrir environ 100 fois la consommation actuelle cumulée du Moyen-Orient, de l'Afrique du Nord et de l'Union Européenne »⁷. En bref, l'agence a conclu que « le CSP serait largement capable de produire suffisamment d'électricité et de combustible sans carbone ou à basse teneur en carbone pour répondre à la demande globale ». La poursuite du développement de cette technologie afin de réaliser son potentiel et de maximiser son impact sur la réduction des émissions de GES d'origine humaine contribue au bien-être public global.

Figure 1 – Ressources solaires pour les technologies CSP

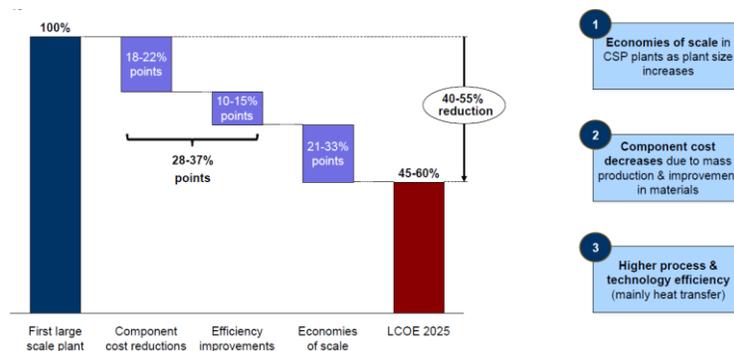


⁶ idem

⁷ idem

9. **Il est nécessaire de continuer à investir dans le développement de cette technologie pour poursuivre la courbe d'apprentissage et la baisse des coûts qui en résulte.** Alors que la production CSP présente des avantages clairs pour le fonctionnement des réseaux et les coûts du système, le développement de cette technologie reste bien en deçà de ce qui était prévu par le « Scénario 450 » de l'AIE⁸. En dépit d'une forte augmentation ces dernières années, les investissements globaux en CSP sont restés à un niveau bas comparés à ceux pour le PV et l'éolien. En 2011 par exemple, les investissements globaux en CSP étaient de 13 milliards de dollars E.U, contre 125 milliards de dollars et 84 milliards de dollars respectivement pour le PV et l'éolien. Le coût d'investissement relativement plus élevé du CSP comparé à celui du PV, de l'éolien et des technologies fossiles traditionnelles représente un défi en matière de financement. Jusqu'ici, le financement public, les subventions et le financement à conditions préférentielles ont permis de relever ces défis. Bien qu'une baisse de 40 à 55% de ces coûts soient attendue au cours des 10 prochaines années (cf. Figure 2)⁹, la technologie a encore besoin d'un soutien significatif pour continuer à se développer au niveau mondial, à l'image de ce qui a été fait pour le PV et l'éolien au début de leur développement.

Figure 2 – Le déclin prévu par le GIEC du coût complet de l'énergie (2012-2025)



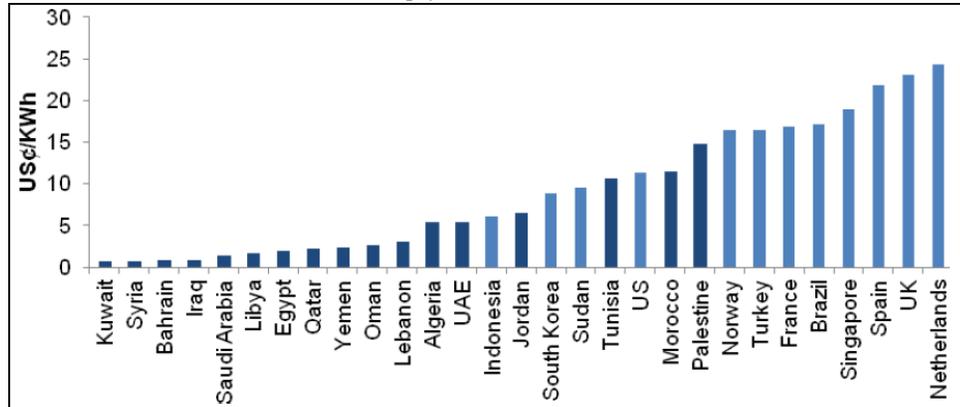
Source: SBC Energy Institute (2013)

⁸ L'AIE décrit ce scénario comme « présenté dans le *World Energy Outlook* qui détermine une voie énergétique consistante avec l'objectif de limiter l'augmentation mondiale de la température à 2°C en limitant la concentration des GES dans l'atmosphère à 450 ppm CO₂ »

⁹ Les coûts d'investissement pour Noor I (tels que définis dans le paragraphe 21 ci-dessous) ont été en pratique inférieurs de 30% à ceux observés sur le marché lors du début des appels d'offres du projet, ce qui a confirmé la tendance à la baisse des coûts du CSP.

A-2 Contexte régional

Figure 4.
Comparaison par pays des coûts résidentiels moyens d'électricité
dans une sélection de pays MENA et non-MENA (2008)¹⁰



10. Historiquement, dans la région MENA, l'énergie était considérée comme un bien public. L'économie politique du débat sur le changement climatique porte essentiellement sur les priorités nationales internes. Bien que les initiatives concernant le changement climatique aient été vues dans certaines capitales du Moyen-Orient comme faisant partie de la politique publique de long terme, l'énergie bon marché était, et dans une certaine mesure continue à être, considérée dans de nombreux pays de la région comme un moteur nécessaire de la croissance économique à court et moyen terme. La région dans son ensemble est depuis longtemps connue pour l'abondance de ressources énergétiques qui en a fait un fournisseur mondial d'énergie. Sa richesse énergétique a stimulé le développement rapide d'industries fortement consommatrices d'énergie dans certains pays, mais, en parallèle, a encouragé des taux de croissance de la consommation énergétique bien supérieurs à la moyenne mondiale. Ces évolutions étaient souvent le fait de politiques nationales identifiant l'énergie comme un bien public devant être fourni par les gouvernements, soit gratuitement ou à des prix très inférieurs à la valeur du marché dans bien des cas. Ces politiques incluaient des subventions explicites ou implicites aux différents types de combustibles et d'électricité à tous les niveaux de la filière (fourniture de gros, distribution et vente au détail). Seuls le Maroc et les Territoires Palestiniens avaient en 2008 des tarifs d'électricité proches de ceux de l'Union Européenne (cf. Figure 3) bien que les deux subventionnent l'électricité de manière implicite et explicite, ce qui indique que le coût réel de production est probablement supérieur à ces prix déjà élevés.

11. Le développement de l'énergie renouvelable est un impératif économique pour les exportateurs nets d'énergie. Traditionnellement, de nombreux pays de la région MENA considéraient le coût de l'énergie en termes de coût de production marginal subventionné à long terme par unité d'énergie, et non pas en termes de coût d'opportunité de l'unité à un prix correspondant à sa valeur économique sur le marché international. La distorsion qui en résulte a favorisé la production à base d'énergies fossiles et l'a rendue difficile à remplacer par d'autres formes de production. Bien que les exportateurs nets d'énergie de la région MENA aient été capables de soutenir ces politiques dans le passé, leur population en forte croissance et la forte

¹⁰ Cf. Laura El Katiri, *A Roadmap for Renewable Energy in the Middle East and North Africa*, p.9 (2014)

hausse de la consommation nationale d'énergie qui en découle ont mis en évidence le coût économique de telles distorsions. Le problème est devenu encore plus aigu du fait de la forte augmentation des cours mondiaux du pétrole à partir de l'an 2000, qui a transformé l'environnement traditionnel où avaient été forgés les pactes entre les gouvernements et les citoyens¹¹. En conséquence, même des pays riches en énergie comme l'Arabie Saoudite, le Qatar, le Bahreïn et le Koweït ont commencé à envisager de développer des sources d'énergie renouvelable pour produire de l'électricité afin de réduire les pressions croissantes sur les ressources en hydrocarbures du pays. A elle seule, l'Arabie Saoudite a annoncé un plan de développement de 41 gigawatts (GW) comprenant 25 GW de centrales CSP et 16 GW de centrales PV d'ici 2032. Les Emirats Arabes Unis ont également mis en service leur première centrale CSP et plusieurs sont prévues dans les années à venir.

12. Pour les importateurs nets d'énergie, le développement des énergies renouvelables est un outil permettant d'assurer la sécurité énergétique. Les importateurs nets d'énergie (par ex. Maroc, Tunisie, Jordanie) sont confrontés à un problème différent. Alors que les exportateurs nets d'énergie doivent faire face aux conséquences négatives des coûts d'opportunité liés aux subventions de la consommation intérieure d'énergie, les importateurs nets d'énergie ont dû financer les subventions en utilisant le budget public. La pression budgétaire due aux politiques tarifaires énergétiques nationales a cru à mesure que la consommation domestique augmentait. Les augmentations des cours mondiaux du pétrole et les niveaux de volatilité des prix depuis l'an 2000 ont encore aggravé le problème. Alors même que certains de ces importateurs nets d'énergie ont commencé à réformer leurs politiques tarifaires afin de se concentrer sur des subventions ciblées et réduire l'impact budgétaire sur le budget national, l'exposition aux chocs tarifaires et les risques pour la sécurité énergétique (par ex. sécurisation de l'approvisionnement énergétique à des prix abordables) se sont répercutés sur l'économie dans son ensemble. Ces risques se traduisent par des coûts de l'énergie élevés qui soulèvent des problèmes d'accessibilité financière pour les consommateurs finaux et de compétitivité pour les secteurs industriels et tertiaires. C'est pourquoi des stratégies agressives en faveur des énergies renouvelables sont une solution plausible pour une meilleure protection contre les chocs pétroliers et un renforcement de la sécurité énergétique.

A-3 Contexte national

13. Le Maroc bénéficie d'une localisation stratégique mais souffre de contraintes énergétiques. Le Maroc possède une situation stratégique en Afrique du Nord avec une population de 32,7 millions (est. 2013) et une surface un peu plus grande que la Californie. Sa population est relativement jeune, 45% ayant moins de 24 ans, et connaît un taux de croissance de 1,04%. Le pays a exploité sa proximité avec l'Europe et ses coûts de main d'œuvre plutôt bon marché afin de bâtir une économie de marché diversifiée et ouverte avec des taux d'inflation bas (inférieur à 2%). L'économie, tirée par des secteurs tertiaire (51,3%) et industriel (28,1%) vigoureux, a cru d'environ 4,4 % en 2013. Selon les estimations, les importations en 2013 se sont élevées à 49 %

¹¹ A partir de 2011, les subventions avant impôt dans la région, calculées comme la différence entre la valeur de la consommation aux prix mondiaux et domestiques, atteignaient 236.7 milliards de dollars E.U., ce qui représente 8,6% du PIB régional et la moitié des subventions globales pour l'énergie

du PIB et les exportations à 34 % du PIB. Le déficit extérieur courant du pays est d'environ 7,6% du PIB en 2013, dû en grande partie aux coûts plus élevés du combustible importé.

14. Le Maroc est fortement dépendant d'importations d'énergies fossiles pour sa consommation d'énergie primaire et est le principal importateur d'énergie de la région MENA. le Maroc importe 97% de ses besoins énergétiques, ce qui en fait le principal importateur de la région MENA¹². En dépit d'un taux de consommation énergétique par personne qui s'élève à moins d'un tiers de la moyenne mondiale¹³, le développement économique futur du Maroc, qui s'appuie fortement sur des industries fortement énergivores (par ex. chimie, construction, etc.), la construction des infrastructures de base et le tourisme, va probablement accroître les besoins énergétiques de long terme. En conséquence, le Maroc est très sensible aux fluctuations des cours énergétiques internationaux et aux ruptures d'approvisionnement pouvant aller de la disponibilité de l'offre et des externalités politiques à des problèmes logistiques comme des retards de livraison, des perturbations sur les pipelines, et des mauvaises conditions météorologiques.

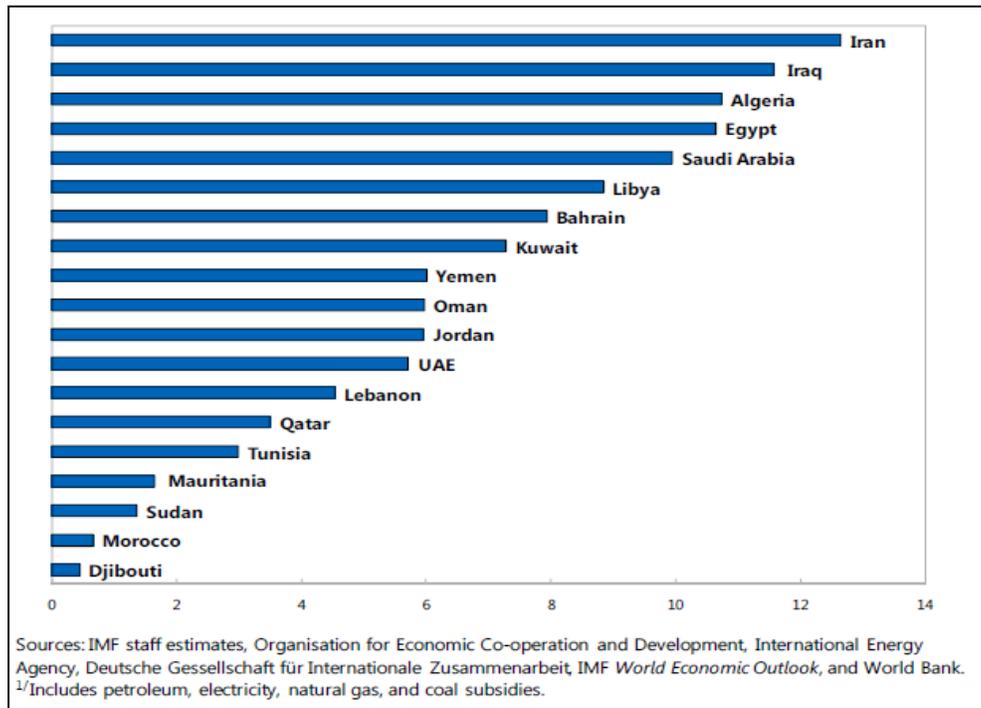
15. Le Maroc a entrepris des réformes pour réduire le fardeau budgétaire dû aux politiques tarifaires énergétiques nationales. Jusqu'à récemment, le Maroc, comme bien d'autres pays de la région MENA, suivait une politique tarifaire énergétique qui subventionnait invariablement les utilisateurs finaux. Les prix étaient pleinement indexés aux taux du marché jusqu'en 2000 quand les cours de l'énergie ont connu des fortes hausses et une grande volatilité. Depuis cette date, le Maroc a adopté une politique tarifaire règlementée fixant les coûts nationaux de l'énergie et couvrant la différence entre ce prix et les taux de recouvrement des coûts à l'aide du budget national. Cependant, comme l'illustre la Figure 3, le pays a adopté des prix règlementés, en particulier pour l'électricité, proches de ceux de l'Union Européenne ce qui fait que le taux de subventions du Maroc était l'un des plus bas de la région MENA (cf. Figure 5). Néanmoins, l'impact budgétaire de cette politique de subvention a continué à se faire sentir sur le budget national et, en 2014, le GdM a instauré des réformes visant à alléger cette pression via l'indexation partielle des prix des produits pétroliers¹⁴.

¹² Les réserves marocaines de pétrole et de gaz naturel sont de 680,000 barils de pétrole (bbl) et de 1444 mètres cubes (est. 2013) respectivement. La production nationale est de 5,057 barils/jour pour le pétrole et 60 millions de mètres cubes (est. 2010) pour le gaz naturel. Bien que le pays ait des réserves de charbon, il a été décidé en 2000 de fermer les mines marocaines pour des raisons environnementales et le pays a actuellement recours à du charbon importé. La consommation intérieure de pétrole et de gaz est de 123000 barils/jour (est.2010) et 560 mètres cubes (est. 2010),

¹³ 0,52 tonnes d'équivalent pétrole (TEP) (est. 2011) comparé à une moyenne mondiale de 1,7 TEP (est. 2011)

¹⁴ Ces réformes faisaient partie d'un programme pluriannuel conclu entre l'Etat marocain et le Fonds Monétaire International (FMI) afin d'améliorer la performance macroéconomique de long terme du pays. Le 19 décembre 2013, la Banque Mondiale a approuvé un Prêt de Politique de Développement (PPD) de 300 millions de dollars E.U. pour la croissance solidaire et verte afin de soutenir un ensemble de réformes pour améliorer le cadre institutionnel, réglementaire et budgétaire du Maroc afin d'encourager à une transition vers la croissance verte.

Figure 5 – Subventions avant impôts en % du PIB, MENA 2011

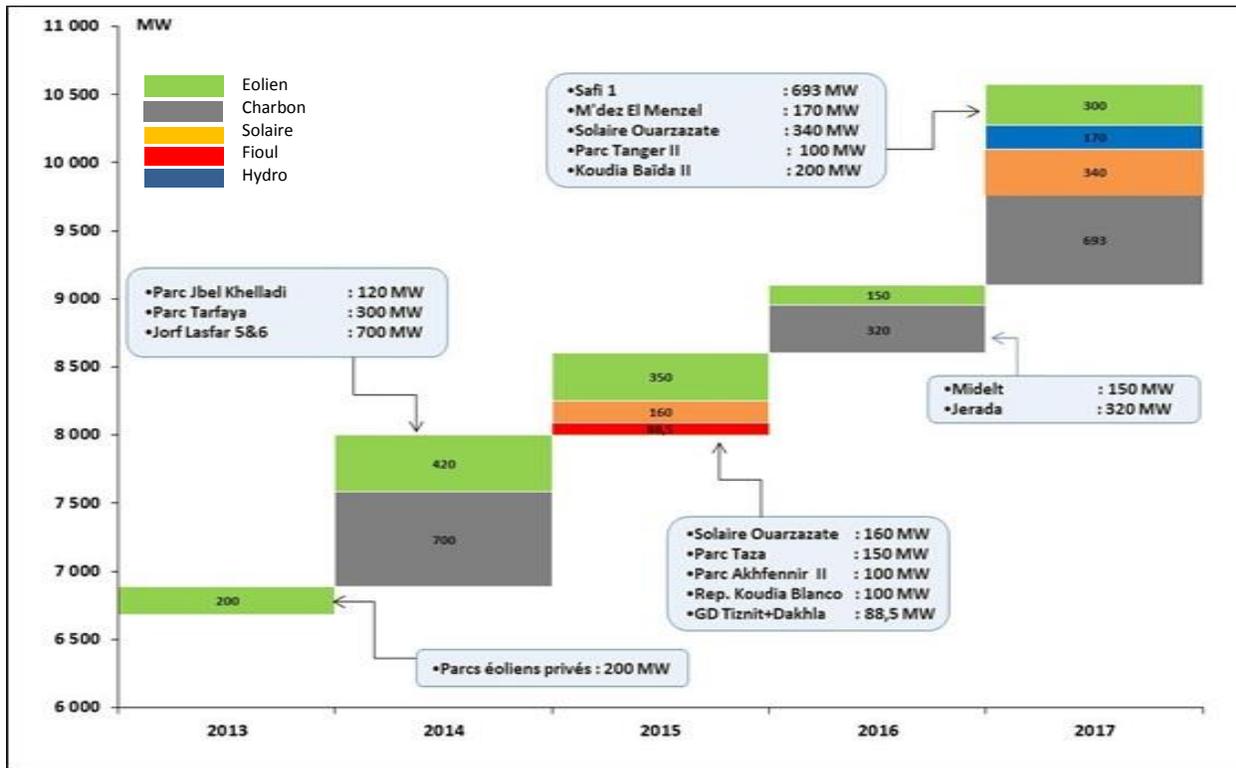


B. Contextes sectoriel et institutionnel.

16. Le secteur électrique marocain est dominé par l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable (ONEE). L'ONEE a été créé en 1963 en tant qu'entité publique financièrement et juridiquement autonome, chargée de l'électricité dans le pays. A l'exception de l'énergie renouvelable produite dans le cadre de la Loi 13/09, l'ONEE est l'acheteur unique du secteur, détient et gère l'intégralité du système de transport, produit 41.2% (2013) de l'électricité produite dans le pays, et distribue 58% de l'électricité à 4,5 millions de consommateurs. La capacité de production de 6892 MW (2013) du pays est principalement d'origine thermique. La production de l'ONEE est complétée par la production des producteurs d'électricité indépendants (40% (2013)) et les importations en provenance d'Espagne (16.8% (2013))¹⁵. La demande électrique a augmenté d'environ 8% par an entre 2011 et 2013 et était de 32 térawattheures (TWh) en 2013 ; il est estimé que la demande doublera d'ici 2020 et quadruplera d'ici 2030. Bien qu'ONEE et les parties prenantes du gouvernement soient profondément conscientes du besoin de limiter cette croissance et envisagent des mesures de gestion de la demande et des initiatives d'efficacité énergétique, il faut néanmoins accroître rapidement la capacité de production du pays (cf. Figure 5)

¹⁵ Dans certaines grandes villes (c-à-d. Rabat, Casablanca, Tanger, et Tetouan) et dans quelques zones géographiques limitées où la distribution est gérée par des opérateurs publics, des concessions municipales ont été établies afin de gérer la fourniture au détail de l'électricité aux consommateurs dans les zones de concession.

Figure 5 – Plan d'Équipement pour la Production Électrique 2013-2017



17. En 2009, le Maroc a pris la décision stratégique de valoriser au mieux ses ressources nationales en énergies renouvelables pour renforcer sa sécurité énergétique, réduire sa dépendance aux combustibles fossiles et limiter ses émissions de dioxyde de carbone (CO₂) dans le cadre de sa politique d'intégration industrielle. Le pays a adopté un plan de développement du secteur énergie avec un engagement d'accroître la part des énergies renouvelables à 42% de la puissance nationale installée et d'améliorer l'efficacité énergétique de 12% à horizon 2020 et 15% à horizon 2030 par rapport à 2000, réduisant ainsi les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Pour atteindre ces objectifs de pénétration des énergies renouvelables, le Maroc prévoit d'augmenter la capacité en production d'électricité à partir de l'énergie solaire à 2000MW d'ici 2020, la capacité en énergie éolienne à 2000 MW à la même date et la capacité hydraulique à 2000 MW, pour exploiter au mieux les excellentes ressources en énergies renouvelables du pays. L'agence marocaine de l'énergie solaire (MASEN, ou *Moroccan Solar Agency*), a été créée par la Loi 57/09 pour développer et gérer les 2000 MW d'énergie solaire. Le GdM s'est engagé à soutenir financièrement MASEN lors de la mise en œuvre du PSM au travers d'une Convention Générale signée lors de la création de MASEN.

18. Le PV est une alternative à moindre coût par rapport au CSP d'un point de vue du *coût d'investissement*. Le premier complexe solaire du programme de 2000 MW de MASEN se dénommait à l'origine le Complexe Solaire de Ouarzazate parce qu'il était situé près de la ville de Ouarzazate au centre du Maroc. Il a été ultérieurement renommé le Complexe « Noor-Ouarzazate » par le Roi Mohammed VI lors de l'inauguration des travaux de la première phase de

160 MW (ci-après dénommé « Noor-Ouarzazate I ») du complexe de 500 MW¹⁶. La Banque a commandé une étude à Mercados en 2013 pour analyser le choix optimal d'équipement à moindre coût des technologies d'énergies renouvelables dans le système électrique marocain¹⁷. Dans cette analyse, le choix entre le CSP avec stockage et le PV, permettant une réduction comparable de GES à un coût d'investissement moindre, était particulièrement intéressant. L'étude a pris en compte la croissance future de la demande au Maroc, le coût des combustibles, les coûts d'investissement pour les équipements de production et de transport, les facteurs de capacité et la disponibilité des centrales utilisant différentes technologies, les taux d'actualisation, les normes de fiabilité, etc. Ces éléments ont été modélisés par Mercados de manière à minimiser le coût total du système électrique pour satisfaire la demande tout en satisfaisant différentes contraintes, dont en particulier les objectifs de puissance installée en renouvelables tels que définis dans le PSM. L'étude a montré que, si les objectifs de pénétration des énergies renouvelables sont formulés en termes de puissance installée, les centrales PV constitueraient le meilleur choix, avec un coût moindre pour le système. Ce résultat est logique car les objectifs de capacité conduisent le modèle de planification de moindre coût à minimiser les coûts en utilisant la technologie la moins coûteuse pour réduire les coûts d'investissement.

19. Les coûts d'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique sont plus élevés pour les énergies intermittentes comme le PV que pour le CSP. En présence d'un fort taux d'énergies intermittentes, le réseau a besoin de centrales démarrant plus rapidement (par ex. turbines à gaz) afin d'assurer la fiabilité du système pour un approvisionnement continu. Dans le cas du Maroc, cela signifierait qu'il faudrait continuer à avoir recours à du gaz importé ou aux combustibles liquides pour fournir la réserve nécessaire à la fiabilité et à la sécurité de l'approvisionnement lorsque les centrales PV ne produisent pas. Cela signifie également que, outre les coûts additionnels de l'addition et du maintien de telles réserves tournantes et le fait d'avoir encore recours à des combustibles importés pour satisfaire les besoins énergétiques du pays, ces capacités de réserve utilisant des combustibles fossiles accroissent les émissions de GES du système.

20. Les centrales CSP avec stockage sont mobilisables et plus flexibles que le PV et donc plus à même de contribuer à la fiabilité et sécurité du système, sans induire de coûts d'intégration importants. Lorsque l'analyse est effectuée d'un point de vue *énergétique* (c.-à-d. lorsque des objectifs de pénétration des renouvelables sont exprimés sur la base de l'énergie produite, soit en kWh), le modèle de planification à moindre coût minimise le coût du système en donnant la priorité aux technologies avec des facteurs de charge élevés grâce à leur flexibilité et donc capables de produire de l'énergie lorsque nécessaire. Les centrales CSP peuvent optimiser leur production en augmentant leur multiple solaire (c.-à-d. en accroissant la taille de leur champ solaire) et en utilisant le stockage thermique pour étendre leur production en soirée lors du pic de demande électrique au Maroc, ce qui résulterait en un facteur de charge bien supérieur à celui des centrales PV. Les centrales CSP pourraient aussi fournir des capacités de réserves et d'autres services auxiliaires pour assurer la stabilité du système en présence de déséquilibres causés par des centrales intermittentes (par ex. PV et éolien). L'étude a ainsi conclu que, lorsque les objectifs de pénétration

¹⁶ La dénomination Complexe Solaire de Ouarzazate couvre la Première Centrale, la Deuxième Centrale et la Troisième Centrale, ainsi que les installations annexes de la Première Centrale, la Deuxième Centrale et la Troisième Centrale, tel qu'indiqué en lettres majuscules dans les accords de prêt du FTP et de la BIRD.

¹⁷ Mercados, *Morocco: Analysis of Low Carbon Development Options in the Power Sector* (2013).

des énergies renouvelables sont exprimés en part de l'électricité produite, la production CSP avec une capacité adéquate de stockage thermique constitue le choix optimal.

21. Les coûts d'investissement relativement élevés du CSP présentent cependant un défi nécessitant un soutien public. Bien que les coûts d'investissement du CSP doivent diminuer au cours de la prochaine décennie vu que les investissements mondiaux continuent de soutenir l'avancement de la courbe d'apprentissage technologique, le financement de projets CSP continuera d'être difficile en l'absence de soutien public explicite ou implicite. En général, les gouvernements ont adopté des programmes ciblés aidant à réduire les coûts des projets ou à accroître leurs recettes afin de soutenir les niveaux plus élevés d'endettement nécessaires au financement¹⁸.

22. L'Etat marocain a obtenu environ 800 millions de dollars E.U. de fonds à conditions avantageuses afin de réduire le coût de financement de Noor-Ouarzazate I, actuellement en cours de construction et dont la mise en service est prévue en mi- voire fin 2015. Le gouvernement a adopté divers programmes pour soutenir son investissement en CSP dans Noor-Ouarzazate I. L'Etat a recherché et obtenu des fonds à taux concessionnels pour couvrir la totalité de l'endettement requis pour la construction. La Banque a participé à ce financement, aux côtés de la Banque Européenne d'Investissement (BEI), l'Agence Française de Développement (AFD), la Banque Africaine de Développement (BAD), Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), le Ministère Fédéral de l'Environnement allemand, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMU) et la Commission Européenne (CE) dans le cadre du Projet « Ouarzazate I Concentrated Solar Power » (P122028) approuvé par le Conseil d'Administration de la Banque mondiale en novembre 2011 (Projet Noor-Ouarzazate I de la Banque). Le soutien fourni par le Fonds pour les Technologies Propres (FTP) dans le cadre du Programme MENA CSP est un élément essentiel de ce projet, fournissant 197 millions de dollars E.U. à des conditions très concessionnelles. La concessionnalité de ce financement a contribué à réduire le coût de financement de la centrale, allégeant ainsi le poids des subventions pour le gouvernement. De plus, la Société Financière Internationale (SFI) a investi environ 20 millions de dollars E.U. dans les fonds propres de la société de projet (*Special Purpose Vehicle*, ou SPV) retenue à l'issue de l'appel d'offres pour la mise en œuvre de Noor-Ouarzazate I.

23. A court et moyen terme, les subventions annuelles directes pour les centrales Noor-Ouarzazate pourront être compensées par les réductions des subventions pour les produits pétroliers et, à moyen et long terme, par le potentiel de développement de la fabrication locale. MASEN achète l'électricité produite par les centrales CSP à un coût élevé et la revend à l'ONEE à un prix aligné sur le coût de production à partir de charbon qui est plus bas que le coût de production CSP. Toutefois, la différence de coût est couverte législativement par l'Etat marocain qui garantit la viabilité financière du PSM, et ce centrale par centrale. Avec le

¹⁸ Par exemple, les programmes adoptés dans le passé avec pour objectif de réduire le coût des projets cherchaient à maximiser l'utilisation des subventions ou du financement à taux préférentiel afin de réduire les coûts de financement, ainsi que des garanties de prêt, des crédits d'impôts à l'investissement, des obligations, le financement mezzanine, etc. D'autres programmes adoptés afin d'augmenter le flux de trésorerie du projet comprenaient des tarifs de rachat, des primes tarifaires vertes, des exonérations fiscales, des crédits d'impôts à la production, etc. Dans bien des cas, les gouvernements ont cherché à combiner ces programmes afin de minimiser leur coût budgétaire pour le budget public et permettre une certaine flexibilité pour que les développeurs puissent adapter le soutien à leurs besoins.

développement du solaire, et des autres énergies renouvelables, le poids des subventions aux combustibles fossiles baissera puisque leur consommation baissera, avec la moindre dépendance du pays aux énergies fossiles importées, libérant des ressources financières additionnelles pour subventionner l'énergie solaire si toujours nécessaire. En effet, la centrale de Noor-Ouarzazate I à elle seule permet une réduction nette des subventions aux produits pétroliers de 10 million \$EU, lorsque comparée à son alternative, une centrale opérant au fioul lourd.

24. Le GdM s'est engagé à assurer la viabilité financière de MASEN. Outre la Convention Générale que l'Etat marocain a conclu avec MASEN et l'ONEE lors de la création de MASEN régissant les obligations du gouvernement envers MASEN, l'Etat a également signé une Convention Spécifique pour Noor-Ouarzazate I où il s'engage à soutenir les obligations financières de MASEN dans le cadre de la centrale. De fait, l'Etat marocain devrait fournir à MASEN des subventions directes annuelles afin de couvrir la différence entre les coûts de l'électricité que MASEN doit payer à la société de projet et les recettes attendues de la vente de cette électricité à l'ONEE¹⁹. Afin d'aligner la stratégie de lutte contre le changement climatique du pays avec le cadre plus large de développement industriel et de soutenir l'atténuation de certaines des conséquences budgétaires de ces subventions, le programme de MASEN a été mis au point dans le cadre du programme d'intégration industrielle visant à développer l'industrie marocaine et la compétitivité du pays en tant que précurseur régional des technologies vertes et de leur savoir-faire. Un rapport de 2011 sur le potentiel de fabrication locale du CSP dans la région MENA a démontré que le développement d'une base industrielle régionale permettrait des gains économiques potentiels significatifs²⁰. Le rapport a indiqué que ces retombées pourraient atteindre 14.3 milliards de dollars grâce aux projets industriels et commerciaux et 9.6 milliards de dollars E.U. grâce au commerce extérieur et aux exportations d'équipement pour soutenir des projets en dehors de la zone MENA jusqu'en 2025²¹.

25. Il existe toujours un potentiel de développement du marché des exportations d'énergie verte vers l'Europe. De plus, afin d'accroître les recettes du projet, MASEN souhaite développer un marché d'exportation en Europe pour l'énergie verte issue du Programme Solaire Marocain Noor de 2000 MW²². Cette énergie serait vendue à un prix équivalent ou supérieur aux coûts de

¹⁹ La Banque soutient cette obligation, dans le cadre du Projet Noor-Ouarzazate I de la Banque, grâce à un financement de 200 millions de dollars E.U. de la BIRD, structuré comme un fonds de réserve décaissé uniquement en cas de besoin.

²⁰ Cf. Ernst & Young and Fraunhofer Institute, *Middle East and North Africa (MENA) Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects*, Banque Mondiale et ESMAP (2011) (ci-après dénommé "Evaluation de la fabrication locale").

²¹ MASEN a invité les soumissionnaires à proposer des approches de mise en œuvre du projet visant à inclure du contenu local dans Noor-Ouarzazate I, à hauteur de 30% au moins du coût du projet. ACWA Power Ouarzazate (APO), qui a remporté Noor-Ouarzazate I, ne prévoit pas actuellement de difficultés à atteindre cet objectif, et travaille avec des fabricants marocains pour faciliter les accords conjoints avec des entreprises européennes pouvant apporter le savoir-faire technique nécessaire à l'amélioration des capacités locales de fabrication afin de répondre aux besoins du projet. Au fur et à mesure de la maturation du programme de MASEN, il est prévu que les industries marocaines pourront assembler et produire certains composants et une part croissante des éléments pour les projets CSP.

²² En 2009, l'Article 9 de la Directive de l'Union Européenne (UE) pour les Energies Renouvelables a été rédigé pour permettre le principe d'importation d'énergies renouvelables en plus de subventions à la production intérieure d'électricité hors UE jusqu'en 2020. Depuis, des gouvernements de pays clés, menés par la France et l'Allemagne,

production de MASEN. L'Allemagne, notamment, avait exprimé un vif intérêt pour l'achat d'énergie de Noor-Ouarzazate I, d'une part pour atteindre les objectifs européens d'énergies renouvelables et d'autre part pour soutenir le développement d'un cadre juridique et commercial pour faciliter les échanges d'énergies renouvelables entre la région MENA et l'Europe. Bien que les efforts pour développer ce marché soient en cours et bénéficient toujours d'un fort soutien des deux rives de la Méditerranée, le ralentissement économique en Europe a entraîné un décalage dans le temps des discussions sur de tels échanges. Il est néanmoins estimé qu'un tel marché, à moyen voire long terme, jouera un rôle essentiel dans le développement du secteur des énergies renouvelables au Maroc et dans la région MENA.

C. Objectifs de plus haut niveau auquel le projet contribue

26. Le Projet proposé est en ligne avec le Document d'Orientation pour le secteur de l'Energie de la Banque daté de 2013, et l'objectif de la Banque de soutenir l'atténuation du changement climatique et le développement durable tout en poursuivant le double objectif d'éradiquer la pauvreté extrême et de stimuler une prospérité partagée. Comme indiqué ci-dessus, le Document d'Orientation pour le secteur de l'Energie de la Banque (Rapport N°79597) est centré sur les énergies renouvelables et encourage le soutien à des projets à coûts élevés à l'empreinte environnementale réduite lorsqu'un financement concessionnel est disponible pour couvrir une partie des coûts additionnels²³. Il promet aussi ce soutien s'il existe une demande forte du client et une adhésion fondée sur une correspondance étroite avec les objectifs de développement national. Le Maroc a démontré son engagement en faveur du PSM et est conscient des liens potentiels de cette politique énergétique verte avec l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, la création d'emploi, et l'avantage que procure le fait d'être précurseur. Le Projet proposé répond à la stratégie de la Banque visant à soutenir un projet aussi ambitieux.

27. Les objectifs du Projet sont étroitement alignés avec les priorités nationales du Maroc. La politique énergétique marocaine donne la priorité à la sécurité d'approvisionnement énergétique grâce à la diversification des sources et des ressources et l'optimisation du bilan énergétique du pays. Cette politique met également l'accent sur le développement durable grâce à la promotion de la production d'énergie renouvelable, le renforcement de la compétitivité de ses secteurs productifs et la protection de l'environnement grâce à l'utilisation de technologies favorables au climat. A cette fin, le Maroc a élaboré son PSM, en général, et la mission de MASEN, en particulier, en coordination avec les priorités de développement industriel du pays afin de promouvoir et d'étendre la capacité de fabrication locale. Plutôt que de subventionner le développement de cette capacité, le Maroc est prêt à payer pour le coût supplémentaire de la production CSP afin de permettre à sa base manufacturière de se développer au sein d'un environnement concurrentiel. Ceci devrait permettre d'étendre la base industrielle et d'innovation du pays, en créant des emplois et en améliorant les compétences de la main d'œuvre nationale.

28. En outre, le Maroc est actuellement à la pointe des politiques régionales respectueuses du climat et devrait être en bonne position pour bénéficier des avantages de sa situation de précurseur alors que d'autres pays n'en sont qu'à la phase de formulation initiale de leurs programmes

ont déclaré leur soutien aux importations d'énergie solaire et ont commencé à travailler à la mise en place d'un accord permettant des échanges physiques

²³ Voir note 3

d'énergies renouvelables. D'ailleurs, il existe déjà des signes montrant que des entreprises marocaines et étrangères investissent dans la capacité de fabrication du pays afin de mieux concourir pour et participer à la construction de Noor-Ouarzazate II et III (défini et discuté plus en détail dans la Section III ci-dessous) et à la fabrication de composants liés aux centrales ainsi qu'à d'autres projets futurs du programme MASEN.

29. Le Projet contribue directement au domaine d'intervention 2.2 du Cadre de Partenariat Stratégique (CPS) pour la période 2014-2017 avec le Royaume du Maroc (Rapport 86518-MA), à savoir « augmenter la production électrique à partir d'énergies renouvelables et renforcer l'efficacité énergétique ». La politique marocaine en matière d'énergie renouvelable fait partie des efforts du Maroc pour réduire sa dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles, se protéger des fluctuations excessives des cours des combustibles fossiles, et développer les vastes ressources d'énergies renouvelables du Maroc. La nouvelle stratégie du Maroc a pour objectif une part d'énergies renouvelables dans la capacité de production d'électricité de 42% en 2020. Le Projet permettra d'ajouter environ 6% de cette expansion de capacité attendue, ce qui se traduit par 700 000 tonnes de GES évitées. Par ailleurs, une analyse de l'Institut Fraunhofer (2014)²⁴ indique que le potentiel de fabrication locale du CSP pourrait engendrer un impact économique de 1,8 à 5,3 milliard(s) de dollars E.U. résultant de la construction, le fonctionnement et la fabrication des équipements des centrales CSP. L'industrie locale du CSP pourrait employer 2 000 à 3 000 personnes d'ici 2020 et 2 000 à 10 000 d'ici 2025, suivant la taille du marché. L'Institut Fraunhofer estime que 26 000 à 73 000 emplois cumulés équivalents pourraient être créés d'ici 2025 suite au développement du secteur CSP. Etant donné que la plupart de ces emplois sont dans la construction et donc pour une main d'œuvre non qualifiée, il existe un fort potentiel pour stimuler le niveau de vie des 40% de la population la plus pauvre.

30. Le Projet proposé devrait accélérer le déploiement mondial du CSP en tant qu'alternative viable aux technologies traditionnelles basées sur les combustibles fossiles. Le Maroc est actuellement à la pointe du développement du CSP dans la région MENA, et, aux côtés des Etats-Unis, de l'Afrique du Sud, de l'Inde et de la Chine, représente une part significative du marché CSP à court et à moyen terme. Bien que d'autres pays de la région (comme l'Arabie Saoudite) aient annoncé qu'ils envisageaient leurs propres programmes ambitieux de CSP, le programme marocain est plus avancé et a déjà commencé à démontrer des résultats concrets avec le démarrage de la construction de Noor-Ouarzazate I et le lancement des appels d'offre de Noor-Ouarzazate II et III en 2013. D'ailleurs, comme évoqué en détail dans l'analyse économique du projet, le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate pourrait réduire la courbe mondiale de coût de la technologie CSP de 3%, en prenant pour hypothèse un taux d'apprentissage de 19,5% pour le CSP et en utilisant 2012 comme année de référence. Si les 2000 MW du PSM sont entièrement mis en œuvre, la courbe mondiale de coût de la technologie diminuerait de 13%.

31. Le Projet proposé fait partie intégrante du Programme MENA CSP et est aligné avec la Stratégie de la Banque pour la région MENA, soutenant son pilier lié au développement durable . Le Projet proposé est conforme au Programme MENA CSP qui « poursuit des objectifs de sécurité énergétique, d'atténuation du changement climatique et d'intégration régionale de la

²⁴ *Fraunhofer ISE*, Analysis of potential economic benefits of developing a CSP industry in North Africa (2014).

Méditerranée » qui sont au cœur du programme politique du Maroc soutenu par le projet proposé²⁵. Le GdM et MASEN, en collaboration avec des partenaires européens, continuent à promouvoir les exportations d'énergies vertes du Maroc vers l'Europe. Un tel marché devrait se développer à moyen et long terme et, comme mentionné ci-dessus, devrait jouer un rôle pivot dans le soutien du développement d'énergies renouvelables au Maroc et dans la région MENA

II. OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DU PROJET

A. Objectif de Développement du Projet (ODP)

32. L'Objectif de développement du projet (ODP) est d'augmenter (a) la puissance installée (MW) et (b) la production électrique (MWh) du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate, notamment en période de pointe.

B. Bénéficiaires du Projet

33. **Le Projet engendrera des bénéfices divers à un ensemble de bénéficiaires aux niveaux local et mondial.** La population marocaine devrait en bénéficier du fait d'un approvisionnement fiable en électricité verte. Le Maroc devrait également être en mesure d'améliorer sa sécurité énergétique, de développer progressivement une industrie solaire locale et des structures de recherche et de développement, de développer les régions intérieures du pays et de créer des emplois dont le pays a urgemment besoin. Lors de la conception du projet, MASEN a prévu d'utiliser chaque processus d'appel d'offres des centrales du Plan Solaire Marocain pour encourager le développement de la fabrication locale. Sur la base de l'expérience de Noor-Ouarzazate I, MASEN estime que des marchés équivalents à au moins 35% des coûts de Noor-Ouarzazate II et III seraient attribués localement, ce qui devrait permettre de stimuler le développement de la base industrielle du pays et de créer des emplois. Autour de Ouarzazate, les autorités locales et la population bénéficient des opportunités de développement social et économique apportées par le projet comme l'a montré Noor-Ouarzazate I, en particulier grâce à son rôle de catalyseur de développement dans cette région semi-désertique.

34. **Aux niveaux régional et même mondial, le Projet devrait avoir des effets transformationnels non seulement sur le Maroc et son système énergétique mais aussi sur la région MENA et l'Europe.** Il est estimé que le Maroc contribuera de manière significative au déploiement de la technologie CSP avec d'importantes conséquences d'apprentissage, et des réductions futures des coûts de la technologie, ce qui a un effet bénéfique au niveau mondial. Le Maroc est idéalement placé pour déplacer la courbe globale des coûts de la technologie, améliorant sa viabilité économique à long terme et en la rendant plus attractive au niveau mondial et régional. Enfin, les 506,000 tonnes d'équivalent CO₂ d'émissions de GES évitées constituent un autre effet positif global.

C. Indicateurs de résultats de l'ODP

²⁵ Cf. *Plan d'Investissement Révisé MENA CSP du Fonds pour les Technologies Prores, 3^{ème} Note de Mise à Jour*, p. 13 (2014).

35. Les indicateurs de résultats de l'ODP sont les suivants :

- (a) Capacité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable mise en service dans le cadre du projet (MW);
- (b) Ventes d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable dans le complexe de Noor-Ouarzazate (MWh)
- (c) Ventes d'électricité pendant les heures de pointe (MWh) par le complexe Noor-Ouarzazate
- (d) Nombre de bénéficiaires directs du projet, dont femmes (%)²⁶ et
- (e) Émissions évitées de GES (tonnes annuelles équivalent de CO₂).

III. DESCRIPTION DU PROJET

36. Le Projet soutiendra:

- (a) **La mise en œuvre par MASEN de la deuxième phase du Complexe de Noor-Ouarzazate, d'une capacité pouvant atteindre 350 MW.** Cette deuxième phase concerne deux centrales distinctes et leurs installations annexes²⁷: (a) une centrale CSP à capteurs cylindro-paraboliques d'une capacité de 150-200 MW (Noor-Ouarzazate II) et (b) une centrale CSP à tour d'une puissance de 100-150 MW (Noor-Ouarzazate III). Ces deux centrales seront construites sur des terrains adjacents à Noor-Ouarzazate I déjà acquis par MASEN.
- (b) **L'achat par MASEN de l'électricité produite par l'ensemble du Complexe de Noor-Ouarzazate (Noor-Ouarzazate I, II et III),** en couvrant partiellement l'écart entre les coûts d'achat d'électricité par MASEN durant les premières années de fonctionnement des centrales et les recettes reçues en contrepartie de la vente de cette électricité à l'ONEE.

37. **Le projet est présenté au Conseil d'Administration de la Banque pour accord avant la conclusion du processus d'appel d'offres pour la sélection des partenaires privés pour la mise en œuvre de Noor-Ouarzazate II et III.** Comme ce fut le cas pour le projet Noor-Ouarzazate I de la Banque, il est important de rassurer les soumissionnaires en leur montrant que le financement complet du projet est assuré et en particulier, que le financement essentiel du FTP est garanti. Comme évoqué auparavant, le caractère hautement concessionnel des fonds FTP est essentiel pour réduire le coût de financement du projet, ce qui est fondamental pour sa viabilité financière.

²⁶ Le nombre de bénéficiaires sera calculé en divisant la production d'énergie de Noor-Ouarzazate II et III par la consommation annuelle moyenne d'électricité par client sur le système de l'ONEE. Pour le nombre de femmes bénéficiaires en pourcentage des bénéficiaires directs, la part des femmes dans la population marocaine sera utilisée.

²⁷ « Installations annexes » fait référence aux infrastructures et installations de la section 4.3.5 du CEIES de 2014 (décrit au paragraphe 40 du présent document), y compris celles à construire et faire fonctionner dans le but de (i) fournir de l'eau pour le fonctionnement de Noor-Ouarzazate II et III et (ii) transporter l'électricité du et vers les centrales par des lignes de transport.

A. Composantes du Projet

38. Le projet proposé comprend deux composantes (cf. Annexe 2 pour plus de détails):

39. **Composante 1 – Financement de l’Investissement Initial** (119 millions de dollars E.U. du FTP and 100 millions de dollars E.U. de la BIRD): La composante 1 consiste en : (A) le développement de Noor-Ouarzazate II dans le cadre de la formation d’un partenariat entre MASEN et un partenaire sélectionné dans le cadre d’une procédure d’appel d’offres; (B) la construction des installations annexes nécessaires au fonctionnement de Noor-Ouarzazate II ; (C) le développement de Noor-Ouarzazate III dans le cadre de la formation d’un partenariat entre l’Emprunteur et un partenaire sélectionné dans le cadre d’une procédure d’appel d’offres et (D) la construction des installations annexes nécessaire au fonctionnement de Noor-Ouarzazate III. Les financements FTP et BIRD ne portent que sur la construction de Noor-Ouarzazate II et III et ne concernent que les sous-composantes A et C.

40. **En sus des installations annexes nécessaires au projet Noor-Ouarzazate I, une autre installation annexe, la ligne de transmission Ouarzazate-Tazzarte de 225 kV, est nécessaire au fonctionnement de Noor-Ouarzazate II et III.** La construction de la ligne, financée principalement par l’AFD, ne débutera pas avant 2015. Les autres Infrastructures Annexes pour l’ensemble du complexe solaire Noor-Ouarzazate sont listées dans l’Etude d’Impact Environnemental et Social Cadre (CEIES) qui a été mise à disposition du public sur Infoshop le 26 juin 2014. La construction des infrastructures annexes est soit en cours soit terminée.

41. **Tant que le coût de la technologie CSP n’est pas comparable à celui des technologies traditionnelles, il faudra un soutien afin de réduire le coût global du projet ou pour accroître ses recettes.** L’analyse de la structure financière de Noor-Ouarzazate I montre que le coût complet de l’électricité de la centrale est très sensible aux changements du coût d’investissement, élément majeur du coût total du projet. Il est envisagé que les coûts d’investissement proposés lors des soumissions pour Noor-Ouarzazate II (basé sur le même type de technologie que celle utilisée pour Noor-Ouarzazate I) soient inférieurs à ceux proposés lors des soumissions pour Noor-Ouarzazate I.

42. **MASEN a déjà présélectionné quatre consortiums internationaux très expérimentés pour les projets, et un processus d’appel d’offres très concurrentiel est attendu.** Trois des consortiums font une offre à la fois pour Noor-Ouarzazate II et III, et l’un des consortiums fait une offre uniquement pour Noor-Ouarzazate III. MASEN a publié une demande de propositions techniques en décembre 2013 avec un processus de soumission en deux étapes conçu pour attribuer les deux projets en un seul lot le cas échéant. Cette approche est censée encourager les soumissionnaires, en particulier ceux qui font une offre pour les deux centrales, à optimiser leur conception technique afin que MASEN reçoive le meilleur prix possible pour les deux projets à la fois. De plus, à la différence de Noor-Ouarzazate I, les spécifications fonctionnelles minimales de Noor-Ouarzazate II et III ont été optimisées afin de maximiser le nombre d’heures de production en heures de pointe des centrales. La production durant les heures de pointe a plus de valeur pour MASEN et l’ONEE parce qu’elle devrait supplanter sur le réseau la production plus onéreuse de cycles combinés utilisant du gaz naturel liquéfié importé.

43. Néanmoins, il est improbable que les réductions de coût obtenues suffisent à atténuer les surcoûts des centrales CSP comparés au coût moyen de l'électricité du système marocain.

La pression de la concurrence devrait engendrer des baisses de coûts d'investissement et de développement, ainsi que des marges pour couvrir les aléas et autres coûts. En l'absence d'une baisse suffisante des coûts d'investissement et autres coûts non financiers, les mécanismes de soutien conçus pour réduire ou abaisser les coûts d'investissement (comme des dons) seraient probablement les meilleurs outils pour arriver aux réductions nécessaires. Le paquet financier de Noor-Ouarzazate I inclut des dons de la Facilité d'Investissement pour le Voisinage (FIV) de l'Union Européenne et du BMU, qui ont permis jusqu'à un certain point de réduire le surcoût dans la mesure où des dons ont pu être mobilisés. D'ailleurs MASEN a aussi fait une demande d'octroi de dons en provenance de la FIV dans le cadre des projets Noor-Ouarzazate II et III, qui pourrait même être supérieurs à ceux obtenus pour Noor-Ouarzazate I. Si ces dons se matérialisent, ils permettront de réduire le surcoût.

44. En l'absence de sources additionnelles de financements en dons pour réduire les coûts d'investissement, la prochaine étape consiste à tenter de réduire au maximum les coûts de financement.

Ainsi, les financements FTP et BIRD, sous les sous-composantes (A) et (C) de la Composante 1 soutiendra la construction de Noor-Ouarzazate II et III au travers de la formation d'un ou plusieurs partenariats entre MASEN et chaque soumissionnaire retenu lors de l'appel d'offres pour développer les deux centrales. Un financement de (a) 119 millions de dollars E.U du FTP (qui, lorsque combiné avec un montant égal qui proviendra du FTP via la BAD, représente environ 680 dollars de soutien FTP par kW de capacité installée, comparé à 1231 dollars/kW pour Noor-Ouarzazate I)²⁸ et de (b) 100 millions de dollars E.U de la BIRD à MASEN en tant qu'Emprunteur pour cette Composante couvrirait partiellement la construction des deux centrales. Ces fonds devraient être rétrocédés par MASEN à chacune des Sociétés de projet (*Special Purpose Vehicle, ou SPV*) composées des partenaires sélectionnés pour concevoir, construire, détenir, exploiter et entretenir les deux centrales. Le solde restant à financer pour couvrir les coûts de construction devrait être fourni par un cofinancement de l'AFD, la BAD, la BEI et la KfW ainsi que par les fonds propres des soumissionnaires sélectionnés et de MASEN Capital.

45. Composante 2 – Mécanisme d'Atténuation du Surcoût (299 millions de dollars E.U de la BIRD): Bien que le financement concessionnel de la construction prévu aux termes de la Composante 1 soit essentiel pour réduire les coûts de financement, ce dernier ne sera pas suffisant pour réduire le coût complet du complexe solaire au niveau du prix moyen du système électrique marocain. Comme pour Noor-Ouarzazate I, il est attendu que l'Etat marocain signe des Conventions spécifiques avec les SPV de Noor-Ouarzazate II et III, prévoyant l'engagement spécifique de soutenir financièrement MASEN pour les surcoûts restants dus à l'achat d'électricité des projets. Plusieurs possibilités ont été envisagées pour atténuer les surcoûts restants²⁹, telle que

²⁸ Les conditions du prêt du FTP sont les plus concessionnelles accordées par le fonds, et ont été approuvées par le comité exécutif le 27 juin 2014.

²⁹ . La possibilité d'un prêt de la BIRD octroyé directement au Maroc a été étudiée. Dans ce cas de figure, le gouvernement transformerait ce prêt en don à MASEN. MASEN le rétrocéderait aux SPV pour abaisser les coûts d'investissement de la centrale et réduire le coût complet de l'énergie (LCOE) sur la durée des PPA. Cependant, une telle approche modifierait une politique opérationnelle marocaine, qui date de plus de 20 ans et qui avait été recommandée par la Banque, aux termes de laquelle une entreprise publique doit emprunter directement pour financer ses opérations, l'Etat marocain ne fournissant que des garanties de remboursement. Une garantie de risque partielle

la possibilité d'émettre des obligations vertes pour financer les surcoûts, mais les coûts additionnels de la dette commerciale nécessaire pour ces obligations, comparés au financement concessionnel, font augmenter les surcoûts. Cette augmentation serait moindre si les obligations étaient soutenues par une garantie de risque partielle qui pourrait réduire le coût de financement de l'investissement, mais ces réductions ne sont pas suffisantes pour ramener le coût total d'investissement au niveau qu'il aurait avec un prêt à taux concessionnel.

46. En tant que telle, la Composante 2 a été conçue pour soutenir l'achat de productible (kWh) produits par les SPVs afin de couvrir partiellement l'écart entre le coût d'achat par MASEN de l'électricité de Noor-Ouarzazate II et III (ainsi que Noor-Ouarzazate I comme évoqué ci-dessus) et le prix de vente par MASEN à l'ONEE. En d'autres termes, cette composante soutient l'acquisition du productible généré par les trois centrales CSP— Noor-Ouarzazate I, II et III—en couvrant partiellement la différence entre le prix auquel l'Emprunteur achèterait l'électricité générée par ces trois centrales et le prix auquel l'Emprunteur vendrait cette dernière à l'ONEE. MASEN sera en mesure de décaisser les fonds sous la Composante 2 suivant une formule qui déterminera le montant maximum décaissable. Ce montant maximum est égal à (A) le montant versé par MASEN pour acheter l'électricité aux SPVs moins la somme de (B) le montant reçu de la vente de cette électricité à l'ONEE et (C) la contribution du GdM visant la couverture de la différence entre (A) et (B).

47. Afin de mieux cibler l'intervention de la BIRD dans ce cadre, un prêt de la BIRD, qui spécifie des remboursements liés aux dates de décaissement et à des conditions plus flexibles, est envisagé, afin d'alléger le poids pour l'Etat marocain au cours des premières années d'exploitation de la centrale. MASEN a demandé l'annulation de prêt BIRD existant lié au projet Noor-Ouarzazate I, qui était structuré pour fournir un soutien à Noor-Ouarzazate I similaire à la Composante 2 du Projet proposé, simultanément avec l'entrée en vigueur du nouveau prêt BIRD proposé ici. Cela permettra à MASEN de consolider le soutien que la Banque fournit au Complexe Noor-Ouarzazate et d'optimiser les fonds à travers Noor-Ouarzazate I, II et III. Cela permettra aussi à MASEN d'utiliser les termes plus flexibles du nouveau prêt pour mieux aligner ses décaissements avec les besoins de trésorerie de MASEN³⁰.

48. Les décaissements initiaux de la Composante 2 afin de couvrir les surcoûts de Noor-Ouarzazate I, II et III seront effectués sous condition de mise en service de la centrale concernée. Les montants des décaissements seront basés sur (A) les coûts d'achat d'électricité de MASEN auprès de la SPV pertinente aux termes de l'accord de PPA pertinent, déduction faite (B) des recettes obtenues par MASEN grâce à la vente de cette électricité à l'ONEE aux termes de

pour MASEN a également été envisagée, mais, étant donné que les soumissionnaires n'ont pas soulevé de question quant au crédit de MASEN, l'impact de la garantie serait limité.

³⁰ Ce nouveau prêt commencerait à décaisser, sous la Composante 1, avec le lancement de la construction de Noor-Ouarzazate II et III et, sous la Composante 2, dans les six mois suivant la mise en service de Noor-Ouarzazate I, prévue fin 2015. Les décaissements sous la Composante 2 se poursuivraient jusqu'en 2018, soit après le début de l'exploitation de Noor-Ouarzazate II et III (actuellement prévu pour 2017 et 2018 respectivement) et seraient liés aux paiements que MASEN fait aux SPVs pour les achats d'électricité et aux revenus reçus de l'ONEE pour les ventes d'électricité.

l'accord de vente d'électricité et (C) de toute contribution financière de l'Etat marocain pour couvrir l'écart de coût entre (A) et (B) durant la période de décaissement pertinente. Ceci est représenté dans l'accord de prêt de la BIRD par la formule suivante [(A-B)-C]. Dans le cas où les coûts des centrales attribuées seraient inférieurs aux coûts estimés durant l'évaluation du Projet proposé, les fonds du prêt BIRD sous la Composante 2 pourraient alors couvrir le surcoût pour MASEN durant une période plus longue que celle initialement proposée.

49. **Structure et conditions des accords de financement du Projet.** Noor-Ouarzazate I a été attribué en 2012 et est en cours de construction. L'utilisation du financement de la Composante 2 pour l'achat de l'électricité produite par Noor-Ouarzazate I est conditionnée à l'achèvement de la construction et à la mise en service de la centrale Noor-Ouarzazate I, permettant ainsi à MASEN d'acheter l'électricité produite par cette centrale et de la revendre à l'ONEE. Noor-Ouarzazate II et III pourraient être attribuées à deux consortiums différents sous des cadres juridiques différents et avec des clôtures financières (*financing closing*) distinctes. Ainsi, les dates de clôtures financières pour Noor-Ouarzazate II et III ne sont donc pas forcément identiques, et dépendent du processus et des progrès atteints dans les négociations avec les consortia retenus.

50. Pour prendre en compte cette structure, les accords de prêts entre le FTP et la BIRD d'une part, et MASEN en tant qu'Emprunteur d'autre part, sont structurés pour entrer en vigueur peu après la date de signature³¹. Toutefois la disponibilité des fonds FTP et BIRD pour les Composantes 1 et 2 du Projet est conditionnée par des conditions de décaissement qui prennent en compte des voies de développement différentes pour chacune des centrales Noor-Ouarzazate I, II et III. Par exemple, les fonds FTP et BIRD pour Noor-Ouarzazate II et III sous la Composante I seront mis à disposition quand la clôture financière sera effectuée (exécution et entrée en vigueur des documents de projet qui permettent de lancer la construction de la centrale et conclusions des accords de prêts qui garantissent la disponibilité des fonds des Institutions Financières Internationales (IFI) pour mener à bien la construction). Même si les deux projets sont adjugés au même consortium, le processus de complétion et de signature du cadre contractuel sous-jacent (qui impliquerait différents contractants pour la construction, équipementiers, contractant d'opération et de maintenance, et, à certains égards, différents actionnaires) pourra impliquer un calendrier différent pour chacune des clôtures financières de projet. Les fonds BIRD sous la Composante 2 « Mécanisme d'Atténuation du Surcoût » pour soutenir l'achat d'électricité de chacune de ces centrales sont sujets à la mise en service de la centrale concernée. A cet égard, les décaissements des prêts FTP et BIRD sont optimisés pour être en harmonie avec la progression du montage PPP et de la construction de chaque centrale.

B. Coût du projet et financement

51. Le tableau ci-dessous résume les principaux coûts du projet et leur financement. L'Annexe 2 fournit une répartition plus détaillée des coûts de construction et dispositifs de cofinancement. Le Projet est financé par six agences de développement internationales, y compris deux prêts gérés par la Banque, l'un du FTP et l'autre de la BIRD. Les termes et les conditions du prêt FTP sont les plus concessionnels offerts par le fonds, comme pour le cas de Noor-Ouarzazate I. Le prêt flexible

³¹ L'entrée en vigueur est sujette (a) à la réception des avis juridiques requis dans le cadre de la Section 9.02 des Termes et Conditions Générales de la BIRD, et des Conditions Standards du FTP et (b) à l'entrée en vigueur croisée des accords juridiques de la BIRD et du FTP.

BIRD est dénommé en Euros à hauteur de 80% du prêt et en dollars EU à hauteur de 20%, avec des décaissements liés aux remboursements et une maturité de 18 ans, incluant une période de grâce de 9,5 ans.

52. Un financement rétroactif est envisagé pour les prêts BIRD et FTP pour un montant maximum de 46,900,000 € et 16,000,000 \$ EU pour le prêt BIRD et 24,000,000 \$EU pour le prêt FTP. Ce financement rétroactif pourrait couvrir des dépenses éligibles effectuées avant la date des accords juridiques des prêts FTP et BIRD mais après le 15 janvier 2015.

Tableau 1: Coût du projet et financement en US\$ Millions

Composantes du projet	Coût du projet	Cofinancement par les autres bailleurs de fonds	Financement BIRD	Financement du FTP (mis en oeuvre par la Banque Mondiale)	% Financement
1. Composante 1: Financement de l'Investissement Initial	2,377	2,158	60	119	9%
2. Composante 2: Mécanisme d'Atténuation du Surcoût	299	0	299	0	100%
3. Non alloué	0	0	40	0	100%
Coût total	2,676	2158	399	119	19%
Coût Total du Projet	2,676	2158	399	119	
Frais Initiaux	1		1		
Financement Total Requis	2,677	2158	400	119	

C. Enseignements tirés et intégrés dans la conception du Projet

53. Plusieurs enseignements ont pu être tirés de l'expérience du processus de Noor-Ouarzazate I, de la structuration et de la conduite de l'appel d'offres pour retenir les partenaires privés, qui ont été utilisés par MASEN pour la conception technique de Noor-Ouarzazate II et III. Ces leçons sont les suivantes :

- Optimisation de la conception technique des centrales : l'appel d'offres pour Noor-Ouarzazate I spécifiait un nombre d'heures de stockage thermique minimum (3 heures), qui était à l'époque le maximum considéré possible pour des centrales de cette taille. Le stockage est essentiel dans la conception d'une centrale car il s'agit du moyen pour elle de répondre à la demande de pointe du soir, lorsque le coût de production est le plus élevé pour le système de l'ONEE. Un stockage plus important augmenterait la valeur de la centrale. Pour maximiser la valeur des centrales, MASEN a rendu les spécifications techniques minimales de Noor-Ouarzazate II et III plus flexibles, en spécifiant un minimum requis de production aux heures de pointe. Les soumissionnaires ont ainsi la possibilité de proposer à MASEN une conception de centrale optimisée répondant aux exigences de disponibilité en heures de pointe et permettant d'optimiser le stockage thermique dans les limites d'une plage de stockage spécifiée de trois heures. De cette façon, MASEN prévoit que la production en heures de pointe de Noor-Ouarzazate II et III dépassera de loin celle attendue de Noor-Ouarzazate I, et, en conséquence, générera plus de recettes pour MASEN grâce à la vente de l'électricité à l'ONEE. Cette approche permet aux soumissionnaires d'explorer des approches innovantes pour répondre aux exigences tout en minimisant la

quantité de stockage thermique requis, ce qui pourrait avoir un impact majeur sur les coûts d'investissement de la centrale.

- Raccourcissement du temps nécessaire entre le bouclage financier et le démarrage de la construction: Noor-Ouarzazate I étant la première centrale du programme de MASEN, l'entreprise n'avait pas encore de documents-types d'appel d'offres et juridiques à utiliser. MASEN a conçu ces documents durant le processus d'appel d'offres et les négociations qui ont suivi avec le candidat privé retenu pour Noor-Ouarzazate I. En conséquence, le processus d'adjudication pour Noor-Ouarzazate I s'est étalé sur plusieurs mois. L'élaboration et la négociation des accords juridiques après adjudication du projet ont duré près d'un an. Pour Noor-Ouarzazate II et III, MASEN a inclus des documents juridiques presque complets dans l'appel d'offres, qui étaient largement basés sur ceux utilisés pour Noor-Ouarzazate I, que les soumissionnaires devront examiner et commenter avant de soumettre leurs offres respectives. MASEN s'attend à ce que les soumissionnaires soumettent des versions paraphées de ces accords dans leurs propositions finales. Même si des négociations pourraient s'avérer nécessaires pour finaliser les documents après adjudication, il est probable que la période nécessaire pour arriver au bouclage financier et au démarrage de la construction (et décaissements) soit bien plus rapide que pour Noor-Ouarzazate I.
- Accélération de l'achèvement de l'évaluation d'impact environnemental et social de la centrale: Dans le cas de Noor-Ouarzazate I, l'évaluation d'impact environnemental et social a débuté après l'adjudication du projet et le choix de la technologie exacte à utiliser pour la centrale. Ce travail, incluant des consultations et une période d'information publique, a pris un certain temps pour être finalisé. Pour accélérer le processus, MASEN a inclus dans les documents d'appel d'offres des termes de référence pour que des consultants soient recrutés par les soumissionnaires afin d'effectuer une grande partie de l'évaluation durant la procédure d'appel d'offres. Les soumissionnaires doivent soumettre un projet d'évaluation dans leur dossier de candidature final. Une fois les soumissionnaires retenus choisis et les attributions annoncées, les soumissionnaires pourront commencer les consultations puis rendre publiques les évaluations, après examen par la Banque, durant la période d'information publique requise. Cette approche devrait permettre d'accélérer le calendrier de démarrage de la construction pour Noor-Ouarzazate II et III, comparé à Noor-Ouarzazate I.
- Optimisation de la structure du soutien de la Banque pour l'écart de revenus de MASEN: pour Noor-Ouarzazate I, la Banque a octroyé à MASEN un prêt de 200 millions de dollars E.U de la BIRD sous la forme d'un fonds de réserve. Le décaissement du prêt était prévu après le début de l'exploitation commerciale de Noor-Ouarzazate I sur la base d'une formule prenant en compte les coûts d'achat d'énergie de MASEN auprès de Noor-Ouarzazate I, le montant des recettes que MASEN recevait de l'ONEE et le montant du soutien octroyé par le gouvernement. Le prêt était structuré de manière à alléger la charge sur le budget de l'Etat durant les premières années d'exploitation de Noor-Ouarzazate I et pour rassurer les investisseurs privés en leur montrant que MASEN dispose des sommes nécessaires pour respecter ses obligations de paiement prévus dans les accords d'achat d'énergie. Néanmoins, la période de grâce relativement courte signifiait que, 2 à 3 ans après

le début de l'exploitation commerciale de Noor-Ouarzazate I et de la période de décaissement, le remboursement du prêt BIRD devrait démarrer et la période de remboursement chevaucherait la période de tirage. De ce fait, MASEN devrait commencer à rembourser l'emprunt tout en continuant à utiliser le solde restant, réduisant ainsi l'impact net. La Composante 2 du Projet proposé, le Mécanisme d'Atténuation du Surcoût, résout ce problème en allongeant la période de grâce et en appliquant des conditions du prêt BIRD plus flexibles.

- Optimiser le profil de décaissement du soutien de la BIRD: le soutien de la BIRD à Noor-Ouarzazate I prévoyait de commencer les décaissements une fois achevée la période de construction de 2-2,5 ans de la centrale et une fois la centrale en service. Par conséquent, les décaissements devaient commencer plus de 4 ans après l'approbation du prêt par le Conseil d'Administration. Pour régler cette question, le projet proposé comprend une composante de construction pour débiter les décaissements beaucoup plus tôt que dans la structure de Noor-Ouarzazate I. De plus, l'inclusion du soutien pour Noor-Ouarzazate I dans la Composante 2 signifie que les décaissements pour soutenir l'écart de revenus du Complexe de Noor-Ouarzazate commenceraient au moins un an avant la date prévue de mise en service de Noor-Ouarzazate II et III.

IV. MISE EN OEUVRE

A. Modalités Institutionnelles et de Mise en œuvre

54. **MASEN a été créée par la Loi 57-09 afin de mettre en œuvre le PSM et est donc responsable de la définition de tous les aspects techniques, des sauvegardes et des aspects fiduciaires de Noor-Ouarzazate II et III.** Les sous-composantes (A) et (C) de la composante 1 du Projet proposé devrait être mis en œuvre par le biais de partenariats entre MASEN et les partenaires privés qui composeront des SPVs, qui sont les Entités de Mise en Œuvre du projet, chargées de concevoir, construire, détenir, exploiter et entretenir Noor-Ouarzazate II et III. Les partenaires seront retenus à l'issue d'un processus d'appel d'offres concurrentiel en deux étapes, qui est actuellement à un stade avancé. La première étape concerne les soumissions techniques qui doivent répondre aux spécifications opérationnelles minimales de MASEN. Ceci donne à MASEN la possibilité d'évaluer les propositions techniques et toute approche innovante proposée par les soumissionnaires pour répondre aux critères. Ceci permet également plus de clarté au sujet de la répartition des risques et fournit les projets d'accords juridiques avant que ne soient formulées les propositions financières.

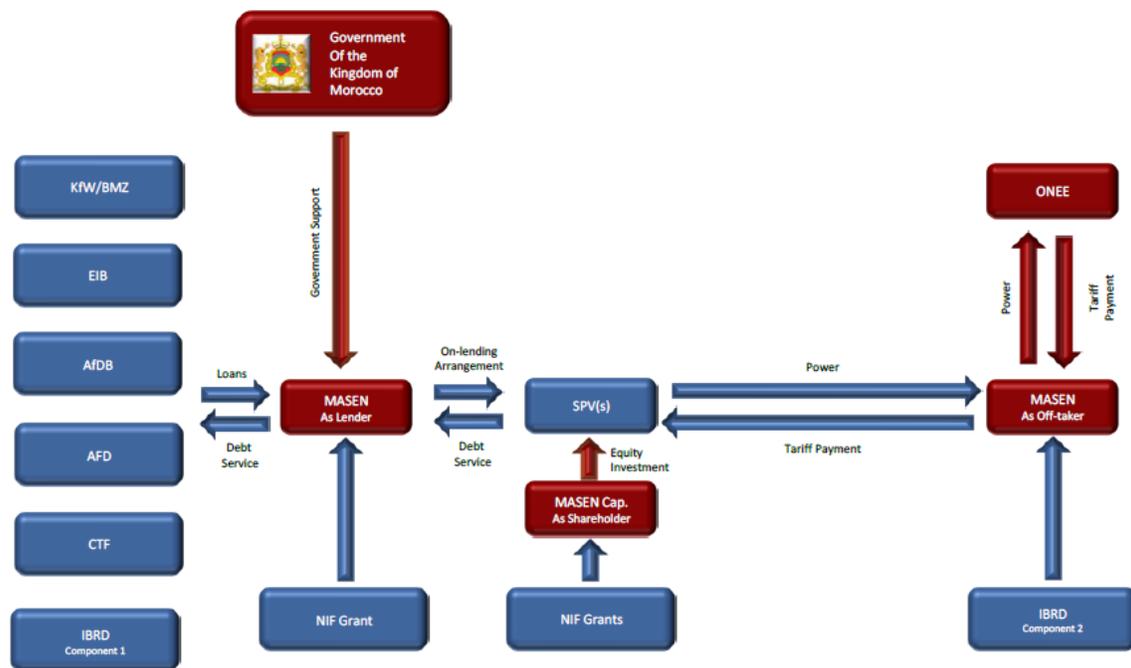
55. **La deuxième étape comprend les offres financières, centrées sur le montant des tarifs de rachat par kilowatt heure (kWh) payé par MASEN pour l'électricité de Noor-Ouarzazate II et III.** Pour que les soumissionnaires puissent proposer des offres financières, MASEN devra leur fournir, au cours de la deuxième étape, les conditions de financement par emprunt que MASEN octroiera à la SPV retenue. Etant donné que MASEN souhaite arriver au bouclage commercial (c.-à-d., arriver à un accord sur toutes les questions commerciales) peu après l'adjudication, MASEN doit savoir quelles seront les conditions finales du financement par emprunt accordé par les IFI avant la conclusion de la deuxième étape de l'appel d'offres.

56. **Une fois retenu(s), le(s) candidat(s) gagnant(s) devront conclure, par le biais des SPVs, une série d'accords avec MASEN afin d'établir la base contractuelle du partenariat.** La structure du partenariat prévu est largement basée sur le principe de transactions financées commercialement et à recours limité pour les projets d'infrastructure. MASEN conclura des accords d'achat d'énergie avec le(s) soumissionnaire(s) retenu(s) pour racheter la totalité de la production de Noor-Ouarzazate II et III au tarif de rachat déterminé lors de la mise en concurrence. A son tour, MASEN conclura un accord d'achat d'énergie avec l'ONEE pour vendre cette électricité à l'ONEE au tarif réglementé de haute et de très haute tension.

57. **MASEN devra conclure avec les SPVs des accords d'approvisionnement en eau et en équipements communs d'infrastructure à utiliser par les centrales. Il est également prévu que MASEN acquière une participation minoritaire (jusqu'à 25%) dans les SPVs ainsi que les véhicules constitués pour exploiter et entretenir les centrales.** La participation de MASEN dans les activités quotidiennes de ces sociétés devrait être limitée au rôle habituel d'un actionnaire minoritaire. Cependant, MASEN espère que sa participation lui donnera une meilleure vision du fonctionnement de ce type d'entreprises et améliorera sa capacité à concevoir des projets ultérieurs pour mettre en œuvre les projets restant de sa mission de 2000 MW.

58. **Dans la lignée de l'approche suivie pour Noor-Ouarzazate I et comme illustré à la Figure 13 ci-dessous, MASEN devrait conclure des accords de prêt avec les SPV afin de leur transmettre les produits du financement octroyé par les IFI à MASEN pour Noor-Ouarzazate II et III.** Ces sommes devraient constituer le gros du financement par emprunt des projets et couvrir jusqu'à 80% des coûts de Noor-Ouarzazate II et III. Le montant du financement par emprunt dépendra des prix retenus lors de l'adjudication qui détermineront les coûts totaux du projet. Les 20% restants des coûts de Noor-Ouarzazate II et III seront couverts par les fonds propres des actionnaires des SPV.

Figure 6 – Aperçu du dispositif institutionnel et de mise en œuvre



B. Suivi des résultats et évaluation

59. **MASEN suivra régulièrement la mise en œuvre de Noor-Ouarzazate II et III par les SPVs conformément aux obligations contractuelles convenues, qui seront mises en place avant le premier décaissement des prêts du FTP et de la BIRD.** Les indicateurs de résultats des ODP et les indicateurs intermédiaires seront suivis par MASEN et transmis à la Banque mondiale et aux autres IFIs dans le cadre de rapports de projet couvrant une période d'un semestre civil. MASEN soumettra les rapports de projet à la Banque 45 jours après la fin de chaque semestre civil. Les rapports couvriront, entre autre, les états financiers, l'avancement concret et la passation de marchés.

60. Les accords de prêts du FTP et de la BIRD prévoient que des rapports financiers intérimaires (RFI) non audités soient soumis périodiquement, complétés par un rapport d'audit technique élaboré par un expert indépendant. Le rapport d'audit sera centré sur (i) la réalisation d'étapes clés définies dans le contrat d'ingénierie, passation des marchés et construction (IPC) et (ii) respect des dispositions contractuelles en matière de prix.

C. Durabilité

61. **Le Maroc considère ce Projet comme essentiel au développement de son économie. Comme décrit ci-dessus il fait partie intégrante du PSM et de la stratégie de lutte contre le changement climatique.** Les coûts initiaux du programme et les risques d'éche les bénéfices attendus sont bien connus.

62. **La durabilité du Projet est assurée avec l'aide d'une institution dédiée, à savoir MASEN, dotée de professionnels de haut niveau pour le développement du PSM, aux côtés d'un développeur privé financièrement robuste et techniquement compétent afin de développer le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate.** Ce partenariat garantira une construction, une exploitation et une maintenance dans le respect des normes de l'industrie. L'expérience de Noor-Ouarzazate I démontre que ce cadre institutionnel fonctionne.

V. PRINCIPAUX RISQUES ET MESURES D'ATTENUATION

A. Tableau récapitulatif de l'évaluation des risques

Catégorie de risque	Evaluation
Risques pour les diverses parties prenantes du Projet	Modéré
Risques liés à l'agence d'exécution	
- Capacité	Elevé
- Gouvernance	Faible
Risques liés au Projet	
- Conception	Elevé
- Social et Environnemental	Modéré
- Programme et Bailleurs	Modéré
- Qualité de Réalisation et Durabilité	Modéré
- Accessibilité Financière	Elevé
- Technologique	Elevé
Risque global de mise en œuvre	Elevé

B. Explication de l'évaluation du risque global

63. Etant donné les risques technologiques et financiers inhérents au projet, **le Projet est considéré comme étant à risque élevé pour sa mise en œuvre**. Bien que la somme de l'évaluation des risques individuels puisse aboutir à une évaluation globale de risque plus faible, l'importance des risques liés à la viabilité du secteur, aux indicateurs financiers du projet (accessibilité financière) et à la technologie suggère un projet à risque global élevé.

VI. RESUME DE L'EVALUATION

A. Analyse économique

64. **L'analyse économique traditionnelle ne prend pas en compte l'intégralité de la logique économique pour laquelle le Projet est entrepris**. Comme discuté ci-dessous, l'analyse économique traditionnelle de projet de la Banque ne suffit pas à elle seule à fournir une justification claire du Projet. Néanmoins, cette analyse traditionnelle ne reconnaît pas la dimension mondiale inhérente à l'utilisation de technologies favorables au climat. Par définition, de telles technologies génèrent des avantages qui dépassent les frontières nationales et doivent être analysées à la lumière des biens publics mondiaux qu'elles créent. D'ailleurs, le Document d'orientation pour le secteur de l'énergie de la Banque mondiale a reconnu le besoin d'équilibrer les priorités concurrentes pour le développement du secteur énergétique en mettant l'accent sur des projets à faibles émissions et à coûts très élevés porteurs de bénéfices futurs stratégiques. Ces avantages comprennent « les efforts en amont pour le pilotage et l'amélioration de technologies relativement nouvelles sur le

marché, et sources d'externalités positives potentielles au niveau mondial en matière d'effets de démonstration et de reproduction». Néanmoins, comme mentionné ci-dessous, le Projet a une logique économique solide : (i) il contribuera au bien public mondial de réduction des coûts d'une technologie faible en carbone et (ii) le Maroc bénéficiera de coûts inférieurs pour ses futurs investissements en CSP.

65. Il est bien établi que le cadre traditionnel d'analyse coût-bénéfice de projet ne fournit qu'une évaluation partielle des bénéfices économiques d'un projet transformationnel à un stade précoce de la courbe d'apprentissage. En l'absence d'investissement au cours des étapes initiales de développement de la technologie, les réductions des coûts d'investissement et d'exploitation ne pourront être obtenues, comme l'a clairement démontrée l'expérience de la technologie PV. Il est probable que la technologie CSP se prête à des réductions comparables de la courbe des coûts.

66. De plus, au-delà des bénéfices économiques habituels de la production d'électricité servant de repère pour une analyse coûts/bénéfices traditionnelle, les énergies renouvelables présentent de nombreux avantages plus difficilement quantifiables. Ces derniers incluent une sécurité énergétique accrue et une diversification du mix énergétique, ainsi que des bénéfices macroéconomiques (et de création d'emploi) provenant de la mise en place d'une industrie de fabrication locale pour des pièces importantes des centrales CSP. Ces deux types de bénéfices constituent des objectifs importants du GdM, étant donné les perturbations macroéconomiques et budgétaires engendrées par la dernière forte hausse des prix du pétrole en 2008/2009. Cela se vérifie tout particulièrement pour les bénéfices liés aux contributions à la courbe d'apprentissage au niveau mondial pour la technologie CSP.

67. L'analyse économique s'effectue ainsi par étapes :

- (i) Une analyse coûts/bénéfices conventionnelle au niveau du Projet qui examine les bénéfices en matière de production d'électricité, évalués par rapport à la meilleure alternative de production thermique (une modélisation détaillée montre que le CSP remplacerait des turbines à cycle combiné à gaz (TCCG) alimentées par du gaz naturel liquéfié (GNL).
- (ii) Prise en compte des externalités environnementales locales (et des coûts évités des dommages liés à la pollution atmosphérique dus à la production thermique)
- (iii) Prise en compte des externalités environnementales globales (émission de GES évités)
- (iv) Prise en compte de la sécurité énergétique et des bénéfices de la diversification
- (v) Prise en compte des bénéfices macroéconomiques directs découlant de la mise en place d'une industrie de fabrication nationale pour produire des composants essentiels de l'investissement en CSP ainsi que des bénéfices indirects (effet multiplicateur).
- (v) Prise en compte des bénéfices liée à la courbe d'apprentissage mondiale.

68. **Analyse coûts/bénéfices conventionnelle.** Le CSP n'est pas économique sur la base d'une analyse conventionnelle (le taux de rentabilité économique ERR est négatif sur l'horizon anticipé de l'accord d'achat d'électricité de 25 ans) (voir Tableau 2) ; les bénéfices économiques sont les coûts évités de la meilleure alternative possible, c'est-à-dire les TCCG utilisant du GNL importé.

Pour être rentable au (véritable) coût d'opportunité du capital pour le GdM (à un taux d'actualisation de 5%), il faudrait que la valorisation du CO₂ soit de 92 dollars E.U par tonne de CO₂ (basé sur la valeur de transfert) ou de 57 dollars par tonne de CO₂ sur la base de la définition du coût marginal d'abattement (CMA) du FTP, comme évoqué ci-dessous dans l'Annexe FTP. Une analyse de sensibilité montre que le risque principal est celui d'une augmentation du coût d'investissement (en particulier pour la technologie de tour de Noor-Ouarzazate III, pour laquelle l'expérience internationale est moindre). Néanmoins, la qualité du processus de passation de marchés de MASEN a été démontrée et un appel d'offre international bien géré devrait être en mesure de permettre des réductions supplémentaires des dépenses d'investissement. Bien que les estimations des coûts d'investissement de la Banque soient déjà quelque peu inférieures à celles de MASEN, une réduction supplémentaire de 15% par rapport à l'évaluation de référence de la Banque n'est pas à exclure. Ceci aurait pour conséquence une réduction du CMA pour atteindre 35 dollars par tonne de CO₂ (à un taux d'actualisation de 5%), 58 dollars par tonnes de CO₂ (à un taux d'actualisation de 10%), ce qui est bien dans la norme des coûts évités pour les autres énergies renouvelables. L'expérience de Noor-Ouarzazate I a conduit à des réductions significatives du coût d'investissement par rapport aux prévisions faites avant l'appel d'offres.

Tableau 2 – Résumé de la Rentabilité Economique sans Externalités Environnementales

Base	Coût d'opportunité pour le Gouvernement	ONEE
Taux d'Actualisation (Réel)	5%	10%
Taux de Rentabilité Economique (ERR) Scénario de Référence	-0.07%	-0.07%
Valeur Actualisée Nette (VAN) (Million \$EU) Scénario de Référence	-733	-1,005

69. **Externalités environnementales locales.** L'impact des externalités environnementales sur les retombées économiques du Projet proposé est positif mais faible. Ceci est dû en partie au fait que Noor-Ouarzazate II et III remplacent le gaz naturel (sauf au cours des premières années où elles remplacent partiellement du pétrole et de charbon) dans le système de production de l'ONEE. La production d'électricité à partir de gaz naturel ne produit pas de particules de SO_x. Les coûts de dommage sont donc moindres (uniquement liés au NO_x) par rapport à d'autres centrales de production utilisant d'autres types de combustibles solides ou liquides.

70. **Externalités environnementales globales (émissions de GES évitées).** Pour atteindre le taux minimal (*hurdle rate*) en l'absence de bénéfices macroéconomiques, il faut que le carbone atteigne des valeurs assez élevées (valeur de basculement de 229 dollars E.U. par tonne de CO₂ à un taux d'actualisation de 10%), ce qui est beaucoup plus élevé que pour d'autres technologies renouvelables. Les recettes des exportations vers l'U.E représentent principalement un bénéfice financier (c'est-à-dire que les consommateurs européens d'électricité financeraient le surcoût plutôt que les consommateurs marocains).

Tableau 3 – Résumé de la Rentabilité Economique avec Externalités Environnementales

Base	Coût d'Opportunité pour le Gouv.	ONEE
Taux d'Actualisation (Réel)	5%	10%
ERR Scénario de Référence	-0.07%	-0.07%
ERR (incluant Externalités Environnementales Locales)	0.18%	0.18%
ERR (incluant Externalités Environnementales Locales et Mondiales @ 30\$/tonne)	1.72%	-1.72%
Valeur de Basculement (GES)	92	225
VAN Scénario de Référence	-733	-1,005
VAN (incluant Externalités Environnementales Locales et Mondiales)	-517	-883
Coût Marginal d'Abatement (CMA)	57	79

71. **Bénéfices en matière de sécurité et de diversification énergétiques.** Les bénéfices en matière de sécurité et de diversification énergétiques ne sont pas aisément quantifiables dans le cadre d'une analyse coût/bénéfice mais les préoccupations du GdM concernant les conséquences macroéconomiques des flambées des prix du pétrole sont justifiées par l'expérience récente du Maroc. Le fort engagement et soutien du Maroc en faveur du PSM en général, et du Complexe de Noor-Ouarzazate en particulier, reflètent l'importance de cet objectif.

72. Malgré la difficulté de la prise en compte quantitative des bénéfices de la sécurité énergétique, il est bien établi dans la littérature économique que l'impact macroéconomique des chocs pétroliers est significatif et n'est pas symétrique (c'est-à-dire qu'après une forte hausse provoquant un ralentissement de la croissance économique, comme ce fut le cas en 2008/2009, l'économie ne retrouve pas immédiatement son niveau initial si le prix du pétrole retrouve son niveau initial). La diversification de l'approvisionnement électrique est une bonne manière de se protéger de la volatilité des prix des combustibles, même si la valeur de cette protection dans l'analyse coût/bénéfice traditionnelle est probablement faible, et n'est donc pas quantifiable dans ce cas.

73. **Bénéfices macroéconomiques.** Les évaluations précédentes ne tiennent pas compte des retombées liées à la fabrication locale potentielle qui pourraient être une conséquence du programme de MASEN et du développement du CSP dans le pays. En se basant sur une étude détaillée du potentiel de fabrication locale au Maroc, l'Institut Fraunhofer (2014) a estimé que l'impact économique cumulé du programme CSP avec l'installation de 450 MW de CSP d'ici 2020 conduirait à des retombées macroéconomiques directes de 603 millions de dollars E.U et des retombées additionnelles indirectes de 474 millions de dollars E.U, soit un total de 1,076 millions de dollars E.U. D'ici 2025, les retombées macroéconomiques directes et indirectes combinées seraient d'environ 1.8 milliards de dollars E.U, en se basant sur l'hypothèse de l'installation de 700 MW de CSP. Si le Maroc installait 2,3 GW de CSP d'ici 2025, les retombées économiques augmenteraient fortement du fait de l'impact sur la fabrication locale, et atteindraient 2.2 milliards de dollars E.U d'ici 2020 (avec une capacité installée de 1GW) et 5.3 milliards de dollars E.U d'ici 2025.

74. Ces évaluations sont sujettes à une incertitude considérable vu le manque de clarté à ce stade par rapport à l'atteinte des niveaux de fabrication locale attendus. Cependant, si ces niveaux peuvent être atteints, l'impact sur l'évaluation économique serait considérable. Les retombées directes mentionnées ci-dessus sont ajustées afin d'être applicables uniquement à Noor-Ouarzazate II et III. L'ERR s'améliore, passant de -0.07 à 2.2%, et le CMA diminue, de \$57/tonne à 29\$/tonne de CO₂ (à un taux d'actualisation de 5%), et de \$79/tonne à \$56/tonne de CO₂ (taux d'actualisation de 10%).

75. En résumé, la prise en compte des bénéfices macroéconomiques accroît la rentabilité économique de manière significative. L'incertitude majeure résulte moins dans la méthodologie de l'étude de Fraunhofer à l'origine de ces évaluations que du fait que les investissements nécessaires pour les infrastructures de fabrication dépendront du rythme de mise en œuvre du PSM et installent 1500 à 2000 MW de CSP en plus de Noor-Ouarzazate II et III. En d'autres termes, plus rapide sera la mise en œuvre du PSM rapidement, plus rapidement se fera la matérialisation de ces bénéfices macroéconomiques.

76. **Bénéfices pour la courbe d'apprentissage mondiale.** L'analyse économique standard du projet évoquée ci-dessus ne tient pas compte de l'impact positif global dû à l'augmentation de la capacité installée. Comme démontré lors du développement des technologies éoliennes et PV, la retombées économiques futures liées à la subvention de nouvelles technologies dans leur stade précoce de développement peuvent être spectaculaires. Le PV, par exemple, a connu une réduction de son prix de 21% pour chaque doublement de capacité installée, ce qui a contribué de manière significative à son essor commercial et à sa quasi-parité avec les technologies traditionnelles d'origine fossile. La plupart des évaluations des courbes d'apprentissages passées pour le CSP indiquent un taux d'apprentissage historique d'approximativement 10% pour chaque doublement de capacité. En se basant sur l'analyse de la Banque, le coût d'investissement moyen pourrait être réduit à 3,350 dollars/kW une fois une capacité de 32 GW installée au niveau mondiale. Considérant les cibles ambitieuses de CSP annoncées par certains pays (par exemple l'Arabie Saoudite avec 25 GW de CSP d'ici 2032) et les prévisions de l'AIE de 70 GW de capacité CSP installée d'ici 2035, cette estimation est raisonnable. Les réductions du coût du CSP bénéficient à la communauté internationale en rendant plus abordable une technologie largement attendue à jouer un rôle majeur dans la satisfaction de la demande électrique future avec de l'énergie propre.

77. Afin de mieux comprendre les bénéfices futurs des investissements mondiaux en subvention dans le CSP au cours de ses premières années de développement technologique, une analyse indicative préliminaire a été menée sur la base d'un scénario hypothétique de vente d'électricité CSP de la région MENA à l'Europe à partir de 2020, en tenant compte des coûts de transport. Bien que les lignes de transport habituelles pour les projets CSP soient probablement des lignes haute tension à courant continu (HTCC), le scénario nécessite une partie sous-marine, qui peut coûter jusqu'à 5 fois plus cher que son équivalent terrestre. Il est fait l'hypothèse que les coûts d'investissement des centrales CSP baissent à 3,350 dollars/kW en 2030 comme évoqué ci-dessus et que les centrales CSP se substituent à des centrales TGCC sur le marché européen sur lequel l'énergie CSP serait vendue.

78. En utilisant une estimation conservatrice des prix du carbone établie par l'US *Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon* (IWGSCC) et les prévisions de prix du gaz européen

du World Energy Outlook de l'AIE, l'estimation du taux de retour économique des projets CSP est de 6,9% sur la base d'un prix du carbone de 57 dollars/tonne de CO₂ en 2030. En 2015, la subvention nette requise pour le CSP est de 2.1 USC/kWh, soit la différence entre le CSP à 13.8 USC/kWh et le TGCC à 11.8 USC/kWh. Mais d'ici 2030 le coût complet du CSP aura chuté (de 12.9/kWh à 7.3 USC/kWh). Le coût du gaz pour le TGCC (comme dans le scénario WEO 450 ppm) diminue également par rapport au niveau actuel mais le coût du carbone devrait augmenter (cf. Annexe, Figure 6.3 pour plus de détails). Le résultat net est que d'ici 2030, le CSP coûterait 3.4 USC/kWh de moins que le gaz, permettant ainsi un bénéfice économique net.

79. Une série d'analyses de sensibilité a été menée sur la base des variations des prix du carbone, l'efficacité des centrales TGCC, les taux de charge, les pertes de transport et les prix du gaz. Comme résumé dans le Tableau 3 ci-dessous, les taux de retour économiques vont de 3 à 11,6% selon les cas de figure. L'analyse démontre que l'investissement global en CSP à court terme (pour couvrir les surcoûts et les subventions nécessaires aux projets construits aujourd'hui, comme Noor-Ouarzazate II et III) ont un taux (réel) de retour à long terme de 6,9%. En effet, à l'avenir, le CSP devient moins onéreux que la solution alternative basée sur les combustibles fossiles, mais ce résultat ne sera obtenu que si les surcoûts sont subventionnés par la communauté internationale à court terme. En d'autres termes, si la communauté internationale subventionne non seulement Noor-Ouarzazate II et III mais aussi 10000 MW supplémentaires au cours de la prochaine décennie, le retour sur investissement pourra être significatif.

Tableau 4 – Synthèse de l'Analyse de Sensibilité des Bénéfices de la Courbe d'Apprentissage Globale

		Scénario Pessimiste	Scénario de Référence	Scénario Optimiste
2030 CSP CAPEX	US\$/kW	3,800	3,350	3,000
2030 prix de carbone	US\$/ton	40	57	80
Prix du Gaz	US\$/mmBTU	10.2	10.2	12.2
Rendement TGCC	[]	50.0%	48.0%	48.0%
Facteur de Capacité CSP	[]	37.5%	40.4%	41.0%
HVDC Pertes de Transport	[]	12.0%	11.0%	10.0%
ERR	[]	3%	6.9%	11.6%

80. **Conclusion:** en résumé, l'analyse économique montre que l'investissement pour le projet proposé est justifié du fait de : (i) d'un processus d'appel d'offres bien géré qui maximise les chances de réduction du coût d'investissement si des entreprises internationales de qualité peuvent être amenées à participer et (ii) d'un engagement fort du Maroc au développement à grande échelle du CSP (y compris sur le long-terme et pas seulement pour Noor-Ouarzazate II et III) qui encourage les fabricants à investir dans des installations de fabrication locale et la formation de la main d'œuvre, de manière à réaliser les bénéfices macroéconomiques.

B. Technique

81. **Spécifications techniques et localisation.** La Banque a mené une étude des spécifications techniques de Noor-Ouarzazate II et III sur la base de l'examen d'études et de rapports préparés par les consultants techniques de MASEN, des spécifications minimales mises au point par

MASEN et ses conseillers techniques à l'occasion des appels d'offre de Noor-Ouarzazate II et III et de visites de sites. Noor-Ouarzazate II et III devraient être implantées sur un site existant de 2500 hectares (ha) 10 kilomètre au nord-est de la ville de Ouarzazate dans le centre du Maroc. Ce site a été choisi par MASEN pour ses caractéristiques DNI, qui sont excellentes selon une modélisation préliminaire utilisant 1 an de données et mesures d'une station située sur le site et installée en septembre 2010. Le site est facilement accessible depuis le port de la ville d'Agadir, ce qui facilite le transport de gros équipement, et est adjacent au barrage de Mansour El Dahbi.

82. **Consommation d'eau.** Noor-Ouarzazate II et III devraient être faire appel au refroidissement à sec, ce qui réduit de manière significative la consommation d'eau par rapport à la technique du refroidissement humide³². Il est estimé que Noor-Ouarzazate II et III auront besoin de 230 000 m³ et 125,000 m³ d'eau, respectivement, provenant du réservoir situé derrière le barrage Mansour El Dahbi, ce qui représente, ajouté à la consommation de Noor-Ouarzazate I, moins d'1% du volume annuel régulier et 0,5% des ressources hydriques disponibles dans la région une fois que la construction du nouveau barrage de Tiouini sera achevée. L'eau devrait être amenée du réservoir au site par un pipeline de 10km actuellement en construction dans le cadre du processus de développement de Noor-Ouarzazate I.

83. **Installations annexes.** La production électrique de la centrale sera injectée au réseau via une nouvelle ligne de 225 kV reliant entre elles les sous-stations électrique de Ouarzazate et Tazarte. L'ONEE a déjà déterminé le tracé de cette ligne qui sera parallèle à une ligne existante et recrute actuellement un contractant pour sa construction, en utilisant les fonds d'un autre projet financés par l'AFD. Une fois terminée, la ligne augmentera la capacité d'une ligne de 225 kV existante entre les mêmes sous-stations et permettra l'évacuation de la production de Noor-Ouarzazate II et III en créant une boucle plus forte dans la zone entre les sous-stations de Ouarzazate, Errachidia, Tarzate, et Khenifra.

84. **Les soumissionnaires retenus pour construire, détenir et exploiter Noor-Ouarzazate II et III seront chargés de l'ingénierie et de la conception d'avant-projet (*Front-End Engineering and Design, FEED*) pour répondre aux spécifications techniques minimales de MASEN.** Les centrales Noor-Ouarzazate II et III seront de configuration solaire autonome, et seront conçues, fabriquées, installées, érigées, exploités et entretenues de façon à avoir une disponibilité et fiabilité maximales à des coûts de production minimaux. Les spécifications de Noor-Ouarzazate I et II obligent les centrales à être optimisées pour maximiser la production en heures de pointe afin de supplanter les turbines à cycle combiné à gaz alimentées par du gaz naturel liquéfié importé et coûteux. Les centrales respecteront les bonnes pratiques environnementales et les recommandations du Cadre d'Evaluation d'Impact Environnemental et Social (CEIES). La consommation de combustibles et d'eau sera minimale pour les deux centrales. Les équipements consommant du combustible ne seront utilisés que pour des fonctions de soutien auxiliaire (par ex. démarrage de la centrale et sécurité de fonctionnement).

³² Pendant le développement de Noor-Ouarzazate I, MASEN a procédé à l'analyse des coûts et bénéfices des technologies de refroidissement humide et sec, et a donné aux soumissionnaires la liberté du choix de la technologie au moment de la soumission. L'analyse de MASEN a indiqué une préférence pour le refroidissement humide, basé sur le retour et l'analyse des soumissionnaires de Noor-Ouarzazate I. Néanmoins, pour Noor-Ouarzazate II et III, la technologie s'est suffisamment améliorée pour modifier cette conclusion.

85. La technologie cylindro-parabolique choisie pour Noor-Ouarzazate II est commercialement prouvée. Comme noté précédemment, le projet proposé comprend la construction de deux centrales CSP de grande échelle: une centrale à capteurs cylindro-paraboliques (Noor-Ouarzazate II) et une centrale solaire à tour (Noor-Ouarzazate III). En ce qui concerne Noor-Ouarzazate II, les capteurs cylindro-paraboliques choisis sont considérés comme une technologie prouvée et pleinement exploitable commercialement pour la production d'électricité. La technologie ne présente pas de problèmes de construction ou d'exploitation particuliers pour une centrale de cette taille. Les capteurs cylindro-paraboliques sont la technologie CSP ayant le plus d'expérience en matière d'exploitation commerciale. Fin 2013, environ 34000 MW de capacité CSP installée utilisait cette technologie qui représentait la majorité de la capacité CSP installée actuellement. Les spécifications d'exploitation minimales (MFS) de Noor-Ouarzazate II ont été rédigées par MASEN avec l'aide de consultants hautement qualifiés, en intégrant les meilleures pratiques et les leçons tirées des processus d'appels d'offres de Noor-Ouarzazate I. Les spécifications techniques ont également été revues par les experts techniques des bailleurs afin de garantir que tous les risques de construction et d'exploitation aient été correctement pris en compte.

86. La technologie solaire à tour sélectionnée pour Noor-Ouarzazate III est une technologie évolutive à une phase initiale de commercialisation. Les tours solaires ont un coût d'investissement plus élevé que les capteurs cylindro-parabolique, et l'expérience de fonctionnement est beaucoup plus limitée du fait du nombre relativement limité de projets actuellement en cours de construction et d'exploitation. La capacité totale en fonctionnement a récemment atteint presque 500 MW avec la mise en service d'Ivanpah par Brightsource en Californie. Ivanpah, avec Crescent Dunes au Nevada (en cours de mise en service) montrent qu'il est possible de construire et d'exploiter des tours solaires de grande taille en utilisant différentes technologies (sel fondu ou vapeur directe comme fluide caloporteur). Cependant, la construction et mise en service de ces deux projets a pris plus de temps que prévu initialement. Il existe un risque plus élevé de retard dans la mise en service d'une tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques, du fait des défis posés par le déploiement, les améliorations techniques permanentes et les optimisations de coût qu'il faut intégrer aux centrales plus récentes. L'équipe est consciente de ce risque. Elle suivra de près les performances des tours solaires citées et surveillera les appels d'offres et la construction de Noor-Ouarzazate III afin de minimiser les retards potentiels.

87. Néanmoins, les tours solaires ont également des avantages importants qui les rendent très attractives et potentiellement plus intéressantes que d'autres technologies CSP:

- (i) Une efficacité de conversion supérieure de l'énergie thermique en électricité car elles peuvent atteindre des températures très élevées avec des pertes gérables en utilisant du sel fondu comme fluide caloporteur. Ceci permet des températures de fonctionnement plus élevées et réduit le coût du stockage thermique en permettant un différentiel de température supérieur,
- (ii) Des besoins en eau inférieurs de la part des tours à sel fondu, et
- (iii) Un potentiel supérieur de réduction de coûts et de fabrication locale. Ces avantages expliquent la part croissante de projets de tours solaires prévues dans le monde et, selon plusieurs sources d'experts, les tours solaires pourraient devenir la technologie de choix à l'avenir.

C. Gestion Financière

88. **Dans le cadre du processus de Noor-Ouarzazate I, MASEN a mis en place un système comptable et financier satisfaisant pour la Banque.** Ce système est basé sur des règles applicables en droit commercial du Royaume du Maroc. Les états financiers de MASEN sont soumis annuellement à un auditeur externe indépendant et seront soumis à la Banque au plus tard 6 mois après la fin de l'année fiscale concernée. Une approche semblable à celle de Noor-Ouarzazate I sera suivie pour le projet: des rapports d'audit financiers non vérifiés couvrant toute les activités et sources de financement du projet, seront préparés deux fois l'an par MASEN et transmis à la Banque Mondiale 45 jours après la fin de chaque période.

89. **Audits.** Le rapport externe d'audit annuel des comptes du projet et la lettre de gestion comprenant des recommandations pour améliorer les contrôles internes et la comptabilité seront transmis par MASEN à la Banque 6 mois au plus tard après la fin de chaque exercice. De plus, le rapport annuel d'audit des comptes du projet (à la fois pour le FTP et la BIRD) sera établi par un auditeur compétent, conformément aux lignes directrices de la Banque et à des termes de références jugés acceptables par la Banque. Dans le cadre de la préparation du projet, la Banque a évalué le système et les procédures connexes pour garantir leur conformité aux exigences de la Banque telles que spécifiées dans les procédures OP/BP 10.00.

90. De plus, MASEN a été informée de la politique d'accès à l'information de la Banque, aux termes de laquelle la Banque et MASEN s'engagent à rendre le rapport d'audit du projet public dans des délais et d'une manière jugé satisfaisants par la Banque. MASEN a fait une demande, et la Banque l'a acceptée, pour que la publication porte sur une version allégée des rapports d'audit, à la fois pour MASEN et les SPVs, car certaines informations sont confidentielles. Cette requête sera soumise à la Banque en temps voulu.

91. **Evaluation du système fiduciaire.** Les SPV, qui seront les entités de mise en œuvre du projet, ne seront pas connues avant la conclusion du processus d'appel d'offres et d'adjudication de Noor-Ouarzazate II et III. De ce fait, une évaluation de leur système de comptabilité et de management n'est pas possible avant cette date. Cependant, à l'image de ce qui a été fait pour Noor-Ouarzazate I, les accords de prêt du FTP et de la BIRD exigent, en tant que condition préalable au décaissement dans le cadre des accords, que les SPV adoptent un système de gestion financière acceptable pour la Banque. Il est envisagé que ce système prévoie la préparation d'états financiers annuels et des rapports financiers intermédiaires non audités (RFI) par composante, catégorie et source de financement. Une fois établis, il est également envisagé que les SPV fassent l'objet d'un audit annuel de la part d'un auditeur externe indépendant acceptable pour la Banque, et que le rapport d'audit soit partagé avec la Banque au plus tard 6 mois après la fin de l'année concernée. MASEN devrait tenir compte de ces exigences dans les conditions d'entrée en vigueur des PPA, des accords de financement organisant les dispositions de rétrocession des fonds des IFI ou d'autres contrats signés avec les SPV. Dans le cadre de la vérification du respect de ces conditions, la Banque confirmera le respect continu des règles de gestion financière d'OP/BP 10.00.

D. Passation des marchés

92. **Risque en matière de passation des marchés.** L'évaluation de la capacité de MASEN à exécuter les opérations de passation de marchés menée lors de la préparation du projet Noor-Ouarzazate I de la Banque a conclu que l'entreprise n'avait pas encore une grande expérience des procédures de la Banque mondiale en matière de passation des marchés. L'évaluation menée pour le Projet proposé, qui est une mise à jour de l'évaluation précédente, a déterminé que la situation avait changé. L'organisation de MASEN, les ressources humaines et les outils techniques mis en place pour exécuter les opérations de passation de marchés relatives au Projet se sont grandement améliorés depuis l'évaluation menée pour Noor-Ouarzazate I. Toutefois, étant donné la complexité du Projet proposé, combiné au fait que MASEN s'appuie substantiellement du soutien de consultants externes, le risque en ce qui concerne la passation des marchés reste élevé.

93. **Les règles de passation des marchés de MASEN.** De par son statut de Société Anonyme, réglementée et gérée de la même manière qu'une société privée, avec des capitaux publics et un Conseil de Supervision, MASEN n'est pas soumis au décret gouvernant les passations des marchés du secteur public. MASEN a développé ses propres règles et procédures de passation des marchés, qui ont été adoptées le 6 avril 2011, avec un manuel de procédures qui comporte un module « passation des marchés ». Pour prendre en compte les spécificités de MASEN, ces règles diffèrent de celles du décret des marchés publics sur plusieurs aspects, en particulier les seuils s'appliquant pour les différentes méthodes de passation des marchés, la composition et le fonctionnement du comité de passation des marchés, etc... Une mise à jour des règles de passation des marchés de MASEN est en cours pour améliorer la qualité et pour inclure des procédures détaillées de e-tendering, qui est largement utilisé en pratique. Après la revue par la Direction des Etablissements Publics et de la Privatisation (DEPP), qui supervise la passation des marchés des entreprises d'état, la nouvelle version des procédures et du manuel seront soumis au Conseil de Surveillance de MASEN pour approbation (attendu pour juin 2014).

94. **Unité des Affaires Générales.** MASEN a mis en place une Unité des Affaires Générales (UAG) pour gérer les passations des marchés et la logistique. Cette unité est encore en développement et n'a pas encore atteint son plein niveau de personnel, ne comportant pour le moment que trois agents avec des niveaux d'expérience et de compétence variés. MASEN prévoit de renforcer l'équipe, avec le recrutement de deux agents en 2014. L'UAG gère toutes les passations de marché pour les travaux, équipements et installations concernant les sites CSP (fourniture d'eau, routes d'accès, routes de contournement, murs d'enceinte, adduction de l'eau du barrage, bâtiments, etc...). Une formation spécifique est nécessaire pour développer les compétences internes mais n'est pas obligatoire pour le Projet.

95. **Equipe structuration de MASEN.** La passation des marchés pour la sélection des partenaires privés pour les projets CSP, tels que Noor-Ouarzazate I, II et III, relève de la responsabilité de l'unité « Structuration », qui bénéficie pour cela du soutien du personnel des unités « Conception et Ingénierie » et « Gestion Stratégique » selon besoin. Etant donné la complexité du processus de passation des marchés pour le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate (Noor-Ouarzazate I, II et III), l'unité Structuration est assistée par plusieurs consultants pour gérer l'ensemble du processus (c'est-à-dire la préparation de l'appel d'offres, l'évaluation des offres, la gestion du processus de sélection).

96. **E-Procurement.** MASEN fait largement utilisation des méthodes de e-procurement avec utilisation d'une plateforme électronique de e-tendering " Entreprise Resource Planning (ERP) ". La plateforme est utilisée pour gérer l'ensemble du processus de passation des marchés/ planning, appel d'offres, y compris publication des appels d'offres, la gestion des contrats et les paiements. L'utilisation de l'ERP optimise le cycle de passation des marchés aussi bien que la phase suivante des paiements. L'ERP est en cours d'amélioration pour renforcer sa fiabilité. En règle générale, l'utilisation par MASEN de la plateforme e-tendering pour des projets financés par la Banque est conditionnée à une évaluation satisfaisante par la Banque du système électronique de passation des marchés. Cette évaluation n'a pas encore été menée. Bien que cette évaluation soit importante pour des projets futurs avec MASEN, e-procurement n'est pas utilisé pour le Projet proposé, donc l'amélioration et l'évaluation du ETP ne sont pas des prérequis pour le Projet.

97. **Evaluation du système de passation des marchés.** MASEN a bénéficié du soutien des IFIs pendant la préparation de Noor-Ouarzazate I et s'est donc familiarisé sur le tas avec les procédures de passation des marchés de la Banque, en particulier en ce qui concerne les opérations impliquant des partenariats avec le secteur privé (paragraphe 3.14(a) des Directives de la Banque pour la passation des marchés). Toutefois, comme déjà mentionné ci-dessus, le risque reste considéré comme élevé, comme pour Noor-Ouarzazate I, étant donné la complexité du processus de passation des marchés de Noor-Ouarzazate II et III. Une implication étroite et régulière de la Banque est donc nécessaire pour garantir l'achèvement avec succès et dans les délais impartis du processus d'appel d'offres. En ce qui concerne le renforcement de capacités, le personnel concerné de MASEN pourra bénéficier d'une formation sur les procédures de passation de marché de la Banque, si MASEN en fait la demande.

98. **Supervision de MASEN.** En tant qu'entreprise publique, MASEN est sous la tutelle de la DEPP. Par la loi, MASEN est sujet à l'audit de l'Inspection Générale des Finances (IGF) et la Cour des Comptes (CdC). IGF et CdC ont leurs propres calendriers pour mener ces audits, mais aucun audit n'a eu lieu encore.

99. Le volet de passation de marchés du projet consiste en la sélection, sur une base concurrentielle, de commanditaires privés en vue du montage d'un partenariat public-privé (PPP) pour la conception, la construction, la propriété, l'exploitation et le transfert (DBOOT). Le processus de passation de marchés respecte les exigences du paragraphe 3.14 (A) des directives de la Banque régissant la passation de marchés, qui prévoit la sélection des promoteurs dans le cadre de procédures de mise en concurrence jugées acceptables par la Banque. Une fois sélectionnés de cette manière, les promoteurs seront alors libres de se procurer les biens, les travaux ainsi que les services de consultants ou services autres que de consultants nécessaires à la mise en œuvre du PPP auprès de sources acceptables en mettant en œuvre les procédures qui leur sont propres. En conséquence, le plan de passation de marchés du projet se réduit à 1 ou 2 PPA pour l'achat de l'électricité produite par les SPV formés par les promoteurs sélectionnés en vue de construire, détenir et exploiter Noor-Ouarzazate II et III pour la durée des accords.

100. En raison du calendrier de mise en œuvre du MSP, le processus de passation des marchés a débuté au cours de la préparation du Projet par la Banque et est actuellement arrivé à un stade avancé. MASEN a adopté une approche en matière de passation de marchés qui comprend une

phase de présélection et un processus d'appel d'offres en 2 phases. Le 23 janvier 2013, MASEN a diffusé une invitation pour la présélection qui comportait une brève description de Noor-Ouarzazate II et III, et énumérait les exigences pour la présélection. Quatre consortiums hautement qualifiés ont été invités à participer à la phase suivante de l'appel d'offres, dont trois se sont qualifiés pour soumissionner tant pour Noor-Ouarzazate II que pour Noor-Ouarzazate III, et un s'est qualifié pour soumissionner pour Noor-Ouarzazate III seulement. Le 12 décembre 2014, MASEN a diffusé une demande de propositions (AO) pour la première étape du processus d'appel d'offres pour l'obtention d'offres techniques. La AO prévoyait un minimum de spécifications fonctionnelles pour définir les paramètres de la conception technique, mais laissait par ailleurs aux soumissionnaires la liberté de proposer la conception la plus adaptée pour répondre aux exigences de MASEN. Pour les soumissionnaires présélectionnés à la fois pour Noor-Ouarzazate II et III, la AO donnait la possibilité de prévoir une conception qui convienne à deux projets distincts ou à un seul qui soit optimisé pour combiner les deux de la manière la plus rentable.

101. L'AO invitait également les soumissionnaires à faire des propositions pour l'intégration industrielle, en accord avec le mandat de MASEN de contribuer au développement industriel local. Les documents d'appel d'offres invitaient les soumissionnaires à proposer des investissements directs ou indirects équivalents à au moins 35 % du coût de Noor-Ouarzazate II et/ou III, selon les cas. Les mesures directes comprennent les dépenses relatives à la construction des projets (p. ex., travaux de génie civil, terrassement, matériaux de construction et autres services d'entreprises immatriculées au Maroc). Les mesures indirectes comprennent les investissements dans, par exemple, les installations de maintenance et les centres de recherche et développement. Toutefois, la AO a clairement précisé que " les propositions des soumissionnaires concernant de tels investissements dans la première étape de la procédure d'appel d'offres seront laissées à leurs libre choix et initiative ". La AO prévoit en outre que " la nature et le niveau des investissements, tels qu'ils figurent dans la proposition d'intégration industrielle, sont laissés à l'entière discrétion du soumissionnaire ". Si le soumissionnaire propose de sa propre initiative la réalisation de certains investissements dans la première étape du processus d'appel d'offres, il sera tenu de prendre un engagement à l'égard d'une telle proposition dans la deuxième étape du processus.

102. Les offres finales doivent parvenir avant la fin de l'année 2014. MASEN pense pouvoir clôturer la phase commerciale (p. ex., la signature des PPA, les accords de prêt qui régiront le transfert des fonds de la Banque et des autres IFI de MASEN aux SPV, et d'autres documents en rapport) tant pour Noor-Ouarzazate II que pour III de manière concomitante avec l'attribution des projets aux promoteurs retenus. À ce titre, il est impératif de s'assurer que le financement nécessaire de la Banque et d'autres IFI soit approuvé avant la clôture de la deuxième étape du processus d'appel d'offres. Au-delà de la crédibilité que confère un élément aussi crucial du montage financier des projets, l'obtention de ces approbations permettra de s'assurer que les modalités de financement sont connues et peuvent être reprises dans les documents à signer par les soumissionnaires au moment de l'attribution.

E. Social (y compris sauvegardes)

103. **Le risque d'impacts sociaux négatifs causés par les centrales du Projet est faible.** Les centrales ne devraient pas nécessiter de réinstallation; le potentiel d'impacts socio-économiques négatifs, y compris dans le cadre de l'acquisition de terres est également limité. Toutefois, en raison

de sa taille, la portée et la complexité, y compris en termes d'installations connexes, le projet déclenche l'OP 4.12 et est classé comme catégorie A.

104. **Site du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate :** le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate est situé dans la commune de Ghesat et dans le village de Tamzaghten Izerki, à environ 10 km de la ville de Ouarzazate, une ville de 50 000 habitants environ située au centre-sud du Maroc, à environ 160 km au sud-est de Marrakech. Par rapport au reste du Maroc, le niveau de chômage de la région est élevé et le niveau de revenu par habitant est bas. En conséquence, le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate est vu comme un atout pour l'économie locale, permettant de développer les opportunités d'emploi.

105. **Acquisition des terrains.** MASEN a acheté 2500 hectares (ha) de terres collectives en 2010 pour le Complexe CSP de Noor (y compris Noor-Ouarzazate I, II et III). Un deuxième achat supplémentaire de 463 hectares de terres collectives a eu lieu en 2013 et est principalement destiné à un projet de centrale photovoltaïque ne faisant pas partie du projet proposé. Des 463 hectares supplémentaires, 15 hectares seront utilisés pour Noor-Ouarzazate I afin de réaligner légèrement les 2500 hectares prévus à l'origine pour prendre en compte une petite érosion du sol. Les terres du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate étaient arides et désertes et n'avaient pas ou peu de valeur économique.

106. L'achat de terrain a été effectué conformément aux procédures standard du Maroc régissant les transactions foncières volontaires entre une communauté locale et une agence publique. L'achat de terrain s'est donc fait par accord réciproque entre vendeur et acheteur.

107. **Infrastructures associées :** le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate comporte de nombreuses infrastructures associées au Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate, y compris des infrastructures auxiliaires plus petites et des infrastructures de taille plus importante nécessaires à la production et au transport de l'électricité produite sur le site. Une liste de ces infrastructures figure CEIES (version révisée de 2014). En ce qui concerne les centrales Noor-Ouarzazate II et III et outre les infrastructures en cours de construction pour l'exploitation de Noor-Ouarzazate I, il n'y a qu'une nouvelle infrastructure associée, la ligne de transport de 225 kV de Ouarzazate-Tazerte, qui assurera le transport de la production électrique de Noor-Ouarzazate II et III à l'ensemble du réseau marocain. Le CEIES existant datant de 2011, qui avait été préparé et mis à disposition du public dans le cadre de la préparation par la Banque mondiale du projet Noor-Ouarzazate I comme indiqué ci-dessous, a été revu et publié de nouveau au niveau national et sur l'Infoshop les 25 et 26 Juin 2014, respectivement.

108. La nouvelle ligne de transmission sera construite par l'ONEE avec le financement notable de bailleurs de fonds internationaux. Son tracé spécifique ne sera pas déterminé avant février 2015, une fois achevées l'étude de site et l'analyse géotechnique. A ce moment-là, le tracé pourra être défini et les parcelles de terrains concernées par la construction de la ligne pourront être identifiées. Le tracé traversera des terrains arides non cultivables, dont environ 90% sont des terres publiques ou collectives. L'ONEE pense pouvoir obtenir les droits de propriété dont il a besoin sur la base du volontariat et avec le consentement mutuel entre acheteurs et des vendeurs. Des aspects OP 4.12 liés à la ligne sont couverts dans un cadre de politique de réinstallation développé par l'ONEE et soumis à la Banque. ONEE fournira également la documentation connexe (PAR) pour

approbation par la Banque et publication avant le démarrage de la construction (voir ci-dessous). Toutefois, la publication de ce document n'est requise que dans le cas d'acquisition non volontaire de terrains tel qu'indiqués dans les accords de prêt.

109. **Documentation relative aux sauvegardes.** Dans le cadre du processus pour le développement de Noor-Ouarzazate I, MASEN a préparé et publié le 12 janvier 2012 un CEIES conforme aux politiques de sauvegardes de la Banque. Ce document cadre de sauvegarde a été préparé car au moment de la préparation du projet, le choix de la conception et de la technologie pour le Complexe Noor-Ouarzazate dans son ensemble, y compris Noor-Ouarzazate I, était encore incertain car la passation de marché pour Noor-Ouarzazate I était en cours. Après l'adjudication, une Etude d'Impact Environnemental et Social Spécifique (EIESS) a été effectuée avant le démarrage de la construction de Noor-Ouarzazate I.

110. Une approche semblable a été suivie pour le présent Projet. Etant donné que les technologies choisies pour Noor-Ouarzazate II et III ne seront connues qu'à la conclusion du processus d'appel d'offres, le CEIES de 2011 a été mis à jour afin de tenir compte des dernières informations disponibles, et publié de nouveau au niveau du pays et à l'Infoshop après consultation du public en juin 2014. En outre, les procédures utilisées pour tous l'acquisition de terres ont été communiquées à la Banque par le biais des plans d'acquisition de terrains, en vue d'assurer la pleine conformité avec les politiques de sauvegarde.

111. Comme discuté ci-dessous et comme ce fut le cas pour Noor-Ouarzazate I, il est prévu que les soumissionnaires privés sélectionnés pour chacune des centrales effectuent les EIESS, qui respecteront les conditions du CEIES actualisé et incluront un processus de consultation publique conformément aux directives de la Banque. Il est prévu qu'une fois que les EIESS auront été revus par la Banque et déclaré conforme aux politiques de la Banque, les documents seront rendus publics avant le démarrage des travaux de construction³³.

112. **La publication des documents de sauvegarde concernant les infrastructures associées a eu lieu conformément au CEIES actualisé.** De plus, l'EIES et le Cadre de Politique de Réinstallation (CPR) pour la ligne Ouarzazate-Tazerte ont été rendus publics le 26 juin 2014 aussi bien au niveau du pays et à l'Infoshop. Le CPR définit le processus de conformité avec OP 4.12. Une fois que les parcelles de terrains spécifiques et leurs propriétaires ont été identifiés, l'ONEE fournira à la Banque la documentation de sauvegarde (PAT/PDP) pour le projet et s'assurera de la conformité aux politiques de sauvegardes de la Banque Mondiale.

113. **Projets communautaires et mécanisme de réclamation :** la loi exige que l'indemnisation pour l'acquisition par MASEN de terres collectives pour le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate, incluant Noor-Ouarzazate I, II et III, soit gérée par la Direction des Affaires Rurales (DAR) du Ministère de l'Intérieur au bénéfice des communautés concernées. Les communautés identifient des projets de développement et, aux côtés de la DAR et des autorités locales, les mettent en œuvre en utilisant les indemnités reçues.

³³ MASEN fera tout son possible, dans la mesure du raisonnable, pour rendre les documents publics au moins 120 jours avant le démarrage des travaux des centrales.

114. En avril 2014, environ 85% des 30,5 millions de Dirhams payés par MASEN pour le site de Noor-Ouarzazate I, II et III avaient été alloués à un ensemble de projet de développement local au bénéfice des communautés locales. Ces projets comprennent des canaux d'irrigation, de nouveaux puits et l'extension de puits existants, des stations de pompage pour l'irrigation, des réservoirs d'eau potables et l'extension et le renforcement d'un réseau d'eau potable, une résidence étudiante, une ambulance équipée, et divers projets d'infrastructures.

115. Le solde du prix d'achat a été mis de côté pour des projets qui ont encore besoin de financement additionnel. Ce processus prend du temps car il faut que (i) les communautés se mettent d'accord sur la liste des projets à mettre en œuvre, (ii) la liste des projets approuvés par les communautés soit approuvée par les autorités locales et la DAR, (iii) les appels d'offres requis par le projet aient lieu et (iv) la construction soit achevée. C'est pourquoi MASEN a accepté dans le cadre du processus de Noor-Ouarzazate I, de préparer un Plan de développement social (PDS) afin d'informer régulièrement la Banque de l'état d'avancement du processus et de s'assurer que les bénéfices attendus par les communautés soient mis en œuvre dans un délai raisonnable. La Banque continuera à suivre la mise en œuvre du PDS pendant la supervision de Noor-Ouarzazate II et III.

116. Outre les projets communautaires menés par la DAR (Ministère de l'Intérieur), MASEN mène également un large éventail de projets communautaires supplémentaires, allant de la fourniture de cliniques itinérantes à la formation.

F. Environnement (y compris sauvegardes)

117. Le projet active OP 4.01 du fait de ses impacts environnementaux limités.

118. **Impact environnemental et mesures d'atténuation** : le projet a un impact environnemental limité, compte tenu de la taille des centrales à construire. Il faut souligner que l'impact environnemental de ce projet d'énergie renouvelable est bien moindre que celui de la solution alternative, une centrale à combustible conventionnel. En outre, le projet permettra de réduire la pollution atmosphérique car il n'émet ni GES ni autres polluants locaux.

119. Les risques environnementaux potentiels dans la zone d'influence du projet sont les suivants :

- **Impacts sur les sols, l'eau, l'air** : la construction des installations de Noor-Ouarzazate II et III sur des étendues de terrains aussi vastes exigera des travaux de terrassement avec pour conséquence un tassement du sol, une modification possible des canaux d'écoulement, un ruissellement et une érosion accrues.
- **Utilisation de l'eau** : les systèmes cylindro-paraboliques et à tour centrale utilisent en général des centrales conventionnelles à vapeur pour produire de l'électricité, nécessitant de l'eau pour le refroidissement. Dans des zones arides telles que l'environnement désertique de Ouarzazate, toute augmentation de la demande en eau est susceptible d'accroître le stress hydrique. Cependant, pour les centrales de Noor-Ouarzazate II et III, un refroidissement à sec sera utilisé, ce qui minimisera l'impact sur les ressources en eau locales. L'eau est également utilisée pour nettoyer les

miroirs. L'eau du réservoir du barrage Mansour Eddahbi (MED servira trois objectifs: (i) l'irrigation pour l'agriculture (180Mm³/yr), (ii) de l'eau potable de la ville de Ouarzazate (5 Mm³/an), et (iii) de l'eau industrielle du Complexe Solaire Noor-Ouarzazate (2,11 Mm³/an).

- **Impacts écologiques** : l'utilisation de grandes surfaces pour les installations de Noor-Ouarzazate II et III aura un impact négatif sur la végétation et la faune locale, y compris en termes de perte d'habitat, perturbation des précipitations et de l'écoulement, ou contact direct causant des blessures ou la mort (oiseaux en vol). Ces impacts potentiels sur l'avifaune seront évalués et documentés dans les EIE pour chaque technologie, et des mesures d'atténuation seront proposées. Toutefois, selon Smit Hanneline, les actions qui devraient être prises pour atténuer les impacts négatifs sur les oiseaux ne sont pas limitées aux actions suivantes: (i) surveillance avant le démarrage de la construction pour déterminer la présence des espèces "menacées rares, endémiques" d'oiseaux; (ii) le suivi doit tenir compte des variations saisonnières, chemins de vol et le comportement des oiseaux; (iii) lors de la construction la position et la hauteur de la tour récepteur devraient être prises en compte pour toute centrale de CSP développé avec une tour de récepteur central; (iv) veiller à ce que les oiseaux ne soient pas en contact avec des bassins d'évaporation, c'est à dire, les étangs doivent être couverts par un treillis métallique ou de filets pour réduire les possibilités de (a) attirer, (b) la noyade, et (c) l'intoxication; (v) de motiver la nécessité de nouvelles lignes électriques à être marqués avec chapes anti-collision et construits avec des dessins d'oiseaux de compagnie pour éviter l'électrocution.
- **Particules fines** : la construction et l'exploitation des installations de Noor-Ouarzazate II et III sont susceptibles de produire des particules fines, qui peuvent être une source de pollution significative, en particulier pour les zones proches classées/sensibles comme la réserve de biosphère de l'Oasis du sud marocain dans des conditions venteuses. Un arrosage régulier des chemins des véhicules et des camions sur les sites de construction sera réalisée à intervalles réguliers en tant que mesure d'atténuation qui a pour but d'éviter la montées de nuages de poussière qui pourraient affecter l'environnement par une lourde couche de particules déposées sur la végétation de la réserve de biosphère.
- **Risques de fuites de fluides toxiques** : le CSP de Noor-Ouarzazate II et III utilisera des huiles ou sels fondus, fluides hydrauliques, refroidissants et lubrifiants qui peuvent être dangereux et comportent des risques de fuite. Une planification adéquate et de bonnes pratiques d'entretien seront mises en œuvre afin de minimiser l'impact de ces produits dangereux. Pour éviter les déversements dangereux, des tubes et de l'équipement spécialisé seront utilisé pour éviter le craquage et la corrosion. Ces mesures d'atténuation vont également impliquer l'utilisation de brides, joints, pompes et de joints de la pompe (pour le service de HTF) qui peuvent résister à des choc thermique, ainsi que des vannes de sécurité pour réduire les émissions et les fuites et des fosses de contention pour minimiser les fuites accidentelles de sels fondus.

120. Les protocoles de sureté et de sécurité font partie des mesures clés d'atténuation du projet. Le projet prend en compte la sécurité des travailleurs et les mesures de sécurité afin d'atténuer les effets de l'utilisation de produits dangereux et de gérer l'impact des produits dangereux (sels fondus, fluides caloporteurs, combustibles fossiles, etc.), des risques d'incendie et d'autre

pollution des sols sur l'environnement et la santé humaine. Afin que les installations soient conformes aux normes minimales de sécurité des travailleurs et de protection de l'environnement, le personnel de l'HSSE supervisera de manière continue les installations du complexe et feront un rapport sur tout incident se produisant durant la construction et l'exploitation des centrales de Noor-Ouarzazate II et III.

121. Les considérations environnementales potentielles liées aux infrastructures associées du projet incluent la perturbation des terrains/ impact sur leur utilisation, impact sur les sols, les ressources hydriques et l'air, impact sur la faune et les espèces sensibles, impact visuel, culturel, paléontologique, socioéconomique, justice environnementale et impact potentiel du fait de produits dangereux.

122. **Documentation de sauvegardes** : le CEIES actualisé couvre l'intégralité du site du Complexe de Noor-Ouarzazate et les différentes technologies (capteurs cylindro-paraboliques, tour solaire) envisagés par MASEN. Le CEIES mis à jour a été élaboré de manière participative avec consultation de toutes les parties prenantes pertinentes et information du public. Il comprend une description (i) du cadre juridique et réglementaire applicable aux centrales, (ii) des options possibles envisagées, (iii) de l'état de l'environnement sur le site des centrales et la région avoisinante, (iv) des impacts potentiels et des mesures d'atténuation à prendre en compte et (v) du Cadre de Plan de Gestion Environnemental et Social (CPGES). Le CPGES comprend les dispositions institutionnelles, les mesures générales d'atténuation et le plan de gestion pour les impacts potentiels attendus du fait des activités liées au projet durant la construction et l'exploitation.

123. Le CEIES actualisé encadrera la préparation, adoption et gestion d'une EIESS qui, comme noté plus haut, sera mise en œuvre par les soumissionnaires et leurs SPV respectives pour Noor-Ouarzazate II et III, une fois qu'elles auront décidé de leur conception initiale. Les EIESS incluront un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) détaillé conformément aux dispositions du CEIES actualisé, y compris les processus, règles et normes définis dans le CEIES, et seront soumis à examen et validation par la Banque avant accord final et mise en œuvre par MASEN et les SPV pertinentes.

124. Après examen et diffusion des EIESS, les SPV devront recruter des coordinateurs pour les sauvegardes environnementales et sociales. Ils seront directement responsables de la mise en œuvre des mesures de protection de la santé, de sécurité et de protection de l'environnement sur le site des centrales durant la construction et l'exploitation. Ces coordinateurs prépareront, entre autre, un rapport mensuel sur la santé, sécurité et l'environnement au cours des étapes de construction et d'exploitation de Noor-Ouarzazate II et III. MASEN fournira cette information à la Banque pour examen durant la phase de supervision du projet proposé.

125. Les EIES et les PGES pour les infrastructures associées seront effectuées par MASEN et l'ONEE, qui sont responsables de l'achèvement de ces infrastructures.

126. **Capacité de mise en œuvre** : MASEN dispose d'un département pour suivre le développement et la mise en œuvre des questions liées à la sauvegarde du Complexe de Noor-Ouarzazate, y compris Noor-Ouarzazate I, II et III. MASEN sera chargé de s'assurer que le

personnel de ce département soit correctement formé et ait les compétences nécessaires pour superviser la mise en œuvre par les SPV de toutes les mesures d'atténuation d'impact environnemental et social pertinentes, y compris les directives en matière de santé et sécurité au travail, qui sont intégrées dans la conception du projet conformément aux dispositions du CEIES mis à jour.

127. Bien que le Département du Développement Durable de MASEN dispose de personnel compétent pour traiter les questions de sauvegarde du Complexe de Noor-Ouarzazate, (tout du moins en ce qui concerne Noor-Ouarzazate I), l'expansion du complexe avec l'ajout de deux centrales supplémentaires (Noor-Ouarzazate II et III) demandera un budget approprié pour l'équipement de suivi et le personnel supplémentaire pour gérer la nouvelle situation. EIESS

G. Autres politiques de sauvegardes déclenchées (Sécurité des Barrages OP 4.37)

128. **Comme Noor-Ouarzazate I, les besoins en eau de Noor-Ouarzazate II et III seront couverts par le réservoir du barrage de Mansour Eddahbi.** A cette fin, des canalisations de 19km allant du barrage au Complexe de Noor-Ouarzazate sont en cours de construction par MASEN. Les performances des centrales dépendront de la disponibilité de l'eau et la performance du barrage. Une panne ou une mauvaise utilisation de ce barrage pourrait avoir des effets négatifs sur le fonctionnement des centrales. La politique de la Banque OP 4.37 sur la sécurité des barrages est donc activée. Comme détaillé ci-dessous, les procédures d'entretien et de supervision ainsi que les évaluations passées des barrages de Mansour Eddahbi répondent aux exigences d'OP 4.37.

129. Le barrage Mansour Eddahbi est situé dans l'oued³⁴ Drâa. Il s'agit d'un barrage-voûte d'une hauteur de 70 mètres à son point le plus haut. Durant les périodes d'hydrologie normale, le barrage contient 560 millions de m³ d'eau utilisée pour l'irrigation, l'énergie, et la gestion des inondations. Le barrage a été mis en eau en avril 1972.

130. L'eau non traitée du réservoir nécessaire pour le Complexe de Noor-Ouarzazate sera pompée, transportée et stockée dans deux réservoirs à eau (d'une capacité de 15,000 m³ chacun) sur un site adjacent au Complexe. Les volumes d'eau nécessaires pour alimenter le système de refroidissement (à sec) des deux centrales du Projet sont estimés à 230,000 m³/an pour Noor-Ouarzazate II et 125,000 m³/an pour Noor-Ouarzazate III. Il n'y aura pas de conflit sur la répartition de l'eau, selon l'analyse des besoins en eau de MASEN, sur la base des éléments suivants: (i) un nouveau barrage (le barrage de Tiouine) est en voie de construction, avec une capacité de 270 Mm³ qui sera commencera à desservir la région (Ouarzazate et Zagora) en 2014, avec un volume annuel régulier prévisionnel de 150 Mm³; (ii) ce nouveau barrage fournira 20 Mm³ d'eau potable et 10 Mm³ d'eau pour l'irrigation en complément de l'eau du barrage Mansour Eddahbi; (iii) même si les besoins en eau sont estimés à peu près à 180 Mm³/an pour l'irrigation et 5 Mm³/an pour l'eau potable, il n'y aura pas de conflit parce que l'eau du réservoir Mansour Eddahbi pour remplir ces fonctions sera complétée par la fourniture du côté du barrage de Tiouine; ainsi les 350.000 m³/an supplémentaires pour satisfaire les besoins de Noor-Ouarzazate II et III du barrage Mansour Eddahbi ne sera pas un obstacle à la fourniture de l'eau ni à l'ensemble du Complexe Noor-Ouarzazate ni l'eau d'irrigation et d'eau potable dans la région de Ouarzazate.

³⁴ Un oued est une rivière qui n'a de l'eau que durant les mois d'hiver lorsqu'il pleut. En général il est à sec durant les mois d'été.

131. **Le barrage de Mansour Eddahbi est géré par une Agence de Bassin Hydraulique, conformément aux dispositions de la législation marocaine.** Comme c'est l'usage au Maroc, le barrage est équipé d'un réseau de test et de suivi. Afin d'assurer un entretien pertinent des éléments des barrages pour prolonger leur durée de vie, l'Administration de l'hydraulique utilise depuis les années 80 la méthode d'entretien préventif. La dernière auscultation détaillée du barrage date de mai 2012. Le rapport a conclu que le comportement mécanique et hydrologique du barrage était satisfaisant, ce qui correspondait aux résultats d'une visite de site effectuée dans le cadre du rapport. Une équipe de la Banque Mondiale s'est rendue sur le site en mai 2014 et a confirmé l'évaluation visuelle.

132. **Le Maroc a mis en place un cadre exhaustif pour assurer la sécurité des barrages. La sécurité des barrages est régie par la Loi sur l'Eau 10-95.** La section 16 de cette loi instaure le Plan Directeur d'Aménagement Intégré des Ressources en Eau (PDAIRE), élaboré par l'administration pour chaque bassin hydrographique ou l'ensemble de bassins. Son objectif principal est de gérer les ressources en eau des bassins, y compris les estuaires, afin de garantir, quantitativement et qualitativement, les besoins en eau, présents et futurs, des différents usagers du bassin. Le PDAIRE définit, entre autre, les opérations nécessaires pour la mobilisation, la distribution, la protection, la restauration des ressources en eau et des domaines publics hydrauliques, y compris les infrastructures.

133. Le Maroc a mis en place un système pour le suivi et l'entretien des barrages sous la tutelle des agences de bassins hydrauliques. Leur organisation leur permet de mobiliser les ressources nécessaire (humain, technique et matériel) afin d'assurer des inspections exhaustives et d'évaluer la sécurité des barrages. Pour chaque barrage, le suivi fait l'objet d'un rapport mensuel qui reflète l'évolution de chaque phénomène hydraulique ou mécanique et suit l'état et le comportement du barrage. La réglementation marocaine semble donc avoir mis au point des procédures et moyens acceptables pour l'examen et le suivi des barrages.

Annexe 1: Cadre de Résultats et de Suivi

MAROC: « Projet de Centrales Solaires à Concentration de Noor-Ouarzazate »

Cadre de Résultats

Objectif de Développement du Projet (ODP) : L'ODP du projet est (a) d'augmenter la puissance installée (MW) et (ii) d'augmenter la production d'électricité (MWh) du Complexe Noor-Ouarzazate, notamment en période de pointe.												
Indicateurs de Résultats de l'ODP	Principal	Unité de mesure	Référence (2014)	Valeurs Cibles					Fréquence	Source des Données/ Méthodologie	Responsabilité de la Collecte des Données	Description (définition d'indicateurs etc.)
				2015	2016	2017 ³⁵	2018	2019				
Indicateur Un: Capacité de production d'énergie renouvelable construit dans le cadre du projet (hors hydro)	<input checked="" type="checkbox"/>	MW	0	0	0	0	250	250	Une fois après la fin du projet	Rapport MASEN	MASEN	Capacité testée de la centrale
Indicateur Deux Ventes d'Electricité du Complexe Noor Ouarzazate	<input type="checkbox"/>	GWh	0	0	460	460	1300	1300	Semestriel	Rapport MASEN	MASEN	Quantité d'énergie achetée du Complexe Noor-Ouarzazate
Indicateur Trois Ventes d'Electricité du Complexe Noor ₀ en période de pointe	<input type="checkbox"/>	GWh	0	0	120	120	540	540	Semestriel	Rapport MASEN	MASEN	Quantité d'énergie achetée du Complexe Noor-Ouarzazate

³⁵ Indicateurs de la pollution locale de l'air évitée et la pollution globale des émissions évitées de GES sur la base de la mise en service de la centrale le 1er Janvier 2017.

Indicateur Quatre: Bénéficiaires directs du projet (nombre), dont féminins (%) ³⁶	<input checked="" type="checkbox"/>	Non./%	0/0	0	0,4 million, dont 50,3% de femmes	0,4 million, dont 50,3% de femmes	1,1 million, dont 50,3% de femmes	1,1 million, dont 50,3% de femmes	Annuel après la mise en service de la centrale	MEMEE et Département de la Planification	MASEN	Estimation du nombre de consommateurs d'électricité servi par les centrales chaque année, et pourcentage associé de femmes
Indicateur Cinq: Pollution globale évitée des GES ³⁷	<input type="checkbox"/>	Tonnes de CO ₂ eq./an	0	0	290,000	290,000	700,000	700,000	Annuel après la mise en service de la centrale	Rapport MASEN	Rapport MASEN	Estimation de CO ₂ évité, sur la base des différents combustibles utilisés (pétrole, charbon, gaz)
RESULTATS INTERMEDIAIRES												
Résultats Intermédiaires (RI):												
<i>Indicateur de RI Un :</i> Bouclage financier de la transaction	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Événement unique	Rapport MASEN	MASEN	Bouclage financier de la transaction se produit lorsque tous les accords de prêt sont entrés en vigueur

³⁶ Le nombre de bénéficiaires sera calculé en divisant la production d'énergie de Noor II et III par la consommation annuelle moyenne d'électricité par client sur le système de l'ONEE. Pour le nombre de femmes bénéficiaires en pourcentage des bénéficiaires directs, la part des femmes dans la population marocaine sera utilisée.

³⁷ Basé sur un taux d'émission de 0.64 tonne de CO₂-éq/an pour Noor Ouarzazate I et de 0.45 tonne de CO₂-éq/an pour Noor Ouarzazate II et III.

<i>Indicateur de RI Deux:</i> Capital privé mobilisé	<input checked="" type="checkbox"/>	Millions d'US\$	0	200	200	200	200	200	Événement unique au bouclage financier du projet ³⁸	Rapport MASEN	Rapport MASEN	Montant des capitaux propres commerciaux engagés pour la construction
<i>Indicateur de RI Three:</i> Début de la construction de la centrale	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Événement unique	Rapport MASEN	MASEN	Avis Officiel de Début de la Construction comme prévu dans le contrat EPC pour la centrale concernée
<i>Indicateur RI Quatre:</i> Mise en service de la centrale	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Non	Non	Non	Oui	Oui	Événement unique	Rapport MASEN	MASEN	Certification de mise en service comme exigé dans l'/les accord(s) d'achat d'électricité

³⁸ Le terme «bouclage financier» est défini aux fins du présent document comme la signature de tous les accords juridiques relatifs à la dette et aux capitaux propres prévus pour le financement requis pour Noor II et III, et la satisfaction ou la renonciation de toutes les conditions d'entrée en vigueur de ces accords et du droit d'effectuer des prélèvements.

Annexe 2 : Description détaillée du projet

MAROC : Projet de centrales solaires à concentration de Noor-Ouarzazate

I. Vue d'ensemble

1. Le Projet proposé est conçu pour appuyer la mise en œuvre de la seconde phase du complexe Noor-Ouarzazate. Cette seconde phase consiste en deux centrales particulières : (a) une centrale à capteurs cylindro-paraboliques à 150-2000 MW (Noor-Ouarzazate II) et (b) une centrale solaire à tour à 100-150 MW (Noor-Ouarzazate III). Les deux centrales seront construites sur des terrains adjacents à Noor-Ouarzazate I dont déjà acquis par MASEN. , Le Projet proposé comprendra les deux composantes suivantes:

Composante 1 – Financement de l'Investissement Initial (119 millions de dollars US du FTP et 100 millions de dollars US de la BIRD)

2. **La composante 1 consiste en :** (A) développement de Noor-Ouarzazate II dans le cadre de la formation d'un partenariat entre MASEN et un partenaire sélectionné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres; (B) construction des installations annexes nécessaire au fonctionnement de Noor-Ouarzazate II ; (C) développement de Noor-Ouarzazate III dans le cadre de la formation d'un partenariat entre l'Emprunteur et un partenaire sélectionné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres et (D) construction des installations annexes nécessaire au fonctionnement de Noor-Ouarzazate III. Le financement de la construction des installations annexes sous les sous composantes (B) et (D) n'est pas inclu dans le Projet proposé et est compris par des financements particuliers des bailleurs de fonds qui ont déjà été commis. Les financements FTP et BIRD ne portent que sur la construction de Noor-Ouarzazate II et III et ne concernent que les sous composantes A et C.

3. Dans cette composante, une infrastructure associée supplémentaire, la ligne de transport 225 kV de Ouarzazate-Tazzarte, sera principalement financée par des bailleurs de fonds internationaux. Cette ligne de transport est nécessaire à l'évacuation de l'électricité produite par les centrales Noor-Ouarzazate II et III. La construction de la ligne ne débutera pas avant 2015. Les autres infrastructures annexes pour l'ensemble du complexe solaire Noor-Ouarzazate sont listées dans l'étude Cadre de l'étude d'impact environnemental et social (CEIES) qui a été mise à disposition du public sur Infoshop le 26 juin 2014. La construction des infrastructures annexes est soit en cours soit terminée.

Composante 2 – Mécanisme d'Atténuation du Surcoût pour le Complexe solaire de Noor-Ouarzazate (299 millions de dollars US de la BIRD)

4. La Composante 2 vise à accorder un prêt de 299 millions de dollars US de la BIRD à MASEN pour fournir : (A) un appui à l'acquisition des kilowattheures générés par Noor-Ouarzazate I pour couvrir en partie la différence entre le prix auquel MASEN achèterait l'électricité produite par la centrale et le prix auquel MASEN vendrait ladite électricité à l'ONEE,

(B) un appui à l'acquisition des kilowattheures générés par Noor-Ouarzazate II pour couvrir en partie la différence entre le prix auquel MASEN achèterait l'électricité produite par la centrale et le prix auquel MASEN vendrait ladite électricité à l'ONEE et (C) un appui à l'acquisition des kilowattheures générés par Noor-Ouarzazate III pour couvrir en partie la différence entre le prix auquel MASEN achèterait l'électricité produite par la centrale et le prix auquel MASEN vendrait ladite électricité à l'ONEE. La composante 2 a été structurée en trois sous-composantes pour pouvoir initier les décaissements sous une sous-composante dès que la centrale concernée est opérationnelle sans attendre que les autres centrales soient mises en service.

II. Composantes du projet

2.1 Composante 1 – Financement de l'Investissement Initial (119 millions de dollars US du FTP et 100 millions de dollars US de la BIRD)

2.1.1 Conception de base de Noor-Ouarzazate II (miroirs paraboliques)

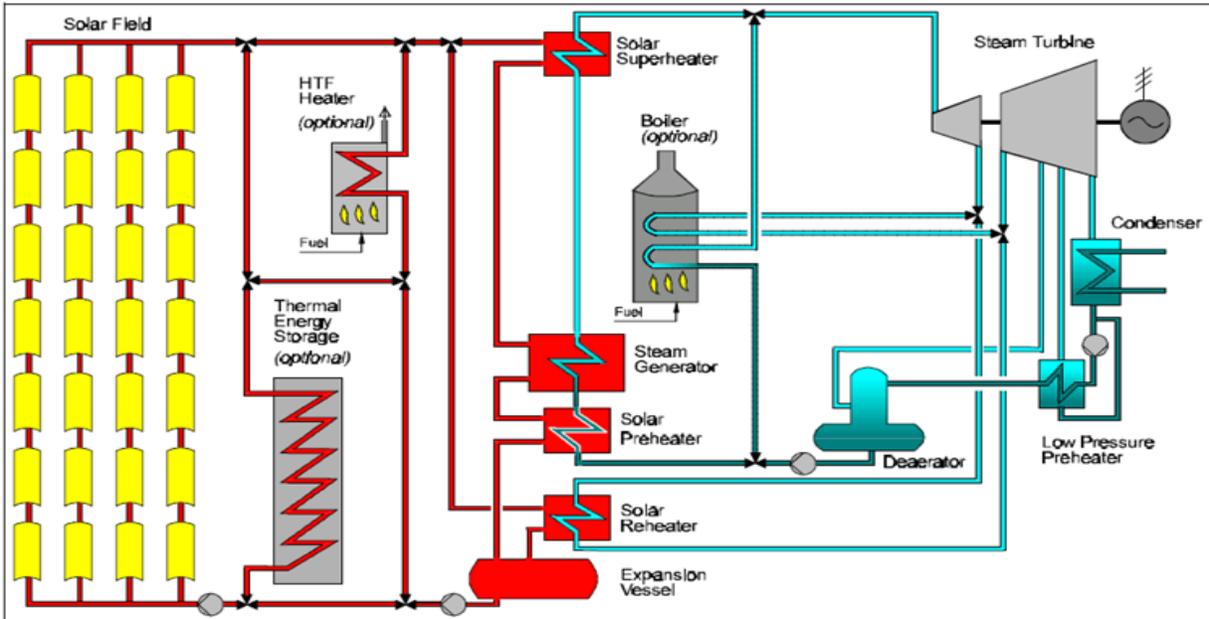
5. Les centrales cylindro-paraboliques sont constituées de vastes champs de collecteurs cylindro-paraboliques (héliostats), d'un système de transfert de chaleur par fluide caloporteur (HTF), d'un système de production de vapeur, d'un cycle de Rankine turbine à vapeur/générateur (bloc de puissance) et éventuellement d'une unité de stockage thermique et/ou de systèmes de secours d'énergie thermique utilisant des combustibles fossiles. Le principe de base d'une centrale à miroirs paraboliques, technologie également retenue pour Noor-Ouarzazate I, est illustré dans la Figure 1. Le collecteur ou le champ solaire est modulaire et comporte de nombreuses lignes parallèles, composées d'un grand nombre de collecteurs paraboliques uni axiaux, normalement alignés sur un axe horizontal nord-sud. Chaque collecteur solaire a des miroirs paraboliques linéaires (réflecteurs) qui concentrent de l'ordre de 70 à 100 fois le rayonnement direct du soleil sur le récepteur (SolarPACES/Estela/Greenpeace, 2009), un tube d'absorption linéaire situé au centre de la parabole. Les collecteurs suivent le soleil d'est en ouest pendant la journée. Le fluide caloporteur, une huile synthétique dans toutes les centrales présentement en fonctionnement commercial, monte en température lors de son passage dans le tube d'absorption, transférant ensuite la chaleur provenant des tubes de collecte à des échangeurs de chaleur où l'eau est préchauffée, évaporée, puis surchauffée. Dans un cycle de fonctionnement de turbine à vapeur classique (cycle de Rankine), cette vapeur surchauffée fait tourner une turbine qui entraîne à son tour un générateur pour produire de l'électricité. L'eau est renvoyée vers les échangeurs de chaleur une fois refroidie et condensée.

6. L'expérience montre qu'en augmentant la température de sortie du champ solaire, le rendement du bloc de puissance augmente de façon significative. Actuellement la technologie éprouvée, commercialement parlant, se limite à des températures d'environ 400 °C, température au-delà de laquelle le fluide et les revêtements se dégradent et les pertes thermiques augmentent. Il existe en conséquence plusieurs axes de R&D portant sur l'étude de liquides caloporteurs, ainsi qu'au développement des autres composantes.

7. Dans la Figure A2.1, deux éléments optionnels d'une centrale solaire à concentration (CSP) sont également représentés : le stockage d'énergie thermique (TES) et la chaudière de secours (BUB), qui fonctionnent habituellement au gaz naturel. Tous deux accroissent le facteur

de charge du système, permettant à la centrale de fonctionner même lorsque le rayonnement solaire direct est insuffisant ou lorsqu'elle doit faire le suivi de charge (voir la section sur le stockage).

Figure A2.1 - Principe de base du fonctionnement d'une centrale à miroirs cylindro-paraboliques (Source : ESMAP)



2.1.2 Conception de base de Noor-Ouarzazate III (Tour)

8. Dans les centrales de type tour, également connues sous le nom de systèmes à récepteur central, un champ de centaines ou de milliers d'héliostats (grands miroirs de suivi individuels à deux axes) est utilisé pour concentrer la lumière solaire 600 à 1 000 fois (SolarPACES/Estela/Greenpeace, 2009) sur un récepteur central monté au sommet d'une tour (voir Figure A.22). Le champ d'héliostats, qui peuvent tous pivoter indépendamment les uns des autres, peut soit entourer la tour (champ environnant) pour les grands systèmes ou s'étendre sur le côté ombre de la tour (champ nord) dans le cas de systèmes plus petits.

9. En raison des forts taux de concentration, des températures élevées peuvent être atteintes, ce qui accroît le rendement de conversion de la chaleur en électricité et réduit le coût du stockage thermique (IEA, 2010). Dans le récepteur, un fluide caloporteur absorbe le rayonnement hautement concentré, reflété par les héliostats et le convertit en énergie thermique utilisable dans un cycle classique de production d'électricité. Le concept de tour solaire thermique peut être intégré soit dans un cycle Rankine de turbine à vapeur, soit dans un cycle Brayton de turbine à gaz, selon le type de fluide caloporteur utilisé et la conception du récepteur. Certaines centrales ont des conceptions modulaires, avec plusieurs tours qui alimentent un unique bloc de puissance (IEA, 2010).

10. Dans une centrale solaire au sel fondu, le sel froid (290 °C) est pompé du réservoir froid vers le récepteur, où le sel est chauffé jusqu'à une température de 565 °C par l'énergie solaire concentrée. Le sel chaud est ensuite pompé à travers un générateur de vapeur pour produire de la vapeur surchauffée qui alimente une turbine à vapeur à cycle classique de Rankine (voir Figure A2.2). Le champ solaire est généralement dimensionné pour collecter plus d'énergie que

nécessaire pour le système de génération de vapeur et l'excès d'énergie peut être stocké dans un réservoir de chaleur. Le Tableau A2.1 ci-dessous présente une comparaison des deux technologies.

Figure A2.2 - Schéma de centrale solaire au sel fondu tour avec cycle de turbine à vapeur (Source : ESMAP)

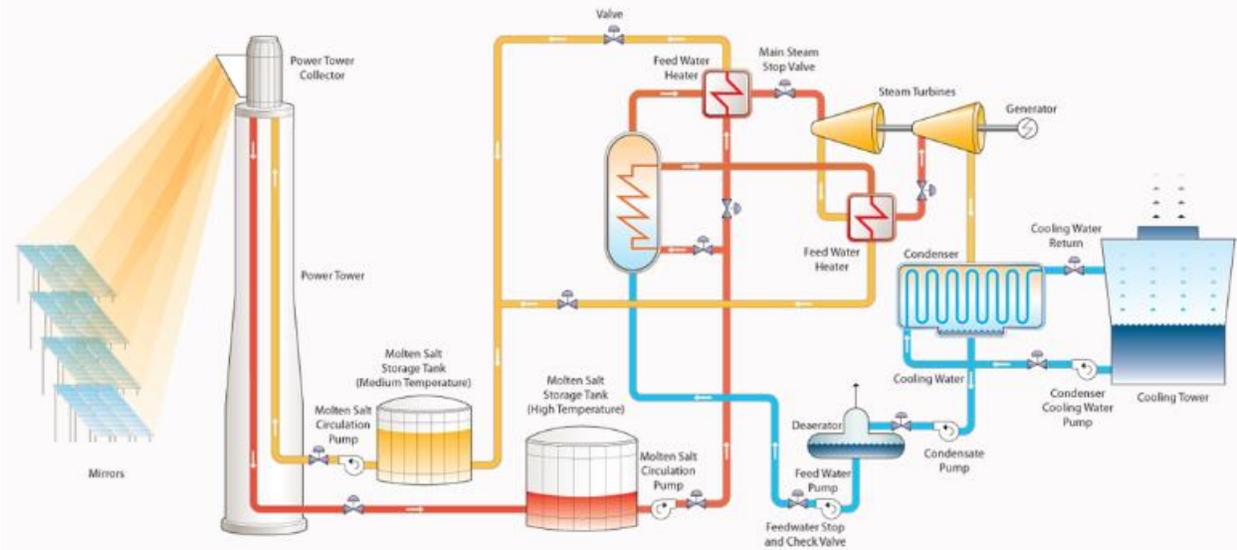


Tableau A2.1 - Comparaison de technologies solaires : miroirs cylindro-paraboliques par rapport à tour à récepteur central

TECHNOLOGIE	Centrale solaire thermique à concentration (CSP)	
	• Miroirs cylindro-paraboliques (avec stockage)	Récepteur central de la tour (avec stockage)
État de la technologie	Commercialisation	Commercialisation (début)
Sources d'énergie	Solaire (DNI uniquement)	Solaire (DNI uniquement)
Expérience commerciale 1 = faible à 5 = élevée	5	2
Taille individuelle des centrales	150-200 MW	100-150 MW
Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Récepteur à focalisation linéaire dans le tube d'évacuation • Le fluide caloporteur s'écoule dans le tube récepteur • Température max. 390 °C dans les applications commerciales 	<ul style="list-style-type: none"> • Récepteur monté dans la tour • Fluide de fonctionnement : sel fondu ou vapeur (dans les centrales à production directe de vapeur) • Température max. 565 °C dans les applications commerciales
Taux de concentration	• Ordinaire ~ 30 à 100 soleils	300 à 1 500 soleils
Option et type de stockage	Stockage indirect d'énergie thermique par sel fondu (TES) avec source de chaleur auxiliaire éventuelle à l'électricité, au propane et au gazole à faible teneur en soufre.	TES direct au sel fondu avec source de chaleur auxiliaire
Option de co-combustion	Oui	Oui
Emprise foncière (ha) (pour une centrale de 125 MW)	~ 250 à 400 ha Dépend de la capacité du TES	~ 400 à 500 ha Dépend de la capacité du TES
Conversion annuelle du solaire en électricité %	13 à 15 %	14 à 18 % (production directe de vapeur) 15 à 20 % (sel fondu)
Taux de charge annuel estimé hors stockage (TES)	20 à 25 %	20 à 25 %

2.1.3 Description du site

11. Le site, un terrain vierge de 2 500 ha située à 10 km à l'est-nord-est d'Ouarzazate, se prête bien à l'implantation de projets solaires, en particulier pour le CSP, pour les raisons suivantes :

- Excellent ensoleillement. Les stations de mesure implantées sur place ont permis la collecte de données de février 2010 à octobre 2012, y compris sur l'ensoleillement. D'après l'analyse des données des séries chronologiques, la moyenne annuelle à long terme du rayonnement direct (DNI) est de 2 636 kWh/m². Une DNI annuelle similaire peut être attendu au cours de chaque année, qui est beaucoup plus élevé que les limites de qualification habituelles de site et les données satellite utilisées pour la modélisation

préliminaire. Cette conclusion est fondée sur : la comparaison des données du site d'Ouarzazate avec les données d'ensoleillement du site d'Andasol à Grenade, en Espagne, et du site de Solar Energy Generating Systems (SEG) dans le désert de Mojave, en Californie, aux États-Unis.

- Disponibilité d'eau. Un réservoir d'une capacité de 480 millions de m³ se trouve à environ 10 km au sud de la ville, alors qu'un système de refroidissement à sec soit demandé pour Noor-Ouarzazate II et III, ce qui devrait représenter une consommation de 230 000 m³/an pour Noor-Ouarzazate II et 125 000 m³/an pour Noor-Ouarzazate III (d'après les informations de Fichtner, conseiller technique de MASEN³⁹). L'impact du complexe Noor-Ouarzazate sur les ressources globales en eau de la région est donc minime, représentant une consommation d'environ 0,8 % du volume annuel habituel du barrage de Mansour Eddahbi et 0,5 % de l'ensemble des ressources en eau qui seront disponibles dans la région après l'achèvement des travaux du barrage de Tiouine.
- Accessibilité. Le site est accessible par des pistes connectées à la route N10 en provenance de la ville portuaire d'Agadir, à environ 350 km du site, et traversant Ouarzazate. Le port d'Agadir est relativement proche, ce qui pourrait faciliter l'importation et le transport d'équipement lourd de l'étranger en évitant la traversée du massif montagneux de l'Atlas. Passer par le port de Casablanca nécessiterait la traversée des montagnes de l'Atlas.
- Proximité du réseau électrique. Le réseau, dont le renforcement a été prévu par l'ONEE, permettra l'évacuation de la pleine capacité de la centrale électrique en production de pointe. De plus, la technologie CSP peut être dotée de capacités de stockage d'énergie thermique permettant l'optimisation de la demande de pointe pour répondre à la capacité de charge du réseau de transport dans des limites raisonnables.

³⁹ Retenu par MASEN

Figure A2.3 - Situation de la centrale d'énergie solaire proposée d'Ouarzazate

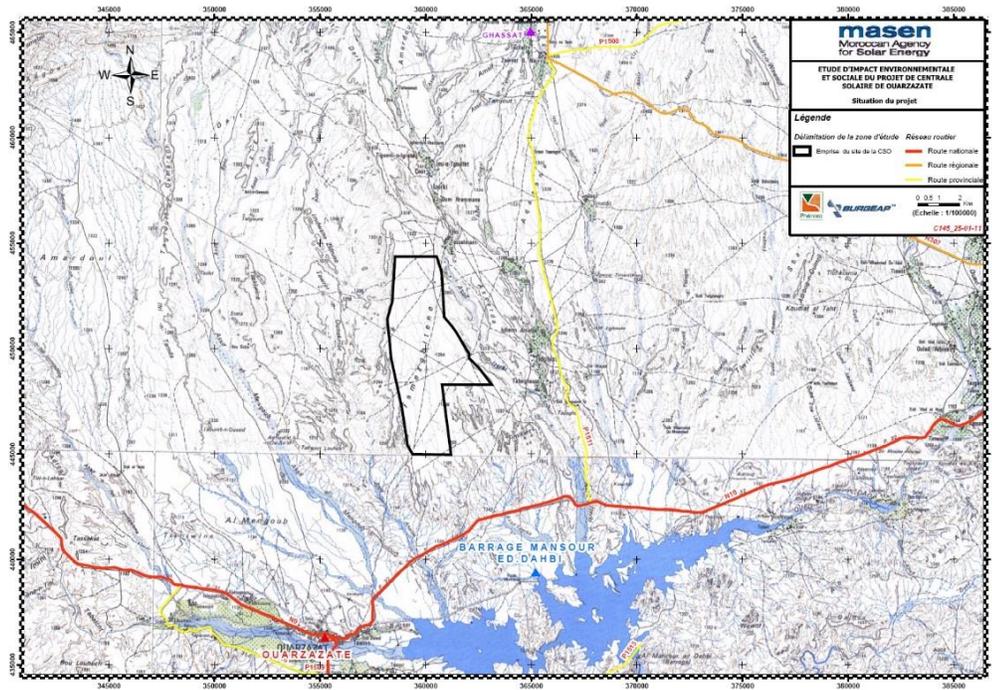
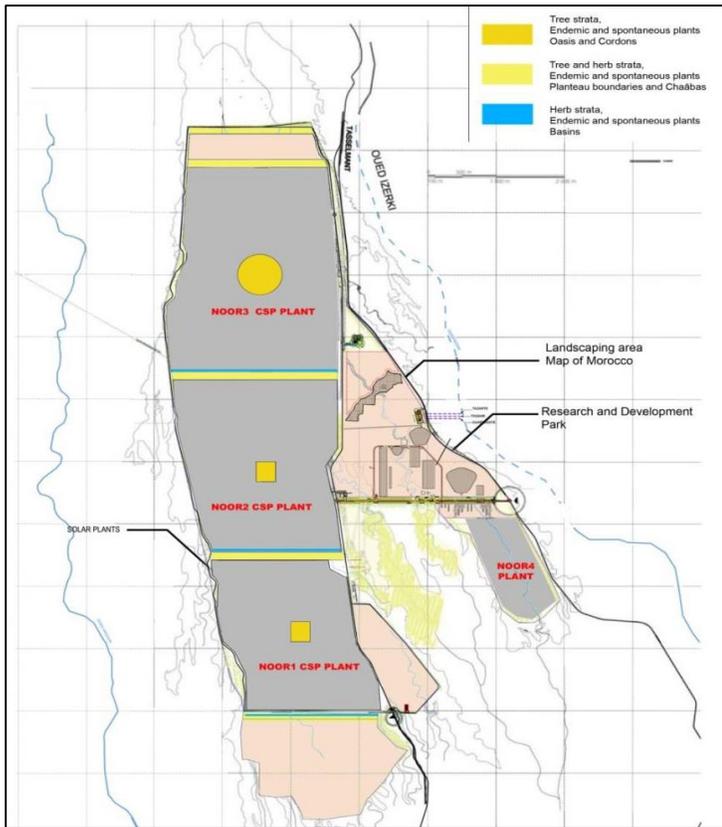


Figure A2.4 – Configuration du complexe de Noor



2.1.4 Configuration et conception de la centrale

12. Le projet Noor II a pour objet d’implanter une centrale solaire à concentration d’une capacité brute comprise entre 150 et 200 MW (à l’aide d’un seul bloc de puissance équipé d’un générateur à turbine à vapeur) faisant appel à la technologie solaire cylindro-parabolique avec une capacité de stockage d’énergie thermique d’au moins 3 heures (en utilisant un fluide au sel fondu ou MSF) sur une période minimale de 25 ans pendant la durée de vie de la centrale à partir de la date de démarrage de l’exploitation commerciale.

13. Le projet Noor III a pour objet d’implanter une centrale solaire à concentration d’une capacité brute comprise entre 100 et 150 MW (à l’aide d’un seul bloc de puissance équipé d’un générateur à turbine à vapeur) faisant appel à la technologie solaire à tour de concentration avec une capacité de stockage d’énergie thermique d’au moins 3 heures (en utilisant du fluide au sel fondu ou MSF) sur une période minimale de 25 ans pendant la durée de vie de la centrale à partir de la date de démarrage de l’exploitation commerciale.

14. Les deux centrales seront construites sur des lots adjacents à Noor I qui ont déjà été acquis par MASEN.

15. En termes d'utilisation des terres, le soumissionnaire utilisera un maximum de 680 hectares pour Noor-Ouarzazate II et de 750 hectares pour Noor-Ouarzazate III. Le soumissionnaire fera tout ce qui est en son pouvoir pour réduire au maximum l'empreinte du site tout en tenant compte de toutes les exigences liées à l'exploitation et à la maintenance. Le soumissionnaire devra justifier l'espace requis pour le projet.

2.1.5 Fonctionnement des centrales

16. Noor-Ouarzazate II et Noor-Ouarzazate III seront toutes deux de configuration autonome solaire et seront conçues, fabriquées et configurées, installées, érigées, exploitées et entretenues de façon à assurer un taux de disponibilité et de fiabilité le plus élevé possible avec des coûts de production minimaux. Les coûts de capitaux et d'exploitation seront optimisés pour aboutir à un prix compétitif de l'électricité fournie.

17. Les spécifications fonctionnelles minimales de Noor-Ouarzazate II et III (MFS) imposent de maximiser la production des centrales aux heures de pointe. La production dans la tranche des heures de pointe a une valeur supérieure pour MASEN et l'ONEE, car elle peut venir se substituer à la production plus coûteuse des turbines et des cycles combinés fonctionnant au gaz naturel liquéfié importé. De manière plus spécifique, (i) le soumissionnaire aura recours au stockage de l'énergie thermique afin de disposer d'un stock maximum d'énergie thermique immédiatement avant le début de la tranche horaire de pointe et (ii) au moins 35 pour cent de la production nette d'électricité de la centrale au cours d'une année de contrat sera fournie pendant la tranche horaire de pointe. De plus, le soumissionnaire est tenu de prévoir la configuration et le paramétrage adéquats de la centrale afin de réduire l'intermittence de la fourniture (par exemple, via des vannes de régulation dans le champ solaire ou un réservoir tampon de HTF).

18. Les centrales mettront en œuvre des pratiques acceptables sur le plan environnemental et se conformeront aux recommandations du CEIES.

19. Pour les deux centrales, la consommation de combustible sera réduite au minimum et l'équipement consommant du combustible (i) sera utilisé uniquement pour assurer des fonctions auxiliaires (c.-à-d. pour le démarrage de la centrale et pour son exploitation en toute sécurité), et (ii) aura recours au combustible le plus facilement disponible et d'un approvisionnement fiable. Les combustibles auxiliaires acceptables pour la centrale comprennent le propane, le gazole à faible teneur en soufre (<50 ppm) et/ou le fioul domestique. Le recours aux combustibles auxiliaires sera restreint aux utilisations indiquées ci-dessous :

- i. fonctionnement du groupe générateur de secours ;
- ii. maintien de la température du fluide caloporteur (HTF) [exclusivement pour Noor-Ouarzazate II, dans la mesure où un HTF à base de pétrole n'est utilisé qu'à Noor-Ouarzazate II (voir Tableau 1)] et du fluide au sel fondu (MSF) à une température supérieure à la température minimale de conception pendant les périodes d'ensoleillement insuffisant ;
- iii. génération de la vapeur nécessaire au maintien de la pression dans la turbine à vapeur entre un arrêt et le redémarrage suivant de la centrale ; et

- iv. démarrage à partir de zéro jusqu'à atteinte du niveau de charge minimum dans la turbine à vapeur (comme indiqué dans la spécification technique de la turbine à vapeur fournie).
20. La consommation de combustible est proscrite dans les cas suivants :
- i. Lorsque l'électricité est envoyée sur les lignes de 225 kV ;
 - ii. Pour Noor-Ouarzazate II, lorsque la température de la boucle de HTF (telle que mesurée derrière la pompe de recirculation) se situe au-dessus de la température de protection contre le gel du champ solaire. Cette température sera inférieure à 100 °C ; et
 - iii. Lorsque la valeur de la température du MSF se situe au-dessus de la température de protection contre le gel du MSF. Cette température sera inférieure à 250 °C.
21. Dans les cas ci-dessus, tous les brûleurs doivent être éteints.
22. Les centrales doivent être conçues pour minimiser la consommation d'eau. Le volume maximal annuel d'eau disponible pour l'ensemble des besoins du site est de 280 000 m³ pour Noor-Ouarzazate II et de 155 000 m³ pour Noor-Ouarzazate III. Parmi les autres mesures :
- a. La conception des systèmes auxiliaires d'eau de refroidissement prévoira une boucle fermée, dimensionnée pour minimiser la consommation d'eau. Le soumissionnaire fournira une solution de refroidissement à sec pour la condensation primaire de la vapeur, en retenant comme principal système de refroidissement un condenseur refroidi à l'air (ACC).
 - b. Le système de traitement de l'eau brute minimisera la consommation globale d'eau brute
 - c. L'eau d'assainissement des environs de la centrale sera traitée dans l'usine de traitement biologique dans laquelle tous les effluents d'assainissement passeront de l'état de matière organique à l'état de sédiments stables. Les eaux traitées rejetées par la centrale seront acheminées vers les bassins d'évaporation.

2.1.6 Évaluation technologique

23. Comme décrit précédemment, le Projet propose comprend la construction de deux centrales CSP de grande envergure : une centrale solaire à miroirs paraboliques (Noor-Ouarzazate II) et une centrale solaire à tour (Noor-Ouarzazate III). En ce qui concerne Noor-Ouarzazate II, le système à miroirs cylindro-paraboliques est considéré comme une technologie éprouvée et complètement opérationnelle pour la production d'électricité, et le projet ne présente aucune difficulté particulière sur le plan de la construction ou de l'exploitation pour une centrale de cette taille. La technologie cylindro-parabolique est la technologie de CSP qui a accumulé la plus longue expérience d'exploitation. Fin 2013, environ 3 400 MW de capacité de CSP installée utilisant la technologie des miroirs paraboliques représentaient la majorité de la capacité de CSP installée. Les spécifications minimales de fonctionnement de Noor-Ouarzazate II ont été préparées par MASEN avec l'aide de consultants hautement qualifiés, intégrant les meilleures pratiques internationales et les leçons tirées de processus de passation des marchés de Noor-

Ouarzazate I. Les spécifications techniques ont aussi été revues et commentées par les experts techniques des bailleurs de fonds afin de veiller à ce que tous les risques liés à la construction et à l'exploitation soient correctement étudiés.

24. D'autre part, la technologie de tour solaire retenue pour Noor-Ouarzazate III est une technologie qui continue à évoluer et commence seulement à être commercialisée. La technologie de tour solaire a un coût d'investissement plus élevé que la technologie cylindro-parabolique, et s'appuie sur une expérience opérationnelle plus limitée du fait du moindre nombre de projets en cours de construction et de fonctionnement. La capacité totale en service a récemment progressé de près de 500 MW avec la mise en service d'Ivanpah par Brightsource en Californie. La centrale d'Ivanpah, de pair avec celle de Crescent Dunes au Nevada (actuellement en cours de mise en service), montrent qu'il est possible de construire et d'exploiter des tours solaires à grande échelle avec des technologies différentes (sel fondu ou vapeur directe en tant que fluide caloporteur). Cependant, la construction et la mise en service des deux projets ont pris plus longtemps que prévu. Le risque de retard de mise en service d'une tour solaire est plus élevé que celui des miroirs paraboliques, en raison des défis du changement d'échelle, des améliorations techniques continues et des optimisations de coûts intégrées dans les centrales les plus récentes. L'équipe est consciente de ce risque et suivra de près la performance des tours solaires ; elle surveillera la passation de marchés et la construction de Noor-Ouarzazate III afin de réduire les risques de retards.

25. Cependant, les tours solaires offrent aussi d'importants avantages qui les rendent très attrayantes et potentiellement plus intéressantes que d'autres technologies de CSP : (i) un meilleur taux de conversion de l'énergie solaire en électricité, dans la mesure où elles permettent d'atteindre des températures très élevées avec des déperditions maîtrisables en utilisant du sel fondu comme fluide caloporteur. Ceci permet de fonctionner à des températures plus élevées, améliore l'efficacité du cycle de vapeur et réduit le coût de stockage de l'énergie thermique, en autorisant un différentiel de température plus élevé ; (ii) les tours opérant au sel fondu consomment moins d'eau ; (iii) elles offrent un plus fort potentiel de réduction des coûts et de meilleures possibilités de fabrication locale. Ces avantages sont les vecteurs de la part croissante prise par les projets de tours solaires dans l'ensemble du monde et, selon plusieurs sources d'experts, les tours solaires pourraient devenir la technologie de prédilection à l'avenir.

26. Afin de mieux comprendre le fondement analytique du choix de la technologie de MASEN pour le Complexe Noor-Ouarzazate, la Banque a fait réaliser une étude par Mercados en 2013 pour déterminer le choix d'expansion optimal et à moindre coût en technologies des énergies renouvelables dans le système électrique de l'ONEE.⁴⁰ L'étude a porté en particulier sur l'impact sur le système électrique des centrales solaires à énergie photovoltaïque (PV) par rapport à celui des CSP à stockage. L'étude a pris en compte l'accroissement de la demande prévu au Maroc, les coûts de combustible, les coûts d'investissement pour la production et le transport, les facteurs de charge et la disponibilité des centrales pour les différentes technologies, les taux d'actualisation et les normes de fiabilité, entre autres. Ces aspects ont été modélisés par Mercados d'un point de vue du système en analysant le coût complet de la fourniture d'électricité (*levelised cost of energy—LCOE*) pour les alternatives différentes de technologie. L'étude a montré que, si les objectifs de

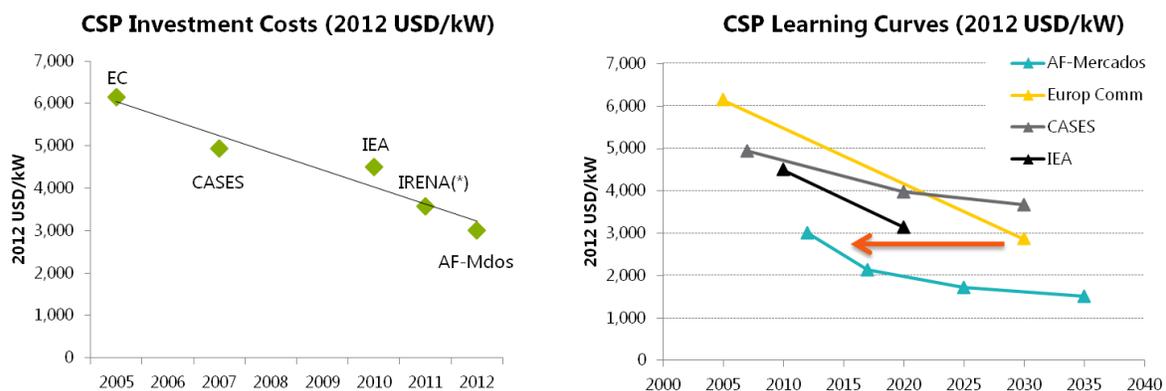
⁴⁰ Mercados, *Morocco: Analysis of Low Carbon Development Options in the Power Sector* (2013) (Maroc : analyse des options à faibles émissions carbonées pour le secteur de l'électricité).

pénétration des énergies renouvelables sont formulés en termes de puissance installée, les centrales PV constitueraient le meilleur choix, avec un coût moindre pour le système. Ce résultat semblait logique car les objectifs de capacité conduisent le modèle de planification de moindre coût à minimiser les coûts en utilisant la technologie la moins chère pour réduire les coûts d'investissement.

27. Cependant, Une analyse fondée sur la puissance ne prend pas en considération les coûts supplémentaires considérables, en particulier où une grande pénétration des énergies renouvelables est attendu, que le réseau devra engager pour soutenir la production variable, comme la génération de PV. Le réseau a besoin de plus réserves opérationnels comme des centrales démarrant plus rapidement (par ex. turbines à gaz) pour fournir la flexibilité nécessaire afin d'assurer des niveaux élevés de la fiabilité et de la stabilité. Dans le cas du Maroc, cela signifierait qu'il faudrait continuer à avoir recours à du gaz importé ou aux combustibles liquides pour fournir la puissance et l'électricité additionnelle pour assurer la stabilité du système et la sécurité de l'approvisionnement lorsque les centrales PV ne produisent pas. Cela signifie également que, outre les coûts additionnels de l'addition et du maintien de telles réserves tournantes et le fait d'avoir encore recours à des combustibles importés pour satisfaire les besoins énergétiques du pays, ces capacités de réserve utilisant des combustibles fossiles accroissent les émission de GES du système.

28. Lorsque l'analyse est effectuée d'un point de vue énergétique (c.-à-d. lorsque des objectifs de pénétration des énergies renouvelables sont exprimés sur la base de l'énergie produite), le modèle de planification à moindre coût minimise le coût du système en donnant la priorité aux technologies avec des facteurs de charge élevés grâce à leur flexibilité et donc capables de produire de l'énergie lorsque c'est nécessaire. Les centrales CSP peuvent optimiser leur production en augmentant leur multiple solaire (c.-à-d. en accroissant la taille de leur champ solaire) et en utilisant le stockage thermique pour étendre leur production en soirée lors du pic de demande d'électricité au Maroc, donnant ainsi un facteur de charge beaucoup plus élevé que les centrales PV . Ceci permettrait d'avoir un facteur de charge bien supérieur à celui des centrales PV . Les centrales CSP pourraient aussi fournir des capacités de réserves et d'autres services auxiliaires pour assurer la stabilité du système en présence de déséquilibres causés par des centrales intermittentes (par ex. PV et éolien). L'étude a ainsi conclu que, lorsque les objectifs de pénétration des énergies renouvelables sont exprimés en part de l'électricité produite, la production CSP avec une quantité adéquate de stockage thermique constitue le choix optimal.

Figure A2.4 – Évolution de la courbe d'apprentissage des CSP



29. Bien que la production par CSP présente des avantages évidents pour l'exploitation du réseau et les coûts du système, ses coûts d'investissement relativement plus élevés, par rapport au PV et aux technologies fondées sur l'utilisation des combustibles fossiles traditionnels, ont des implications pratiques sur le plan du financement. Ces coûts devraient diminuer de 40 à 50 % au cours des 10 prochaines années (voir la Figure 4).⁴¹ Néanmoins jusqu'à ce point, les gouvernements doivent identifier des approches pour assurer la pérennité de l'investissement sur le plan financier et fiscal comme cela a été le cas pour les technologies de l'énergie éolienne et photovoltaïque dans les premiers stades de leur développement. Les gouvernements ont généralement adopté des programmes ciblés qui ont permis de réduire le coût ou d'accroître les revenus des projets afin de pouvoir lever les financements nécessaires. Par exemple, les programmes adoptés dans le passé pour obtenir une réduction des coûts des projets prévoyaient un recours maximum aux dons ou aux financements concessionnels afin de réduire les coûts de financement, à des garanties de prêt, à des crédits d'impôt à l'investissement, à des obligations de crédit d'impôt, à des financements mezzanine, etc. D'autres programmes adoptés pour améliorer la trésorerie du projet comprenaient les tarifs de rachat, des primes tarifaires « vertes », des exonérations fiscales d'impôt sur le revenu, des crédits d'impôt à la production, etc. Dans de nombreux cas, les gouvernements ont expérimenté un panachage de ces programmes afin de minimiser leur incidence fiscale globale sur les budgets publics et d'offrir une certaine souplesse aux promoteurs de projets pour personnaliser le soutien nécessaire.

2.1.7 Installation annexes

30. Comme discuté plus en détails dans le CEIES de 2014 et dans l'Annexe 3, les installations principales suivantes sont considérées comme critique pour le bon fonctionnement de Noor-Ouarzazate II et III : (a) système d'adduction qui amène l'eau pour l'exploitation des centrales du barrage proche de Mansour Eddahbi et (b) la ligne de transport de 225 kV entre les sous-stations de Ouarzazate et Tazarte. Le système d'adduction d'eau est déjà en construction dans le cadre de la mise en œuvre de Noor-Ouarzazate I puisqu'il est nécessaire à l'ensemble du Complexe Noor-Ouarzazate. Seule la ligne de transport d'électricité reste à construire et est la seule installation annexe nécessaire pour Noor-Ouarzazate II et III ne faisant pas partie des installations annexes nécessaires au fonctionnement de Noor-Ouarzazate I.

2.2 *Composante 2 – Mécanisme d'atténuation du surcoût pour le Complexe solaire de Noor-Ouarzazate (300 millions de dollars US de la BIRD)*

31. Bien que le financement concessionnel de la construction prévu sous la Composante 1 soit essentiel pour la réduction des coûts de financement, il ne saurait à lui seul ramener le coût de l'électricité complet des centrales au niveau du prix gros de l'énergie dans le système électrique

⁴¹ En fait, les offres en termes de coûts d'investissement pour Noor I étaient de près de 30 % inférieures aux estimations faites au début du processus de passation des marchés du projet, confirmant ainsi la tendance à la baisse des coûts des futures CSP.

de l'ONEE. Tout comme Noor-Ouarzazate I, il est prévu que le GdM signe des Conventions Spécifiques avec les SPVs de chacun des deux projets Noor Ouarzazate II et III qui spécifieront l'engagement spécifique de soutien financier à MASEN pour couvrir le surcoût des projets. Plusieurs options pour atténuer ce surcoût ont été explorées. Parmi elles, la possibilité d'émettre des obligations vertes pour le financer, mais le coût plus élevé de financement par dette commerciale, lorsque comparé au financement concessionnel, augmente en réalité le surcoût anticipé.

32. Cette augmentation serait atténuée si les obligations étaient supportées par une garantie de risque partielle qui améliorerait le crédit du GdM pour réduire le coût du capital, mais cette atténuation ne serait pas en mesure de réduire le coût du capital comme le ferait du financement concessionnel. La possibilité d'un prêt direct de la BIRD au GdM a aussi été explorée. Sous ce scénario, le GdM transférerait le montant du prêt sous forme de don à MASEN, qui le transférerait aux sociétés de projet, aussi sous forme de don, afin de faire baisser le coût des centrales et réduire ainsi le coût de l'électricité (LCOE) pendant la durée de vie des accords d'achat d'électricité (PPA). Toutefois, une telle approche signifierait l'amendement d'une politique opérationnelle existante depuis 20 ans et recommandée par la Banque, stipulant que les entités publiques sont soumises à l'emprunt direct pour financer leurs opérations, le GdM ne fournissant que les garanties de paiement. Une garantie de risque partielle à MASEN a aussi été explorée, mais, vu que les soumissionnaires n'avaient pas soulevé la question du crédit de MASEN, l'impact d'une telle garantie aurait été probablement limité.

33. À ce titre, la Composante 2 est conçue pour appuyer financièrement l'achat des kilowattheures (kWhs) produits par les sociétés de projet pour couvrir partiellement la différence entre le prix d'achat par MASEN de l'électricité produite par Noor-Ouarzazate II et III (ainsi que la production de Noor-Ouarzazate I comme indiqué ci-dessous) et le prix de vente à l'ONEE. En d'autres termes, elle soutient l'acquisition des kWhs produits par les trois centrales CSP – Noor-Ouarzazate I, II et III – pour couvrir partiellement la différence entre le prix d'achat par l'Emprunteur de l'électricité de l'ensemble des trois centrales et le prix de vente de cette même électricité, de l'Emprunteur à l'ONEE.

III. STRUCTURE DU PARTENARIAT

34. MASEN mettra en place la Composante 1 du Projet proposé au moyen d'un partenariat conclu entre MASEN et des promoteurs privés. Cette disposition répond au désir d'introduire progressivement la participation du secteur privé sur le marché des CSP, conditions préalables indispensables pour s'assurer que le plan à long terme pour augmenter les capacités s'appuie autant que possible sur la mobilisation de capital privé. Le partenariat facilitera également la mise en place de mécanismes contractuels en veillant à ce que le secteur privé soit incité, autant que faire se peut, à construire la centrale sans subir de dépassement de coût et sans prendre de retard, et à exploiter et entretenir la centrale comme il convient.

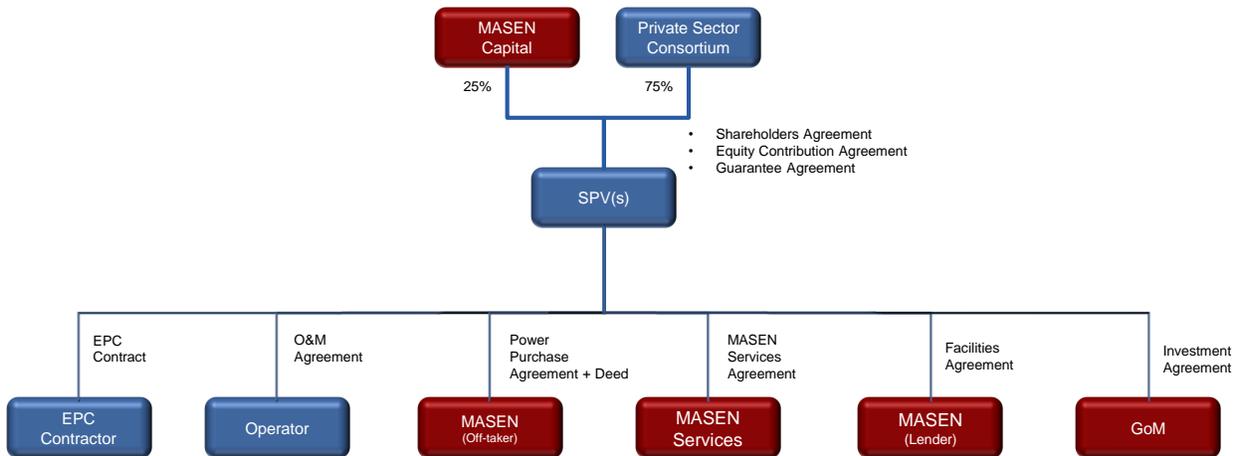
35. Dans le cadre du partenariat, un consortium (composé de plusieurs promoteurs du secteur privé) sera constitué à la suite d'une sélection opérée sur la base d'un appel d'offres en vue de prendre un ensemble d'engagements contractuels à long terme pour assurer la construction, le

financement et l'exploitation de la centrale, ainsi que la vente d'électricité à un prix compétitif déterminé par appel d'offres. Le consortium, une fois ces accords entérinés, créera deux SPVs (à titre d'Entités d'exécution du projet) pour concevoir, construire, détenir et exploiter Noor-Ouarzazate II et III et vendre l'électricité produite à MASEN. MASEN ne sera tenue d'acheter l'électricité que si la centrale a été construite et fonctionne conformément aux exigences de MASEN. Chaque SPV conclura un certain nombre de contrats (contrats de construction, exploitation et maintenance, contrats d'achat d'électricité, contrats de financement, etc.) afin d'honorer les obligations par lui contractées au titre du partenariat. Cette structure contractuelle est similaire aux autres partenariats et IPP (producteurs indépendants) que la Banque mondiale et autres banques multilatérales de développement ont conclu dans le passé (notamment dans la région MENA).

36. La construction de Noor-Ouarzazate II et III sera financée à hauteur de 20 % sur fonds propres et de 80 % par un emprunt. Les fonds propres proviendront en grande partie d'un consortium d'investisseurs du secteur privé sélectionné à l'issue d'un processus de mise en concurrence et de MASEN (à hauteur de 25 %, via MASEN Capital). Les IFI fourniront tous les fonds nécessaires au financement de 100 % de la dette et une partie des fonds propres (via MASEN et MASEN Capital), sur des durées de 15 à 50 ans. MASEN entend rétrocéder les fonds des IFI aux SPV qui possèdent et exploitent Noor-Ouarzazate II et III sur une durée qui permette l'amortissement du remboursement par les SPV des prêts consentis en faveur de MASEN sur les 25 ans du PPA conclu entre les SPV et MASEN. La rétrocession des prêts par MASEN se fera selon les structures type de financement de projet, par lesquelles MASEN en tant que prêteur, aura recours aux actifs des SPVs pour sécuriser les prêts. Les termes et conditions des prêts sont en gros ceux des IFIs, excepté que les prêts accordés par MASEN aux SPVs sont à taux fixe pour la durée des prêts. Etant donné que les prêts des IFIs sont pour la plupart à taux variable, MASEN a calculé les taux de ses prêts aux SPVs en incluant une marge faible pour gérer son exposition aux fluctuations des taux entre les paiements reçus des SPVs à taux fixes et les paiements que MASEN fait aux IFIs à taux variables. MASEN a convenu avec le gouvernement que la subvention obtenue du gouvernement pour couvrir le surcoût serait défalquée de tout cash excédentaire reçu par MASEN du Projet, y compris celui résultant de cette marge de protection.

37. Les SPV concluront un certain nombre de contrats avec MASEN et les entités du secteur privé afin d'honorer les obligations des SPV au titre de leurs accords avec MASEN (c.-à-d., la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance des centrales). Ceci est présenté dans la Figure A2. ci-dessous.

Figure A2.5 - Modalités contractuelles du PPP



a. Processus d'appel d'offres et conclusion du PPP

38. La sélection du partenaire sera faite via un processus d'appel d'offres en deux étapes pour permettre la discussion des offres techniques et s'assurer de la solidité des propositions et de leur conformité aux spécifications techniques indiquées dans l'appel d'offres. Comme il est courant de le faire dans ce type de montage, le partenariat est en cours d'élaboration par étapes comme suit:

- (a) Préqualification des consortiums (août 2013) ;
- (b) Préparation de l'AO, à laquelle seront joints les projets de contrats. Il est normalement préférable d'inclure tous les projets de contrats qui doivent être signés dans le cadre du partenariat. Pour ce partenariat, l'AO pour la 1^{ère} phase du processus d'AO a été émis en décembre 2013 et il y figurait seulement un projet d'accord avec les actionnaires et un projet de PPA à conclure entre le SPV et MASEN qui avait déjà été soumis à l'examen de la BM. Le projet d'accord de prêt de MASEN au SPV n'y figurait pas ;
- (c) Publication de l'AO et des questions et réponses de soumissionnaires potentiels sur les modalités de l'AO, avec publication éventuelle de modifications/clarification de l'AO (terminé en janvier 2014) ;
- (d) Remise de propositions techniques par les soumissionnaires (mars 2014) ;
- (e) Publication d'une version définitive de l'AO, comprenant des documents suffisamment au point pour pouvoir être paraphés par les soumissionnaires, y compris le projet d'accord de prêt MASEN-SPV (juillet 2014) ;
- (f) Remise des propositions finales par les soumissionnaires (prévu pour septembre 2014) ;
- (g) Sélection d'un soumissionnaire (prévue pour novembre-décembre 2014) ;
- (h) Négociations avec le soumissionnaire retenu sur la documentation contractuelle ; en parallèle, le soumissionnaire retenu entamera des négociations avec ses fournisseurs au

sujet de la construction, l'exploitation et la maintenance (ainsi que, le cas échéant, tout besoin supplémentaire de financement) ;

- (i) Une fois les documents contractuels finalisés entre le soumissionnaire retenu et MASEN, signature de tous les contrats relatifs au partenariat (clôture de la partie commerciale et financière) ; prévue pour avril 2015 ;
- (j) Construction et mise en service des centrales électriques (prévues pour la deuxième moitié de 2017 (Noor-Ouarzazate II) et pour 2018 (Noor-Ouarzazate III)) ;
- (k) Une fois la construction de la centrale achevée, vente de l'électricité, exploitation et maintenance de la centrale.

36. Trois consortiums ont été présélectionnés⁴² pour Noor-Ouarzazate II :

1) **Le « Consortium Abengoa »**⁴³ se compose de :

- Abengoa SA - Campus Palmas Altas, C/ Energía Solar 1, 41014, Séville, Espagne, immatriculée au Registre de commerce des sociétés de Séville page 2 921, folio 107, volume 47, à titre de membre chef de file de la tour et
- Abengoa Solar - Avenida de la Buhaira N° 2, Séville, Espagne, immatriculée au Registre des sociétés feuille 1 du volume 4 568 page SE-71, 375, ligne n° 1, à titre de membre responsable technique de la tour.

2) **Le « Consortium ACWA »**⁴⁴ se compose de :

- INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER PROJECTS - Business Gate Building, Exit 8, Eastern Highway, PO Box 22616 Riyadh, Postal Code 11416, Royaume d'Arabie saoudite, immatriculée sous le n° 1010253392 au Registre de la ville de Riyad, à titre de membre chef de file de la tour et
- Sener Ingenieria y Systemas - Av Zugazarte, 56 Guecho Vizcaya, Espagne, immatriculée au Registre de commerce de la province de Biscaye à la page B1-2264, volume 291, folio 176, à titre de membre responsable technique de la tour.

3) **Le « Consortium IP GDF SUEZ »**⁴⁵ se compose de :

⁴² Le nom du chef de file de chaque consortium est le nom donné au consortium

⁴³ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.abengoasolar.com

⁴⁴ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.acwapower.com et www.sener.es/home/en

⁴⁵ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.gdfsuez-samea.com et www.masdar.ae/en

- International Power SA (succursale de Dubaï de GDF Suez) - PO Box 66235, Business Central Towers - B, 50th Floor, Sheikh Zayed Road, Media City, Dubaï, Émirats arabes unis, détentrice de la licence commerciale n°102397 du ministère du Développement économique de Dubaï, à titre de chef de file de l'EPM,
- Solar Reserve LLC - 2425 Olympic Blvd., Suite 500 East, Santa Monica, Californie, États-Unis, immatriculée auprès de la division entreprises de l'État du Delaware, à titre de membre responsable technique de la tour, et
- Abu Dhabi Future Energy Company PJSC/MASDAR - P.O. Box 54115, Abou Dhabi, Émirats arabes unis, détentrice de la licence n°CN-1137318 de la Chambre d'Abou Dhabi.

37. Quatre consortiums ont été préqualifiés⁴⁶ pour Noor-Ouarzazate III :

(1) **Le « Consortium Abengoa »**⁴⁷ se compose de :

- Abengoa SA - Campus Palmas Altas, C/ Energía Solar 1, 41014, Séville, Espagne, immatriculée au Registre de commerce des sociétés de Séville page 2921, folio 107, volume 47, à titre de membre chef de file de la tour et
- Abengoa Solar - Avenida de la Buhaira N° 2, Séville, Espagne, immatriculée au Registre de commerce des sociétés feuille 1 du volume 4 568 page SE-71, 375, ligne n° 1, à titre de membre responsable technique de la tour.

(2) **Le « Consortium Acwa »**⁴⁸ se compose de :

- INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER PROJECTS - Business Gate Building, Exit 8, Eastern Highway, PO Box 22616 Riyad, Postal Code 11416, Royaume d'Arabie saoudite, immatriculée sous le n° 1010253392 au Registre de la ville de Riyad, à titre de membre chef de file de la tour et
- Sener Ingenieria y Systemas - Av Zugazarte, 56 Guecho Vizcaya, Espagne, immatriculée au Registre de commerce de la province de Biscaye à la page B1-2264, volume 291, folio 176, à titre de membre responsable technique de la tour.

(3) **Le « Consortium EDF »**⁴⁹ se compose de :

⁴⁶ Le nom du chef de file de chaque consortium est le nom donné au consortium

⁴⁷ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.abengoasolar.com

⁴⁸ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.acwapower.com et www.sener.es/home/en

⁴⁹ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.edf.com, www.brightsourceenergy.com, www.edf-energies-nouvelles.com/en, brookstonepartners.com/africa/, www.alstom.com/power/ et www.mitsui.com/

- EDF SA - Électricité de France, 22-30 Avenue de Wagram, 75008, Paris, France, immatriculée au Registre commerce et des sociétés sous le n°552 081 317, à titre de membre chef de file de la tour,
- Brightsource Energy Inc - 1999 Harrison Street, Suite 1250, Oakland, Californie, États-Unis 94612, immatriculée auprès de la division entreprises de l'État du Delaware le 12 mars 2007 (à 9h53), à titre de membre responsable technique de la tour,
- EDF Énergies Nouvelles SA - Cœur Défense - Tour B - 100 Esplanade du Général de Gaulle - 92932 Paris La Défense Cédex - France, immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le n°379 677 636 ; et
- Alstom Power System SA - 2 quai Michelet - 3 avenue André Malraux - 92309 Levallois Perret Cedex - France immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le n°389 192 030.
- .

(4) Le « **Consortium IP GDF SUEZ** »⁵⁰ se compose de :

- International Power SA (succursale de Dubaï de GDF Suez) - PO Box 66235, Business Central Towers - B, 50th Floor, Sheikh Zayed Road, Media City, Dubaï, Émirats arabes unis, détentrice de la licence commerciale n°102397 du ministère du Développement économique de Dubaï, à titre de chef de file de l'EPM,
- Solar Reserve LLC - 2425 Olympic Blvd., Suite 500 East, Santa Monica, Californie, États-Unis, immatriculée auprès de la division entreprises de l'État du Delaware, à titre de membre responsable technique de la tour, et
- Abu Dhabi Future Energy Company PJSC/MASDAR - P.O. Box 54115, Abou Dhabi, Émirats arabes unis, détentrice de la licence n°CN-1137318 de la Chambre d'Abou Dhabi.

⁵⁰ De plus amples informations peuvent être obtenues sur les sites Web des membres du consortium : www.gdfsuez-samea.com, www.solarreserve.com et www.masdar.ae/en

Annexe 3 : Modalités de mise en œuvre

MAROC : Projet de centrales solaires à concentration de Noor-Ouarzazate

Dispositions institutionnelles et modalités de mise en œuvre du projet

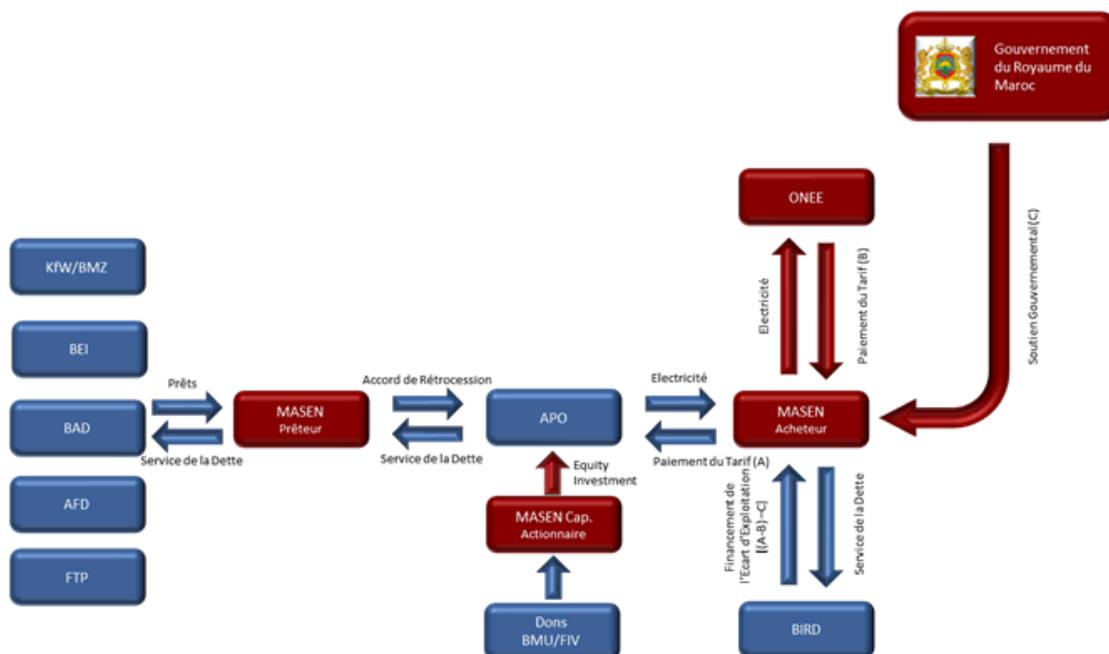
1. MASEN a été créée en vertu de la loi 57-09 pour mettre en œuvre le MSP et assume donc la responsabilité de définir tous les aspects techniques, les mesures de protection environnementale et sociale et la partie fiduciaire de Noor-Ouarzazate II et III. Le Projet proposé doit être mis en œuvre par le biais d'un partenariat entre MASEN et les commanditaires privés qui formeront des SPV jouant le rôle d'entités d'exécution pour le projet proposé en vue de concevoir, construire, détenir, exploiter et assurer la maintenance pour Noor-Ouarzazate II et III. Les commanditaires sont sélectionnés via un processus de mise en concurrence en 2 étapes qui est arrivé à un stade avancé. La première étape porte sur le recueil d'offres techniques en vue de répondre aux spécifications fonctionnelles minimales de MASEN. Ce sera pour MASEN l'occasion d'évaluer les propositions techniques et les approches novatrices proposées par les soumissionnaires pour répondre aux exigences. Cette étape permet également de mieux préciser la répartition des risques et de préparer des projets d'accords juridiques avant formulation des soumissions financières.

2. La deuxième étape porte sur le recueil des propositions financières, centrées sur le montant du tarif de rachat par kilowattheure (kWh) à verser par MASEN pour l'énergie provenant de Noor-Ouarzazate II et III. Afin de permettre aux soumissionnaires de préparer des offres financières, MASEN devra leur fournir, au cours de cette deuxième étape, les conditions de financement qu'elle accordera aux SPV retenus. Dans la mesure où MASEN vise à clore l'affaire sur le plan commercial (c'est-à-dire, à parvenir à un accord sur toutes les questions commerciales) peu après la sélection d'un soumissionnaire, MASEN se doit de connaître les conditions définitives du financement qui lui seront accordées par les IFI avant de conclure cette deuxième étape du processus de soumission.

3. Une fois sélectionné, il sera attendu du ou des soumissionnaires gagnants de conclure, par le biais des SPV, un ensemble d'accords avec MASEN qui constitueront le fondement contractuel du partenariat. La structure du partenariat envisagé se fonde en grande partie sur les transactions habituelles des financements commerciaux à recours restreint pour des projets d'infrastructure. MASEN conclura un contrat d'achat d'électricité avec le ou les soumissionnaires sélectionnés pour acheter la totalité de la production de Noor-Ouarzazate II et III sur la base d'un prix de rachat concurrentiel. MASEN, à son tour, conclura un contrat de vente d'électricité en vue de revendre cette énergie à l'ONEE au tarif régulé pour la haute tension.

4. MASEN devrait conclure une convention d'approvisionnement avec les SPV pour la fourniture de l'eau et des infrastructures communes à l'usage des centrales. MASEN devrait également prendre une participation minoritaire, au travers de sa filiale MASEN Capital, dans les SPV (jusqu'à vingt-cinq (25) %) et dans des instruments spécialement mis en place pour exploiter et entretenir les installations. La participation de MASEN dans les activités quotidiennes de ces instruments devrait se limiter au rôle ordinaire d'un actionnaire minoritaire. Néanmoins, MASEN espère que sa participation lui donnera une meilleure idée du fonctionnement de ces types d'affaires et améliorera sa capacité de conception de projets ultérieurs pour la mise en œuvre des projets restants au titre de son mandat de 2 000 MW.

Figure A3.1 - Vue d'ensemble des institutions et des modalités de mise en œuvre



5. En vertu de l'approche suivie dans Noor-Ouarzazate I et comme illustré dans la Figure A3.1 ci-dessus, MASEN devrait conclure un accord de prêt avec les SPV afin de leur transférer le produit du financement des IFI mis à la disposition de MASEN pour Noor-Ouarzazate II et III. Ces recettes devraient représenter le gros du financement des projets et couvrir jusqu'à quatre-vingt (80) % des coûts de Noor-Ouarzazate II et III. Le montant du financement dépendra de l'offre finale retenue qui permettra de déterminer le coût global du projet. Les vingt (20) % restants des coûts de Noor-Ouarzazate II et III seront couverts par des fonds propres par les actionnaires des SPV.

Mécanismes de gestion de projet de MASEN

6. MASEN est une société anonyme (SA) formée en mars 2010 entre l'État marocain, l'ONEE, le Fonds Hassan II et la Société d'investissements énergétique (SIE) à titre d'actionnaires à parts égales, en vue de se doter d'une capacité d'au moins 2 000 MW d'énergie solaire d'ici 2020. Tandis que MASEN assumera la responsabilité de la mise en œuvre du MSP, le SPV sera créé par des partenaires du secteur privé sélectionnés par une procédure d'appel d'offres avec mise en concurrence, pour construire, détenir et assurer le fonctionnement de Noor-Ouarzazate II and III. ACWA Power Ouarzazate (APO) est déjà chargé de la construction de Noor-Ouarzazate I et détiendra et gèrera la central après sa mise en service. MASEN est régie par un conseil d'administration (« Directoire ») et un conseil de surveillance (« Conseil de surveillance »). Leurs fonctions et leurs responsabilités seront définies dans les statuts de MASEN, comme le prévoit la législation sur les SA.

7. Le Conseil de surveillance de MASEN se compose de 10 membres, dont les ministres de l'Économie et des Finances ; de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement ; de

l'Industrie, du Commerce et des Nouvelles technologies ; et de l'Intérieur. Le Conseil comprend également des représentants des actionnaires de la société.

8. MASEN s'est adjoint les services de plusieurs conseillers internationaux réputés techniques, juridiques et financiers qui lui apportent leur appui pour la structuration et la mise en œuvre du processus de passation de marchés visant à sélectionner les promoteurs du secteur privé pour Noor-Ouarzazate II et III. MASEN compte également s'adjoindre les services d'un cabinet technique (conseiller technique à MASEN en sa qualité du prêteur aux SPVs, qui lui prêtera main-forte pour la supervision de la construction des projets, et d'un expert indépendant pour certifier l'achèvement des principales phases du projet.

Gestion financière, décaissements et passations des marchés

Gestion financière

9. Le système de gestion financière de MASEN et les arrangements fiduciaires ont été évalués et sont en conformité avec les procédures et règles OP/BP 10.00 de la Banque. Toutefois, comme les SPV, qui seront responsables de la construction, détention et gestion de Noor-Ouarzazate II et III, ne seront pas encore identifiés, leurs système de gestion et de comptabilité n'a pu être évalué. Cette évaluation est une condition d'entrée en vigueur et de décaissement des accords de prêt du FTP et de la BIRD, et donc sera réalisée avant la mise à disposition de fonds FTP ou BIRD à MASEN. Le risque fiduciaire du Projet a été évalué comme élevé avant que les mesures de gestion de risque discutées ci-dessous soient mises en œuvre.

10. L'expérience de la Banque en Maroc concernant Noor-Ouarzazate I démontre que MASEN est capable de mettre en place des systèmes de gestion financière et comptables en conformité avec OP/BP 10.00.

11. **Evaluation du système de gestion financière :** Pour Noor-Ouarzazate II et III, comme c'était le cas pour Noor-Ouarzazate I, MASEN aura la responsabilité de la gestion des fonds du projet et de toutes les transactions financières associées. MASEN est une société à capitaux publics qui a été créée par le gouvernement marocain en tant qu'établissement public à caractère industriel et commercial et jouissant de l'autonomie financière et administrative. À ce titre, elle opère comme une entité privée selon les principes et procédures du droit commercial du Maroc.

12. Une évaluation du système de gestion financière de MASEN et des arrangements fiduciaires a été faite pendant la préparation du projet Noor-Ouarzazate I pour déterminer s'ils étaient en conformité avec les procédures et règles OP/BP 10.00 de la Banque. Le système a été jugé adéquat pour cet objectif. L'évaluation a été menée à nouveau lors de la préparation du présent Projet proposé pour confirmer la conformité et la mise en œuvre adéquate selon les règles.

13. **Evaluation du personnel :** MASEN a recruté des experts qualifiés et expérimentés, dont l'expérience et les compétences ont été jugées suffisantes pour assurer la gestion, y compris financière, du Projet. MASEN gère les opérations comptables en interne, ce qui est un changement par rapport à Noor-Ouarzazate I puisque à l'époque la comptabilité était sous-traitée à l'extérieur, en attendant que MASEN ait pu développer ses systèmes de gestion en interne et ait recruté le

personnel requis. Lors des dernières années, MASEN a connu une croissance forte de son personnel et de ses compétences, ayant ajouté des professionnels qualifiés pour couvrir ses besoins dans différents domaines. MASEN a aussi développé un manuel décrivant ses procédures en détail et de manière élaborée pour fournir des directives au personnel dans la conduite de ses activités journalières.

14. **Comptabilité** : MASEN possède un système comptable qui permet la gestion du risque et le reporting financier. La comptabilité de MASEN est régie par les règles applicables aux établissements publics autonomes (décret du 10 novembre 1989). Lors de la dernière mission de supervision de Noor-Ouarzazate I (décembre 2013), la Banque a revu la performance du système comptable de MASEN et l'a jugé acceptable et en conformité avec les règles de la Banque. Il est prévu que la comptabilité du Projet couvre toutes les ressources et tous les emplois des fonds de l'ensemble des bailleurs, Les transactions et activités menées dans le cadre du Projet devront être distinctes de celles menées par ailleurs par MASEN. Le Manuel de gestion financière et de décaissement accepté par la Banque pour Noor-Ouarzazate I décrit tous les principes comptables.

15. **Reporting** : Les rapports financiers seront conçus de manière à fournir, en temps voulu, une information de qualité aux dirigeants de MASEN, aux bailleurs de fonds et à toute autre partie prenante intéressée par la performance du projet. Les rapports financiers intermédiaires (RFI) non-audités de MASEN devront contenir des données sur sa situation financière. Ces états devront aussi fournir (i) pour chaque bailleur, un état récapitulatif des ressources et emplois de fonds pour la période de référence et en cumulé, (ii) un état de l'utilisation des fonds par composante et par catégorie de dépenses et (iii) un budget contenant des prévisions et indiquant les écarts au niveau de la mise en œuvre du projet. MASEN devra soumettre à la Banque mondiale ces rapports financiers semestriels non-audités dans les 45 jours suivant la fin de chaque période. Ces rapports devront être préparés conformément aux directives de la Banque en la matière. Leur format sera défini et convenu dans le cadre des négociations. Le format à utiliser pour la préparation des RFIs sera annexé à la Lettre de Décaissement.

16. Les états financiers du Projet (EFP) devront être établis selon les règles du Code général de normalisation comptable (CGNC), considéré comme acceptable. Ces états financiers seront préparés annuellement par MASEN et devront comprendre : (a) un compte des flux de trésorerie, (b) un état financier de clôture de l'exercice, (c) un relevé des engagements en cours et (d) une analyse des paiements.

17. **Système de contrôle interne** : MASEN a un département de contrôle interne qui assure la mise en œuvre de ses procédures de contrôle interne. MASEN a développé un manuel de contrôle interne (le Manuel de Gestion Financière et de Décaissement) pour Noor-Ouarzazate I qui a été approuvé par tous les bailleurs de fonds et qui devrait être utilisé pour Noor-Ouarzazate II et III. Par ailleurs, MASEN est soumise au contrôle financier de l'État conformément à la loi 69-00 relative au contrôle financier de l'État sur les entreprises publiques. Ces mécanismes ont été jugés satisfaisants et conformes aux règles de la Banque.

18. **Système de contrôle externe** : La Cour des comptes, qui est l'institution suprême en matière d'audit, assure le contrôle externe de la gestion et de l'utilisation des fonds publics. En tant qu'entreprise publique, MASEN est soumis à ces audits et à cette juridiction. Outre l'audit de

la Cour des comptes, MASEN est statutairement tenue de se soumettre à un audit annuel effectué par un auditeur privé indépendant. Le rapport d'audit doit être approuvé par le directoire de MASEN et comprend une lettre de recommandation qui explique en détail tout problème identifié lors de l'audit. Le choix de l'auditeur indépendant doit être acceptable à la Banque et son rapport d'audit devra être remis à la Banque dans les 6 mois suivant la fin de chaque exercice.

19. MASEN est conscient des règles de la Banque en termes de divulgation de l'information, qui nécessitent que MASEN et la Banque mettent à disposition du public les rapports d'audit du Projet sans retard et selon des modalités acceptables par la Banque. MASEN a demandé et la Banque a convenu de la publication partielle de son rapport d'audit ainsi que les rapports d'audit des SPVs pour protéger des informations confidentielles, conformément aux règles de la Banque.

20. Les risques identifiés pour MASEN sont les suivants :

(a) Risque 1: Les rapports d'audit externe sont soumis avec retard.

Mesure d'atténuation : l'équipe de gestion fiduciaire de MASEN, ainsi que l'équipe de la Banque, effectueront un suivi régulier de la soumission des rapports financiers et s'assureront du respect des termes de référence et des délais.

(b) Risque 2: Les EFRs sont soumis en retard et sont incomplets.

Mesure d'atténuation : MASEN s'assurera que les SPVs soumettent l'information financière demandée dans les délais impartis. Une formation sera donnée aux SPVs pour s'assurer de leur mise en conformité avec les procédures de la Banque. De plus, l'équipe de la Banque fournira un soutien rapproché et régulier à MASEN et aux SPVs et conviendra avec MASEN du format à joindre en pièce annexe aux documents négociés.

(c) Risque 3 : Détérioration des arrangements fiduciaires.

Mesure d'atténuation : L'équipe de la Banque effectue un suivi rapproché et s'assure pendant la supervision que les arrangements de gestion financière sont bien mis en place et respectés. De plus, MASEN a mis en place une équipe compétente qui assure le respect des exigences juridiques avec les bailleurs de fonds et maintient des canaux de communication pour s'assurer que tout problème pouvant survenir soit traité sans retard. Par ailleurs, tous les bailleurs de fonds concernés surveillent de près l'acceptabilité des arrangements fiduciaires et partagent rapidement entre eux tout problème qui pourrait être détecté.

21. **Obligations des SPVs en matière de gestion financière :** Comme les SPVs n'ont pas encore été créés, l'évaluation de leur système financier et de leurs capacités sera faite après la conclusion du processus d'appel d'offres et la création des SPVs. Les obligations en matière de gestion financière seront incluses dans les documents d'appel d'offres, pour donner aux soumissionnaires une indication des obligations qu'ils auront à respecter s'ils sont retenus. L'approbation par la Banque des dispositions concernant la gestion financière des SPVs fait partie des conditions de décaissement des prêts FTP et BIRD.

22. Les risques identifiés pour les SPVs sont les suivants :

(a) Risque 1: Auditeur externe non approuvé par la Banque.

Mesure d'atténuation : Les termes de référence pour le recrutement de l'auditeur spécifient que l'auditeur doit être acceptable par MASEN et la Banque. Donc, aucun recrutement de l'auditeur ne peut se faire sans accord de la Banque.

- (b) Risque 2: Le système d'information n'est pas conforme aux exigences de la Banque.
 Mesure d'atténuation : La Banque a demandé, comme condition de décaissement initial, que les SPVs mettent en place un système de comptabilité et de gestion financière acceptable par la Banque.
- (c) Risque 3 : Les SPVs recrutent du personnel non qualifié.
 Mesure d'atténuation : La Banque a demandé, comme condition de décaissement initial, l'adoption par les SPVs d'un manuel de gestion financière et de décaissement acceptable par la Banque.

Décaissements

23. Les décaissements pour chacune des Catégories 1-5, comme définies dans les accords de prêt FTP et BIRD, seront sujets séparément à des conditions qui assurent que, concernant la construction, le closing financier ait bien eu lieu et que, concernant le mécanisme d'atténuation du surcoût, la centrale pertinente ait bien été mise en service . Ces conditions sont listées au début du document d'évaluation de projet et dans la section IV(B) de l'Annexe 2 des accords de prêt BIRD en ce qui concerne les Catégories 1-5 de l'accorde de prêt BIRD et FTP en ce qui concerne les Catégories 1-2 de l'accord de prêt FTP.

24. ***Allocation des Prêts aux Différentes Catégories de Décaissement.*** Les produits de prêts seront alloués aux différentes catégories de décaissement comme indiqué dans les tableaux ci-dessous (voir Tableaux A3.1 et A3.2). Etant donné que les prêts FTP mobilisés par la BIRD et la BAD seront utilisés en premier afin de couvrir les dépenses de construction initiaux, le pourcentage des dépenses à financer sous la Composante 1 (pour la construction de Noor-Ouarzazate II et III) a été déterminé sur la base d'une estimation des dépenses de construction (voir Tableaux A3.3 et A3.4). Les tirages sur les prêts FTP de la BIRD et de la BAD se feront pari-passu, ainsi que les tirages des prêts de la BIRD et autres IFIs pour la Composante 1 une fois que les prêts FTP auront été entièrement décaissés.

Tableau A.3.1_ Allocation du Prêt FTP aux Dépenses Eligibles

Catégorie	Montant du Prêt Alloué (exprimé en USD)	Pourcentage des Dépenses à Financer (Taxes comprises)
1) Fournitures, travaux et services autres que des services de consultants	68 000 000	28,4 %

au titre de la Partie 1.A du Projet		
• 2) Fournitures, travaux et services autres que des services de consultants au titre de la Partie 1.C du Projet	51 000 000	28,3 %
MONTANT TOTAL	119 000 000	

Tableau A.3.2_ Allocation du Prêt BIRD aux Dépenses Eligibles

Catégorie	Montant du Prêt Alloué (exprimé en Euro)	Montant du Prêt Alloué (exprimé en USD)	Pourcentage des Dépenses à Financer (Taxes comprises)
(1) Fournitures, Travaux et Services autres que des Services de Consultants au titre de la Partie 1.A du Projet	40 339 000	13 766 000	3,2% jusqu'au 30 juin 2015 et 7,5 % ensuite
• (2) Fournitures, Travaux et Services autres que des Services de Consultants au titre de la Partie 1.C du Projet	18 267 000	6 234 000	1,9 % jusqu'au 30 juin 2015 et 4,5 % ensuite
• (3) Achat de l'électricité au titre de la Partie 2.A du Projet	54 993 000	18 767 000	100% du surcoût de l'Electricité Solaire
• (4) Achat de l'électricité au titre de la Partie 2.B du Projet	71 276 000	24 324 000	100% du surcoût de l'Electricité Solaire
• (5) Achat de l'électricité au titre de la Partie 2.C du Projet	25 597 000	8 709 000	100% du surcoût de l'Electricité Solaire
(6) Commission d'Ouverture	586 000	200 000	Montant payable conformément à la

			Section 2.03 de l'Accord de Prêt BIRD et en application de la Section 2.07 (b) des Conditions Générales
(7) Non-alloué	23 442 000	8 000 000	
MONTANT TOTAL	234 500 000	80 000 000	

**Tableau A3.3 –
Noor-Ouarzazate II- Allocation Indicative des Dépenses par IFI (Million \$ EU)**

	S1 2015	%	S2 2015		S1 2016		S2 2016		S1 2017	
CTF (IBRD)	68,213	28.4%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
CTF (AfDB)	68,213	28.4%								
AFD	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
AfDB	10,568	4.4%	29,503	10.2%	30,173	10.2%	16,489	10.2%	11,311	10.2%
EIB	37,282	15.5%	104,079	35.8%	106,445	35.8%	58,169	35.8%	39,903	35.8%
IBRD	7,779	3.2%	21,717	7.5%	22,211	7.5%	12,138	7.5%	8,326	7.5%
KfW	48,437	20.1%	135,221	46.5%	138,294	46.5%	75,574	46.5%	51,843	46.5%
NIF	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Total Drawdowns	240,492	100%	290,520	100%	297,123	100%	162,370	100%	111,384	100%

**Tableau A3.4 –
Noor-Ouarzazate III- Allocation Indicative des Dépenses par IFI (Million \$ EU)**

	S1 2015		S2 2015		S1 2016		S2 2016		S1 2017	
CTF (IBRD)	51,160	28.3%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
CTF (AfDB)	51,160	28.3%								
AFD	7,339	4.1%	20,488	9.4%	20,954	9.4%	11,451	9.4%	7,855	9.4%
AfDB	4,110	2.3%	11,473	5.2%	11,734	5.2%	6,412	5.2%	4,399	5.2%
EIB	14,091	7.8%	39,337	18.0%	40,231	18.0%	21,985	18.0%	15,082	18.0%
IBRD	3,523	1.9%	9,834	4.5%	10,058	4.5%	5,496	4.5%	3,770	4.5%
KfW	47,557	26.3%	132,762	60.7%	135,780	60.7%	74,200	60.7%	50,900	60.7%
NIF	1,761	1.0%	4,917	2.2%	5,029	2.2%	2,748	2.2%	1,885	2.2%
Total Drawdowns	180,699	100%	218,812	100%	223,785	100%	122,293	100%	83,891	100%

25. Les fonds des prêts FTP et BIRD sous la Composante 1 seront déposés dans deux comptes désignés (CD) dénommés en Dirhams marocains à la *Bank Al Maghreb*, une institution financière acceptable à la Banque. Les CD seront séparés de manière à isoler les fonds décaissés des prêts BIRD/FTP et BIRD des fonds des autres IFIs. MASEN ouvrira un compte séparé pour chaque IFI. Les décaissements se feront sur la base de rapports et les fonds FTP et BIRD seront déposés dans les CD correspondants, avec un plafond équivalent à trois trimestres de dépenses telles

qu'estimées par MASEN dans les RFIs non-audités. Les RFIs sont préparés sous une forme et avec un contenu acceptable à la Banque, en utilisant le format joint à la lettre de décaissement.

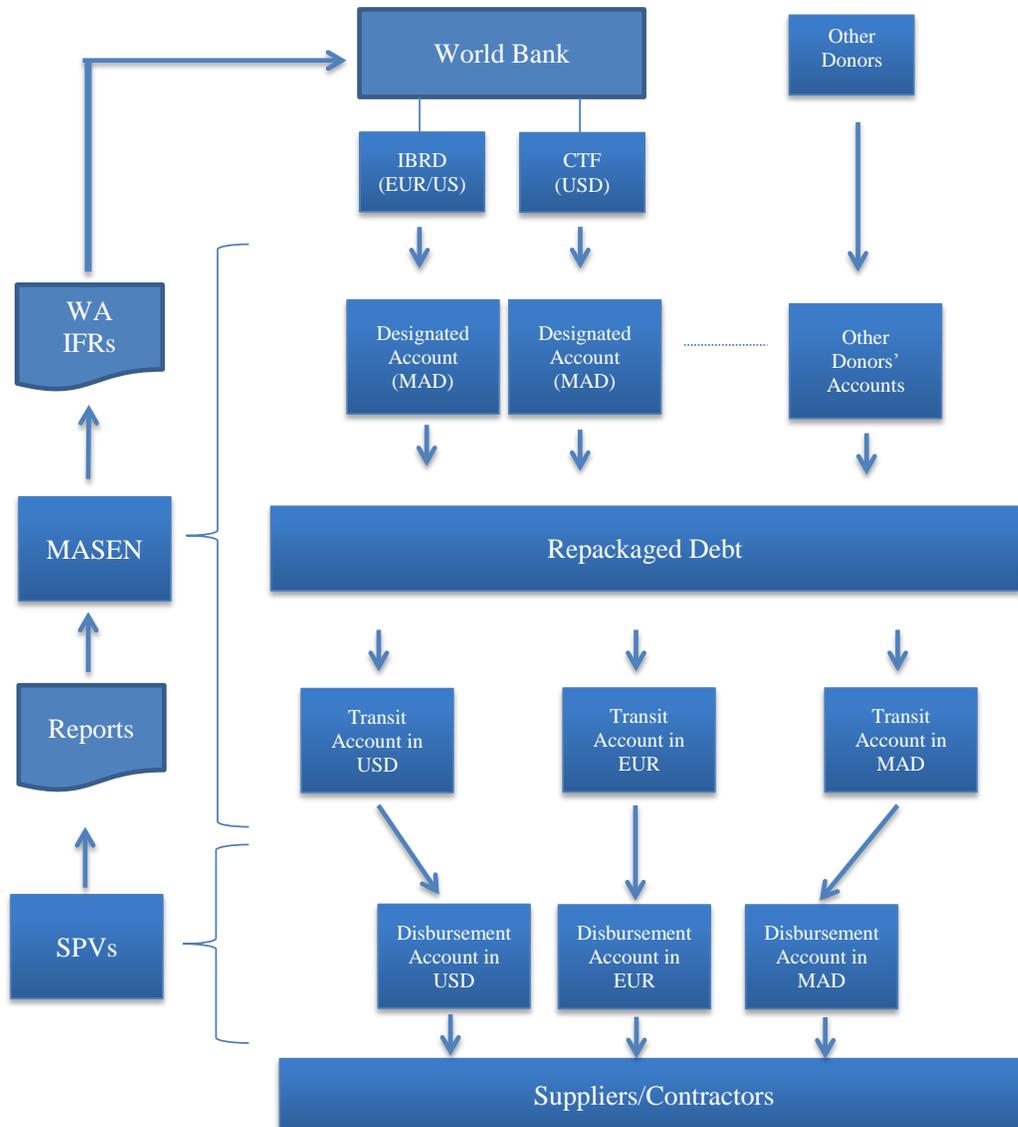
26. Quand les prêts FTP/BM et FTP/BAD auront été intégralement décaissés, MASEN fera appel aux fonds des IFIs, y compris la BIRD, pour financer la construction de Noor-Ouarzazate II et III et pour l'achat des kWhs produits suite à l'entrée en service des centrales. Ces tirages seront effectués sur la base des projections de dépenses en appliquant les processus suivant :

- **Les décaissements sous la Composante 1** du Projet proposé serviront à couvrir les dépenses éligibles en biens, travaux et services nécessaires pour la construction de Noor-Ouarzazate II et III. Le dépôt initial dans les CDs sera basé sur les prévisions de dépenses éligibles pour les trois premiers trimestres, suit l'efficacité des accords juridiques. Ensuite, les dépôts seront basés sur la base des RFIs non auditées semi-annuels avec des prévisions de dépenses pour les 3 trimestres suivants et accompagnés par un rapport d'audit technique préparé par un vérificateur indépendant. Le rapport d'audit technique attestera que (a) les jalons spécifiés dans le contrat IPC ont bien été atteints et (b) conformité avec les devis de prix dans ce contrat. Comme il convient pour la méthode de décaissement basée sur des rapports, le format des RFIs incorporera différents calendriers prévisionnels, tels que les états financiers réconciliés du compte désigné, la provenance et l'utilisation des fonds par catégorie de dépenses.
- **Les décaissements sous la Composante 2** du prêt BIRD sont utilisés pour soutenir MASEN dans ses achats d'électricité en provenance des SPVs et auront donc lieu une fois que la centrale concernée, Noor-Ouarzazate I, II ou III, soit mise en service et que MASEN fait face à des coûts d'achat supérieurs aux revenus qu'elle dégage de la vente de cette électricité à l'ONEE. Les décaissements de la Composante 2 démarreront dès que la centrale Noor-Ouarzazate I sera achevée et commencera à produire, ce qui devrait avoir lieu dans la deuxième moitié de 2015. Les décaissements augmenteront quand Noor-Ouarzazate II puis Noor-Ouarzazate III sont mises en service, en 2017 et 2018 respectivement.
- Les décaissements pour la Composante 2 du Project proposé se feront selon la méthode du « remboursement ». Les montants de décaissement seront basés sur (A) les coûts d'achat par MASEN de l'électricité produite par la SPV pertinente en accord avec les termes du PPA pertinent, après déduction (B) des revenus obtenus par MASEN de la vente à l'ONEE de cette électricité en accord avec les termes de l'accord de vente et (C) de la contribution éventuelle reçue par MASEN de GdM pour couvrir l'excédent de A par rapport à B dans la période de décaissement pertinente. Ceci est représenté dans l'accord de prêt BIRD comme une formule: $[(A - B) - C]$. Les demandes de tirage seront accompagnées de la documentation appropriée acceptable à la Banque pour justifier l'éligibilité des dépenses sous cette Composante. Spécifiquement, pour chaque tirage sous les Catégories (3), (4) et (5), MASEN préparera et fournira à la Banque des RFIs non audités acceptables pour le Projet couvrant la période de temps convenu avec la Banque, en forme et substance contenu par l'Emprunteur et la Banque. Chaque RFI contiendra un

rapport d’audit technique acceptable à la Banque, préparé par un expert vérificateur indépendant selon des termes de référence acceptables par la Banque, certifiant que le montant du surcoût solaire pertinent (tel que défini dans les accords juridiques) est correct selon les termes des PPAs et PSAs pour Noor-Ouarzazate I, II et III (le cas échéant), les Conventions spécifiques et tout autre document pertinent.

27. La Figure A.3.2 présente les flux financiers en phase de construction et d’exploitation.

Figure A3.2 – Flux financiers pendant les phases de construction et de fonctionnement des centrales



Passation de marchés

28. L'évaluation initiale de la capacité de MASEN (entité nouvellement créée) a permis de constater que l'entreprise n'avait pas encore une grande expérience des procédures de la Banque mondiale en matière de passation des marchés. L'évaluation menée pour le Projet Noor-Ouarzazate, qui est une mise à jour de l'évaluation précédente, a déterminé que la situation avait changé. En ce qui concerne l'organisation, les ressources humaines et les outils techniques mis en place pour exécuter les opérations de passation de marchés se sont grandement améliorés. Toutefois, étant donné la complexité du Projet proposé, le risque reste élevé.

29. De par son statut de Société Anonyme (société à responsabilité limitée avec Conseil de d'Administration et Conseil de Surveillance), régie par la loi privée, avec des capitaux publics et un Conseil de Surveillance, MASEN n'est pas soumis au décret gouvernant les passations des marchés du secteur public. MASEN suit ses propres règles et procédures de passation des marchés, qui ont été adoptées le 6 avril 2011, avec un manuel de procédures bien structuré qui comporte un module « passation des marchés ». Pour prendre en compte les spécificités de MASEN, ces règles diffèrent de celles du décret des marchés publics sur plusieurs aspects, en particulier les seuils s'appliquant pour les différentes méthodes de passation des marchés, la composition et le fonctionnement du comité de passation des marchés, etc. Une mise à jour des règles de passation des marchés de MASEN est en cours pour améliorer la qualité et pour inclure des procédures détaillées de e-tendering, qui est largement utilisé en pratique. Après la revue par la Direction des Etablissements Publics et de la Privatisation (DEPP), la nouvelle version sera soumise au Conseil de Surveillance pour approbation (attendu la fin de 2014).

30. MASEN a mis en place une Unité des Affaires Générales (UAG) pour gérer les passations des marchés et la logistique. Cette unité est composée de trois agents et MASEN prévoit de renforcer l'équipe, avec le recrutement de deux agents en 2014. La UAG gère toutes les passations de marché pour les travaux, équipements et installations concernant les sites CSP (fourniture d'eau, routes d'accès, routes de contournement, murs d'enceinte, adduction de l'eau du barrage, bâtiments, etc.). L'unité se concentre sur le processus de passation des marchés, avec input techniques et autres des autres départements opérationnels de MASEN. Une formation spécifique du personnel concerné (UAG et autres départements) est nécessaire pour développer les compétences internes mais n'est pas obligatoire pour le Projet.

31. La passation des marchés pour la sélection des partenaires privés pour les projets CSP, tels que Noor-Ouarzazate I, II et III, relève de la responsabilité de l'unité « Structuration Financière », qui bénéficie pour cela du soutien du personnel des unités « Conception et Ingénierie » et « Gestion Stratégique » selon besoin. L'unité « Structuration Financière » de MASEN fait aussi appel à des consultants pour la préparation des documents d'appel d'offres et l'évaluation des propositions soumises. Etant donné la complexité du processus de passation des marchés pour le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate (Noor-Ouarzazate I, II et III), MASEN est assisté par plusieurs consultants pour gérer l'ensemble du processus (préparation de l'appel d'offres, gestion du processus de sélection).

32. MASEN fait largement utilisation des méthodes de e-procurement avec utilisation d'une plateforme électronique de e-tendering " Entreprise Resource Planning (ERP) ". La plateforme est utilisée pour gérer l'ensemble du processus de passation des marchés : planification, appel d'offres,

y compris publication des appels d'offres, la gestion des contrats et les paiements. L'utilisation de l'ERP optimise le cycle de passation des marchés, tout en contribuant à une gestion plus efficace du processus à partir d'appel d'offres à la phase des paiements. L'ERP est en cours d'amélioration pour renforcer sa fiabilité. En règle générale, l'utilisation par MASEN de la plateforme e-tendering pour des projets (partiellement ou totalement) financés par la Banque est conditionnée à une évaluation satisfaisante par la Banque. Cette évaluation n'a pas encore été menée.

33. MASEN a bénéficié du soutien des IFIs pendant la préparation de Noor-Ouarzazate I et s'est donc familiarisé sur le tas avec les procédures de passation des marchés de la Banque, en particulier en ce qui concerne le paragraphe 3.14(a) des Directives de la Banque pour la passation des marchés. Toutefois, comme déjà mentionné ci-dessus, le risque reste considéré comme élevé, comme pour Noor-Ouarzazate I, étant donné la complexité du processus de passation des marchés. Une implication étroite et régulière de la Banque est donc nécessaire pour garantir l'achèvement avec succès et dans les délais impartis du processus d'appel d'offres. En ce qui concerne le renforcement de capacités, la Banque offrira le personnel de MASEN concerné avec la passation des marchés une formation spécifique sur les procédures de passation de marchés de la Banque (en dehors de quelques présentations et des interactions fréquentes avec missions de la Banque), si MASEN en fait la demande.

34. En tant qu'entreprise publique, MASEN est sous la tutelle de la DEPP. Par la loi, MASEN est sujet à l'audit de l'Inspection Générale des Finances (IGF) et la Cour des Comptes (CdC). Toutefois, aucun audit n'a eu lieu encore.

35. Le volet de passation de marchés du projet consiste en la sélection, sur une base concurrentielle, de commanditaires privés en vue du montage d'un partenariat pour la conception, la construction, la propriété, l'exploitation et le transfert (DBOOT) des installations de Noor-Ouarzazate II et III. Le processus de passation de marchés respecte les exigences du paragraphe 3.14 (a) des directives de la Banque régissant la passation de marchés, qui prévoit la sélection des promoteurs dans le cadre de procédures de mise en concurrence jugées acceptables par la Banque. Une fois sélectionnés de cette manière, les promoteurs seront alors libres de se procurer les biens, les travaux ainsi que les services de consultants ou services autres que de consultants nécessaires à la mise en œuvre du partenariat auprès de sources acceptables en mettant en œuvre les procédures qui leur sont propres. En conséquence, le plan de passation de marchés du projet se réduit à 1 ou 2 PPAs pour l'achat de l'électricité produite par les SPVs formés par les promoteurs sélectionnés en vue de construire, détenir et exploiter Noor-Ouarzazate II et III pour la durée des accords.

36. En raison du calendrier de mise en œuvre du MSP, le processus de passation des marchés a débuté au cours de la préparation du Projet par la Banque et est actuellement arrivé à un stade avancé. MASEN a adopté une approche en matière de passation de marchés qui comprend une phase de présélection et un processus d'appel d'offres en 2 phases. Le 23 janvier 2013, MASEN a diffusé une invitation pour la présélection qui comportait une brève description de Noor-Ouarzazate II et III, et énumérait les exigences pour la présélection. 7 consortiums hautement qualifiés ont été invités à participer à la phase suivante de l'appel d'offres, dont 3 se sont qualifiés pour soumissionner pour Noor-Ouarzazate II et 4 se sont qualifiés pour soumissionner pour Noor-Ouarzazate III. Le 12 décembre 2014, MASEN a diffusé une demande de propositions (AO) pour

la première étape du processus d'appel d'offres pour l'obtention d'offres techniques. La AO prévoyait un minimum de spécifications fonctionnelles pour définir les paramètres de la conception technique, mais laissait par ailleurs aux soumissionnaires la liberté de proposer la conception la plus adaptée pour répondre aux exigences de MASEN. Pour les soumissionnaires présélectionnés à la fois pour Noor-Ouarzazate II et III, l'AO donnait la possibilité de prévoir une conception qui convienne à deux centrales distinctes ou à un seul qui soit optimisé pour combiner les deux de la manière la plus rentable.

37. L'AO invitait également les soumissionnaires à faire des propositions pour l'intégration industrielle, en accord avec le mandat de MASEN de contribuer au développement industriel local. Les documents d'appel d'offres invitaient les soumissionnaires à proposer des investissements directs ou indirects équivalents à au moins 35 % du coût de Noor-Ouarzazate II et/ou III, selon les cas. Les mesures directes comprennent les dépenses relatives à la construction des projets (p. ex., travaux de génie civil, terrassement, matériaux de construction et autres services d'entreprises immatriculées au Maroc). Les mesures indirectes comprennent les investissements dans, par exemple, les installations de maintenance et les centres de recherche et développement. Toutefois, l'AO a clairement précisé que « les propositions des soumissionnaires concernant de tels investissements dans la première étape de la procédure d'appel d'offres seront laissées à leurs libre choix et initiative ». L'AO prévoit en outre que « la nature et le niveau des investissements, tels qu'ils figurent dans la proposition d'intégration industrielle, sont laissés à l'entière discrétion du soumissionnaire ». Si le soumissionnaire propose de sa propre initiative la réalisation de certains investissements dans la première étape du processus d'appel d'offres, il sera tenu de prendre un engagement à l'égard d'une telle proposition dans la deuxième étape du processus.

38. Les offres finales doivent parvenir avant la fin septembre 2014. MASEN pense pouvoir clôturer la phase commerciale (p. ex., la signature des PPA, les accords de prêt qui régiront le transfert des fonds de la Banque et des autres IFI de MASEN aux SPV, et d'autres documents en rapport au Projet) tant pour Noor-Ouarzazate II que pour III de manière concomitante avec l'attribution des projets aux promoteurs retenus. À ce titre, il est impératif de s'assurer que le financement nécessaire de la Banque et d'autres IFI soit approuvé avant la clôture de la deuxième étape du processus d'appel d'offres. Au-delà de la crédibilité que confère un élément aussi crucial du montage financier des projets, l'obtention de ces approbations permettra de s'assurer que les modalités de financement sont connues et peuvent être reprises dans les documents à signer par les soumissionnaires au moment de l'attribution.

Volet environnemental et social (y compris les mesures de protection)

39. Le risque d'impacts sociaux négatifs causés par le projet est faible. Le projet ne devrait pas entraîner de réinstallation ; le potentiel d'impacts socio-économiques négatifs, y compris dans le cadre de l'acquisition de terres est également limité. Toutefois, en raison de sa taille, la portée et la complexité, y compris en termes d'installations connexes, le projet déclenche l'OP 4.12 et est classé comme catégorie A.

40. **Site du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate** : le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate est situé dans la commune de Ghessat et dans le village de Tamzaghten Izerki, à environ 10 km de la ville de Ouarzazate, une ville de 50 000 habitants environ située au centre-sud du Maroc, à environ 160 km au sud-est de Marrakech. Par rapport au reste du Maroc, le niveau

de chômage de la région est élevé et le niveau de revenu par habitant est bas. En conséquence, le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate est vu comme un atout pour l'économie locale, permettant de développer les opportunités d'emploi.

41. MASEN a acheté 2500 hectares (ha) de terres collectives en 2010 pour le Complexe CSP de Noor-Ouarzazate (y compris Noor-Ouarzazate I, II et III). Un deuxième achat supplémentaire de 543 hectares de terres collectives a eu lieu en 2013 et est principalement destiné à un projet de centrale photovoltaïque ne faisant pas partie du Projet proposé. Des 543 hectares supplémentaires, 15 hectares seront utilisés pour Noor-Ouarzazate I afin de réaligner légèrement les 2500 hectares prévus à l'origine pour prendre en compte une petite érosion du sol. Les terres du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate étaient arides et désertes et n'avaient pas ou peu de valeur économique.

42. L'achat de terrain a été effectué conformément aux procédures standard du Maroc régissant les transactions foncières volontaires entre une communauté locale et une agence publique. L'achat de terrain s'est donc fait par accord réciproque entre un vendeur consentant et un acheteur consentant.

43. **Infrastructures associées :** Le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate comporte de nombreuses infrastructures associées, y compris des infrastructures auxiliaires plus petites et des infrastructures de taille plus importante nécessaires à la production et au transport de l'électricité produite sur le site (les lignes de transport). Une liste de ces infrastructures figure dans le Cadre d'Evaluation d'Impact Environnemental et Social (CEIES) mis à jour en 2014. En ce qui concerne les centrales Noor-Ouarzazate II et III et outre les infrastructures en cours de construction pour l'exploitation de Noor-Ouarzazate I, il n'y a qu'une nouvelle infrastructure associée, la ligne de transport de 225 kV de Ouarzazate-Tazerte, qui assurera le transport de l'énergie des centrales de Noor-Ouarzazate II et III à l'ensemble du réseau marocain. L'EIES existant, préparé et publié lors de la préparation du projet Noor-Ouarzazate I, a été revu et publié de nouveau au niveau du pays le 25 Juin 2014 et à l'Infoshop le 26 Juin 2014 .

44. La ligne de transport sera construite par l'ONEE et financée pour la plupart par les IFIs. Le tracé spécifique ne sera pas finalisé avant février 2015, une fois achevées l'étude de site et l'analyse géotechnique. A ce moment-là, le tracé de la ligne pourra être défini et les parcelles de terrains concernées pourront être identifiées. Le tracé traversera des terrains arides non cultivables, dont environ 90% sont des terres publiques ou collectives. L'ONEE pense pouvoir obtenir les droits de propriété dont il a besoin sur la base du volontariat et avec le consentement mutuel entre acheteurs et des vendeurs. Des aspects OP 4.12 liés à la ligne sont couverts dans un cadre de politique de réinstallation développé par l'ONEE et soumis à la Banque. ONEE fournira également la documentation de sauvegarde connexe pour approbation par la Banque et publication avant le démarrage de la construction (voir ci-dessous). Toutefois la publication n'est obligatoire que dans le cas d'acquisition non-volontaire de terrains, tel qu'indiqué dans les accords de prêt entre la Banque et MASEN.

45. Le système d'adduction d'eau de 10 km fournissant l'eau à l'ensemble du Complexe (y compris Noor-Ouarzazate I, II et III) à partir du barrage de Mansour Eddahbi est une autre infrastructure importante. MASEN a terminé d'acheter les terrains nécessaires aux canalisations début 2014 et les fonds associés aux terres collectives ont été transférés à la Direction des Affaires

Rurales (DAR) du Ministère de l'Intérieur au bénéfice des propriétaires collectifs de ces terres. Le reste des terrains utilisés pour le système à l'extérieur du Complexe de Noor-Ouarzazate sont des terrains publics.

46. **Documentation de sauvegardes :** Dans le cadre du processus pour le développement de Noor-Ouarzazate I, MASEN a préparé et publié le 12 janvier 2011 un Cadre d'Etude d'Impact Environnemental et Social (CEIES) conforme aux politiques de sauvegardes de la Banque. Ce cadre de sauvegardes a été préparé car, au moment de la préparation du projet, le choix de la conception et de la technologie de Noor-Ouarzazate I était encore incertain car la passation de marché pour Noor-Ouarzazate I était en cours. Après l'adjudication de la centrale, une Etude d'Impact Environnemental et Social Spécifique (EIESS) a été effectuée.

47. Une approche semblable a été utilisée pour le Projet proposé. Comme la technologie ne sera connue qu'après la conclusion du processus d'appel d'offres pour Noor-Ouarzazate II et III, le CEIES a été mis à jour afin de tenir compte des dernières informations disponibles, et publié de nouveau au niveau du pays et à l'Infoshop le 25 Juin 2014 et 26 Juin, 2014, respectivement, après consultation publique en juin 2014. En outre, les procédures utilisées pour tous l'acquisition de terres ont été communiquées à la Banque par le biais des plans d'acquisition de terrains, en vue d'assurer la pleine conformité avec les politiques de sauvegarde.

48. Comme discuté ci-dessous et comme ce fut le cas pour Noor-Ouarzazate I, il est prévu que les soumissionnaires privés sélectionnés pour chacune des centrales effectuent les Etudes d'impact environnemental et social spécifiques au site (EIESS). Les EIESS respecteront les conditions du CEIES et incluront un processus de consultation publique conformément aux directives de la Banque. Il est prévu qu'une fois que les EIESS auront été revus par la Banque et déclaré conforme aux politiques de la Banque, les documents seront rendus publics avant le lancement des travaux de construction⁵¹.

49. La diffusion des documents de sauvegardes concernant les infrastructures associées a eu lieu conformément au CEIES mis à jour. De plus, l'EIES et le Cadre de Politique de Réinstallation (CPR) pour la ligne Ouarzazate-Tazerte ont été rendus publics le 26 juin 2014. Le CPR définit le processus de conformité avec OP 4.12. Une fois que les parcelles de terrains spécifiques et leurs propriétaires ont été identifiés, l'ONEE fournira à la Banque la documentation de sauvegardes (PAT/PDP) pour avant le démarrage des travaux de la ligne. Toutefois la publication de ce document n'est obligatoire que dans le cas d'acquisition non-volontaire de terrains, tel qu'indiqué dans les accords de prêt entre la Banque et MASEN.

50. **Projets communautaires et mécanisme de réclamation :** La loi exige que l'indemnisation pour l'acquisition par MASEN de terres collectives pour le Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate, incluant Noor-Ouarzazate I, II et III, soit gérée par la Direction des Affaires Rurales du Ministère de l'Intérieur (DAR) au bénéfice des communautés concernées. Les communautés identifient des projets de développement et, aux côtés de la DAR et des autorités locales, les mettent en œuvre en utilisant les indemnisations reçues.

⁵¹ MASEN fera tout son possible, dans la mesure du raisonnable, pour rendre les documents publics au moins 120 jours avant le démarrage des travaux des centrales.

51. A compter d'avril 2014, environ 85% des 30,5 millions de Dirhams payés par MASEN pour les sites de Noor-Ouarzazate I, II et III avaient été alloués à un ensemble de projet de développement local au bénéfice des communautés locales. Ces projets comprennent des canaux d'irrigation, de nouveaux puits et l'extension de puits existants, des stations de pompage pour l'irrigation, des réservoirs d'eau potables et l'extension et le renforcement d'un réseau d'eau potable, une résidence étudiante, une ambulance équipée, et divers projets d'infrastructures.

52. Le solde du prix d'achat a été mis de côté pour des projets qui ont encore besoin de financement additionnel. Ce processus prend du temps car il faut que (i) les communautés se mettent d'accord sur la liste des projets à mettre en œuvre, (ii) la liste soit approuvée par les autorités locales et la DAR, (iii) les appels d'offres requis par le projet aient lieu et (iv) la construction soit achevée. C'est pourquoi MASEN a accepté dans le cadre du processus de Noor-Ouarzazate I, de préparer un Plan de développement social (PDS) dans un délai de 6 mois à compter de la date effective des accords de prêt de la Banque afin d'informer la Banque de l'état d'avancement du processus. La Banque continuera à suivre la mise en œuvre du PDS pendant la supervision de Noor-Ouarzazate II et III.

53. Outre les projets communautaires que MASEN a l'obligation légale de mettre en œuvre, MASEN mène également plusieurs projets communautaires supplémentaires, allant de la fourniture de cliniques itinérantes à la formation, en particulier sur des questions environnementales.

54. Un mécanisme de réclamation a été mis en place.

B. Environnement (y compris sauvegardes)

55. Le projet active OP 4.01 du fait de ses impacts environnementaux limités.

56. **Impact environnemental et mesures d'atténuation** : Le projet a un impact environnemental limité, compte tenu de la taille des centrales à construire. Il faut souligner que l'impact environnemental de ce projet d'énergie renouvelable est bien moindre que celui de la solution alternative, une centrale à combustible conventionnel. En outre, le projet permettra de réduire la pollution atmosphérique car il n'émet ni GES ni autres polluants locaux.

57. Les risques environnementaux potentiels dans la zone d'influence du Projet sont les suivants :

- **Impacts sur les sols, l'eau, l'air** : La construction des installations de Noor-Ouarzazate II et III sur des étendues de terrains aussi vastes exigera des travaux de terrassement avec pour conséquence un tassement du sol, une modification possible des canaux d'écoulement, un ruissellement et une érosion accrues. Des méthodes mécaniques peuvent être utilisées pour atténuer ces impacts.

- Utilisation de l'eau :** Les systèmes cylindro-paraboliques et à tour centrale utilisent en général des centrales conventionnelles à vapeur pour produire de l'électricité, nécessitant de l'eau pour le refroidissement. Dans des zones arides telles que l'environnement désertique de Ouarzazate, toute augmentation de la demande en eau est susceptible d'accroître le stress hydrique. Cependant, pour les centrales de Noor II et III, un refroidissement à sec sera utilisé, ce qui minimisera l'impact sur les ressources en eau locales. L'eau est également utilisée pour nettoyer les miroirs. L'eau du réservoir du barrage Mansour Eddahbi (MED servira trois objectifs : (i) l'irrigation pour l'agriculture (180Mm³/yr), (ii) de l'eau potable de la ville de Ouarzazate (5 Mm³/an), et (iii) de l'eau industrielle du Complexe Solaire Noor-Ouarzazate (2,11 Mm³/an).
- Impacts écologiques :** L'utilisation de grandes surfaces pour les installations de Noor-Ouarzazate II et III aura un impact négatif sur la végétation et la faune locale, y compris en termes de perte d'habitat, perturbation des précipitations et de l'écoulement, ou contact direct causant des blessures ou la mort (oiseaux en vol). Ces impacts potentiels sur l'avifaune seront évalués et documentés dans les EIE pour chaque technologie, et des mesures d'atténuation seront proposées. Toutefois, selon Smit Hanneline⁵², les actions qui devraient être prises pour atténuer les impacts négatifs sur les oiseaux ne sont pas limitées aux actions suivantes: (i) surveillance avant le démarrage de la construction pour déterminer la présence des espèces "menacées rares, endémiques" d'oiseaux; (ii) le suivi doit tenir compte des variations saisonnières, chemins de vol et le comportement des oiseaux; (iii) lors de la construction la position et la hauteur de la tour récepteur devraient être prises en compte pour toute centrale de CSP développé avec une tour de récepteur central; (iv) veiller à ce que les oiseaux ne soient pas en contact avec des bassins d'évaporation, c'est à dire, les étangs doivent être couverts par un treillis métallique ou de filets pour réduire les possibilités de (a) attirer, (b) la noyade, et (c) l'intoxication; (v) de motiver la nécessité de nouvelles lignes électriques à être marqués avec chapes anti-collision et construits avec des dessins d'oiseaux de compagnie pour éviter l'électrocution.
- Particules fines :** La construction et l'exploitation des installations de Noor-Ouarzazate II et III sont susceptibles de produire des particules fines, qui peuvent être une source de pollution significative, en particulier pour les zones proches classées/sensibles comme la réserve de biosphère de l'Oasis du sud marocain dans des conditions venteuses. Un arrosage régulier des chemins des véhicules et des camions sur les sites de construction sera réalisée à intervalles réguliers en tant que mesure d'atténuation qui a pour but d'éviter la montées de nuages de poussière qui pourraient affecter l'environnement par une lourde couche de particules déposées sur la végétation de la réserve de biosphère.

⁵² BirdLife in South Africa: Guidelines to minimize the impact on birds of Solar Facilities and Associated Infrastructure in South Africa
(http://www.birdlife.org.za/images/stories/conservation/birds_and_wind_energy/solar_power.pdf)

- **Risques de fuites de fluides toxiques** : Le CSP de Noor-Ouarzazate II et III utilisera des huiles ou sels fondus, fluides hydrauliques, refroidissants et lubrifiants qui peuvent être dangereux et comportent des risques de fuite. Une planification adéquate et de bonnes pratiques d'entretien seront mises en œuvre afin de minimiser l'impact de ces produits dangereux. Pour éviter les déversements dangereux, des tubes et de l'équipement spécialisé seront utilisés pour éviter le potentiel de craquage chlorure liées. Ces mesures d'atténuation vont également impliquer l'utilisation de brides, joints, pompes et de joints de la pompe (pour le service de HTF) qui peuvent résister à des chocs thermiques, ainsi que des vannes pour réduire les émissions et les fuites de fluides toxiques.
- **Trafic aérien** : Ailleurs, des tours solaires CSP ont provoqué des interférences avec le trafic aérien (lorsque des rayons lumineux réfléchés de la tour solaire sont mal orientés et atteignent des couloirs aériens). Cependant, dans le cas du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate, le site des centrales est situé en dehors de tout couloir aérien et le trafic aérien ne devrait donc pas être affecté.

58. Les protocoles de sûreté et de sécurité font partie des mesures clés d'atténuation du Projet. Le Projet prend en compte la sécurité des travailleurs et les mesures de sécurité afin d'atténuer les effets de l'utilisation de produits dangereux et de gérer l'impact des produits dangereux (sels fondus, fluides caloporteurs, combustibles fossiles, etc.), des risques d'incendie et d'autre pollution des sols sur l'environnement et la santé humaine. Afin que les installations soient conformes aux normes minimales de sécurité des travailleurs et de protection de l'environnement, le personnel de l'HSSE supervisera de manière continue les installations du complexe et feront un rapport sur tout incident se produisant durant la construction et l'exploitation des centrales de Noor-Ouarzazate II et III.

59. Les considérations environnementales potentielles liées aux infrastructures associées du projet incluent la perturbation des terrains/ impact sur leur utilisation, impact sur les sols, les ressources hydriques et l'air, impact sur la faune et les espèces sensibles, impact visuel, culturel, paléontologique, socioéconomique, justice environnementale et impact potentiel du fait de produits dangereux.

60. **Documentation de sauvegardes** : Le CEIES mis à jour couvre l'intégralité du site du Complexe de Noor-Ouarzazate et les différentes technologies (capteurs cylindro-paraboliques, tour solaire) envisagés par MASEN. Le CEIES mis à jour a été élaboré de manière participative avec consultation de toutes les parties prenantes pertinentes et information du public. Il comprend une description (i) du cadre juridique et réglementaire applicable aux centrales, (ii) des options alternatives envisagées, (iii) de l'état de l'environnement sur le site des centrales et la région avoisinante, (iv) des impacts potentiels et des mesures d'atténuation à prendre en compte et (v) du Cadre de Plan de Gestion Environnemental et Social (CPGES). Le CPGES comprend les dispositions institutionnelles, les mesures générales d'atténuation et le plan de gestion pour les impacts potentiels attendus du fait des activités liées aux centrales durant la construction et l'exploitation

61. Le CEIES mis à jour encadrera la préparation, adoption et gestion d'une EIESS qui sera mise en œuvre par les soumissionnaires et leurs SPV respectives pour Noor-Ouarzazate II et III, une fois qu'elles auront décidé de leur conception initiale. Les EIESS incluront un Plan de gestion environnemental et social détaillé conformément aux dispositions du CEIES mis à jour, y compris les processus, règles et normes définis dans le CEIES, et seront soumis à examen et validation par la Banque avant accord final et mise en œuvre par MASEN et les SPVs pertinentes.

62. Les EIESS comprendront un Plan de gestion environnementale et sociale (PGES) pour les centrales. Après examen et diffusion des EIESS, les SPVs devront recruter des coordinateurs pour les sauvegardes environnementales et sociales. Ils seront directement responsables de la mise en œuvre des mesures de protection de la santé, de sécurité et de protection de l'environnement sur le site des centrales durant la construction et l'exploitation. Ces coordinateurs prépareront, entre autre, un rapport mensuel sur la santé, sécurité et l'environnement au cours des étapes de construction et d'exploitation de Noor-Ouarzazate II et III. MASEN fournira un compte rendu de cette information à la Banque pour examen durant la phase de supervision du Projet proposé.

63. Les EIES et les PGES pour les infrastructures associées seront effectuées par MASEN et l'ONEE, qui sont responsables de l'achèvement de ces infrastructures.

64. **Capacité de mise en œuvre** : MASEN dispose d'un département pour suivre le développement et la mise en œuvre des questions liées aux sauvegardes du Complexe de Noor-Ouarzazate, y compris Noor-Ouarzazate I, II et III. MASEN sera chargé de s'assurer que le personnel de ce département soit correctement formé et ait les compétences nécessaires pour superviser la mise en œuvre par les SPVs de toutes les mesures d'atténuation d'impact environnemental et social pertinentes, y compris les directives en matière de santé et sécurité au travail, qui sont intégrées dans la conception des centrales conformément aux dispositions du CEIES mis à jour.

65. Bien que le Département du développement durable de MASEN dispose de personnel compétent pour traiter les questions des sauvegardes du projet Noor-Ouarzazate I en construction, un budget approprié sera alloué pour l'équipement de suivi et le personnel supplémentaire pour gérer l'expansion du Complexe avec l'ajout de deux centrales (Noor-Ouarzazate II et Noor-Ouarzazate III).

Autres politiques de sauvegardes déclenchées (Sécurité des barrages OP 4.37)

66. Comme Noor-Ouarzazate I, les besoins en eau de Noor-Ouarzazate II et III seront couverts par le réservoir du barrage de Mansour Eddahbi. A cette fin, des canalisations de 19 km allant du barrage au Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate sont en cours de construction par MASEN. Les performances des centrales dépendront de la disponibilité de l'eau et la performance du barrage. Une panne ou une mauvaise utilisation de ce barrage pourrait avoir des effets négatifs sur le fonctionnement du projet. La politique de la Banque OP 4.37 sur la sécurité des barrages est donc activée. Comme détaillé ci-dessous, les procédures d'entretien et de supervision ainsi que les évaluations passées des barrages de Mansour Eddahbi répondent aux exigences d'OP 4.37.

67. Le barrage Mansour Eddahbi est situé dans l'oued⁵³ Drâa. Il s'agit d'un barrage-voûte d'une hauteur de 70 mètres à son point le plus haut. Durant les périodes d'hydrologie normale, le barrage contient 560 millions de m³ d'eau utilisée pour l'irrigation, l'énergie, et la gestion des inondations. Le barrage a été mis en eau en avril 1972

L'eau non traitée du réservoir nécessaire pour le Complexe sera pompée, transportée et stockée dans deux réservoirs à eau (d'une capacité de 15,000 m³ chacun) sur un site adjacent au Complexe de Noor-Ouarzazate. Les volumes d'eau nécessaires pour alimenter le système de refroidissement (à sec) des deux centrales solaires de Noor-Ouarzazate II et III sont estimés à 230,000 m³/an et 125,000 m³/an respectivement. Il n'y aura pas de conflit sur la répartition de l'eau selon le document de MASEN analysant des besoins de l'eau, sur la base des éléments suivants: (i) il y a un nouveau barrage (Tiouine barrage), qui est en cours de construction, avec une capacité de 270 Mm³ qui sera démarrer le service de la région (Ouarzazate et Zagora) en 2014, et avec un volume annuel régulier prévu de 150 Mm³ ; (ii) ce nouveau barrage fournira 20 Mm³ de l'eau potable et 10 Mm³ d'eau pour l'irrigation afin de compléter les dispositions de la MED ; (iii) même si les besoins d'irrigation sont prévus de soustraire environ 180 Mm³/an et 5 Mm³/an de l'eau potable, il n'y aura pas de conflit parce que l'eau du réservoir cédé MED pour effectuer ces fonctions sera réduit, mais complété par l'alimentation du barrage Tiouine ; par conséquent, l'supplémentaire de 350.000 m³/an pour satisfaire les besoins de Noor-Ouarzazate II et III du MED ne sera pas un obstacle à la fourniture de l'eau ni à l'ensemble du Complexe Noor-Ouarzazate ni de l'eau d'irrigation et de l'eau potable au région Ouarzazate.

68. Le barrage de Mansour Eddahbi est géré par l'Administration de l'hydraulique au Maroc, conformément aux dispositions de la législation marocaine. Comme c'est l'usage au Maroc, le barrage est équipé d'un réseau de test et de suivi. Afin d'assurer un entretien pertinent des éléments des barrages pour prolonger leur durée de vie, l'Administration de l'hydraulique utilise depuis les années 80 la méthode d'entretien préventif (MECEP). La dernière auscultation détaillée du barrage date de mai 2012. Le rapport a conclu que le comportement mécanique et hydrologique du barrage était satisfaisant, ce qui correspondait aux résultats d'une visite de site effectuée dans le cadre du rapport. Une équipe de la Banque Mondiale s'est rendue sur le site en mai 2014 et a confirmé l'évaluation visuelle.

69. Le Maroc a mis en place un cadre exhaustif pour assurer la sécurité des barrages. La sécurité des barrages est régie par la Loi sur l'eau 10-95. La section 16 de cette loi instaure le Plan Directeur d'Aménagement Intégré des Ressources en Eau (PDAIRE), élaboré par l'administration pour chaque bassin hydrographique ou l'ensemble de bassins. Son objectif principal est de gérer les ressources en eau des bassins, y compris les estuaires, afin de garantir, quantitativement et qualitativement, les besoins en eau, présents et futurs, des différents usagers du bassin. Le PDAIRE définit, entre autre, les opérations nécessaires pour la mobilisation, la distribution, la protection, la restauration des ressources en eau et des domaines publics hydrauliques, y compris les infrastructures.

⁵³ Un « oued » est une rivière qui n'a de l'eau que durant les mois d'hiver lorsqu'il pleut. En général il est à sec durant les mois d'été.

70. Le Maroc a mis en place un système pour le suivi et l'entretien des barrages sous la tutelle des agences de bassins hydrauliques. Leur organisation leur permet de mobiliser les ressources nécessaire (humain, technique et matériel) afin d'assurer des inspections exhaustives et d'évaluer la sécurité des barrages. Pour chaque barrage, le suivi fait l'objet d'un rapport mensuel qui reflète l'évolution de chaque phénomène hydraulique ou mécanique et suit l'état et le comportement du barrage. La réglementation marocaine semble donc avoir mis au point des procédures et moyens acceptables pour l'examen et le suivi des barrages.

Suivi et évaluation

71. Le suivi et l'évaluation du Projet seront assurés de la façon suivante : (a) MASEN soumettra à la Banque un rapport annuel couvrant, entre autres, l'avancement de la mise en œuvre physique, la passation de marchés, les engagements financiers et autres éléments relatifs à la progression du Projet ; (b) MASEN soumettra à la Banque deux fois par an un rapport sur la mise en œuvre du plan-cadre de gestion environnementale. Chaque demande de retrait de fonds sera assortie d'un rapport de l'expert indépendant de vérification, certifiant que le montant pour l'atténuation du surcoût du pertinent SICS correspond bien à ce qui est prévu par les dispositions du PPA, du PSA, des Conventions et de tout autre document pertinent.

72. La Banque, en coordination avec les autres bailleurs de fonds (voir « Le rôle des partenaires » ci-dessous), tiendra des réunions régulières (biannuelles pendant la phase de construction et chaque année par la suite) pour résoudre les problèmes rencontrés au cours de la mise en œuvre, et, en particulier, examiner la progression de la mise en œuvre du plan de gestion environnementale.

Rôle des partenaires (le cas échéant)

73. Le projet a suscité un vif intérêt de la part des IFI, des acteurs industriels et d'autres parties prenantes et obtenu leur appui. Le processus de présélection a retenu l'attention de divers et puissants consortiums.

74. Les bailleurs de fonds ont coordonné l'examen des divers éléments du Projet pendant la phase de préparation, au cours de laquelle ont été abordés les problèmes d'incompatibilité des règles et procédures entre les bailleurs de fonds. La coopération entre les bailleurs de fonds devrait se poursuivre durant la phase de mise en œuvre du Projet, prolongeant ainsi les relations établies dans le cadre de Noor-Ouarzazate I où des missions de supervision avaient été menées conjointement.

Annexe 4 : Cadre de l'évaluation des risques opérationnels (ORAF)

MAROC : Projet d'énergie solaire concentrée de Noor Étape : Conseil

1. Risques pour les parties prenantes du projet	Notation : M			
<p>Description : Engagement de la part du gouvernement du Maroc (GdM) et soutien très ferme d'une extension des projets de CSP et d'énergie renouvelable (RE) de la part du GdM et des ONG. MASEN est un organisme pleinement engagé dans sa mission de développement et mise en œuvre du programme solaire du pays, ainsi que l'a démontré en ce qui concerne le projet de la Banque de Noor-Ouarzazate I.</p> <p>L'acheteur unique et preneur de l'électricité produite est étroitement associé au projet et est un actionnaire minoritaire de MASEN.</p> <p>Les autorités locales et la population sont favorables au Projet, car celui-ci est créateur d'emplois et pourrait faire office de catalyseur dans le développement de cette région semi-désertique.</p> <p>Enfin, le partenaire privé sera sélectionné à l'issue d'une mise en concurrence organisée via un processus clair et transparent, similaire à celui de Noor-Ouarzazate I.</p>	<p>Gestion des risques : . Les consultations et discussions avec toutes les parties prenantes pendant la préparation du projet ont confirmé l'appui de toutes les parties prenantes au Projet proposé.</p>			
	Resp. : Client	Étape : Préparation et exécution	Échéance : En cours	État : En cours
2. Risques pour l'organisme d'exécution (y compris les risques fiduciaires)				
3.1. Capacité	Notation : H			
<p>Description : Le risque potentiel de travailler avec une agence récemment créée est son inexpérience, qui peut parfois nécessiter beaucoup de temps avant qu'elle ne soit opérationnelle. Toutefois, MASEN a rapidement étoffé ses compétences, ses connaissances et sa capacité à gérer des transactions complexes au cours du projet Noor-Ouarzazate I.</p> <p>MASEN endossera plusieurs rôles dans le cadre du partenariat, avec le risque que ces rôles soient partiellement en conflit les uns</p>	<p>Gestion des risques : Soutien continu de MASEN par le personnel de la Banque, assistance technique par le biais du FTP et d'autres fonds fiduciaires. Formation du personnel de MASEN pour le familiariser avec les procédures de la Banque, notamment les mesures des sauvegardes.</p> <p>Recrutement par MASEN d'un consultant connaissant bien les procédures de passation de marchés de la Banque, comme pour Noor-Ouarzazate I.</p> <p>Supervision étroite entre la signature du prêt, son entrée en vigueur et la satisfaction des conditions de décaissement.</p>			

<p>avec les autres. Une telle multitude de rôles est inhabituelle. MASEN devra analyser et structurer commercialement ces rôles d'une façon qui soit à la fois équitable et attrayante pour le secteur privé et qui offre un degré adéquat de protection pour les IFIs (le financement des IFIs sera rétrocédé à MASEN via un accord de prêt qui reste à mettre en forme). MASEN a choisi, comme dans le projet de Noor-Ouarzazate I, de s'en remettre à du personnel très compétent qui a une bonne compréhension de sa mission et de ses objectifs et qui a recours à des consultants et conseillers très réputés pour mener à bien la sélection d'un partenaire privé pour développer les centrales. Néanmoins, MASEN aura besoin de capacités supplémentaires en quantité suffisante pour pouvoir gérer les deux centrales en parallèle.</p>	<p>Liste exhaustive des conditions préalables au décaissement du prêt, notamment pour le paiement de la construction des centrales des Noor-Ouarzazate II et Noor-Ouarzazate III.</p> <p>Si le partenariat n'était pas conclu, les prêts de la BIRD et du FTP ne seraient pas mis en place.</p>			
<p>3.2. Gouvernance</p>	<p>Notation : L</p>			
<p>Description : Aucun risque significatif identifié</p>	<p>Gestion des risques : MASEN est dotée d'un mécanisme de gouvernance solide qui tient compte de toutes les lois et réglementations locales concernées. Ce mécanisme est l'une des conditions de l'entrée en vigueur des prêts pour Noor-Ouarzazate I.</p>			
<p>4. Risques du Projet</p>	<p>Resp. : Client</p>	<p>Étape : Prép</p>	<p>Échéance : Continu</p>	<p>État : En cours</p>
<p>4.1. Conception</p>	<p>Notation : H</p>			
<p>Description : Comme pour Noor-Ouarzazate I, le Conseil se réunira avant que la structure du partenariat ait été pleinement élaborée, avant qu'un retour d'expérience sur la structure préliminaire ait été reçu des soumissionnaires et avant que l'identité du gagnant ou le coût du projet soient connus. La structure contractuelle qui sera utilisée pour canaliser les prêts des IFIs vers les SPVs est prévu d'être similaire à la structure utilisée dans le projet précédent.</p>	<p>Gestion des risques : Conseiller de fort calibre mis à la disposition de MASEN pendant le processus de sélection.</p> <p>Finalisation des documents clés sous réserve de non-formulation d'objections de la Banque. La signature et l'entrée en vigueur des documents, comme attesté par la Banque, seront des conditions préalables à la mise en place effective des financements FTP/BIRD pour la construction de Noor-Ouarzazate II et III dans les accords juridiques conclus entre la Banque et MASEN.</p>			
<p>Il existe des risques (i) d'échec de l'appel d'offres et d'un retard entraînant un risque de non retrait des fonds des prêts promis ou d'un retrait beaucoup plus tard que prévu actuellement : (ii) d'incertitude sur les coûts des centrales, aboutissant à des besoins de financement des IFIs moindres ou supérieurs aux montants promis et (iii) de répartition des risques dans l'accord de prêt entre le SPVs et MASEN ne reflétant pas adéquatement les besoins des IFIs, y compris pour ce qui est des prêts de la BIRD et du FTP</p>	<p>Resp. : Client</p>	<p>Étape : Prép</p>	<p>Échéance : Continu</p>	<p>État : En cours</p>

<p>En raison de la date de présentation au Conseil, les principaux risques du Projet n'auront pas encore pu être pleinement évalués, tant pour ce qui est de leur nature que de leurs conséquences, au moment de la présentation au Conseil et cette situation se prolongera jusqu'à ce que les centrales aient été complètement mis au point, le processus d'appel d'offres concurrentiel mené à son terme et le volet commercial puis financier clôturé.</p>				
<p>4.2. Aspects sociaux et environnementaux</p>	<p>Notation : M</p>			
<p>Description : Le non-respect des règles et procédures de la Banque pourrait entraver la mise en œuvre du projet. Risques spécifiques pourraient être:</p> <p>Risques sur l'environnement naturel : invasion de criquets, incendie (en raison de la présence de fluides caloporteurs à haute température et de combustibles fossiles).</p> <p>Risques environnementaux induits par la technologie : miroirs cylindro-paraboliques, turbines (risque d'incendie et d'explosion)</p> <p>Retard dans la mise en œuvre des projets de développement social.</p> <p>Pour atténuer ce risque, MASEN dispose d'une solide expérience en matière sociale et environnementale.</p>	<p>Gestion des risques : L'obligation de respect des règles sociales et environnementales de la Banque sera rappelée dans l'AO et imposée par contrat. En ce qui concerne les risques spécifiques, les mesures d'atténuation suivantes seront appliquées :</p> <p>a. Phase de construction : interdiction de fumer, habilitation électrique, entretien adéquat des véhicules et installation d'extincteurs d'incendie.</p> <p>b. Phase d'exploitation : entretien régulier des équipements, surveillance régulière/surveillance de la végétation et des équipements électriques.</p> <p>c. Projets de développement social : étroite coordination entre MASEN et DAR.</p>			
	<p>Resp. : Client</p>	<p>Étape : Préparation/exécution</p>	<p>Échéance : Continu</p>	<p>État : En cours</p>
<p>4.3. Programme et bailleurs de fonds</p>	<p>Notation : M</p>			
<p>Description : Financement concessionnel (FTP) épuisé et mécanismes de financement/soutien RE non opérationnels.</p> <p>Réduction de coût pour la CSP susceptible d'être insuffisante après le Complexe Noor-Ouarzazate pour garantir la compétitivité des CSP pour le reste du Programme Solaire du Maroc (y compris Tata et Midelt).</p> <p>Les financiers/bailleurs de fonds ont des procédures et règles différentes. Risque de surcharger ou de créer de la confusion chez MASEN lors de la préparation du Projet ; des divergences d'opinion et de règles peuvent générer des retards au cours de la</p>	<p>Gestion des risques : Poursuite du soutien de la Banque au Maroc pour l'obtention d'autres financements concessionnels</p> <p>Assurer la réussite d'Ouarzazate et en diffuser les résultats pour reprendre l'approche marocaine dans la région MENA et accroître la taille du marché afin de réduire les coûts des CSP.</p> <p>Les co-financeurs s'aligneront sur les procédures de la Banque.</p> <p>Clarification des procédures de travail et évaluation conjointe</p> <p>Un manuel de gestion financière et de décaissement sera préparé et validé par les co-financeurs.</p>			

<p>préparation et nécessiter une étroite coordination entre les bailleurs de fonds. Lors de la préparation du projet de la Banque Noor-Ouarzazate I, MASEN a fait preuve d'une réelle capacité de leadership dans la coordination des bailleurs de fonds.</p> <p>Utilisation inappropriée des fonds et/ou double emploi</p>	<p>Resp. : Client</p>	<p>Étape : Préparation/exécution</p>	<p>Échéance : Continu</p>	<p>État : En Cours</p>
<p>4.4. Suivi et pérennisation de la fourniture de service</p>	<p>Notation : M</p>			
<p>Description : Non-livraison des centrales par les partenaires du partenariat</p>	<p>Gestion des risques : Capacité du partenaire privé évaluée et qualité de la livraison prévue par contrat. Pénalités en cas de retard ou d'insuffisance des performances.</p>			
<p>4.5. Accessibilité sur le plan financier</p>	<p>Notation : H</p>			
<p>Description : Le coût de revient de la production des CSP est sensiblement supérieur à celui des technologies recourant à des combustibles fossiles. GdM s'est engagé à couvrir le déficit subsistant après mobilisation des financements concessionnels et des subventions. Toutefois, l'impact sur le budget pourrait être trop élevé, compte tenu des difficultés auxquelles sont confrontés les mécanismes de subvention de l'énergie et d'autres produits de première nécessité, ou les priorités budgétaires de l'État pourraient évoluer, afin, par exemple, de financer des programmes sociaux ou de réduction de la pauvreté.</p>	<p>Gestion des risques : Mobilisation par MASEN avec l'assistance de la Banque de financements concessionnels et de subventions afin de résoudre le problème de l'accessibilité financière. Certains des coûts financiers supplémentaires seront compensés par des gains sous forme de dividendes au niveau de MASEN.</p>			
<p>4.6. Soutien technique</p>	<p>Notation : H</p>			
<p>Description : Le développement de grandes centrales CSP reste une entreprise de haute technologie Ce risque est amplifié par le fait que le projet de tour solaire est non seulement une nouvelle technologie pour le Maroc, mais la taille de la centrale est également plus importante que ce qui a été construit jusqu'ici.</p>	<p>Gestion des risques : Les mêmes mesures d'atténuation formulées par MASEN au titre de Noor-Ouarzazate I s'appliqueront à la deuxième phase : (processus d'appel d'offres en 2 étapes, dans lequel le partenaire sera sélectionné après discussion approfondie des questions techniques et des risques, (b) obligation, au titre de l'offre technique, de démontrer la possession d'une expérience de la mise en œuvre de projets avec preuve de projets réalisés à l'appui, (c) insertion de clauses de cautionnement et de dommages-intérêts si la centrale n'était pas en mesure de produire, (d) contrat d'entreprise générale pour les volets ingénierie, passation de marchés et construction (IPC) qui transfère une grande partie du risque technologique à l'entreprise de construction et au fournisseur de l'équipement.</p>			

	Resp. : Client	Étape : Prép	Échéance : Continu	État : En cours
--	-----------------------	---------------------	---------------------------	------------------------

Annexe 5 : Plan d'appui à la mise en œuvre
MAROC: Projet d'énergie solaire à concentration de Noor

Stratégie et approche de l'appui à la mise en œuvre

1. Le plan d'appui à la mise en œuvre a été pensé en se fondant sur la conception et le profil de risque du Projet. Il vise à apporter un soutien technique suffisant à MASEN et aux SPVs pertinentes, afin de garantir le respect des directives de la Banque mondiale en matière fiduciaire et d'appliquer de manière adéquate les mesures d'atténuation définies dans le Cadre d'évaluation des risques opérationnels (ORAF). L'important contrat conclu avec un partenaire privé dans le cadre de la Phase I du projet Ouarzazate devrait également apporter une expertise à MASEN. L'approche stratégique de l'appui à la mise en œuvre comporte plus précisément ce qui suit :

- A. **Audits techniques** : Un agent vérificateur indépendant réalisera les audits techniques des centrales Noor-Ouarzazate II et III.
- B. **Gestion financière** : La supervision de la gestion financière du Projet sera réalisée en appliquant une approche axée sur les risques. L'équipe chargée de la supervision examinera le système de gestion financière du Projet, y compris, mais sans s'y limiter, la comptabilité, le reporting et les contrôles internes. MASEN utilisera les manuels de gestion financière et comptable qui ont déjà été préparés pour Noor-Ouarzazate I. Des manuels nouveaux seront préparés pour les nouvelles SPVs pour Noor-Ouarzazate II et III selon les règles et standards acceptable de la Banque.
- C. **Passation des marchés** : Les contrats à conclure avec le promoteur, dans le cadre du Projet, sont soumis à un examen préalable. L'appui à la mise en œuvre comprendra : (a) l'examen des documents de passation des marchés et la fourniture, en temps opportun, de commentaires et suggestions à MASEN : (b) la fourniture de conseils détaillés au sujet des Directives sur la passation des marchés de la Banque à MASEN et (c) le suivi des progrès de la passation des marchés au regard du Plan de passation des marchés détaillé.
- D. **Mesures de protection environnementale et sociale** : L'équipe de la Banque supervisera la mise en œuvre des plans de gestion environnementale et des plans d'acquisition foncière (PAF)/plans d'action de réinstallation (PAR) du Projet et garantira le respect de ses politiques sur le plan des mesures de protection.
- E. **Gestion du partenariat** : La supervision du partenariat concernera les phases de préparation, de mise en œuvre (ex. : la construction de la centrale) et d'exploitation. La nature de la supervision variera selon la phase du Projet : au cours de la préparation du partenariat (ex. : jusqu'à la clôture financière), la supervision se concentrera sur l'appréciation de tous les éléments du Projet pouvant avoir une incidence sur la réussite de la structure du partenariat, y compris sur l'évaluation des documents contractuels dont la rédaction est en cours aux fins du partenariat, sur celle de la viabilité économique et financière, sur l'appréciation de la solidité de la structure contractuelle et sur l'évaluation de la répartition des risques, le tout en vue de s'assurer de la pérennité et de la

reproductibilité du Projet. Cela sera accompli en étroite coordination avec MASEN. Pendant les phases de mise en œuvre et d'exploitation du partenariat, la supervision s'attachera à la mise en application en bonne et due forme des contrats et à déterminer si des risques supplémentaires surgissent à l'occasion de la mise en œuvre du projet, soit au niveau des SPVs soit à celui de MASEN.

F. Coordination entre bailleurs de fonds : L'équipe de la Banque assurera la coordination des procédures de passation de marchés avec les autres co-financeurs, à savoir la Banque africaine de développement, l'Agence française de développement, la Kreditanstalt für Wiederaufbau et la Banque européenne d'investissement afin de faciliter la mise en œuvre et d'éviter de surcharger MASEN.

G. Mécanisme de gouvernance : MASEN a conçu et mis en place, dans le cadre de l'entrée en vigueur du projet Noor-Ouarzazate I, un cadre de gouvernance sur la gestion des risques, et continuera à l'utiliser. La SPV (ou les SPVs) pour les nouvelles centrales de Noor-Ouarzazate II et III développeront leur propre mécanisme de bonne gouvernance. L'objectif est de respecter les principes de bonne gouvernance et de déontologie dans les affaires, améliorera la divulgation et la transparence et réduira les risques de collusion, de fraude et de corruption. Traitant des relations entre les administrateurs, les dirigeants, les actionnaires, les employés et la SPC, le cadre de gestion des risques sera mis au point en s'appuyant sur quatre éléments essentiels, à savoir : (1) l'évaluation des risques, (2) les activités de contrôle, (3) les informations et les communications et (4) le suivi. Ce cadre intégrera un code de conduite, dont l'objet doit être de garantir l'indépendance des employés de MASEN et de réduire le risque de conflits d'intérêts. Les principaux éléments et les mesures essentielles d'atténuation des risques sont les suivants :

- des procédures d'accueil et d'intégration établies par les ressources humaines, qui doivent orienter les comportements des employés et initier les nouveaux employés à la culture de l'entreprise et aux valeurs éthiques observées sur le lieu de travail ;
- Des processus qui permettent une diffusion continue et la formation des employés à de bonnes pratiques commerciales conformes à l'éthique, ainsi que l'obtention de retours d'informations en interne ;
- Divulgation et autorisations internes : des mécanismes de diligence raisonnable visant à imposer aux employés la divulgation de leurs avoirs, de leurs participations à l'extérieur et de leur part de capital (au moment de leur embauche, puis périodiquement pendant la durée de leurs fonctions) ;
- Des mécanismes visant à prévenir les conflits d'intérêts (répartition des tâches, solides outils de contrôle interne, politiques sur les membres de la famille et les parents, politique sur les cadeaux) ;
- Des mécanismes de traitement des plaintes afin que les tiers puissent signaler toutes allégations, ex. : ligne d'assistance réservée aux questions de déontologie ;
- La possibilité d'accéder aux déclarations et aux signalements aux fins d'examen interne et externe ;
- Des mécanismes visant à prévenir, soumettre toute pratique répréhensible perpétrée par un employé, d'enquêter sur celle-ci et de prendre des sanctions ;
- Des mécanismes de retour d'informations permettant de mettre périodiquement à jour les mesures d'évaluation et d'atténuation des risques ;

- L'établissement de mesures d'atténuation visant la fraude et la corruption dans les documents normalisés d'appels d'offres.

Plan d'appui à la mise en œuvre

2. Afin de mener à bonne fin la supervision du Projet, l'équipe de la Banque comprend des experts de l'ingénierie en énergie, en passation de marchés, environnement, ainsi que dans d'autres domaines pertinents comme le montage du PPP. L'équipe est basée à Rabat, à Washington, DC et dans d'autres lieux répartis dans le monde entier. Une supervision formelle et des visites sur le terrain seront effectuées au moins une fois par an et plus fréquemment pendant la période de construction (3 premières années de la mise en œuvre du Projet). Les contributions détaillées de l'équipe de la Banque sont décrites ci-dessous :

A. Gestion financière : Au cours de la préparation de Noor-Ouarzazate I en vue de sa présentation au Conseil d'administration de la Banque, MASEN s'est essentiellement appuyé sur une aide extérieure pour assurer sa fonction de comptabilité. À présent, MASEN dispose d'un service spécialisé pour effectuer les contrôles internes et se repose ainsi sur ses ressources internes pour ses travaux. MASEN utilise un système de planification des ressources de l'entreprise (PRE) afin de s'assurer que ses contrôles internes sont correctement appliqués et suivis. En outre, MASEN teste actuellement un système parallèle appelé « Fund Manager v1.0 » (gestionnaire de fonds), qui a été développé en interne par son équipe. Une fois les tests achevés, ce système parallèle deviendra sa principale plateforme de comptabilité et de contrôle interne, lequel devrait s'avérer plus utile que les options disponibles dans le commerce et précisément adapté à leurs besoins. Néanmoins, compte tenu de la complexité du Projet, les missions de supervision de la Banque seront effectuées conjointement avec l'équipe et les autres bailleurs de fonds et incluront des visites de chantiers de MASEN, des SPVs et de la centrale en Ouarzazate afin de passer en revue (i) le caractère adéquat permanent de MASEN et du cadre de contrôle des SPVs et (ii) les transactions individuelles.

B. Passation des marchés : L'équipe de passation de marchés de la Banque (composée d'experts en passation de marchés de Washington et de Rabat et de l'interlocuteur pour partenariats au bureau du responsable régional de la passation des marchés (RPM)) supervisera de manière étroite le processus d'appel d'offres et le contrat en vue de la sélection du développeur afin de garantir son acceptabilité par la Banque. Au cours du processus de sélection et de la mise en œuvre, MASEN bénéficie de l'appui d'un conseil en transaction de premier ordre. Le processus de sélection du partenaire du secteur privé est soumis à l'examen préalable de la Banque.

3. Le risque lié au calendrier est atténué par le fait que le processus d'appel d'offres est très avancé et que les enseignements tirés de Noor-Ouarzazate I sont appliqués.

C. Mesures de protection environnementale et sociale : Les spécialistes expérimentés des questions environnementales et des affaires sociales du groupe de travail surveilleront et évalueront l'efficacité de la mise en œuvre du PAT et des plans de gestion environnementale convenus. Une supervision formelle doit être effectuée au moins une

fois par an et un appui continu est disponible selon les besoins du client. Pour ce qui concerne Noor-Ouarzazate II et Noor-Ouarzazate III, la Banque doit veiller à ce que le ou les soumissionnaires sélectionnés et le ou les entrepreneurs d'ingénierie-approvisionnement-construction (IPC) mettent en place des mécanismes permettant de suivre et de se conformer aux exigences de la législation marocaine relative à la santé, à la sécurité et à l'environnement (HSE) et aux directives de la Banque pendant la construction, à savoir des plans de gestion sociale et environnementale, des plans de réaction aux situations d'urgence, des plans d'accès, des plans de gestion des déchets, des plans d'assistance médicale et d'enquête sur les accidents, ainsi que des procédures d'évaluation des risques pour régir les activités de leurs ouvriers sur le chantier. Les activités HSE doivent être supervisées par le biais d'une structure à multiples niveaux, qui inclut des employés spécifiques des services de MASEN spécialisés en HSE et se trouvent sur le chantier, le ou les soumissionnaires sélectionnés, l'entrepreneur ou les entrepreneurs IPC et les sous-traitants individuels. La Banque doit veiller à ce que les audits mensuels soient effectués pour établir le niveau de conformité HSE avec les exigences des études spécifiques d'impact environnemental et social (EIESS). En outre, la préparation et la supervision de Noor-Ouarzazate II/III chercheront à obtenir la mise à disposition d'un consultant spécialisé en mesures de protection sociale pour l'équipe de MASEN, afin d'appuyer la conformité et la coordination avec les parties prenantes externes.

- D. Gestion du partenariat :** L'équipe du partenariat supervisera étroitement les processus relatifs au développement contractuel et à l'appel d'offres, ainsi que la mise en œuvre du contrat, à travers des missions de supervision assurées annuellement ou selon une plus grande fréquence.
- E. Coordination entre bailleurs de fonds :** Un comité de pilotage représentant tous les co-financeurs de ces institutions s'est réuni tous les mois afin de passer en revue l'état d'avancement de la préparation du projet et continuera de se rencontrer régulièrement au cours de la mise en œuvre. Afin de renforcer leur coordination, tous les co-financeurs se sont engagés à : (i) mettre au point une liste commune de conditions en matière d'efficacité et de décaissement, (ii) recruter un consortium commun de consultants juridiques et techniques pour examiner les documents contractuels des centrales et (iii) harmoniser leurs procédures et leurs communications avec MASEN. Tous les co-financeurs ont convenu d'adopter des conditions communes d'entrée en vigueur, notamment pour ce qui concerne le co-financement. Les bailleurs de fonds ont consenti à d'abord décaisser les fonds au titre du FTP, puis à adopter des principes communs de décaissement pour la Composante 1. L'établissement d'un Manuel de gestion financière et de décaissement, approuvé par les IFIs, constitue une condition de décaissement. La Banque apportera son soutien continu au Maroc en vue de l'obtention de financements concessionnels complémentaires, qui sont en principe disponibles.
- F. Mécanisme de bonne gouvernance :** Le cadre de gouvernance sur la gestion des risques serait mis en œuvre par le Conseil de surveillance de MASEN. Avant le décaissement, la Banque s'assurera que la conception des mécanismes est solide et intègre toutes les lois et réglementations locales pertinentes. Pendant la mise en œuvre du Projet, la Banque

superviser la mise en application efficace du mécanisme de bonne gouvernance ainsi que le fonctionnement du Conseil de surveillance.

G. Opérations : Le chef de projet apportera un appui quotidien sur le plan de la supervision et sera secondé par un spécialiste des opérations/de l'énergie. Ils établiront des liens étroits avec le client et coordonneront les efforts au sein du groupe de travail.

Tableau A5.1 -- Combinaison des compétences et ressources nécessaires

Compétences nécessaires	Nombre de Semaines-hommes (S/H)	Nombre de déplacements	Commentaires
Chef de projet	8 S/H par an	Visites sur le terrain selon les besoins	
Spécialiste de l'énergie/responsable des opérations	6 S/H par an	2 déplacements par an, visites sur le terrain selon les besoins	
Ingénieur en énergie/spécialiste de l'énergie solaire	6 S/H par an	2 déplacements par an, visites sur le terrain selon les besoins	
Spécialistes institutionnels et en partenariats	10 S/H par an	Entre 2 et 6 ⁵⁴ déplacements par an	
Spécialiste en mesures de protection sociale	3 S/H par an	Visites sur le terrain selon les besoins	Basé au bureau de Rabat
Spécialiste de l'environnement	6 S/H par an pendant les deux premières années, puis 3 S/H par an	2 déplacements par an, visites sur le terrain selon les besoins	
Spécialiste en passations de marchés	6 S/H par an pendant la première année, puis 2 S/H par an au cours des années suivantes	2 missions de supervision tous les ans Visites sur le terrain selon les besoins	Appui du bureau national disponible
Spécialiste de la gestion financière	3 S/H par an		Basé au bureau national
Spécialiste des questions de gouvernance	2 S/H par an au cours de la première année, puis 1 S/H	1 déplacement par an, selon les besoins	Fonction pouvant être assurée par le spécialiste de la gestion financière

⁵⁴ Un niveau élevé de supervision sera nécessaire jusqu'à la clôture financière (6 déplacements par an). Le nombre de déplacements sera réduit à 3 ou 4 par an pendant la construction et à 2 déplacements annuels pendant l'exploitation.

Soutien opérationnel	4 S/H par an	Visites sur le terrain selon les besoins	
----------------------	--------------	---	--

Annexe 6 : Résumé de l'Analyse Economique et Financière

1. Il est bien établi que le cadre traditionnel d'analyse coût-bénéfice de projet (ACB) ne fournit qu'une évaluation partielle des bénéfices économiques d'un projet, situé au début de la courbe d'apprentissage technologique et donc potentiellement source de transformation, En

l'absence d'investissement au cours des étapes initiales de développement de la technologie, les réductions des coûts de capital et de coûts d'exploitation ne pourront pas être obtenues, comme l'a clairement démontré l'expérience du photovoltaïque (PV). Il existe des preuves solides que la technologie CSP se prête à des réductions comparables de la courbe des coûts.

2. De plus, au-delà des bénéfices économiques habituels de la production d'électricité qui servent de repère pour l'analyse coûts/bénéfices traditionnelle, les énergies renouvelables ont des bénéfices qui sont plus difficiles à quantifier, tels qu'une sécurité énergétique accrue et une diversification du mix énergétique, ainsi que les bénéfices macroéconomiques (et de création d'emploi) dus à la mise en place d'une industrie de fabrication locale pour des pièces importantes des centrales CSP. Les deux constituent des objectifs importants du gouvernement marocain, étant donné les perturbations macroéconomiques et budgétaires lors de la dernière forte hausse des prix du pétrole en 2008/2009. Toutefois ces bénéfices sont mal capturés dans l'ACB conventionnelle, et c'est encore plus vrai des bénéfices dus aux contributions à la courbe d'apprentissage globale.

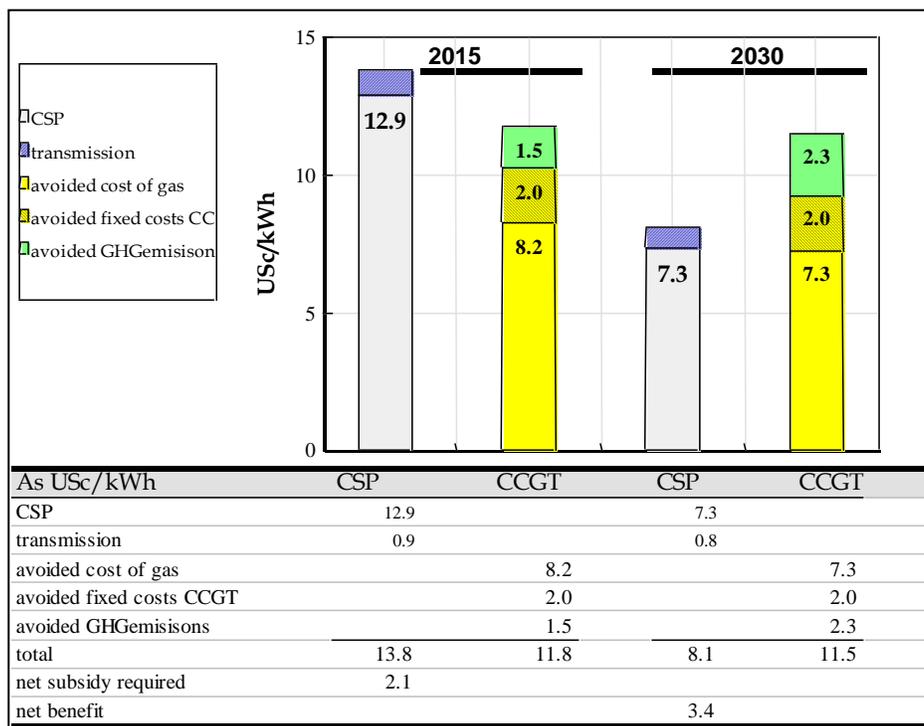
3. Noor-Ouarzazate II et III ne sont pas économiques sur la base d'une analyse ACB conventionnelle effectuée au niveau d'un projet. Le taux de retour économique s'améliore lorsque les bénéfices des externalités locales sont pris en compte. Toutefois, l'impact de la prise en compte des externalités locales est faible car ces deux centrales devraient surtout déplacer des unités de production à partir de GNL, qui n'émettent que peu de particules et dioxyde de soufre. Bien que les centrales contribuent à la réduction des GES, une valorisation du carbone à un haut niveau serait nécessaire pour rendre ces centrales profitables, et certainement plus élevé que pour les centrales éoliennes. De plus, bien que l'utilisation du CSP contribue à la sécurité énergétique et la diversification de l'approvisionnement énergétique, ces bénéfices sont difficiles à quantifier. Les bénéfices macroéconomiques potentiels résultant de la fabrication locale des équipements des centrales CSP sont substantiels et contribuent à améliorer le taux de retour économique, mais les bénéfices dépendent du rythme de mise en œuvre des 1500 MW restant à installer dans le cadre du PSM dans les 5 à 10 ans à venir. Sur la base de son engagement à ce jour, son programme, il y a tout lieu de croire que le Gouvernement du Maroc (GdM) continuera de poursuivre de manière agressive son programme d'énergie solaire pour installer 2000 MW d'ici 2020, Donc il y a des attentes raisonnables que les bénéfices macroéconomiques prévues se matérialisent.

4. Bien que Noor-Ouarzazate II et III ne soient économiques que pour des valeurs très élevées du carbone évité, l'évaluation économique du Projet ne prend pas en compte la contribution des centrales au bien public. Si l'ensemble du monde s'engage à couvrir les subventions nécessaires au développement du CSP, les effets d'apprentissage conduiront à une baisse du coût du CSP pour les projets à venir jusqu'à un niveau qui permettra de produire de l'électricité à un coût plus bas (un phénomène déjà expérimenté pour le PV et l'éolien, et attendu pour la CSP).

5. La courbe d'apprentissage prévue pour la CSP suggère que lorsque le total des capacités globales installées atteindra environ 32 000 MW, les coûts d'investissement devraient diminuer de 5 500 dollars EU par kW actuellement à 3 350 dollars EU par kW. Comme l'indique la Figure 6.1, bien que la CSP soit aujourd'hui plus onéreuse que la TGCC, nécessitant une subvention actualisée de 2,1 centimes de dollars EU par kW (évalué au coût d'opportunité de capital théorique de 5 %), le coût de la CSP sera 3,4 centimes de dollars EU moins élevé que le gaz en 2030 (sous l'hypothèse

de la mise en service de 32 GW de capacité CSP dans le monde d'ici là). Cela se fonde sur une trajectoire de coût social du carbone estimée par le Groupe de travail inter-organismes américain sur le coût social du carbone (GTIACS) au taux d'actualisation de 3 % (à partir de l'estimation de 2015 de 38 dollars EU par tonne à 57 dollars EU par tonne d'ici à 2030).

Figure 6.1 : Comparaison du CSP au TGCC



6. Toutefois, ces coûts en 2030 —et les bénéfices qui en résultent—ne peuvent être atteints que si 32 GW de CSP sont installés dans le monde, un niveau nécessaire pour induire la réduction de coût indiquée ci-dessus. Etant donné les programmes ambitieux annoncés par certains pays (par exemple 25 GW en Arabie Saoudite d'ici 2032 et la prévision de l'AIE de 70 GW dans le monde d'ici 2035), cette estimation de la capacité globale ne n'est pas déraisonnable. En effet, le scénario 450ppm de l'AIE prévoit 15 GW de CSP uniquement pour l'Europe.

7. La démonstration peut être faite que les investissements mondiaux en CSP à brève échéance, visant à couvrir les coûts marginaux et les subventions nécessaires aux projets construits aujourd'hui (comme Noor-Ouarzazate II et III), génèrent un taux (réel) de retour économique d'environ 7 %. Cela est en tout point semblable à une analyse économique, dans laquelle les coûts représentent les besoins de subventions au cours des premières années et les bénéfices sont représentés par les avantages en termes de coût dans les années à venir (comme l'indique la Figure). Le Tableau 6.1 récapitule les calculs détaillés des trois scénarios, sur la base de l'hypothèse selon laquelle, à l'horizon 2030, 32 GW de CSP alimenteront soit le marché européen (en incluant donc le coût de transport électrique CCHT, de la Libye à Milan et de la Jordanie à Ankara par exemple), soit les marchés indien, australien ou américain, ce qui exigerait également d'importantes lignes de transport électrique CCHT. Les prix du gaz indiqués pour l'Europe sont extraits des perspectives mondiales énergétiques de 2013 établies par l'AIE. À titre d'exemple,

dans le scénario pessimiste, les coûts d'investissement en CSP atteignent seulement 3 800 dollars EU par kW en 2030 et les prix du carbone enregistrent plutôt une baisse qu'une augmentation⁵⁵.

Tableau 6.9 : Scénarios relatifs à la courbe d'apprentissage de la CSP

		Pessimiste	De référence	Optimiste
Dépenses en capital afférentes à la CSP en 2030	USD/kW	3 800	3 350	3 000
Prix du carbone en 2030	USD/t de CO ₂	40	57	80
Prix du gaz	USD/mmBTU	10,2	10,2	12,2
Efficacité de la TGCC	[]	50 %	48 %	48 %
Facteur de capacité de la CSP	[]	37,5 %	40,4 %	41 %
Perte liée au transport électrique CCHT	[]	12 %	11 %	10 %
TER	[]	3 %	6,9 %	11,6 %

Source : *Global learning curve benefits of concentrated solar power* P. Meier et R. Weisenberg, avril 2014.

8. Il convient également de noter que le Complexe Solaire *Noor-Ouarzazate* recueille seulement une infime part de ces avantages pour eux-mêmes, car le Complexe ne se rapproche que très peu de l'objectif de la courbe d'apprentissage de 32 GW fixé à l'échelle mondiale. Ainsi, aucun de ces avantages ne s'applique aux flux économiques de *Noor-Ouarzazate*. Cette analyse illustre simplement ce que peuvent représenter les avantages de la courbe d'apprentissage sur le plan mondial, ainsi que les bénéfices probables si la *communauté internationale* investissait dans la CSP.

9. L'évidence que des réductions substantielles du coût du capital peuvent être obtenues quand la capacité globale installée est suffisante pour faire baisser le prix est plausible. Le niveau exact des réductions de coût et la vitesse à laquelle elles se matérialisent reste incertains. Toutefois, l'analyse montre que les investissements globaux en CSP et les efforts pour couvrir les surcoûts liés à l'utilisation du CSP (par des financements concessionnels ou des dons) engendreront des bénéfices économiques significatifs à long-terme (même si on ne prend en compte que les effets directs liés à la production d'électricité). Même si *Noor-Ouarzazate II* et *III* ne bénéficieront pas elles-mêmes directement des effets d'apprentissage, il va sans dire que l'expérience découlant du Projet contribuera au bien public global.

10. En résumé, l'analyse économique montre que l'investissement pour le Projet proposé est justifié du fait :

- de la contribution de *Noor-Ouarzazate II* et *III* à la courbe d'apprentissage et des bénéfices macroéconomiques qui se matérialiseront si les investissements en CSP se font à grande échelle ;

⁵⁵ On peut noter que l'hypothèse que le CSP déplace des centrales TGCC en Europe est conservatrice. Si c'est le charbon qui est déplacé, alors le taux de retour économique est plus élevé car, bien que le prix du charbon (comme DEU/mmBTU) soit plus bas, l'efficacité est plus basse et les émissions de GES en tonnes par mmBTU sont plus du double de celles des TGCC. De plus, les externalités locales évitées du charbon sont plus élevées que pour le gaz, parce qu'en plus de NOx les centrales au charbon émettent des quantités importantes de particules et de dioxyde de soufre.

- d'un processus d'appel d'offres bien géré qui maximise les chances de réduction du coût d'investissement si des entreprises internationales de qualité peuvent être amenées à participer : et
- d'un engagement fort du Maroc au développement à grande échelle du CSP (pas seulement pour Noor-Ouarzazate II et III) qui encourage les fabricants à investir dans des installations de fabrication locale et la formation de la main d'œuvre, de manière à réaliser les bénéfices macroéconomiques.

11. Dans ces circonstances, le niveau du prix du carbone nécessaire pour que le Projet n'est pas si élevé, et bien en dessous du seuil qui justifie le soutien du FTP, et es cohérent avec la valorisation du coût social du carbone proposé par la communauté internationale. Ceci est une des rares opportunités pour le Maroc de prendre l'avantage des précurseurs pour une technologie dont le coût ne peut baisser que si les investissements globaux sont adéquats et accompagnés de financements concessionnels de manière à ce que les bénéfices de la courbe d'apprentissage se matérialisent.

12. De plus, l'analyse financière de l'impact de Noor-Ouarzazate II et III sur le GDM et MASEN doit se faire en termes de « trésorerie nette », ce qui le rend moins pessimiste que l'impact économique. Ceci est le résultat du « cash flow » positif généré par (i) les dividendes provenant de la participation du Maroc dans les SPVs par l'intermédiaire de MASEN⁵⁶, (ii) l'impôt sur les sociétés (au taux d'imposition de 30 %) et (iii) la marge du service de la dette résultant des intérêts versés par les SPVs à MASEN pour les prêts des IFIs (y compris les prêts FTP et BIRD) pour la construction des centrales, destinée à atténuer l'exposition de MASEN aux fluctuations des taux de change et aux taux variables des intérêts dus à certaines IFI⁵⁷. Ce cash flow positif devrait en partie atténuer le poids pour MASEN de l'écart entre le prix payé pour l'électricité achetée des SPVs et le prix de vente au réseau national. Par conséquent, ce cash flow positif devait réduire considérablement l'impact financier pour le GDM du soutien qu'il est prévu à fournir à MASEN pendant les 25 ans des PPAs avec les SPVs.

⁵⁶ Participation au capital de 25 % envisagée via MASEN Capital, une filiale de MASEN

⁵⁷ À des fins de modélisation, les marges du service de la dette sont limitées à 10 ans après le début de l'opération (des prêts à taux variable devraient par la suite compenser la marge) et les éventuels intérêts de la trésorerie nette disponible au niveau de MASEN ne sont pas pris en compte

Annexe 7. Fonds pour les technologies propres (FTP)

Maroc : Projet de centrale solaire à concentration Noor-Ouarzazate

Indicateurs clés	Projet FTP/Banque mondiale Noor II et III	Extension au Plan solaire marocain à l'horizon 2020
Capacité solaire installée pour la production électrique (MW)	350 MW	2 000 MW
Production électrique (GWh par an)	1 156 GWh	6 606 GWh
Emissions évitées (équivalents CO ₂) - tonnes par an - durée de vie (tonnes/25 ans)	521 670 13 millions	3,7 millions de tonnes par an
Financement généré grâce au FTP (millions de dollars EU)	Coût total du projet : 2 785 millions de dollars EU - Répartition du financement : 300 millions de dollars EU fournis par la BIRD pour le mécanisme d'atténuation du surcoût : - Dette : 1 988 millions de dollars EU (80 %), fournis par la BAD , la KfW, la BEI, la BIRD et l'AFD ;Fonds propres : 497 millions US\$ (20 %), incluant la FIV.	9 milliards de dollars EU
Effet de levier du financement FTP	1/11,7	1:37,8
Rapport coût-efficacité - Rapport coût-efficacité du FTP [$\$_{FTP}/t$ équivalents CO _{2eq} évités tout au long de la durée de vie du projet] - Rapport coût-efficacité total [$\$_{Total\ projet}/t$ équivalents CO _{2eq} évités tout au long de la durée de vie du projet]	18,3 DEU 155 DEU ⁵⁸	2,57 DEU 97,3 DEU (voir la note ⁵⁹)
Co-bénéfices environnementaux en termes de pollution locale évitée (millions de dollars EU)	25	n.d.
Autres co-bénéfices	- Amélioration de la sécurité énergétique du fait d'une pénétration accrue de l'énergie solaire dans le mix énergétique : 4,3 à 5 % de	

⁵⁸ Le calcul de l'efficacité du coût total du Projet estime le coût total d'IPC d'être à 2 015 millions de dollars EU et donc exclut le financement de l'écart de viabilité et de la contingence.

⁵⁹ Le calcul de FTP et l'efficacité du coût total du Projet suppose 3,7 millions de tonnes CO_{2eq} au cours de 25 ans.

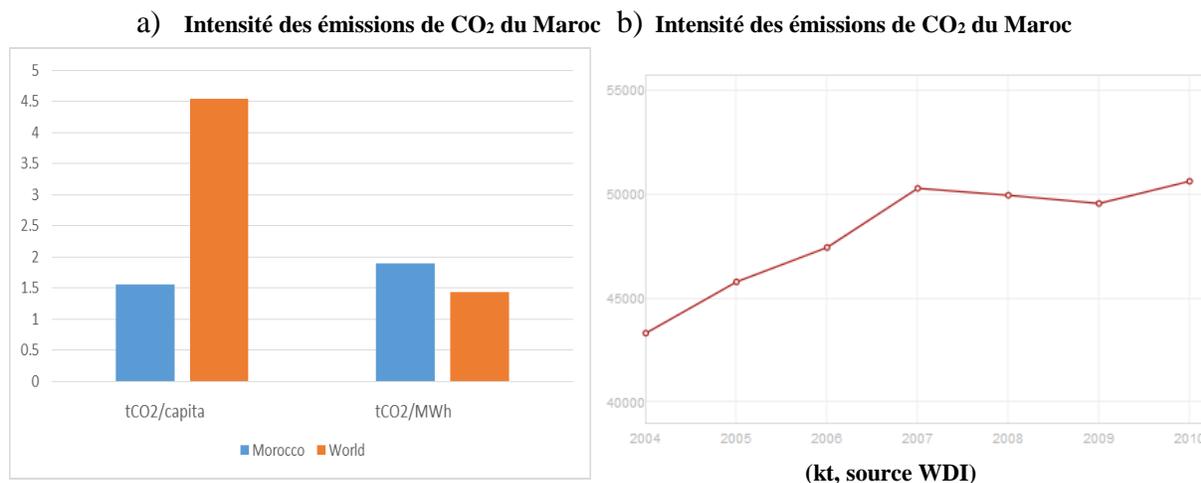
	<p>la capacité installée actuelle. La cible pour le solaire est de 14 % en 2020.</p> <ul style="list-style-type: none">- Réduction des importations d'électricité.- Création d'emplois grâce au développement de l'industrie locale.- Réduction des coûts des technologies de l'énergie solaire à concentration.- Le programme régional d'assistance technique qui est en train d'être développé en parallèle sera utilisé pour aider à soutenir l'égalité des sexes.
--	--

I. Introduction

Contexte du pays et du secteur

1. Le Maroc jouit actuellement d'une forte croissance du PIB. Cette situation pose la question de la sécurité énergétique à long terme et de la gestion des émissions croissantes de GES du pays (voir la Figure 1 b), sachant que le Maroc couvre quasiment tous ses besoins énergétiques par des importations (97 %, hormis énergies non commerciales). Au Maroc, la production d'électricité est dominée par le thermique (capacité installée en 2012 : charbon 37 % ; fioul lourd et gazole 18 % ; gaz naturel 19 %), ce qui fait du Maroc un pays à forte intensité d'émission de CO₂, avec des taux par kWh de 30 % supérieurs à la moyenne mondiale malgré une faible émission de CO₂ total par habitant (voir la Figure 1 a). L'amélioration de la sécurité énergétique et l'atténuation du changement climatique sont donc deux objectifs clés de la politique énergétique du pays. Ces objectifs doivent être atteints sans remettre en question l'accès à l'énergie de tous les habitants et toutes les entreprises, au coût le plus faible possible.

Figure A7.1 - Maroc : Intensité des émissions de CO₂ (2011) et tendances des émissions (2004-2010)



Source : d'après les statistiques de l'AIE (2011)

2. Le Maroc dispose d'un terrain physique tout à fait propice à l'application à grande échelle des technologies solaires, tout particulièrement l'énergie solaire à concentration (CSP) : ensoleillement abondant, faible taux d'humidité et disponibilité de grandes surfaces planes à proximité du réseau routier et du réseau de distribution d'électricité. Ces attributs, de pair avec un accès aux marchés (tout au moins à moyen et long terme) de par sa connexion avec l'Espagne, font du Maroc l'un des endroits les plus adaptés dans le monde pour parvenir à une réduction des coûts du CSP et pour accélérer le déploiement global du CSP.

Le Maroc et le plan d'investissement du FTP pour le CSP dans la région MENA

3. Le Groupe de la Banque mondiale et la BAD, ainsi que d'autres bailleurs de fonds, comme la Banque européenne d'investissement, l'Agence française de développement (AFD), et Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), ont collaboré pour accélérer le déploiement du CSP dans la région. Une bonne part de cette initiative est représentée par le plan d'investissement du FTP pour le CSP en région MENA (PI MENA CSP IP), qui a été entériné en décembre 2009, actualisé

en novembre 2010 et révisé en mai 2013. Ce plan d'investissement vise à mobiliser près de 5 milliards de dollars EU (dont 660 millions de dollars EU du FTP) pour accélérer le déploiement des projets de CSP au Maroc, en Égypte, en Tunisie et en Jordanie.

4. Outre le financement du FTP à hauteur de 197 millions de dollars EU destiné au développement de la centrale de Noor-Ouarzazate I (anciennement dénommée « Ouarzazate »), le plan MENA CSP a prévu un financement du FTP de 218 millions de dollars EU en appui au développement de Noor-Ouarzazate II et III, par l'intermédiaire de la Banque mondiale et de la Banque africaine de développement (BAD). Un supplément de 20 millions de dollars EU a été demandé pour Noor-Ouarzazate II et III, compte tenu du fait que les propositions techniques des soumissionnaires ont permis de conclure que ces deux nouvelles centrales finiront probablement par installer une capacité de 50 MW de plus que ce qui était initialement prévu (voir le tableau ci-dessous avec 300 MW prévus selon la mise à jour du plan d'investissement de 2013). Alors que la centrale de Noor-Ouarzazate I a reçu une subvention en capital de 1 230 dollars EU/kW installé, dans le cadre de la dernière mise à jour du plan d'investissement, un montant FTP par kW installé bien inférieur a été proposé, à savoir 727 dollars EU/kW, ce qui correspond à une réduction de 41 % du montant unitaire FTP. Avec un ajout de 50 MW à la centrale, montant unitaire FTP serait réduit à 623 dollars EU/kW installé, soit une réduction totale de 49 % par rapport au PI initial.

5. Même si une diminution du montant du financement du FTP peut être justifiée par le fait que les coûts de Noor-Ouarzazate I ont été de 30 % inférieurs aux prévisions, il convient de noter que, même avec la subvention actuellement proposée, le Maroc devra prendre en charge 700 millions de dollars EU de coûts supplémentaires liés au projet restant une fois comptabilisé l'ensemble du financement concessionnel. L'ajout de 20 millions de dollars EU à l'enveloppe globale du financement du FTP pour ce projet permettrait d'augmenter légèrement le montant FTP à 680 dollars EU/kW, ce qui équivaldrait à une diminution du montant unitaire FTP de 44 % par rapport à celui de Noor-Ouarzazate I. Ces fonds supplémentaires du FTP proviendraient du plan d'investissement entériné PI MENA CSP.

Tableau A7.1- Plan d'investissement indicatif du FTP dans la CSP en région MENA — mise à jour de mai 2013 (en million de dollars EU)⁶⁰

Pays	Projets/ Capacité (MW)	Financement du FTP (en millions DEU)
Maroc	Noor-Ouarzazate I (anciennement « Ouarzazate ») 160	197
	Noor-Ouarzazate II et III 300	218
Égypte	Kom Ombo 100	123
Tunisie	Akarit 50 (augmentation possible à 100)	62 (123 millions de dollars EU pour 100 MW)
Jordanie	IFC Jusqu'à 100 MW (y compris PV concentré)	50
Coût total des projets	550	453
Assistance technique	NA	10
Total		660

Description du Projet

6. De même que pour le processus de Noor-Ouarzazate I, la Banque mondiale, la BAD et les autres IFI participent aux côtés de MASEN à la mise en concurrence de partenaires privés solides sur le plan financier aux fins de montage d'un partenariat qui serait responsable de la préparation et de la mise en œuvre de la deuxième phase du Complexe de CSP de Noor-Ouarzazate. Cette deuxième phase comprend deux centrales distinctes : (a) une centrale à miroirs paraboliques de 150 à 200 MW (Noor-Ouarzazate II) et (b) une centrale à tour de 100 à 150 MW (Noor-Ouarzazate III).

7. Sous cette composante, une infrastructure associée supplémentaire, la ligne de transmission Ouarzazate-Tazzarte, sera financée principalement par l'Agence Française de Développement (AFD). Cette ligne de transmission est nécessaire à l'évacuation de l'électricité qui sera produite par les centrales Noor-Ouarzazate II et III. La construction de la ligne ne commencera pas avant début 2015. D'autres infrastructures associées pour l'ensemble du Complexe Solaire de Noor-Ouarzazate sont listées dans l'EIESS révisée, qui a été mise à disposition du public une nouvelle fois sur Infoshop on 26 juin 2014. La construction de ces infrastructures associées est finalisée pour certaines d'entre elles, et en cours pour d'autres.

8. MASEN a déjà présélectionné 4 consortiums internationaux très expérimentés pour les

⁶⁰ Une mise à jour du PI MENA CSP sera soumise à l'examen du Comité du fonds fiduciaire du FTP en juin 2014. La note de mise à jour reflètera le montant révisé de 238 millions de dollars EU de FTP co-financement requis pour 350 MW de capacité solaire CSP dans le cadre du projet proposé de Noor II et III. Cela représente une augmentation à la fois du financement de FTP et de MW installés par rapport à la révision du PI MENA CSP en mai 2013 qui a fourni une allocation provisoire de 218 millions de dollars EU pour 3000 MW de capacité installée totale.

projets. Trois de ces consortiums soumissionnent pour les deux projets, et un consortium est candidat pour un seul. MASEN a émis la demande de propositions techniques en décembre 2013 dans un processus d'appel d'offres en 2 étapes qui vise à attribuer les deux projets comme un paquet. Cette approche est prévue d'inciter les soumissionnaires, en particulier ceux soumissionnent pour tous les deux projets, d'optimiser leur conception technique pour assurer que MASEN reçoit le meilleur prix possible des deux projets ensemble.

II. Évaluation du projet proposé selon les critères d'investissement du FTP

Potentiel en termes de réduction des émissions de GES

9. **Potentiel de réduction d'émissions de l'investissement.** En l'absence d'un développement ultérieur de ressources renouvelables, selon les prévisions du GdM, les émissions de GES devraient passer de 16 millions de tonnes estimées par an en 2007 à 36 millions de tonnes estimées en 2020, soit une augmentation de 20 millions de tonnes. En se fondant sur les économies de combustible sous-jacentes estimées par l'ONEE et les taux d'émission de CO₂ habituels des différents types de centrales électriques⁶¹, l'économie de CO₂ du projet est estimée à 522 000 tonnes par an. Cette estimation est fondée sur 350 MW de capacité CSP solaire installée avec un facteur de charge de 37,7 % (stockage compris) produisant 1 156 GWh d'électricité solaire par an. Comme indiqué dans l'analyse économique, Noor-Ouarzazate II et III ne font pas partie du plan à moindre coût de l'ONEE et doivent être imposés dans le plan d'équipement. La figure A6.1 et le Tableau A6.3 montrent la production qui est déplacée lorsque Noor-Ouarzazate II et III sont imposés dans la solution à moindre coût du plan d'équipement. Dans les premières années, des volumes importants de gazole sont déplacés, mais par la suite les GNL-TGCC représentent la majorité de l'énergie déplacée, ce qui concorde avec la stratégie annoncée de MASEN de contribuer à la satisfaction des pointes du soir, période pendant lesquelles les TGCC seraient normalement mises à contribution. Autrement dit, Noor-Ouarzazate II et III remplacent principalement le gaz naturel, ce qui résulte en un facteur d'émission moyen pondéré de 452 kg CO₂/MWh au cours de la durée de vie de 25 ans d'une centrale de CSP. La réduction cumulée d'émissions de CO₂ est estimée à 13,04 millions pour Noor-Ouarzazate II et III.

10. **État de développement de la technologie CSP.** Le Projet proposé prévoit la construction de deux centrales CSP de grande échelle : une centrale à miroirs paraboliques (Noor-Ouarzazate II) et une centrale à tour solaire (Noor-Ouarzazate III). En ce qui concerne Noor-Ouarzazate II, la technologie des miroirs paraboliques est éprouvée sur le plan commercial pour la production d'électricité et le projet ne présente aucune difficulté particulière de construction ou d'exploitation pour une centrale électrique de cette taille. Les miroirs paraboliques sont la technologie CSP pour laquelle la plus grande expérience opérationnelle a été accumulée. Fin 2013, environ 3 400 MW de capacité CSP installée avaient recours à la technologie des miroirs paraboliques, représentant la majorité de la capacité de CSP installée actuellement. Les spécifications minimales de fonctionnement de Noor-Ouarzazate II ont été préparées par MASEN avec l'aide de consultants hautement qualifiés, intégrant les bonnes pratiques internationales et les leçons tirées des processus de passation des marchés de Noor-Ouarzazate I. Les spécifications techniques ont aussi été

⁶¹ 987 kg/MWh pour le charbon, 592 kg/MWh pour le pétrole et 406 kg/MWh pour le gaz (cycle combiné)

examinées et commentées par les experts techniques des bailleurs de fonds afin de veiller à ce que tous les risques pertinents liés à la construction et à l'exploitation soient correctement pris en compte.

11. La technologie de tour solaire choisie pour Noor-Ouarzazate III en est aux premiers stades de l'exploitation commerciale. La tour solaire a aussi des coûts de capitaux supérieurs à ceux des miroirs paraboliques; l'expérience d'exploitation est bien plus limitée du fait du nombre réduit de projets en construction et en exploitation. La capacité totale d'exploitation a récemment augmenté, atteignant à présent près de 500 MW, avec la mise en service d'Ivanpah par Brightsource en Californie. La centrale d'Ivanpah, de pair avec celle de Crescent Dunes au Nevada (actuellement en cours de mise en service), démontre qu'il est possible de construire et d'exploiter des tours solaires de grande envergure avec des technologies différentes (sel fondu ou vapeur directe en tant que fluide caloporteur). Cependant, la construction et la mise en service des deux projets ont pris plus longtemps que prévu. Le risque de retard de mise en service d'une tour solaire est plus élevé que celui des miroirs paraboliques, en raison des problèmes posés par le changement d'échelle et des améliorations techniques continues et optimisations de coûts intégrées dans les centrales les plus récentes. L'équipe est consciente de ce risque et suivra de près la performance des tours solaires; elle surveillera la passation de marchés et la construction de Noor-Ouarzazate III afin de minimiser les retards potentiels.

Rapport coût-efficacité

12. Le rapport coût-efficacité rentabilité est de 18,4 dollars EU/tCO₂ pour le financement du FTP et de 155 dollars EU/tCO₂ si l'on considère l'ensemble du financement du projet.

Coût marginal d'abattement

13. **Coût marginal d'abattement.** En Octobre 2013, le Comité du fonds fiduciaire du FTP a suggéré de fournir des informations sur le coût estimatif marginal d'abattement (CMA) pour les projets dont le coût marginal d'abattement est susceptible de dépasser 100 DEU par tonne de CO₂eq. Cette décision découle des critères des critères du FTP qui exigent que FTP cofinancement ne sera pas disponible pour les investissements dans lesquels le coût marginal de la réduction d'une tonne de CO₂eq dépasse 200 DEU, qui reflète l'estimation de l'incitation nécessaire pour atteindre les objectifs du BLUE Map Scenario comme indiqué dans le rapport 2008 sur les perspectives des technologies de l'énergie de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

14. Des calculs préliminaires confirment que le CMA pour le Projet ne dépassera pas le 200 DEU valeur de seuil par tonne CO₂eq précitée. Ces calculs surestiment le CMA comme le valeur actuelle nette (VAN) est calculé sans tenir compte des avantages de la coopération locale (création d'emplois, réduction de la pollution locale, etc.) et la diffusion des connaissances. En outre, le projet fait partie d'une stratégie plus large du Maroc pour construire CSP à grande échelle qui devrait réduire les émissions à un MAC inférieur par rapport à chacun de ses projets évalués séparément.

15. Le coût marginal d'abattement est calculé comme VAN du Projet divisé par la durée de vie de CO₂eq (LCO₂) émissions évitées :

$$MAC = \frac{VAN}{LCO2}$$

où VAN représente la valeur actuelle nette et LCO2 signifie la durée de vie de CO2eq émissions.

16. Le MAC est entre 23 DEU and 78 DEU par tonne de CO2eq, selon le taux d'actualisation utilisé. Au taux d'actualisation de 5 % qui reflète le coût d'opportunité des capitaux publics au Maroc et sert de fondement pour le scénario de base de l'analyse économique, le coût marginal d'abattement est de 57 dollars EU/tonne. Même avec le taux d'actualisation de l'ONEE de 10 %, le coût marginal d'abattement est de 78 dollars EU/tonne.

Tableau A7.3 : Coûts marginaux d'abattement (MAC) en utilisant le taux d'actualisation différents

		Rapport Stern	Coût d'opportunité du Gouvernement	Taux d'actualisation
	ONEE	1,4 %	5 %	10 %
1	Émissions GES durée de vie	Millions de tonnes	12,8	12,8
2	Valeur actualisée nette	millions de dollars EU	-293	-1 005
3	Coût marginal d'abattement	dollars/tonne CO2	23	57

17. **Réduction attendue du coût des technologies solaires.** La technologie CSP est une technologie éprouvée qui est sur le point de terminer le premier stade de sa courbe de réduction des coûts. Des réductions de coûts supplémentaires sont attendues pour les raisons suivantes : (i) améliorations techniques, fondées sur les leçons tirées des centrales installées et les efforts de R&D en parallèle axés sur les améliorations de performance ; (ii) la taille des centrales installées est de plus en plus grande, ce qui permet d'utiliser des composants plus efficaces et rentables ; et (iii) la production en volume qui permet d'étaler les coûts fixes des investissements réalisés sur des volumes de production plus importants.

18. Les effets de la courbe d'apprentissage sur les coûts sont généralement mesurés en termes de taux de progrès (TP) qui est défini comme la vitesse à laquelle les coûts diminuent pour chaque doublement des installations cumulées. Comme indiqué dans le tableau suivant, le Ratio de progression médian (RP) est d'environ 0,82 pour l'éolien et le PV. Les projections pour la CSP ont été plus prudentes par rapport à ce qui s'est fait jusqu'ici dans d'autres secteurs (voir le Tableau A7.4).

Tableau A7.4 : Taux de progrès (TP) pour l'éolien, le PV et la CSP et Réduction des coûts par doublement de capacité

Source	Progress ratio	Cost Reduction per doubling
Related industry precedents		
Sargent and Lundy (2003) quoting PV	0.82	18.0%
Sargent and Lundy (2003) quoting wind 1980 - 1995	0.82	18.0%
GEF (2005) quoting PV to 2000	0.8	20.0%
Hinkley et al (2011) quoting Hayward et al on PV	0.8	20.0%
Hinkley et al (2011) quoting Hayward et al on wind	0.85	15.0%
GEF (2005) quoting IEA, median over range of industries	0.82	18.0%
CSP near term projections		
Sargent and Lundy (2003) Low	0.85	15.0%
Sargent and Lundy (2003) High	0.96	4.0%
Richter et al (2009) current estimate for CSP	0.9	10.0%
GEF (2005) quoting 1999Enermodal study for CSP low	0.85	15.0%
GEF (2005) quoting 1999Enermodal study for CSP high	0.92	8.0%
GEF (2005) quoting DLR 2004 Athene study for CSP - solar field 0.9, storage 0.88, power cycle 0.94 gives overall	0.9	10.0%
IEA (2010A) roadmap for CSP	0.9	10.0%
Hinkley et al (2011) analysing CSP to date	0.85	15.0%

Source : IT Power, Realising the Potential for Concentrating Solar Power in Australia, Australie, Mai 2012.

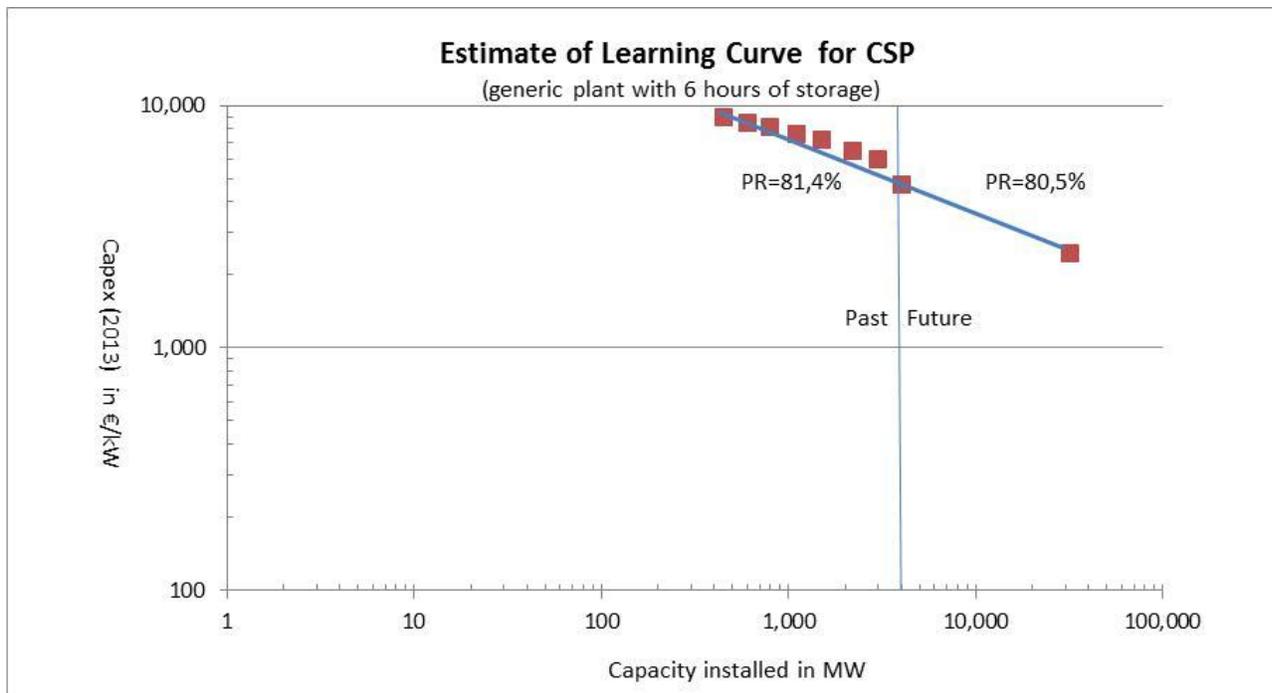
19. Il apparait que le comportement de l'industrie du CSP depuis son redémarrage en 2006 ne se soit pas encore suffisamment stabilisé pour que l'on puisse en tirer des conclusions nettes après seulement 8 années d'expérience. De plus, la diversité des technologies en présence (miroirs paraboliques, centrale solaire à tour et Fresnel) avec ou sans stockage complique l'obtention d'une base de données cohérentes permettant l'établissement d'une courbe d'apprentissage valable pour toutes les technologies du CSP.

20. Par ailleurs, les modifications intervenues dans la réglementation espagnole au cours des deux dernières années ont eu un impact direct sur les courbes d'apprentissage en termes de coûts pour la CSP. Avant 2012, l'ancienne structure des tarifs de rachat en Espagne décourageait la recherche d'une réduction des coûts et elle a contribué au maintien du coût des centrales CSP à un niveau très élevé pendant plusieurs années. Actuellement, les processus prévalent d'appels d'offres pour les projets CSP, une augmentation de la concurrence et l'existence d'un marché mondial du CSP créent davantage d'incitations pour les réductions de coût et l'innovation. C'est la raison pour laquelle, une approche de courbe d'apprentissage en deux phases a été utilisée pour le CSP : une

phase de 2006 à 2013 avec TP = 81,4 % et une phase à partir de 2014 avec TP = 80,5 % . . Le taux de progrès (TP) est un paramètre qui exprime le taux auquel les coûts diminuent pour chaque doublement de l'installation cumulatif. Par exemple, un TP de 80 % équivaut à un taux d'apprentissage (TA) de 20 % et donc à 20 % de diminution des coûts pour chaque doublement de la capacité cumulée. Les deux termes sont utilisés dans la littérature.

21. L'estimation de la courbe d'apprentissage en termes de coûts ci-dessus indiquerait que le Complexe Noor-Ouarzazate réduirait probablement de 3 % la courbe du coût global pour la CSP, alors que le plan solaire de 2 000 MW du Maroc, s'il ne reposait que sur la CSP, serait en mesure de réduire de 13 % les coûts globaux de la CSP.

Figure A7.2 - Courbe d'apprentissage en termes de coûts pour une centrale générique dotée de 6 heures de stockage



Source : Wiesenberg (2014).

Potentiel de démonstration à grande échelle

22. *Montant des émissions de GES évitées grâce à la réplication* Le programme national prévoit l'installation d'une capacité solaire de 2 000 MW d'ici 2020. Cela augmenterait sensiblement la réduction d'émissions. En extrapolant les chiffres aux additions de capacité, le potentiel d'économies d'émissions de GES pour l'atteinte de la cible du gouvernement pourrait atteindre plus de 3 millions de tonnes de CO₂ par an en 2020. Le Projet proposé devrait aider à diminuer les coûts globaux de la technologie CSP en augmentant la demande d'équipements connexes et en générant des économies d'échelle et des effets d'apprentissage découlant de la réplication.

23. *Potentiel de transformation.* Le Projet proposé présente un grand potentiel de transformation sur le plan national, régional et même mondial.

- *Sur le plan national,* le projet établira le socle sur lequel arrimer la mise en œuvre du plan solaire après Noor-Ouarzazate I et l'installation de 2 000 MW de capacité de production solaire d'ici 2020 : (a) la menée à bonne fin des transactions initiées dans le cadre de Noor-Ouarzazate I a établi la réputation de MASEN en tant que partenaire solide des entrepreneurs privés intéressés par le développement du CSP et du solaire en général; cette transformation est cruciale dans la mesure où le programme nécessite des fonds bien au-delà des capacités de financement du secteur public et de la capacité du pays à lever des fonds ; (b) l'expérience de Noor-Ouarzazate I a renforcé les capacités de MASEN (apprentissage sur le tas) à préparer, gérer et mettre en œuvre des projets complexes et à sélectionner sur une base concurrentielle des partenaires privés robustes pour atteindre son ambitieux objectif de développement du solaire ; (c) les dispositions contractuelles formulées à l'occasion de la sélection du partenaire pour Noor-Ouarzazate I ont établi une norme pour les transactions futures, car elles apportent une réponse adéquate aux éventuels conflits d'intérêts en isolant les différentes fonctions confiées à MASEN par le gouvernement ; (d) la réussite de la construction de Noor-Ouarzazate I, II et III permettra d'asseoir les fondations pour réaliser l'objectif du gouvernement et d'instiller de la confiance aux fabricants et aux concepteurs du marché du solaire dans le pays, avec, à la clé, une augmentation des investissements sur le plan local et une réduction des coûts.
- *Sur le plan régional,* le projet du Complexe Noor-Ouarzazate est le projet solaire le plus ambitieux qui soit et, qui plus est, le seul dans la région, à ce jour, à impliquer le secteur privé. Sa réussite instaurera dans les autres pays de la région la confiance pour envisager le partenariat comme un moyen fiable de lever les fonds importants nécessaires pour le développement de la CSP sur le plan régional. Le bouclage financier du partenariat a renforcé l'intérêt des promoteurs internationaux pour le développement de la capacité locale à fabriquer et proposer des services de soutien déclenchés par le PI MENA CSP. De plus, le programme solaire ambitieux du Maroc a été suivi de l'annonce d'objectifs de développement ambitieux dans plusieurs pays de la région.
- *Sur le plan mondial,* Noor-Ouarzazate est l'un des plus vastes projets CSP annoncés à ce jour. Il est particulièrement important du fait qu'il a attiré l'attention des concepteurs sur le potentiel du solaire dans la région MENA. La menée à bonne fin des transactions initiées dans le cadre de Noor-Ouarzazate I a montré que l'atténuation des risques commerciaux et institutionnels est possible grâce à des dispositions contractuelles adaptées, même dans les pays en développement. Noor-Ouarzazate II et III contribueront à réaliser l'objectif visé dans le cadre du PI MENA CSP, et à développer une capacité de fabrication locale dans la région afin de réduire les coûts et contribuer à la création de valeur au niveau local.

24. Afin d'améliorer et de compléter l'impact transformationnel que le Projet contribue à apporter dans son propre droit, un programme d'assistance technique est en cours d'élaboration en parallèle, qui vise à l'amélioration des capacités locales de fabrication dans la région MENA, y compris le Maroc, et à l'amélioration du cadre juridique et administratif dans la région MENA afin d'aider à mettre en œuvre des projets de CSP.

Incidence sur le développement

25. **Fiabilité accrue.** Le développement de l'énergie solaire présentera des avantages significatifs en termes de fiabilité et de sécurité de l'approvisionnement en électricité des consommateurs marocains, ce qui est l'une des principales priorités de développement du gouvernement marocain. Le CSP est une technologie d'un intérêt particulier pour les sociétés d'électricité, car elle est plus prévisible que la plupart des options d'énergies renouvelables et est celle qui propose la solution de stockage de l'énergie la plus économiquement viable ; elle est donc facile à intégrer dans les réseaux électriques conventionnels.

26. **Sécurité énergétique accrue.** Un développement plus poussé des ressources renouvelables augmentera la sécurité énergétique dans un pays qui importe 15 à 18 % de son électricité de l'Espagne et dépend à 97 % des importations. La diversité renforcera aussi la résilience du secteur énergétique face aux chocs futurs, comme les flambées du prix des combustibles fossiles ou la variabilité accrue de la production d'hydroélectricité en raison du changement climatique. Alors que la production de Noor-Ouarzazate desservira initialement la consommation locale, une part croissante de l'électricité produite dans le cadre du plan solaire du Maroc sera exportée vers l'Europe à moyen terme. À plus long terme, cette part atteindra un maximum puis diminuera au fil de la réduction des coûts de la CSP, rendant la technologie plus accessible aux marchés locaux.

27. **Développement de l'industrie locale.** Le développement à grande échelle du solaire consolidera les infrastructures industrielles et renforcera le socle d'un développement durable. Le gouvernement marocain prévoit aussi de promouvoir la fabrication locale pour augmenter la part locale dans le programme solaire. Le développement du secteur solaire au Maroc renforcera le rôle du pays en tant que leader dans le développement des énergies renouvelables dans la région. Dans ce contexte, le ministère de l'Énergie et le ministère de l'Industrie développent conjointement une offre industrielle intégrée pour le développement de l'énergie verte qui comporte essentiellement des incitations et une formation spécialisée visant à attirer des investissements locaux et étrangers dans le secteur de l'énergie renouvelable.

28. Le développement de ce projet par le biais d'un partenariat représente aussi un engagement clair de l'Etat marocain envers l'implication du secteur privé dans le programme solaire. Cela contribuera à convaincre non seulement des investisseurs étrangers, mais aussi des sociétés privées marocaines, d'accroître leur implication et d'investir dans des biens et des services favorisant l'intégration industrielle locale et la création d'emplois.

29. Afin de soutenir le PI MENA CSP et d'évaluer les avantages économiques dérivés, une étude commanditée par la Banque mondiale (Institut Fraunhofer, 2014) a analysé le potentiel de fabrication locale de composants de la CSP dans cinq pays du PI MENA CSP, à savoir l'Algérie, l'Égypte, la Jordanie, le Maroc et la Tunisie et a évalué les retombées économiques potentielles, en particulier en termes d'impact sur l'emploi et le commerce extérieur. Les résultats pour le Maroc sont présentés ci-dessous :

- ***Part moyenne de la fabrication locale dans la chaîne de valeur de la CSP :*** En supposant une capacité de CSP de 1 000 MW installée d'ici 2020 et 2 100 MW en 2025, le potentiel

total de contenu local des centrales CSP augmentera de manière constante et pourrait atteindre 45 % en 2020 et jusqu'à 52 % en 2025.

- **Impact économique sur le PIB :** Au-delà de la production d'électricité, l'impact économique du développement de la CSP au Maroc est fonction du contenu local et du niveau de la capacité CSP installée. Si une capacité de 2,1 GW de CSP est installée d'ici 2025, le bénéfice économique serait de 5,2 milliards de dollars EU. Près de 3 milliards de dollars EU proviendraient de la construction et de l'exploitation des centrales, alors que plus de 2 milliards de dollars EU proviendraient de la fabrication de composants dans la chaîne d'approvisionnement.
- **Impact sur l'emploi:** Sur la période 2010-2020, le nombre total cumulé d'emplois équivalents temps plein pour la construction, la fabrication et les activités d'exploitation et maintenance pour les centrales CSP de 1 GW atteindra 24 000. En 2025, de 26 000 à 73 000 emplois ETP peuvent être créés cumulativement au Maroc. En 2020, de 2 000 à 5 000 personnes pourraient travailler dans le secteur CSP et en 2025, de 2 000 à 10 000 personnes.
- **Impact sur le commerce extérieur :** Des impacts supplémentaires sur la création d'emploi et la croissance du PIB pourraient découler de l'exportation de composants de CSP.

30. **Bénéfices environnementaux.** Pour ce qui est des avantages environnementaux, l'électricité produite à Noor-Ouarzazate II et III devrait venir principalement se substituer à la production à partir de gaz naturel dans les TGCC, sauf pendant les premières années où une substitution du charbon et du fioul intervient également. Les avantages environnementaux locaux sont estimés à 25 millions de dollars EU (après actualisation au coût d'opportunité des capitaux publics de 5 %).

31. Ces estimations des externalités locales évitées associées à l'utilisation de combustibles fossiles sont grevées d'une certaine marge d'incertitude, compte tenu de l'absence d'études concernant les dommages pour la santé spécifiques au Maroc ; elles sont donc fondées sur les valeurs moyennes de deux études (i) utilisant la méthode de transposition d'avantages, qui extrapole les valeurs d'études de l'UE au Maroc en ajustant le PIB réel par habitant en parternariat, et (ii) s'appuyant sur les (plus faibles) coûts des dommages recensés dans l'étude sur six villes. Le coût moyen des dommages est estimé à 539 dollars EU/tonne NOx (qui est actualisé au taux de croissance du PIB par habitant), pour obtenir un coût des dommages de 0,19 cent de dollar EU/kWh.

32. **Parité homme-femme.** Parmi les indicateurs de niveau des résultats de l'ODP, le nombre des bénéficiaires directs du projet sera mesuré, en particulier le pourcentage de femmes. Il s'agit d'un indicateur clé du secteur. Pour cela, il est supposé que les consommateurs d'électricité sont en fait des ménages pour lesquels la répartition par sexe est similaire au ratio moyen hommes/femmes de la population au niveau national. Ainsi, la moyenne nationale du ratio hommes/femmes serait un indicateur de la ventilation par sexe des bénéficiaires du projet. Le programme MENA CSP d'assistance technique qui est présenté au FTP en parallèle comprenait des interventions spécifiques au sexe.

Potentiel de mise en œuvre

33. **Les politiques publiques et le cadre institutionnel** du Maroc sont très favorables au Projet. Ces dernières années, le gouvernement a fait des efforts importants pour promouvoir les énergies renouvelables, créer un cadre juridique adéquat, mettre en place une agence dédiée à l'efficacité énergétique et au développement de l'énergie renouvelable, et créer une institution spécialement dédiée à la mise en œuvre du plan solaire. La mise en œuvre du plan solaire a été confiée à MASEN, société anonyme entièrement détenue par l'État créée le 26 mars 2010 en vue de développer au moins 2 000 MW de capacité d'énergie solaire d'ici 2020. MASEN est régie par un Conseil d'administration (le Directoire) et un Conseil de surveillance.

34. L'engagement du Maroc envers une croissance à faible émission de carbone est démontré par sa forte participation à la récente Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC) et dans le respect des Conférences des parties de Cancun et de Durban avec un engagement explicite envers l'atténuation du changement climatique. Lors de la préparation des réunions des Conférences, le gouvernement du Maroc (GdM) a publié un Plan d'action national contre le réchauffement climatique qui dresse la liste des mesures d'adaptation et d'atténuation qui sont soit déjà appliquées soit en discussion dans différents secteurs.

35. Pour atteindre ces objectifs, les éléments clés de la stratégie énergétique du Maroc sont les suivants : (a) diversification et optimisation du mix énergétique en utilisant des technologies énergétiques fiables et compétitives, afin de réduire la part du pétrole à 40 % dans la consommation énergétique primaire d'ici 2030 ; (b) développement du potentiel des énergies renouvelables nationales en portant la capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à 42 % de la capacité installée d'ici 2020 ; (c) amélioration de l'efficacité énergétique pour faire des économies d'énergie de 5 % par rapport au scénario actuel d'ici 2020 et de 25 % d'ici 2030 ; (d) développement des ressources énergétiques indigènes en intensifiant les activités de prospection d'hydrocarbures et en développant les sources de pétrole non conventionnelles ; et (e) intégration du marché énergétique régional, par une amélioration de la coopération et des échanges avec le Maghreb et les pays de l'UE.

36. Le plan solaire du Maroc lancé en novembre 2009 est la pierre angulaire de la stratégie du pays en matière d'énergies renouvelables et d'atténuation du changement climatique. Ce plan de 9 milliards de dollars EU concerne la mise en service de cinq centrales de production d'électricité solaire d'ici 2020 pour une capacité totale de 2 000 MW, en commençant par le projet ambitieux du Complexe Noor-Ouarzazate structuré sous forme de partenariat public/privé (partenariat). Outre la promotion d'un développement à faibles émissions de carbone du secteur énergétique et l'amélioration de la sécurité énergétique, la mise en œuvre de ce plan stimulera la réalisation de gros investissements et améliorera la compétitivité du Maroc. Il s'agit d'un plan intégré dans le mesure où il encourage la fabrication locale, avec les activités correspondantes de formation, d'éducation et de recherche, promouvant par là même la croissance économique et contribuant à la création d'emplois.

37. Une loi privilégiant les énergies renouvelables (13-09) a été approuvée en 2010. Elle définit le cadre juridique pour la création et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle permet aux entreprises publiques et privées de concurrencer l'ONEE, l'organisme de service public, pour la production d'énergie à partir de

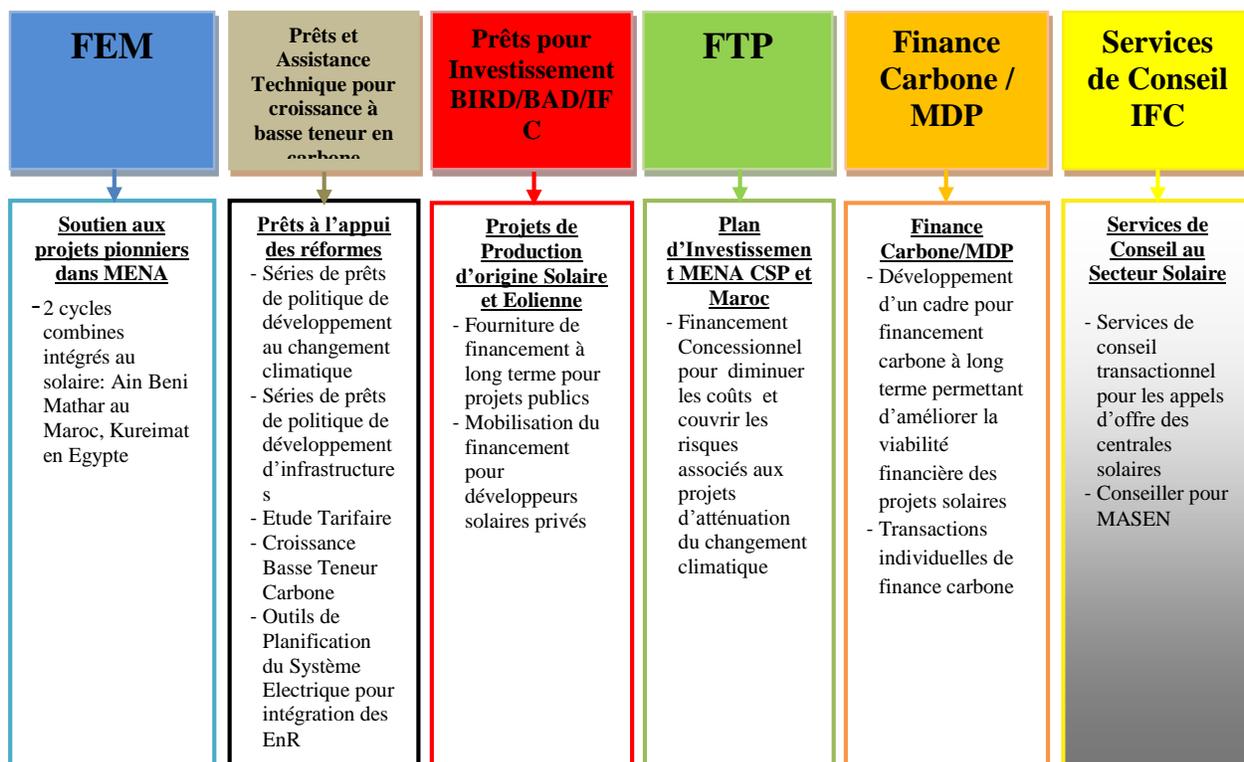
sources renouvelables et d'avoir accès au réseau de transport d'électricité détenu et exploité par l'ONEE.

38. Le gouvernement fait également d'intenses efforts pour la mise en œuvre d'une tarification des prix de l'énergie reflétant les coûts et lance des programmes d'économies d'énergie qui faciliteront la transition vers une tarification de ce type en stabilisant les dépenses d'électricité des ménages.

39. **Pérennisation de la transformation** De plus, la Banque mondiale et la Banque africaine de développement se sont engagées auprès du gouvernement à améliorer le cadre général de la politique du secteur et à proposer des réformes visant à améliorer l'environnement commercial et la pérennité financière du secteur.

40. **Effet de levier des financements nationaux publics et privés, financement carbone, FEM, co-financement bilatéral et multilatéral.** Comme illustré ci-dessous, la Banque mondiale et la BAD s'appuient sur un ensemble de mesures visant à renforcer la capacité du Maroc et à fournir les incitations adéquates pour des réformes politiques favorisant la pénétration des énergies renouvelables.

Figure A7.3 : Utilisation de divers instruments pour obtenir un impact transformationnel



41. Coordination des IFI et des bailleurs de fonds : Compte tenu de l'importance de l'énergie solaire dans le programme de développement du Maroc et dans l'atténuation du changement climatique, plusieurs IFI et bailleurs de fonds apportent leur aide au GdM pour la mise en œuvre de son plan solaire national. Des efforts considérables de collaboration et de coordination sont déjà à l'œuvre. Ce point est illustré par les diverses sources de financement annoncées pour Noor-Ouarzazate II & III.

42. **Effet multiplicateur:** Le FTP engendre un financement supplémentaire de 1 374 millions de dollars EU provenant de la KfW, la BIRD, la BEI, la BAD, la FIV et l'AFD. L'effet de levier est de 1 sur 11,7.

Additionalité du FTP

43. Les prêts du FTP et de la BAD/Banque mondiale sont indispensables pour améliorer la pérennité financière du Projet. En l'absence de fonds du FTP, les surcoûts de production du CSP par rapport au charbon (l'avenir des exportations d'électricité étant encore incertain pour Noor-Ouarzazate II et III) accroîtraient la pression sur les subventions fiscales ou la mise à contribution des consommateurs d'électricité dans le cas improbable où les surcoûts seraient répercutés sur les consommateurs. De plus, les fonds du FTP permettraient aussi à MASEN de prendre des risques calculés plus importants et de faire des avancées substantielles, lorsque les limites sont repoussées en termes de développement au-delà de ce que les entreprises privées sont prêtes à assumer.

44. L'impact direct du FTP devrait être important et représenter environ 10 à 15 % de la dette concessionnelle. Si le prêt du FTP était consenti aux conditions du marché (7 %), le taux moyen d'intérêt des prêts des IFI serait plus que doublé, passant de 1 % à 2,6 %.

Etat de préparation

45. MASEN a déjà présélectionné 4 consortiums très expérimentés pour les projets. Trois de ces consortiums soumettent leurs propositions pour les deux projets et le dernier ne se porte candidat que pour l'un d'entre eux.

46. MASEN a émis une demande de propositions techniques en décembre 2013 dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres en deux étapes visant à englober les deux centrales dans un même processus d'appel d'offres. La clôture financière est prévue pour avril 2015. La construction de la centrale pourrait alors commencer et la mise en service pourrait être envisagée au cours du second semestre de 2017.