

MENA CSP KIP : Assistance au déploiement d'un programme CSP en Tunisie

Phase II : assistance au montage d'un projet CSP à Beni Mhira

Etudes des modèles contractuels envisageables, analyse économique et financière, évaluation des impacts socio-économiques locaux et plan d'actions pour le déploiement du projet

Rapport final

Date : 31/03/2020



Tables des matières

Tables des matières	3
Liste des figures.....	5
Liste des tableaux	6
1. Résumé exécutif	8
2. Contexte de l'assistance technique	16
3. Introduction.....	17
4. Rappel des configurations techniques étudiées.....	21
4.1. Centrales CSP - PTC.....	21
4.2. Centrales CSP - Tour.....	22
4.3. Centrales PV avec stockage	22
4.4. Centrales hybrides CSP + PV	23
4.5. Coûts de raccordement et de renforcement	24
5. Analyse comparative des modèles contractuels envisageables.....	25
5.1. Rappel de la réglementation et cadre normatif tunisien.....	25
5.2. Analyse des principaux risques.....	29
5.3. Présentation des modèles contractuels envisageables	33
5.4. Synthèse.....	42
6. Analyse économique	47
6.1. Hypothèses et scénarios.....	47
6.2. Configurations techniques étudiées	49
6.3. Résultats de l'analyse	49
6.4. Principales conclusions de l'analyse	55
7. Analyse financière	56
7.1. Introduction	56
7.2. Hypothèses de l'analyse	56
7.3. Principales conclusions de la consultation des institutions financières internationales	58
7.4. Plan de financement	60
7.5. Résultats et analyse des scénarios du modèle	64
8. Analyse des bénéfices socio-économiques locaux.....	68

8.1. Principe de la modélisation et principales hypothèses.....	68
8.2. Chaîne de valeur du CSP et du positionnement des acteurs locaux.....	71
8.3. Quantification des bénéfices socio-économiques attendus	74
8.4. Mesures possible pour favoriser la participation des acteurs locaux aux futurs projets CSP en Tunisie.....	78
8.5. Le recours aux exigences de contenu local dans les appels d’offres pour garantir les bénéfices socio-économiques	79
9. Processus, plan d’actions et calendrier indicatif pour la mise en œuvre du projet de Beni Mhira.....	80
9.1. Institutions tunisiennes impliquées dans le projet.....	80
9.2. Etapes et facteurs clés pour de déploiement du projet	82
9.3. Préparation et conduite de l’appel d’offres	84
9.4. Calendrier indicatif pour la préparation et le déploiement du projet	91
Annexe A - Mécanismes de financement et de support au niveau national et international.....	92
Analyse des mécanismes de financement disponibles au niveau national.....	93
Annexe B - Exemples de projets développés en maîtrise d’ouvrage privée.....	95
Centrales solaires PV en Tunisie.....	95
Développement de projet solaire au Maroc –Masen	96
Exemple du projet de parc éolien au lac de Turkana (Kenya).....	101
Annexe C - Guide d’utilisation du modèle financier.....	103
Les types d’onglets.....	103
Logique du modèle	104
Utilisation du modèle	105

Liste des figures

Figure 1 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035	10
Figure 2 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035	19
Figure 3 : Schéma du montage concessif avec financement privé	38
Figure 4 : Schéma du montage concessif avec financement public	40
Figure 5 : Schéma du montage concessif avec un financement privé et un financement public.....	41
Figure 6 : Sensibilité de la VAN et du TRIE en fonction de la capacité et de la durée de stockage	51
Figure 7 : Sensibilité de la VAN et du TRIE en fonction de la technologie considérée	52
Figure 8 : Sensibilité de la VAN et du TRIE à l'évolution du prix de gaz naturel.....	53
Figure 7 : Principe de la modélisation des impacts socio-économiques	69
Figure 10 : Décomposition des coûts d'investissement dans un projet CSP (Source : Fraunhofer, EY).....	72
Figure 11 : Emplois soutenus par une centrale CSP cylindro-parabolique avec 7 heures de stockage pour des capacités allant de 100 à 400 MW (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY).....	74
Figure 12 : Emplois soutenus par une centrale CSP cylindro-parabolique de 200 MW pour différentes durées de stockage (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)	75
Figure 13 : Emplois soutenus par une centrale de 100 MW avec 10 heures de stockage, pour différentes technologies (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY).....	76
Figure 14 : Répartition des emplois soutenus en emplois directs et emplois directs et induits pour une centrale CSP cylindro-parabolique (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY).....	77
Figure 15 : Répartition des emplois soutenus par secteur de l'économie tunisienne pour une centrale CSP cylindro-parabolique (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY).....	77
Figure 16 : Schéma des étapes de la procédure de passation des concessions IPP (décret n°96-1125.....	86
Figure 17 : Calendrier indicatif du projet	91
Figure 18 : Activation d'un scénario dans le modèle financier	105
Figure 19 : Activation d'un scénario à partir du raccourci Ctrl + E	106
Figure 20 : Activation des calculs et contrôle du modèle.....	106

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques techniques des configurations CSP – PTC étudiées (source : Fraunhofer).....	21
Tableau 2 : Caractéristiques techniques des configurations CSP à tour étudiées (source : Fraunhofer).....	22
Tableau 3 : Caractéristiques techniques des configurations PV avec stockage étudiées (source : Fraunhofer).....	23
Tableau 4 : Caractéristiques techniques des configurations hybrides CSP-PV étudiées (source : Fraunhofer).....	23
Tableau 5 : Coûts de raccordement de la centrale et de renforcement du réseau (STEG, 2019).....	24
Tableau 6 : Tableau d’allocations des risques selon le schéma choisi	45
Tableau 7 : Analyse comparative des différents modèle contractuels envisageables	46
Tableau 8 : Coûts de raccordement de la centrale et de renforcement du réseau (source : STEG).....	48
Tableau 9 : Hypothèses techniques relatives à la technologie TGCC (source : confère tableau).....	48
Tableau 10 : Hypothèses d’évolution du prix du gaz naturel en Tunisie (source : AIE, STEG).....	48
Tableau 11 : Résultats de l’analyse économique pour les options CSP (parabolique et à tour)	49
Tableau 12 : Résultats l’analyse économique pour les options PV avec stockage et hybride	50
Tableau 13 : EIRR (%) d’une projet CSP de 200 MW en fonction du facteur de charge moyen TGCC considéré ..	54
Tableau 14 : EIRR (%) du projet en fonction du prix du CO2 considéré	54
Tableau 15 : Facteur de capacité moyen annuel de production du solaire CSP et solaire PV (optimisation Fraunhofer)	57
Tableau 16 : Structure tarifaire appliquée au modèle.....	58
Tableau 17 : Caractéristiques des dettes bancaires	61
Tableau 18 : Plan de financement.....	62
Tableau 19 : CMPC des plans de financement.....	62
Tableau 20 : Hypothèses fiscales, économiques et comptables.....	63
Tableau 21 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public.....	64
Tableau 22 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public.....	64
Tableau 23 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement/raccordement) - Financement public.....	64
Tableau 24 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public.....	65
Tableau 25 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé	65
Tableau 26 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé.....	65
Tableau 27 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé	66
Tableau 28 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé	66
Tableau 29 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé	66
Tableau 30 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé.....	67
Tableau 31 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement et raccordement) – Fi.public / privé	67
Tableau 32 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) – Fi.public / privé.....	67
Tableau 33 : Opportunités et niveau d’intégration locale identifiés	73
Tableau 34 : Identification des principales études techniques complémentaires à réaliser	82
Tableau 35 : Principales décisions nécessaires relatives au projet de Beni Mhira	84

Tableau 36 : Synthèse des principales caractéristiques de l'appel d'offres restreint.....	87
Tableau 37 : Critères de qualification (AOP).....	87
Tableau 38 : Synthèse des acteurs publics impliqués dans le cadre de l'appel d'offres.....	88
Tableau 39 : Critères d'évaluation (AOR).....	88

1. Résumé exécutif

Le paysage énergétique tunisien se caractérise actuellement par une prépondérance des combustibles fossiles, dont une grande partie est aujourd'hui importée. La baisse de la production nationale d'hydrocarbures conjuguée à une augmentation importante de la demande en énergie primaire contribue à accentuer le déficit du bilan énergétique national. Par ailleurs, la demande d'électricité nationale connaît depuis plusieurs années une forte croissance. Les énergies renouvelables représentent une solution intéressante pour répondre à ces enjeux, en valorisant des ressources naturelles locales, en favorisant l'indépendance énergétique du pays et en contribuant à l'atteinte des objectifs climatiques nationaux.

Dans ce contexte, le Gouvernement Tunisien s'est engagé depuis plusieurs années dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Afin de fixer les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'échelle nationale, les autorités tunisiennes ont lancé le Plan Solaire Tunisien (PST), qui prévoit d'atteindre 30% de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables d'ici 2030.

Rappel des objectifs et principaux résultats de la première phase d'assistance technique

Une première phase d'assistance technique du programme MENA CSP KIP a été lancée en 2017, avec pour objectifs de réaliser une analyse prospective de mix électrique de la Tunisie et d'évaluer dans quelle mesure la technologie CSP pourrait contribuer au développement d'un système électrique à moindre coût et répondant aux objectifs renouvelables nationaux. La modélisation conduite dans le cadre de cette première phase avait permis d'aboutir à plusieurs résultats notables.

D'abord, dans la majorité des scénarios envisagés, le solaire CSP était sélectionné comme une technologie pertinente dans un système électrique à moindre coût, avec la mise en service d'une capacité d'environ 250 MW dès 2025. L'analyse avait par ailleurs confirmé l'intérêt de cette technologie à plus long terme, avec la mise en service de 440 MW à 880 MW à horizon 2035, dans la plupart des scénarios étudiés. Il est intéressant de noter que les résultats qui avaient été obtenus suite à cette analyse étaient cohérents avec l'objectif national tunisien de développer 450 MW de CSP à horizon 2030.

Par ailleurs, l'analyse avait montré que le solaire CSP pourrait assurer 8 à 15% de la production d'électricité tunisienne en 2035, selon les scénarios considérés. Selon ces résultats, le CSP était classé troisième fournisseur d'électricité après les cycles combinés et l'éolien terrestre. Dans la plupart des scénarios, la taille du stockage (en heures) obtenue se situait en moyenne entre 4 et 8 heures.

Enfin, les analyses de sensibilité effectuées dans le cadre de cet exercice avaient alors montré que le développement du CSP dans le système dépendait principalement de deux paramètres : le coût de la technologie CSP et le niveau d'augmentation de la demande. Dans le cas d'une forte baisse des coûts du CSP, la capacité installée pour cette technologie pouvait alors atteindre 1 300 MW en 2035. De la même manière, une augmentation accrue de la demande en électricité pourrait renforcer le développement du CSP dans le pays.

Cette première phase avait donc permis de démontrer le rôle clé du CSP dans un mix électrique optimal à horizon 2035. En effet, le solaire CSP présente de nombreux atouts pour la Tunisie grâce à son système de stockage qui le rend pilotable et capable de produire aussi bien en journée que le soir, après le coucher du soleil, pour répondre au mieux à la demande nationale en électricité. Grâce à sa flexibilité, le CSP constitue également une technologie capable de répondre aux enjeux liés à l'augmentation des sources d'énergie intermittentes dans le mix électrique. Enfin, en tant que source d'énergie renouvelable, le CSP permettrait de valoriser les ressources solaires locales, disponibles en abondance en Tunisie, et contribuerait ainsi à la sécurité énergétique du pays.

Lancement d'une seconde phase d'assistance technique visant le développement d'un premier projet solaire pilotable en Tunisie

Suite à cette première phase d'assistance technique, le gouvernement Tunisien a pris la décision d'avancer dans sa réflexion en étudiant les différentes options possibles pour concrétiser ses orientations stratégiques. Cette volonté a conduit au lancement d'une seconde phase d'assistance technique, initiée en 2018.

Il est à noter que les travaux réalisés récemment dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique ont permis d'identifier le site de Beni Mhira, dans la région de Tataouine, comme site potentiel privilégié pour le développement d'un premier projet CSP en Tunisie. Il convient également de préciser que, compte tenu des évolutions technologiques et données de marchés récentes, des configurations techniques consistant en une hybridation de la technologie CSP avec une technologie PV et/ou du stockage par batteries sont également étudiées dans le contexte de cette analyse.

Le site de Beni Mhira ayant désormais été identifié, l'objectif des travaux actuels est d'effectuer des investigations plus approfondies permettant de déterminer les caractéristiques techniques, contractuelles et financières optimales pour le projet.

Synthèse des objectifs et résultats de l'analyse technique

Dans le cadre de cette seconde phase, les experts de l'institut Fraunhofer ont effectué une analyse technique approfondie couvrant les deux aspects suivants :

- ▶ Analyse prospective du mix électrique tunisien afin d'identifier le scénario optimal de développement des capacités et de déterminer le rôle potentiel du CSP et des autres technologies solaires pilotables dans un mix optimal (mise à jour de l'analyse conduite dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique),
- ▶ Analyse des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira, couvrant les technologies parabolique et à tour, ainsi que les options hybrides CSP-PV et solaire photovoltaïque avec stockage batterie.

Le détail des objectifs, de l'approche, des résultats et conclusions obtenus dans le cadre de cette analyse technique est présenté dans le rapport séparé dédié.

L'analyse prospective du mix électrique tunisien effectuée constitue une mise à jour de l'analyse réalisée dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique, visant à refléter certaines tendances et évolutions observées depuis 2018 (baisse du coût de certaines technologies, évolutions des projections de prix du gaz naturel, etc.). Comme pour les travaux de la phase 1, l'analyse prospective du mix électrique tunisien est basée sur une modélisation du système électrique optimisant les coûts globaux du système, pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035. Dans cette modélisation, plusieurs scénarios et sensibilités ont été analysés afin de déterminer la combinaison optimale de capacités pour la Tunisie. Cette analyse a permis d'aboutir aux principales conclusions suivantes.

Les technologies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, CSP) bénéficient de coûts décroissants et de niveaux de ressources attractifs en Tunisie. Elles sont, de plus, compétitives avec la technologie cycle combiné (*Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*). En effet, le coût complet de l'électricité (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*) de la technologie CCGT devrait augmenter progressivement de 70 \$/MWh en 2020 à 90 \$/MWh en 2035, en lien avec l'augmentation des prix du gaz naturel. Par conséquent, les résultats du modèle montrent un fort développement des technologies renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2035 dans tous les scénarios étudiés.

Dans la plupart des scénarios, la technologie solaire CSP atteint entre 600 et 1 800 MW en 2035, avec un stockage thermique de longue durée. Les résultats obtenus pour les scénarios qui ne limitent pas la part des énergies renouvelables à 30% en 2030 (objectif tel qu'envisagé dans le Plan Solaire Tunisien) montrent que, entre 2025 et 2030, la technologie solaire CSP est plus compétitive que la technologie CCGT pour fournir une énergie pilotable et couvrir la demande en soirée et pendant la nuit.

Les capacités CSP sont installées dans la partie sud du pays par le modèle en raison des niveaux de ressource solaire élevés dans cette région, ce qui est cohérent avec la sélection de Beni Mhira comme site privilégié pour le développement d'un premier projet solaire CSP dans le pays.

Le solaire photovoltaïque, l'éolien et le solaire CSP doivent être exploités conjointement afin d'utiliser de manière optimale la capacité disponible du réseau. Pendant les heures de forte production photovoltaïque et éolienne, l'énergie produite par le solaire CSP peut être transférée vers le stockage d'énergie thermique. Cette énergie thermique sera ensuite utilisée pour fournir de l'électricité pendant la soirée et la nuit, lorsque la production photovoltaïque n'est pas disponible. Cette complémentarité entre le solaire CSP et le photovoltaïque pourrait également offrir une opportunité pour une solution hybride CSP-PV optimale.

Limiter la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à 30 % en 2030 induit un coût global du système plus élevé en comparaison des scénarios pour lesquels une croissance plus rapide de la part d'énergies renouvelables est possible. Les coûts globaux du système en 2030 sont de 6 à 9 % plus élevés dans les cas où les énergies renouvelables sont limitées à 30 %, par rapport aux scénarios où la part des énergies renouvelables atteint 50 à 60 %. L'expansion des énergies renouvelables entraîne une réduction de 40 à 50 % de la consommation de gaz naturel en 2035 par rapport à 2025. Ces économies de gaz naturel sont le principal facteur de réduction des coûts globaux du système par rapport aux scénarios dans lesquels la part des énergies renouvelables est limitée en 2030.

Il est intéressant de noter que, alors que dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique l'objectif de 30% d'électricité renouvelable en 2030 était perçu comme un objectif ambitieux et non optimal d'un point de vue du coût global du système, cet objectif de 30% constitue désormais une limite à un développement plus important des sources d'énergie renouvelables permettant de réduire le coût global du système.

Sur la base des résultats du modèle et des principales conclusions ci-dessus, le plan d'expansion suivant pour le système électrique tunisien jusqu'en 2035 est proposé. Conformément aux résultats de la modélisation, ce plan représente une combinaison intéressante de technologies renouvelables et conventionnelles susceptibles d'offrir un coût global optimal pour le système. Un autre avantage clé de ce plan d'expansion est la diversité des technologies sur lesquelles il repose, rendant ainsi le système tunisien plus résilient aux futurs aléas.

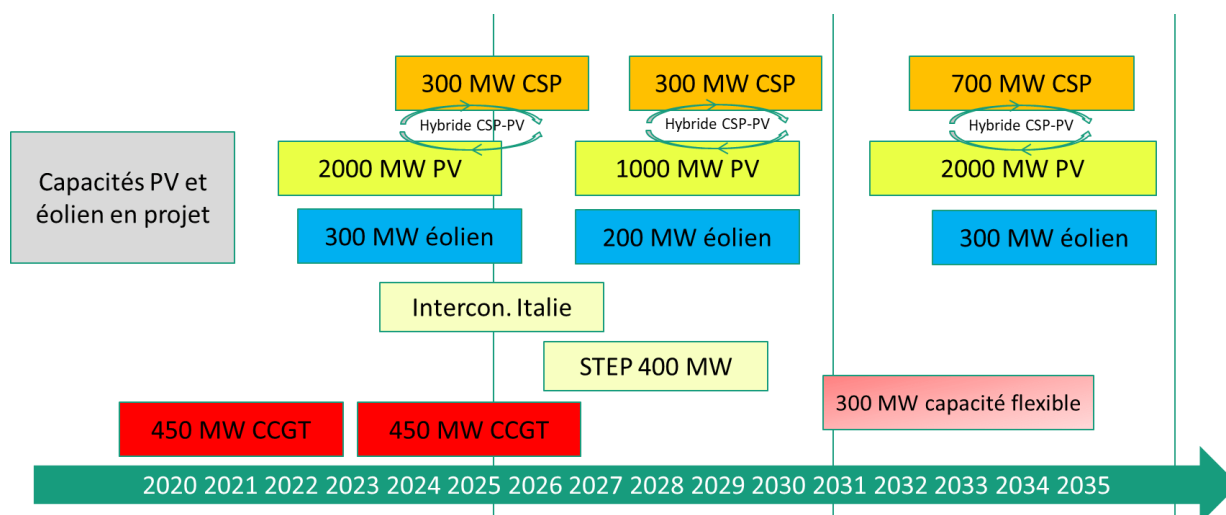


Figure 1 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035

L'évaluation des configurations techniques envisageables couvre trois technologies solaires : le solaire CSP avec stockage d'énergie thermique (cylindro-parabolique et à tour), la technologie hybride CSP-PV, et la technologie photovoltaïque avec système de stockage par batterie. L'analyse a permis de déterminer les CAPEX, OPEX et la production d'énergie attendue pour chaque configuration de centrale. Ces résultats sont utilisés comme données d'entrée pour l'analyse économique et financière présentée dans ce rapport, en particulier pour déterminer le coût complet de l'électricité attendu de la centrale.

Parmi les trois technologies évaluées, le photovoltaïque avec stockage d'énergie par batterie s'est avéré le moins optimal, car ces systèmes sont actuellement trop chers et non adaptés à des durées de

stockage importantes. Néanmoins, cela ne signifie pas que les batteries n'ont pas d'intérêt pour la Tunisie à horizon 2035. En effet, le stockage batterie présente un intérêt certain pour l'équilibrage courte durée du réseau et la fourniture d'autres services comme le réglage de fréquence ou de tension. Or, le modèle utilisé réalise une optimisation du système sur la base d'un pas horaire. Par conséquent, les fluctuations très court terme (de l'ordre de la seconde ou de la minute) qui pourraient être gérées grâce à ce type de stockage, ne sont pas perceptibles dans cet exercice. Les technologies CSP et hybrides CSP-PV pourraient potentiellement représenter une solution compétitive.

Pour la mise en place d'une première centrale solaire pilotable en Tunisie, l'appel d'offres devrait permettre aux soumissionnaires de proposer des solutions d'optimisation, notamment sur les paramètres suivants :

- ▶ Le choix de la technologie de production de l'énergie (CSP, hybride CSP-PV, solaire PV),
- ▶ Le choix de la technologie de stockage de l'énergie (stockage thermique ou stockage par batteries),
- ▶ Dans le cas où la technologie CSP serait retenue, le choix du type de capteur (cylindro-parabolique, héliostat) et du fluide caloporteur utilisés,
- ▶ Le cas échéant, la façon dont l'électricité produite par le photovoltaïque est utilisée en interne à la centrale.

En effet, les résultats d'appel d'offres récents (par exemple Noor-Midelt I au Maroc) montrent que le coût complet de l'électricité pourrait être optimisé significativement en laissant ces choix ouverts aux soumissionnaires pendant la phase d'appel d'offres, par rapport à un appel d'offres avec une solution prédéfinie.

D'autre part, afin de donner un cadre d'optimisation aux soumissionnaires, il serait important de clarifier la capacité maximale à raccorder au réseau, le profil de demande et de production attendu du projet, la superficie de terrain et les ressources en eau disponibles, ainsi que la structure tarifaire attendue.

Contenu du présent rapport

Le présent rapport couvre l'analyse économique et financière du projet de Beni Mhira et présente les résultats des analyses menées sur les aspects suivants :

- ▶ Etude des options contractuelles et modes de financement pour la réalisation du projet, analyse des principaux avantages, limites et risques des schémas envisageables.
- ▶ Analyse économique et financière des configurations techniques possibles, permettant de déterminer la rentabilité économique ainsi que le LCOE et le tarif potentiels du projet.
- ▶ Analyse de l'implication potentielle des acteurs locaux tunisiens dans le projet et évaluation des retombées socio-économiques locales.
- ▶ Plan d'action et calendrier indicatif pour le déploiement du projet.

Etudes des options contractuelles

Dans un schéma de maîtrise d'ouvrage publique (avec conclusion d'un contrat EPC), les coûts de financement sont en général plus faibles que dans un schéma en maîtrise d'ouvrage privée qui voit la mobilisation de fonds propres de partenaires privés appelant une rémunération plus importante et un coût de la dette plus élevé.

Toutefois, cet avantage facial masque les risques que fait peser la maîtrise d'ouvrage publique sur la personne publique, alors que ceux-ci sont transférés au secteur privé dans les autres montages. Le recours à une maîtrise d'ouvrage privée se justifie donc par une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé supérieure au surcoût de financement induit par la conclusion de ce type de contrat.

Le recours à une maîtrise d'ouvrage privée se justifie donc par une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé supérieure au surcoût de financement induit par la conclusion de ce type de contrat. En particulier, le recours à une maîtrise d'ouvrage privée doit permettre :

- ▶ Le partenaire privé supporte les risques techniques ;

- ▶ Permet un transfert de compétence vers le public ;
- ▶ Permet de mieux garantir les coûts et délais d'un projet ;
- ▶ via les contrats globaux et de long terme, organise la maintenance de long terme des infrastructures¹

Les termes du contrat de concession (dont les principaux éléments qu'il doit contenir sont définis au titre de la loi 2015-012) garantissent à l'Etat et ses représentants la maîtrise et le contrôle nécessaire pour assurer le bon déroulement du projet.

Les résultats de l'analyse et les discussions menées au cours de l'étude, notamment via la consultation des principaux bailleurs de fonds internationaux actifs en Tunisie, ont permis d'identifier le schéma basé sur une maîtrise d'ouvrage privée (IPP) comme le schéma privilégié compte tenu du contexte et des enjeux actuels en Tunisie.

Compte tenu de la taille et de l'investissement potentiels du projet, ce schéma apparaît en effet comme celui le plus approprié en termes d'allocation des risques et donc de faciliter le financement du projet.

Tout en restant dans un schéma de maîtrise d'ouvrage privé en faisant appel à un producteur indépendant d'énergie (IPP), plusieurs schémas de financement restent envisageables. Le financement peut être soit sécurisé par l'entité privée (schéma de financement classique, soit par l'autorité publique (comme MASEN au Maroc) ou encore faire l'objet d'un financement à la fois par le public et par le privé (*blended finance*, voir l'exemple de la centrale éolienne du lac Turkana à cet égard dans le rapport).

Ces trois schémas de financement présentent les avantages et limites suivantes :

	Avantages	Limites
Schéma 1 : Montage concessif avec financement privé	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Le partenaire privé supporte les risques techniques ▶ Permet de mieux garantir les coûts et délais d'un projet 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Coûts de financement privé plus élevés ▶ Transfert de compétence vers le public plus limité que dans les autres schémas
Schéma 2 : Montage concessif avec un financement apporté par une entité publique	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Coûts de financement publics plus attractifs ▶ Permet un transfert de compétence vers le public 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Obère les capacités du public à financer d'autres projets à caractère plus social ▶ Importante capacité de suivi requise pour l'Etat ▶ Fait reporter la charge de la structuration financière sur la puissance publique ▶ La STEG est exposée au risque de défaut de la SPV pour le remboursement de la dette, atténué par les suretés apportées
Schéma 3 : Montage concessif avec un financement privé et un financement public	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Implication du public dans le financement avec un alignement des intérêts publics et privés et une réduction du CMPC ▶ Permet un transfert de compétence vers le public ▶ Partage des risques 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Gouvernance plus difficile avec le nombre important de parties prenantes ▶ Dans le cas où la STEG serait actionnaire du projet, difficulté pour la STEG de dissocier son rôle d'actionnaire et son rôle d'autorité délégante, pouvant être atténuée par des mécanismes de gestion de conflit d'intérêt

¹ Ceci est également possible dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage publique avec un contrat de sous-traitance de la maintenance sur le long terme mais crée un risque supplémentaire d'interface

Analyse économique et financière

L'analyse économique du projet de Beni Mhira par rapport à un cas de référence consistant en la mise en place d'une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC), a permis de conclure que, selon la capacité et la technologie retenues, le projet pourrait représenter une solution compétitive pour la production d'une électricité pilotable et renouvelable. A titre d'illustration, dans le cas d'une technologie CSP cylindro-parabolique, la compétitivité avec la technologie TGCC serait atteinte à partir d'une capacité d'environ 200 MW. Une solution hybride, combinant 100 MW de CSP cylindro-parabolique avec 100 à 150 MW de PV, serait également compétitive.

Les résultats de l'analyse permettent de montrer que, dans l'ensemble des cas étudiés, la technologie CSP cylindro-parabolique pourrait s'avérer plus compétitive que la technologie CSP à tour. Par ailleurs, une solution PV avec stockage batteries n'apparaît pas comme compétitive pour des durées de stockage importantes. On constate également que la durée de stockage considérée pour les projets CSP n'influence que marginalement la rentabilité économique du projet, notamment pour les capacités étudiées les plus faibles (100 et 200 MW). Enfin, il convient de noter que, selon l'évolution future des prix du gaz naturel, la compétitivité des technologies CSP et hybride CSP-PV pourrait significativement être renforcée ou altérée.

L'analyse financière a permis de déterminer les tarifs pondérés et LCOE pour les différentes configurations techniques envisagées, en fonction du montage financier considéré. Ces informations ont été calculées à l'aide d'un modèle financier développé spécifiquement pour les besoins de l'assistance technique. Les LCOE obtenus sur la base de cette analyse, dans le cas d'un schéma de type IPP avec financement porté par l'entité privée, sont donnés en centimes d'USD par kWh dans le tableau ci-dessous :

Capacité (MW)	100		200		300		400	
Technologie CSP	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Stockage (h)								
4	11,2	11,7	10,5	11,3	9,5	10,6	9,0	10,2
7	11,0	11,5	10,3	11,0	9,3	10,3	8,9	10,0
10	10,9	11,4	10,3	10,9	9,3	10,2	8,9	9,9

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	11,1
PV avec batteries	0	300	100	7	12,8
PV avec batteries	0	350	100	10	14,4
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	9,7
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	9,6
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	9,8

Les résultats de l'analyse financière présentés dans la section 7 de ce rapport montrent qu'un financement public du projet conduirait à des tarifs 1,5 à 2,0 cts USD/kWh plus faibles que pour un financement privé, selon la configuration technique étudiée. Dans le cas d'un financement mixte public/privé, les tarifs obtenus seraient environ 0,6 à 0,8 cts USD/kWh plus faibles que pour un financement privé.

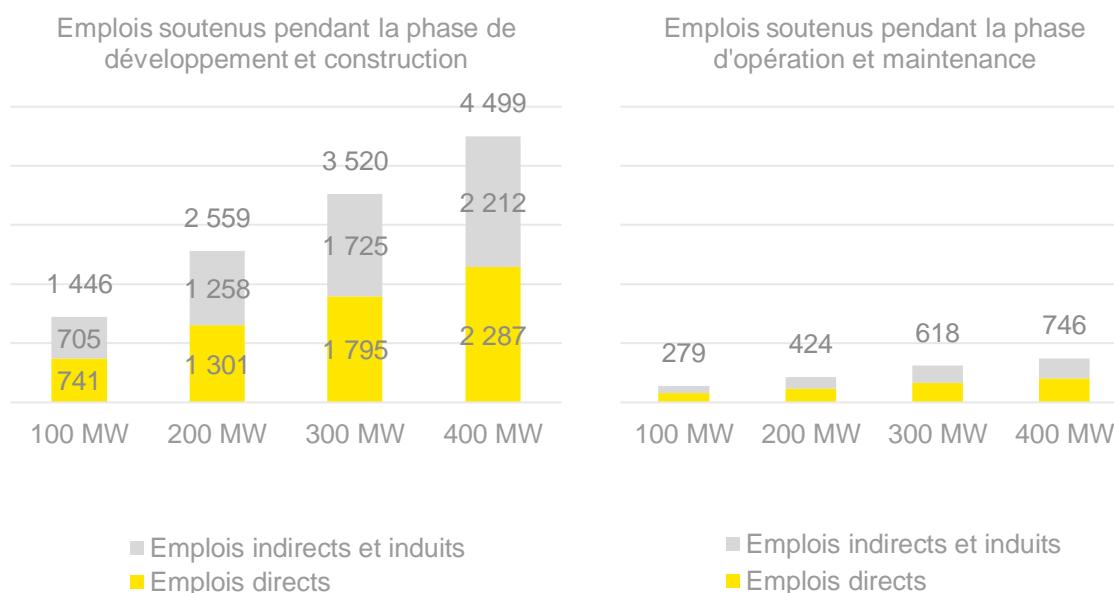
Les résultats obtenus mettent en évidence un LCOE plus compétitif dans le cas d'une centrale CSP cylindro-parabolique d'une capacité installée de 400 MW et d'une capacité de stockage de 7 ou 10 heures. Ces résultats devront être confortés dans le cadre de l'appel d'offres qui sera lancé. Le caractère non contraignant technologiquement de l'appel d'offres envisagé permettra de s'assurer que la solution proposée par les candidats est la plus optimale techniquement par rapport aux besoins économiques exprimés.

Cela s'explique principalement par les économies d'échelle obtenues en augmentant la taille du projet et par la production d'une électricité à coût marginal faible obtenue grâce à l'augmentation de la taille du stockage. Ils permettent également de constater que, pour une capacité raccordée plus faible de 100MW, l'hybridation du CSP avec la technologie PV permettrait d'optimiser significativement le coût

moyen de l'électricité produite par rapport à une capacité identique basée sur une solution CSP uniquement.

Evaluation des retombées socio-économiques locales potentielles

Les résultats de l'analyse montrent que la mise en place d'un projet offre un potentiel d'implication des acteurs locaux et de retombées socio-économiques locales significatif. Le graphique ci-dessous présente les emplois locaux soutenus en moyenne pendant la phase de développement et construction du projet, puis pendant sa phase d'opération et maintenance². Les résultats se répartissent en emplois directs d'une part, et en emplois indirects et induits, d'autre part. Les graphiques ci-dessous présentent les résultats pour une technologie cylindro-parabolique, avec un stockage de 7 heures, pour différentes capacités : 100, 200, 300 et 400 MW.



Par exemple, une centrale CSP cylindro-parabolique de 100 MW pourrait soutenir en moyenne 741 emplois directs pendant son développement et sa construction. Une centrale de 200 MW de même technologie et même durée de stockage soutiendrait quant à elle 1 301 emplois en moyenne. On constate également qu'un projet CSP serait susceptible de soutenir de manière indirecte de nombreux emplois : environ 700 emplois pour une centrale de 100 MW et environ 1 250 emplois pour une centrale de 200 MW.

Pendant la phase d'exploitation et maintenance, une centrale de 100 MW soutiendrait 153 emplois directs en moyenne, contre 230 emplois directs pour une centrale de 200 MW. De nombreux emplois seraient également soutenus de manière indirecte pendant toute la durée d'opération et maintenance de la centrale : environ 120 emplois indirects et induits seraient soutenus par un projet de 100 MW, et environ 200 emplois pour un projet de 200 MW.

Concernant la répartition sectorielle de ces emplois, on constate que les sociétés du secteur tertiaire, actives dans la prestation de services, la réalisation des études techniques, de l'ingénierie ou fournissant des services financiers et d'assurances, bénéficieraient en priorité des emplois soutenus par le projet. Une partie importante des emplois serait également générée dans le secteur de la construction (travaux de génie civil, construction de la centrale) et de la métallurgie (notamment fabrication de structures métalliques). L'industrie des câbles et composants électriques bénéficierait également d'un soutien significatif.

² La modélisation socio-économique réalisée permet d'évaluer les emplois soutenus et non créés par le projet, car ces emplois pourraient potentiellement être soutenus par une autre activité en l'absence du projet étudié. Plus de détails sur les définitions et hypothèses de l'analyse socio-économique sont disponible en section 8 de ce rapport.

Au-delà du positionnement des acteurs Tunisiens dans le contexte spécifique du projet de Beni Mhira, il est important de signaler le potentiel de développement et de diversification des compétences locales que représente un tel projet. Ce renforcement de capacité pourrait potentiellement permettre aux acteurs locaux Tunisiens de se positionner au-delà du marché Tunisien sur des projets et marchés internationaux, offrant ainsi un potentiel d'exportation de biens et de savoir-faire.

Plan d'action et calendrier indicatif pour le déploiement du projet

Les retours d'expérience disponibles pour les projets CSP existants montrent que la mise en service d'un premier projet en Tunisie en 2026 nécessiterait de lancer l'appel d'offres du projet au cours de l'année 2021. Or, le lancement de l'appel d'offres sera conditionné à la réalisation en amont de plusieurs tâches importantes, qui devront être initiées rapidement :

- ▶ Réalisation d'études techniques complémentaires, notamment la mise en place d'une station météorologique sur le site permettant l'acquisition d'une année complète de données de DNI. Ces études s'étaleront sur une durée de 1 an minimum (une année complète de mesure de DNI étant nécessaire) et devront donc être initiées dès début 2020.
- ▶ Discussions approfondies avec l'ensemble des bailleurs de fonds pouvant être impliqués sur le projet. L'objectif de ces discussions sera de présenter les avancées du projet, d'évaluer l'intérêt de ces institutions vis-à-vis du projet et leur volonté de s'impliquer et, in fine, d'obtenir leur accord sur le principe de financement public et/ou privé du projet.
- ▶ Validation officielle du site de Beni Mhira comme lieu d'implantation d'un premier projet CSP, et prise de décisions quant à la structure contractuelle et la stratégie de mise en œuvre du projet. Ces décisions sont essentielles pour permettre aux candidats d'avoir une visibilité suffisante sur les caractéristiques techniques, commerciales et juridiques du projet et de préparer une réponse à l'appel d'offres cohérente avec les attentes et les besoins de la Tunisie.

Suite à la réalisation de ces tâches, l'initiation mi-2021 d'un appel d'offres en deux phases, incluant une étape de présélection des candidats, pourrait potentiellement permettre d'aboutir à l'attribution définitive du projet fin 2022.

2. Contexte de l'assistance technique

La Banque mondiale et la Banque Africaine de Développement (AfDB), avec d'autres bailleurs de fonds, incluant la Banque Européenne d'Investissement (BEI), l'Agence Française de Développement (AFD), le Gouvernement Allemand et la Commission Européenne (CE), ont travaillé ensemble à l'accélération du développement du solaire à concentration (*Concentrated Solar Power - CSP*) en région Moyen-Orient et Afrique du Nord (*Middle East & North Africa, MENA*), en faisant appel au financement concessionnel délivré par le Fonds pour les Technologies Propres (*Clean Technology Fund, CTF*) et à d'autres sources de financement publiques et privées.

Le programme du CTF MENA CSP *Investment Plan* (IP), créé en 2009, avait pour objectif de mobiliser 5,6 milliards de dollars (incluant 750 millions de fonds propres du CTF) pour accélérer le déploiement des projets CSP au Maroc, en Egypte, en Tunisie, en Jordanie, et possiblement dans d'autre pays comme l'Algérie et la Libye. Malgré un progrès limité sur certains projets, la région MENA s'est placée en tant que pionnière du développement de la technologie CSP, notamment grâce à l'implémentation du complexe solaire de 500 MW de Noor-Ouarzazate, au Maroc.

L'objectif du Programme d'Appui à l'Expertise et à l'Innovation du CTF (*CSP MENA Knowledge and Innovation Program, KIP*) est d'accélérer l'implémentation du programme CSP MENA IP (et des autres projets de soutien au CSP en région MENA) lorsque possible, et de favoriser l'atteinte des objectifs sociaux et économiques associés au développement de la technologie CSP.

Dans le cadre de ce programme, le Gouvernement tunisien est intéressé pour évaluer le potentiel de la technologie CSP et préparer le lancement d'un programme CSP. Suite à une première phase d'assistance technique ayant permis de démontrer le rôle du CSP dans un système électrique optimal, techniquement viable, et permettant l'atteinte des objectifs renouvelables de la Tunisie, le programme assiste désormais le gouvernement tunisien dans la préparation d'un programme CSP sur les plans technique, économique, financier, et légal.

3. Introduction

Le paysage énergétique tunisien se caractérise aujourd'hui par une prépondérance des combustibles fossiles, dont une grande partie est aujourd'hui importée. La baisse de la production nationale d'hydrocarbures conjuguée à une augmentation importante de la demande en énergie primaire contribue à accentuer le déficit du bilan énergétique national. Par ailleurs, la demande d'électricité connaît une forte croissance, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale totale.

Pour répondre à ces enjeux, le gouvernement tunisien s'est engagé dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Afin de fixer les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'échelle nationale, les autorités tunisiennes ont lancé le Plan Solaire Tunisien (PST), qui prévoit d'atteindre 30% de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables d'ici 2030.

Rappel des objectifs et principaux résultats de la première phase d'assistance technique

Une première phase d'assistance technique du programme MENA CSP KIP a été lancée en 2017, avec pour objectifs de réaliser une analyse prospective de mix électrique de la Tunisie et d'évaluer dans quelle mesure la technologie CSP pourrait contribuer au développement d'un système électrique à moins coûts et répondant aux objectifs renouvelables nationaux. La modélisation conduite dans le cadre de cette première phase avait permis d'aboutir à plusieurs résultats notables.

D'abord, dans la majorité des scénarios envisagés, le solaire CSP était sélectionné par le modèle comme une technologie pertinente dans un système électrique à moindre coût, avec la mise en service d'une capacité de d'environ 250 MW dès 2025. L'analyse avait par ailleurs confirmé l'intérêt de cette technologie à plus long terme, avec la mise en service de 440 MW à 880 MW à horizon 2035, dans la plupart des scénarios étudiés. Il est intéressant de noter que les résultats qui avaient été obtenus suite à cette analyse étaient cohérents avec l'objectif national tunisien de développer 450 MW de CSP à horizon 2030.

Par ailleurs, l'analyse avait montré que le solaire CSP pourrait assurer 8 à 15% de la production d'électricité tunisienne en 2035, selon les scénarios considérés. Selon ces résultats, le CSP était classé troisième fournisseur d'électricité après les cycles combinés et l'éolien terrestre. Dans la plupart des scénarios, la taille du stockage (en heures) obtenue se situait en moyenne entre 4 et 8 heures.

Enfin, les analyses de sensibilité effectuées dans le cadre de cet exercice avaient alors montré que le développement du CSP dans le système dépendait principalement de deux paramètres : le coût de la technologie CSP et le niveau d'augmentation de la demande. Dans le cas d'une forte baisse des coûts du CSP, la capacité installée pour cette technologie pouvait alors atteindre 1 300 MW en 2035. De la même manière, une augmentation accrue de la demande en électricité pourrait renforcer le développement du CSP dans le pays.

Cette première phase avait donc permis de démontrer le rôle clé du CSP dans un mix électrique optimal à horizon 2035. En effet, le solaire CSP présente de nombreux atouts pour la Tunisie grâce à son système de stockage qui le rend pilotable et capable de produire aussi bien en journée que le soir, après le coucher du soleil, pour répondre au mieux à la demande nationale en électricité. Grâce à sa flexibilité, le CSP constitue également une technologie capable de répondre aux enjeux liés à l'augmentation des sources d'énergie intermittentes dans le mix électrique. Enfin, en tant que source d'énergie renouvelable, le CSP permettrait de valoriser les ressources locales, disponibles en abondance en Tunisie, et contribuerait ainsi à la sécurité énergétique du pays.

Lancement d'une seconde phase d'assistance technique visant le développement d'un premier projet solaire pilotable en Tunisie

Suite à cette première phase d'assistance technique, le gouvernement Tunisien a pris la décision d'avancer dans sa réflexion en étudiant les différentes options possibles pour concrétiser ses orientations stratégiques. Cette volonté a conduit au lancement d'une seconde phase d'assistance technique, initiée en 2018.

Il est à noter que les travaux réalisés récemment dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique ont permis d'identifier le site de Béni Mhira, dans la région de Tataouine, comme site potentiel privilégié pour le développement d'un premier projet CSP en Tunisie. Il convient également de préciser que, compte tenu des évolutions technologiques et données de marchés récentes, des configurations techniques consistant en une hybridation de la technologie CSP avec une technologie PV et/ou du stockage par batteries sont également étudiées dans le contexte de cette analyse.

Le site de Beni Mhira ayant désormais été identifié, l'objectif des travaux actuels est d'effectuer des investigations plus approfondies permettant de déterminer les caractéristiques techniques, contractuelles et financières optimales pour le projet.

Synthèse des objectifs et résultats de l'analyse technique

Dans le cadre de cette seconde phase, les experts de l'institut Fraunhofer ont effectué une analyse technique approfondie couvrant les deux aspects suivants :

- ▶ Analyse prospective du mix électrique tunisien afin d'identifier le scénario optimal de développement des capacités et de déterminer le rôle potentiel du CSP et des autres technologies solaires pilotables dans un mix optimal (mise à jour de l'analyse conduite dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique),
- ▶ Analyse des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira, couvrant les technologies parabolique et à tour, ainsi que les options hybrides CSP-PV et solaire photovoltaïque avec stockage batterie.

Le détail des objectifs, de l'approche, des résultats et conclusions obtenus dans le cadre de cette analyse technique est présenté dans le rapport séparé dédié.

L'analyse prospective du mix électrique tunisien effectuée constitue une mise à jour de l'analyse réalisée dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique, visant à refléter certaines tendances et évolutions observées depuis 2018 (baisse du coût de certaines technologies, évolutions des projections de prix du gaz naturel, etc.). Comme pour les travaux de la phase 1, l'analyse prospective du mix électrique tunisien est basée sur une modélisation du système électrique optimisant les coûts globaux du système, pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035. Dans cette modélisation, plusieurs scénarios et sensibilités ont été analysés afin de déterminer la combinaison optimale de capacités pour la Tunisie. Cette analyse a permis d'aboutir aux principales conclusions suivantes.

Les technologies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, CSP) bénéficient de coûts décroissants et de niveaux de ressources attractifs en Tunisie. Elles sont, de plus, compétitives avec la technologie cycle combiné (*Combined Cycle Gas Turbine* – CCGT). En effet, le coût complet de l'électricité (*Levelized Cost of Electricity* – LCOE) de la technologie CCGT devrait augmenter progressivement de 70 \$/MWh en 2020 à 90 \$/MWh en 2035, en lien avec l'augmentation des prix du gaz naturel. Par conséquent, les résultats du modèle montrent un fort développement des technologies renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2035 dans tous les scénarios étudiés.

Dans la plupart des scénarios, la technologie solaire CSP atteint entre 600 et 1 800 MW en 2035, avec un stockage thermique de longue durée. Les résultats obtenus pour les scénarios qui ne limitent pas la part des énergies renouvelables à 30% en 2030 montrent que, entre 2025 et 2030, la technologie solaire CSP est plus compétitive que la technologie CCGT pour fournir une énergie pilotable et couvrir la demande en soirée et pendant la nuit.

Les capacités CSP sont installées dans la partie sud du pays par le modèle en raison des niveaux de ressource solaire élevés dans cette région, ce qui est cohérent avec la sélection de Beni Mhira comme site privilégié pour le développement d'un premier projet solaire CSP dans le pays.

Le solaire photovoltaïque, l'éolien et le solaire CSP doivent être exploités conjointement afin d'utiliser de manière optimale la capacité disponible du réseau. Pendant les heures de forte production photovoltaïque et éolienne, l'énergie produite par le solaire CSP peut être transférée vers le stockage d'énergie thermique. Cette énergie thermique sera ensuite utilisée pour fournir de l'électricité pendant la soirée et la nuit, lorsque la production photovoltaïque n'est pas disponible. Cette complémentarité entre le solaire CSP et le photovoltaïque pourrait également offrir une opportunité pour une solution hybride CSP-PV optimale.

Limiter la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à 30 % en 2030 induit un coût global du système plus élevé en comparaison des scénarios pour lesquels une croissance plus rapide de la part d'énergies renouvelables est possible. Les coûts globaux du système en 2030 sont de 6 à 9 % plus élevés dans les cas où les énergies renouvelables sont limitées à 30 %, par rapport aux scénarios où la part des énergies renouvelables atteint 50 à 60 %. L'expansion des énergies renouvelables entraîne une réduction de 40 à 50 % de la consommation de gaz naturel en 2035 par rapport à 2025. Ces économies de gaz naturel sont le principal facteur de réduction des coûts globaux du système par rapport aux scénarios dans lesquels la part des énergies renouvelables est limitée en 2030.

Il est intéressant de noter que, alors que dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique l'objectif de 30% d'électricité renouvelable en 2030 était perçu comme un objectif ambitieux et non optimal d'un point de vue du coût global du système, cet objectif de 30% constitue désormais une limite à un développement plus important des sources d'énergie renouvelables permettant de réduire le coût global du système.

Sur la base des résultats du modèle et des principales conclusions ci-dessus, le plan d'expansion suivant pour le système électrique tunisien jusqu'en 2035 est proposé. Conformément aux résultats de la modélisation, ce plan représente une combinaison intéressante de technologies renouvelables et conventionnelles susceptibles d'offrir un coût global optimal pour le système. Un autre avantage clé de ce plan d'expansion est la diversité des technologies sur lesquelles il repose, rendant ainsi le système tunisien plus résilient aux futurs aléas.

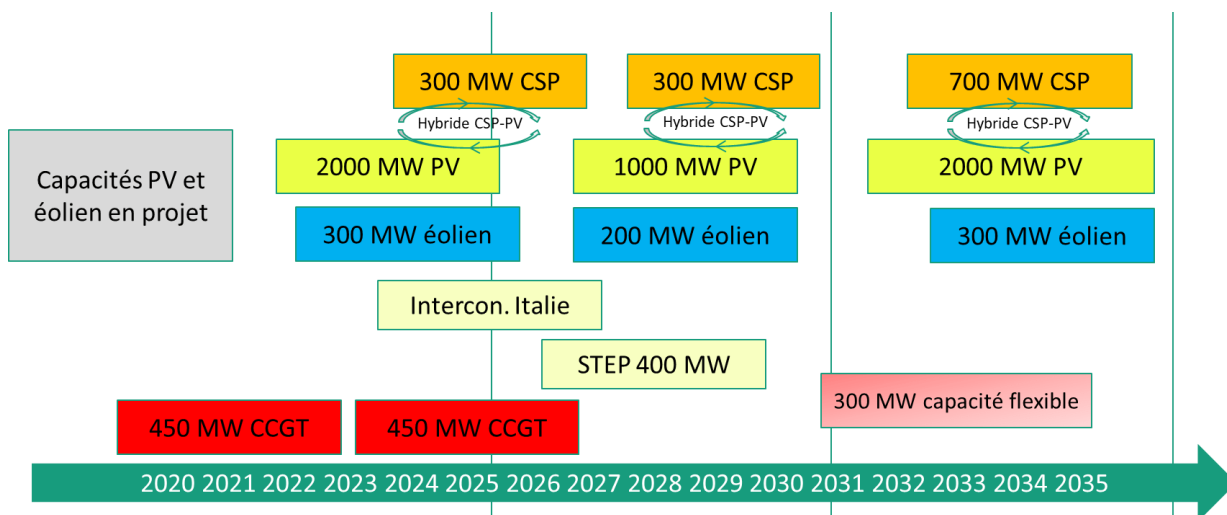


Figure 2 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035

L'évaluation des configurations techniques envisageables couvre trois technologies solaires : le solaire CSP avec stockage d'énergie thermique (cylindro-parabolique et à tour), la technologie hybride CSP-PV, et la technologie photovoltaïque avec système de stockage par batterie. L'analyse a permis de déterminer les CAPEX, OPEX et la production d'énergie attendue pour chaque configuration de centrale. Ces résultats sont utilisés comme données d'entrée pour l'analyse économique et financière présentée dans ce rapport, en particulier pour déterminer le coût complet de l'électricité attendu de la centrale.

Parmi les trois technologies évaluées, le photovoltaïque avec stockage d'énergie par batterie s'est avéré le moins optimal, car ces systèmes sont actuellement trop chers et non adaptés à des durées de

stockage importantes. Néanmoins, cela ne signifie pas que les batteries n'ont pas d'intérêt pour la Tunisie à horizon 2035. En effet, le stockage batterie présente un intérêt certain pour l'équilibrage courte durée du réseau et la fourniture d'autres services comme le réglage de fréquence ou de tension. Or, le modèle utilisé réalise une optimisation du système sur la base d'un pas horaire. Par conséquent, les fluctuations très court terme (de l'ordre de la seconde ou de la minute) qui pourraient être gérées grâce à ce type de stockage, ne sont pas perceptibles dans cet exercice.

Les technologies CSP et hybrides CSP-PV pourraient potentiellement être des solutions compétitives. Ces conclusions doivent être confirmées sur la base de l'analyse économique et financière menée en parallèle.

Pour la mise en place d'une première centrale solaire pilotable en Tunisie, l'appel d'offres devrait permettre aux soumissionnaires de proposer des solutions d'optimisation, notamment sur les paramètres suivants :

- ▶ Le choix de la technologie de production de l'énergie (CSP, hybride CSP-PV, solaire PV),
- ▶ Le choix de la technologie de stockage de l'énergie (stockage thermique ou stockage par batteries),
- ▶ Dans le cas où la technologie CSP serait retenue, le choix du type de capteur (cylindro-parabolique, héliostat) et du fluide caloporteur utilisés,
- ▶ Le cas échéant, la façon dont l'électricité produite par le photovoltaïque est utilisée en interne à la centrale.

En effet, les résultats d'appel d'offres récents (par exemple Noor-Midelt I au Maroc) montrent que le coût complet de l'électricité pourrait être optimisé significativement en laissant ces choix ouverts aux soumissionnaires pendant la phase d'appel d'offres, par rapport à un appel d'offres avec une solution prédéfinie.

D'autre part, afin de donner un cadre d'optimisation aux soumissionnaires, il serait important de clarifier la capacité maximale à raccorder au réseau, le profil de demande et de production attendu du projet, la superficie de terrain et les ressources en eau disponibles, ainsi que la structure tarifaire attendue.

Contenu du présent rapport

Le présent rapport a pour objectif de présenter les hypothèses, approches et résultats des analyses menées sur les aspects suivants :

- ▶ **Modèles contractuels envisageables** : afin d'éclairer l'Etat tunisien dans son choix du mode de réalisation du projet Beni Mhira, une analyse comparative des différentes options contractuelles de réalisation du projet a été effectuée. Une réflexion a notamment été lancée afin d'identifier les différents montages juridiques envisageables pour la réalisation et l'exploitation du projet, et une analyse des principaux avantages, limites et risques de chaque modèle envisageable a été réalisée.
- ▶ **Analyse économique et financière des configurations techniques possibles** : sur la base des résultats de la configuration technique menée par nos collègues de l'institut Fraunhofer, une analyse économique et financière de l'ensemble des configurations étudiées a été réalisée. Cette analyse permet, pour chacune de ces configurations, de déterminer la rentabilité économique du projet ainsi que le LCOE et le tarif potentiels de la centrale, selon le modèle contractuel et le plan de financement envisagés.
- ▶ **Analyse socio-économique** : afin d'évaluer l'implication potentielle des acteurs locaux tunisiens ainsi que les retombées socio-économiques locales du projet, une modélisation des impacts socio-économiques des différentes configurations possibles a été réalisée. Elle permet notamment de déterminer les emplois locaux soutenus au cours de chaque phase du projet.
- ▶ **Plan d'action et calendrier indicatif pour le déploiement du projet** : dans le but de clarifier le processus de développement du projet, l'implication et les rôles des différents acteurs tunisiens et d'identifier les principales décisions et études nécessaires, ce rapport propose également un plan d'actions détaillé ainsi qu'un calendrier indicatif jusqu'à la mise en service de la centrale.

4. Rappel des configurations techniques étudiées

Dans le cadre de l'analyse financière du projet, plusieurs technologies ont été étudiées afin de déterminer laquelle serait la moins onéreuse. Les différentes technologies étudiées sont les suivantes :

- ▶ Centrale CSP – PTC (Concentrateur cylindro-parabolique)
- ▶ Centrale CSP – Tour
- ▶ Centrale PV avec stockage
- ▶ Centrale Hybride CSP + PV.

La méthodologie et les hypothèses ayant permis de déterminer les CAPEX, OPEX, la production d'électricité et la surface de terrain nécessaire pour les différentes configurations techniques envisagés sont consultables dans le rapport technique de l'analyse. Ce rapport présente également l'ensemble des résultats obtenus. Les principaux résultats sont rappelés ci-dessous pour information.

4.1. Centrales CSP - PTC

Plusieurs scénarios de centrales CSP cylindro-paraboliques ont été considérés dans le modèle avec des capacités installées de 100 à 400 MW et des capacités de stockage de 4, 7 et 10 heures (exprimées en *full loadhours* – FLH, nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge). Les hypothèses techniques utilisées pour les scénarios des centrales CSP – PTC du modèle sont les suivantes :

Technologie	Capacité installée	Heures de stockage	Production d'électricité	CAPEX (hors racc. et renforcement)	OPEX	Surface du terrain
Nom	MW	FLH	GWh/a	MUSD	MUSD	ha
CSP PTC	100	4	332	258.3	4.1	358
CSP PTC	100	7	388	301.0	4.5	424
CSP PTC	100	10	444	345.3	4.8	497
CSP PTC	200	4	648	452.6	6.1	683
CSP PTC	200	7	754	531.2	6.7	811
CSP PTC	200	10	856	611.2	7.4	952
CSP PTC	300	4	980	624.8	9.0	1041
CSP PTC	300	7	1142	731.5	9.8	1235
CSP PTC	300	10	1300	840.8	10.7	1449
CSP PTC	400	4	1295	795.6	10.7	1366
CSP PTC	400	7	1508	933.9	11.8	1622
CSP PTC	400	10	1711	1074.4	13.0	1904

Tableau 1 : Caractéristiques techniques des configurations CSP – PTC étudiées (source : Fraunhofer)

4.2. Centrales CSP - Tour

Plusieurs scénarios de centrales CSP à Tour ont été considérés avec des capacités installées de 100 à 400 MW et des capacités de stockage de 4, 7 et 10 heures. L'analyse détaillée de ces configurations est présentée dans le rapport technique dédié. Les hypothèses techniques utilisées pour les scénarios des centrales CSP – Tour du modèle sont les suivantes :

Technologie	Capacité installée	Heures de stockage	Production d'électricité	CAPEX (hors racc. et renforcement)	OPEX	Surface du terrain
Nom	MW	FLH	GWh/a	MUSD	MUSD	ha
CSP Tour	100	4	351	282.2	5.0	363
CSP Tour	100	7	437	347.0	6.2	467
CSP Tour	100	10	517	409.0	7.3	566
CSP Tour	200	4	702	519.3	9.2	726
CSP Tour	200	7	874	638.4	11.4	934
CSP Tour	200	10	1033	752.6	13.5	1131
CSP Tour	300	4	1054	737.4	13.1	1089
CSP Tour	300	7	1310	906.6	16.2	1401
CSP Tour	300	10	1550	1068.7	19.1	1697
CSP Tour	400	4	1405	955.5	17.0	1452
CSP Tour	400	7	1747	1174.7	21.0	1868
CSP Tour	400	10	2067	1384.8	24.7	2262

Tableau 2 : Caractéristiques techniques des configurations CSP à tour étudiées (source : Fraunhofer)

4.3. Centrales PV avec stockage

Trois scénarios de centrales photovoltaïques (PV) pour des capacités connectées au réseau électrique de 100 MW et des capacités de stockage en batteries de 4 à 10 heures ont été considérés. Les caractéristiques techniques de ces centrales sont présentées dans le tableau ci-dessous. Pour rappel, le rendement photovoltaïque a été simulé avec la bibliothèque pvlib de Python en supposant un azimut de 190° et un angle d'inclinaison de 12°. Les caractéristiques techniques du module et de l'onduleur pour la simulation du système photovoltaïque sont importées des bases de données de la Sandia and California Energy Commission (CEC). La performance des batteries est a été déterminé par un modèle de simulation de Fraunhofer ISE qui tient compte des aspects de performance et de dégradation du système. Les détails sur le principe et les hypothèses de l'analyse sont disponibles dans le rapport technique distinct.

Technologie	Capacité installée	Capacité connectée au réseau	Heures de stockage	Production d'électricité	CAPEX (hors racc. et renforcement)	OPEX	Surface du terrain
Nom	MW	MW	FLH	GWh/a	MUSD	MUSD	ha
PV	200	100	4	333	243.6	5.2	320
PV	300	100	7	483	356.3	14.5	480
PV	350	100	10	533	436.7	18.6	641

Tableau 3 : Caractéristiques techniques des configurations PV avec stockage étudiées (source : Fraunhofer)

Dans ces cas étudiés, les capacités installées sont supérieures aux capacités raccordées. En effet, il a été considéré qu'une partie de la puissance installée n'est pas injectée sur le réseau mais sera stockée dans les batteries afin d'être redistribuée sur le réseau lorsque l'infrastructure de production électrique n'est plus en activité. Ce mécanisme permettra d'assurer un apport en électricité de jour comme de nuit via les batteries de stockage.

Il convient de noter que, compte tenu de la durée de vie des batteries estimée de 15 ans, un remplacement du système de stockage est considéré pour cette technologie. Le coût de remplacement de ce système est pris en compte dans l'OPEX global de la centrale et lissé sur l'ensemble de la durée de vie du projet.

4.4. Centrales hybrides CSP + PV

Trois scénarios de centrales hybrides (PV + CSP) pour des capacités connectées au réseau électrique de 100 MW et des capacités de stockage en batteries de 4 à 10 heures ont été considérés. Les caractéristiques techniques de ces centrales sont les suivantes :

Technologie	Capacité installée	Capacité connectée au réseau	Heures de stockage	Production d'électricité	CAPEX (hors racc. et renforcement)	OPEX	Surface du terrain
Nom	MW	MW	FLH	GWh/a	MUSD	MUSD	ha
Hybride	100 MW CSP 150 MW PV	250	10	712	450.3	7.0	736
Hybride	100 MW CSP 150 MW PV	150	10	633	409.0	6.6	626
Hybride	100 MW CSP 100 MW PV	100	10	543	374.0	5.9	656

Tableau 4 : Caractéristiques techniques des configurations hybrides CSP-PV étudiées (source : Fraunhofer)

Dans le cas des centrales hybrides, les capacités installées cumulées CSP-PV peuvent être supérieures à la capacité raccordée au réseau. Le dimensionnement du raccordement est en effet un facteur déterminant dans la conception et l'opération des centrales hybrides CSP-PV. La première approche consiste à dimensionner un raccordement égal à la capacité installée cumulée CSP-PV. Cette approche garantit que toute l'électricité produite pourra être injectée sur le réseau, mais dans ce cas la puissance injectée sur le réseau ne correspondra pas toujours à la capacité nominale raccordée. La deuxième approche consiste à sous-dimensionner le raccordement (par exemple, une centrale de 150 MW avec un raccordement de 100 MW) ce qui permettra d'avoir une puissance injectée le plus souvent égale à la puissance raccordée. Dans ce cas, l'électricité excédentaire produite ne pouvant pas être injectée sur le réseau devra nécessairement être stockée. Plus de détails concernant ces aspects sont disponibles dans le rapport technique distinct.

4.5. Coûts de raccordement et de renforcement

L'analyse économique et financière du projet de Béni Mhira tient compte du coût de raccordement de la centrale au réseau ainsi que du coût de renforcement du réseau nécessaire pour l'évacuation de l'énergie produite. Ces coûts, dépendants de la capacité raccordée du projet, ont été déterminés sur la base d'études réalisées par la STEG, et sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Puissance raccordée (MW)	Coût de raccordement (M USD)	Coût de renforcement (M USD)	Coût total (M USD)
100	2,45	6,78	9,23
200	2,45	48,09	50,55
300	9,18	48,09	58,40
400	11,45	59,52	70,97

Tableau 5 : Coûts de raccordement de la centrale et de renforcement du réseau (STEG, 2019)

5. Analyse comparative des modèles contractuels envisageables

5.1. Rappel de la réglementation et cadre normatif tunisien

Afin d'appréhender les modalités de passation des marchés des projets ENR, notamment CSP, mises en œuvre actuellement en Tunisie, le présent chapitre rappelle les principaux textes applicables en vigueur à date de rédaction du document (Mars 2020).

Parmi les textes applicables, nous pouvons citer :

- ▶ Loi n°2008-23 du 1er avril 2008, relative au régime des concessions
- ▶ Décret n° 2010-1753 du 19 juillet 2010, fixant les conditions et procédures d'octroi des concessions.
- ▶ Décret n° 2013-4631 du 18 novembre 2013, modifiant et complétant le décret n°2010-1753 du 19 juillet 2010, fixant les conditions et procédures d'octroi des concessions.
- ▶ Décret n° 2013-4630 du 18 novembre 2013, portant création d'une unité de suivi des concessions au sein de la Présidence du gouvernement.
- ▶ Loi n° 76-85 du 11 août 1976 portant refonte de la législation relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique.
- ▶ Loi 85-78 portant statut général des agents des offices, des établissements à caractère industriel et commercial et des sociétés dont le capital appartient directement et entièrement à l'Etat ou aux collectivités publiques locales.
- ▶ Loi n°2002-53 du 3 juin 2002, complétant la loi d'orientation n°96-6 du 31 janvier 1996 relative à la recherche scientifique et au développement technologique et son décret d'application, le décret n°2002-1573 du 1 juillet 2002
- ▶ Loi du 26 avril 1993 promulguant le code de l'arbitrage.

5.1.1. Les marchés publics

En Tunisie, la réglementation des marchés publics est actuellement régie par le décret du 13 mars 2014 n°2014-1039, précédé par le Décret n° 2002-3158. En vigueur depuis juin 2014, ce décret n°2014-2019 fixe les règles régissant la passation, l'exécution et le contrôle des marchés publics (sauf dérogations éventuellement mentionnées). Comme mentionné dans l'article 4 du décret n°2014-1039, ce texte ne concerne pas les contrats de concessions. Il peut néanmoins s'appliquer aux contrats d'études et services, de fourniture d'équipement, de construction (Engineering Procurement and Construction, EPC), et de maintenance (Operating & Maintenance, O&M) dont les appels d'offres sont lancés directement par la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG)³. A l'inverse, l'ensemble des contrats de concession ENR faisant intervenir des partenaires privés est régi par des régimes spécifiques au développement des énergies renouvelables décrits dans le paragraphe 2.2.

Les marchés publics sont régis par les principes de concurrence, de libre accès à la commande publique, d'égalité devant la commande publique, de transparence et d'intégrité des procédures (décret n°2014-1039, art. 6).

³ Par exemple : AOI 2015 E 4010 – Réalisation de la centrale solaire photovoltaïque de 10MW à Tozeur.

L'article 5 du décret détermine les caractéristiques de projet devant suivre la procédure de passation de marchés publics et l'article 8 porte sur la publication du plan prévisionnel :

Art. 5) Doivent faire l'objet de marchés publics les commandes dont le montant, toutes taxes comprises, est supérieur ou égal à :

- Deux cent mille dinars (200 000 dinars) pour les travaux.
- Cent mille dinars (100 000 dinars) pour la fourniture de biens ou de services dans les autres secteurs,
- Cinquante mille dinars (50 000 dinars) pour les études

Art. 8) L'acheteur public est tenu d'élaborer au début de chaque année un plan prévisionnel annuel de passation des marchés publics conformément au projet de budget selon un modèle standard et un calendrier défini.

L'acheteur public assure, obligatoirement et gratuitement, la publication du plan prévisionnel sur le site national des marchés publics au plus tard trente jours (30) avant tout début des procédures de passation.

5.1.2. Maitrise d'ouvrage privée

5.1.2.1. Développement de projet ENR

La Tunisie a adopté une politique de transition énergétique visant une réduction de sa consommation d'énergie primaire et une augmentation de la part des ENR dans la production de son mix énergétique. Le cadre juridique mis en place s'articule autour de plusieurs documents clés tels que la loi n°2015-12, le décret n° 2016-1123, le Plan Solaire Tunisien (PST) ainsi que la loi n°2019-47 du 29 Mai 2019 relative à l'amélioration du climat d'affaires.

Le pays s'est d'abord doté d'une loi-cadre - la Loi n° 2015-12 « Loi ENR » - promulguée en mai 2015 et qui définit le socle juridique nécessaire à la réalisation des projets de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables soit pour l'autoconsommation, soit pour répondre aux besoins de la consommation locale ou en vue de l'exportation (Art.1).

La Loi ENR précise plusieurs éléments importants pour la réalisation des projets, notamment :

- ▶ Dans le cas de projet de production d'électricité destiné à la vente exclusive d'électricité, les producteurs d'électricités devront développer « une société de projet » conformément à la législation en vigueur (art. 5) ;
- ▶ Toute unité de production d'électricité devra être raccordée au réseau électrique national par un seul point de raccordement (art.6) ;
- ▶ L'ensemble des frais liés au raccordement et au renforcement du réseau national seront à la charge du producteur d'électricité (art.8) ;
- ▶ Le démantèlement des installations d'énergie et remise en état du site seront à la charge du producteur d'électricité (art. 30).

La Loi ENR fut complétée en mai 2016 par le Décret 2016-1123 qui fixe les conditions et les modalités de réalisation des futurs projets d'énergies renouvelables. Les régimes de passation des marchés déjà mentionnés dans la Loi ENR sont dès lors précisés :

- ▶ Le régime des autorisations - pour les plus petites puissances - destiné à satisfaire les besoins de la demande locale ;
- ▶ Le régime des concessions - pour les puissances importantes- destiné soit à l'exportation soit à satisfaire les besoins de la demande locale ;
- ▶ Le régime d'autoproduction définit par la Loi n°2019-47 du 29 Mai 2019 relative à l'amélioration du climat d'affaires, qui abroge les dispositions de l'article 9 de la loi n° 2015-12 du 11 mai 2015, et qui est relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et offre la liberté aux entreprises, travaillant dans certains secteurs, de produire de l'électricité pour leur propre consommation (Art 7).
- ▶ L'autoconsommation – qui autorise toute entité agissant dans le secteur de l'industrie (public ou privé) à produire de l'électricité à des fins d'autoconsommation. Tout développeur pourra

alors transporter l'électricité via le réseau national et vendre l'excédent de production (à hauteur de 30%) à la STEG.

Les projets assujettis aux régimes des concessions et des autorisations sont réalisés par les producteurs privés également appelés IPP (Independent Power Producer).

L'Avis n° 01/2016 indique que les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables assujettis aux régimes des autorisations et des concessions seront réalisés par le secteur privé suite à des appels à projets et à des appels d'offres qui seront annoncés suivant la répartition susmentionnée pour la période 2017-2020.

5.1.2.2. Contraintes de raccordement

Gestion de la question des renforcements de réseau

La Loi 2015-12 Art. 8 prévoit que « Le producteur d'électricité à partir des énergies renouvelables prend en charge toutes les dépenses relatives au raccordement de l'unité de production au réseau électrique national, ainsi que les frais de renforcement du réseau électrique national si cela est rendu nécessaire pour l'opération d'évacuation de l'énergie électrique qu'il produit. »

Dans l'appel d'offres solaire PV régime des concessions en cours en Tunisie, l'approche suivante est à adopter :

- ▶ Le système d'évacuation de l'énergie sera conçu et construit par la STEG aux frais du partenaire privé
- ▶ Le partenaire privé sera responsable de la fourniture et de la mise en place des équipements de raccordement aux installations d'évacuation d'énergie de la STEG comprenant les travées et le SCADA
- ▶ La STEG fournira les informations nécessaires à la configuration de l'interface centrale/réseau.
- ▶ La STEG communique un coût fixe qui doit être payé par le partenaire privé et fait son affaire de construire le système d'évacuation
- ▶ Le partenaire privé inclut dans son prix de vente de l'énergie le coût du raccordement payé upfront.

Avantages

- ▶ Coût fixe connu des candidats, facilité à intégrer dans leur offre financière
- ▶ Connaissance de la STEG du réseau à renforcer/développer

Inconvénients

- ▶ Risque d'interface (délai de réalisation). L'IPP n'étant pas en charge de la construction de la ligne d'évacuation, il existe un risque de devoir payer l'énergie non enlevée produite si le raccordement n'est pas prêt au moment de la mise en service de la centrale.
- ▶ Risque de dépassement budgétaire supporté par la STEG

Le cahier des charges, aussi appelé cahier des exigences techniques pour le raccordement et l'évacuation de l'électricité, fut introduit par l'arrêté du 9 février 2017. Il se divise en deux documents l'un portant sur le réseau de basse tension, et le second sur le réseau de haute et moyenne tension.

Cahier des charges techniques de raccordement au réseau Haute Tension (HT) /Moyenne Tension (MT)

Le Cahier des exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables sur le réseau de haute et moyenne tension présente, les conditions que doivent remplir les installations électriques d'énergie renouvelables pour être raccordées au réseau de haute et moyenne tension.

Cahier des charges techniques de raccordement au réseau Basse Tension (BT)

Tout comme le document précédent, le Cahier des exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables sur le réseau basse tension présente les conditions que doivent remplir les installations électriques d'énergie renouvelable pour être connectées au réseau, mais cette fois de basse tension. Ainsi, ce document s'applique à tous les projets de production d'énergie renouvelable reliés au réseau basse tension.

5.1.2.3. Les contrats type de vente

Les seconds documents importants présentés par l'arrêté du 9 février 2017, sont les contrats types de vente à la STEG de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Plusieurs contrats ont été établis en fonction du régime auquel sera soumise l'unité de production amendés par l'Arrêté du 30 AOÛT 2018 porte approbation de la révision du contrat type de vente à la STEG de l'énergie électrique produite à partir des énergies renouvelables soumis à l'autorisation.

A la date de rédaction du rapport, le contrat type de vente pour les contrats de concession n'est pas disponible sur le site du Ministère de l'Énergie, des Mines et de la Transition Énergétique (MEMTE).

Contrat d'achat des excédents pour l'autoproduction en BT (Net metering)

Le contrat type de vente pour les installations d'autoproduction basse tension permettra à une entité disposant d'une unité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation de vendre l'excédent non consommé, directement et exclusivement à la STEG. Dans le cas où l'unité de production sera reliée au réseau basse tension, la vente de l'excédent sera limitée à la capacité du réseau. Le contrat portera sur l'électricité livrée à partir d'un seul point de livraison sur le réseau basse tension.

Contrat d'achat des excédents pour l'autoproduction en HT/MT

Dans le cas d'un raccordement au réseau de moyenne et haute tension, l'entité disposant d'une unité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation pourra également vendre et transporter l'excédent d'électricité non-consommé à travers le réseau national.

La Loi n°2019-47 du 29 Mai 2019 relative à l'amélioration du climat d'affaires, abroge les dispositions de l'article 9 de la loi n° 2015-12 du 11 mai 2015, relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et offre la liberté aux entreprises, travaillant dans certains secteurs, de produire de l'électricité pour leur propre consommation (Art 7). Elle autorise la vente de l'électricité produite à l'autoconsommateur ou aux autoconsommateurs dont la puissance souscrite dépasse un niveau minimal fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie ainsi que du droit de transporter l'électricité produite à travers le réseau électrique national vers les centres de consommation, et du droit de vendre les excédents à l'organisme public dans la limite des taux maximums, et ce, dans le cadre d'un contrat type approuvé par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions de transport de l'électricité, de vente des excédents, ainsi que les valeurs limites de la vente des excédents sont fixées par décret gouvernemental.

Contrat d'achat pour la vente totale à la STEG régie par le régime d'autorisation (CAE / PPA)⁴

Toute personne, tout investisseur local et international et tout producteur indépendant souhaitant réaliser un projet de production de l'électricité à partir des ENR destiné à satisfaire les besoins de la consommation tunisienne peut présenter une demande afin d'obtenir un accord de principe pour la réalisation de son projet, puis revendre l'électricité à la STEG. Ce régime est soumis à une autorisation délivrée par le Ministère en charge de l'énergie sur avis de la commission technique, et ce, dans la limite d'une puissance électrique maximale installée. L'octroi des autorisations se fait sous la forme d'appel à projets et conformément à l'avis annuel émis par le Ministère chargé de l'Énergie précisant les besoins nationaux en matière de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

⁴ Source : http://www.tunisieindustrie.gov.tn/upload/ENR/Guide_resume_ENR_tunisie_mai2019.pdf

L'octroi d'un accord de principe par le Ministre permet au producteur de constituer une société de projet sous forme d'une société résidente à responsabilité limitée ou une société anonyme assujettie au droit tunisien. Les contrats types de vente de l'électricité sont publiés par arrêté ministériel. Leur durée est de 20 ans, prorogeable au maximum 5 ans. Le producteur devra faire sa demande de prorogation au moins 3 ans avant la fin de validité de l'autorisation.

Par ailleurs, tant que l'unité de production bénéficiant de l'accord n'est pas mise en service par le promoteur, aucun nouvel accord pour la même source d'énergie renouvelable ne peut être attribué au même promoteur. La validité de l'accord de principe est de deux (02) ans pour les projets solaire PV et trois (03) ans pour les projets éoliens. Une possibilité d'extension d'un (01) an est possible (sur la base d'une demande justifiée et après accord de la CTER).

5.2. Analyse des principaux risques

Le recours à une maîtrise d'œuvre privée se justifie par une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé supérieur au surcoût de financement induit par la conclusion de ce type de contrat (lié notamment au coût de la dette et la rémunération des fonds propres).

Afin d'identifier les risques susceptibles de peser favorablement ou défavorablement sur le coût global du projet, il est nécessaire d'intégrer une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé. Nous présentons dans les paragraphes suivants une liste non exhaustive de risques relatifs au projet.

5.2.1. Risques de construction

De manière générale, dans le cadre d'un marché public, les risques de dérives de chantier et de prestations complémentaires sont assez fréquents. Le risque de dépassement des coûts liés à la construction est d'autant plus important qu'il existe généralement une incertitude liée aux estimations initiales et que le projet est complexe et/ou novateur. A l'inverse, en maîtrise d'ouvrage privée, l'efficacité de la procédure peut permettre de réduire l'incertitude sur les coûts puisque les candidats s'engagent sur une évaluation des coûts qu'ils se doivent de respecter.

Les risques de construction incluent notamment : les risques d'interfaces, les risques d'approvisionnement, des violations de la propriété intellectuelle, du respect des normes de qualité et de sécurité, des défaillances des sous-traitants, des dégâts lors de la mise à disposition, des dépassements des coûts et des dépassements des délais.

Le marché public, par la dilution de responsabilité entre les titulaires des lots et le principe de paiement au fur et à mesure de la réalisation des travaux, ne permet pas d'avoir une garantie sur les délais de livraison de l'ouvrage. L'opérateur public est donc vulnérable aux changements de programme en phase de conception et de construction. De plus, le droit de la commande publique repose sur un principe d'allotissement du projet séparant nettement les différentes phases du projet – conception – réalisation avec comme objectif de favoriser la concurrence sur chaque lot et de protéger ainsi le bon emploi des deniers publics. Néanmoins, le droit de la commande publique n'empêche pas la conclusion d'un contrat EPC clé en main. Cette approche est génératrice de risques d'interfaces qui sont autant de gisements de difficultés et potentiellement de surcoûts. Par ailleurs, les contraintes budgétaires et les difficultés financières auxquelles pourrait faire face l'opérateur public peuvent conduire à ajuster à la baisse les crédits de construction et des difficultés à assurer les ressources nécessaires aux projets.

Les contrats de concession permettent principalement de transférer les risques de construction au partenaire privé, à l'exception des travaux qui dépendent du pouvoir adjudicateur (exemple : réhabilitation d'un tronçon, préparation de terrains, réalisation des lignes de raccordement le cas échéant, etc.). La maîtrise d'ouvrage privée permet ainsi d'établir et d'arrêter de manière définitive les contours du projet au travers d'un programme fonctionnel figé dès la signature du contrat. Le partenaire privé assume le risque d'interface et tout retard ou surcoûts de livraison. Néanmoins, certaines causes peuvent être définies comme légitimes comme les grèves générales et les intempéries au-delà de certains seuils. Le partenaire privé est tenu de construire un ouvrage conforme aux spécificités et répondant aux normes de qualités et de sécurité. Les risques économiques pouvant affecter les coûts

de construction (inflation, risque de change, etc.) peuvent également en partie être transférés le partenaire privé.

Dans le cadre de projet CSP, souvent situés dans des zones reculées, le risque de construction inclut également le risque de transit des matières premières et équipements qui proviennent généralement d'Europe, d'Asie ou d'Amérique du Nord. Ainsi, le défi logistique est important puisque le transport de ces composants peut engendrer des casses et des défauts. Dans ce cas, le constructeur doit attendre la livraison de nouveaux composants qui peut prendre plusieurs mois et impacter fortement le calendrier de la mise en œuvre du projet. De même le stockage du matériel est un aspect essentiel à prendre en compte pendant la construction. Les ateliers d'assemblages provisoires sur site doivent donc être conçus pour résister aux intempéries et préserver la qualité du matériel entreposé.

5.2.2. Risque de disponibilité, de sécurisation et accès aux sites

Ce type de risque englobe notamment : l'expropriation des terrains et la mise à disposition du site, la sélection et le choix du site, les propriétés géologiques du site, l'autorisation d'accès et la sécurité du site, les risques archéologiques et les vices cachés.

Une maîtrise d'ouvrage privée permet un partage des risques entre la personne publique et le partenaire privé. Dans ce schéma, la personne publique est, en général, responsable de l'acquisition et sécurisation des terrains inclus dans le périmètre géographique du projet⁵. Celle-ci a également la responsabilité d'assurer la cohésion entre les différents projets de la région et assumer le risque d'interface avec d'autres parties. Le partenaire privé porte le risque d'adéquation et d'adaptation des terrains à la conception et plan de construction. Le titulaire prend, en général, le terrain dans l'état dans lequel il se trouve sans aucune garantie de la part de la personne publique et sans pouvoir former aucun recours contre cette dernière et notamment pour des raisons de mitoyenneté, d'erreur dans la désignation, de défaut d'alignement, de mauvais état du sol ou du sous-sol, de vices apparents ou cachés. En général, la puissance publique prend le risque archéologique ainsi que le risque de pollution préexistante. L'opérateur public a cependant le droit d'accès au site du projet pour vérifier le respect par le partenaire privé des obligations découlant des accords gouvernementaux.

Quel que soit le montage contractuel choisi – maîtrise d'ouvrage publique ou privée - la personne publique réalise en général les études géologiques et environnementales en amont de la transaction et partage les résultats avec les candidats lors de l'appel d'offres. Cela évite que chaque candidat doive diligenter ses propres études, avec un impact sensible sur le coût de la transaction. Les candidats restent néanmoins libres de refaire ou compléter les études mises à leur disposition s'il l'estime nécessaire. La personne publique est également responsable des problématiques de droits fonciers et d'acquisition. Celle-ci peut cependant limiter les recours fonciers en lançant en amont de l'attribution du contrat une procédure de consultation ou un amendement de la législation.

En ce qui concerne le site de Beni Mihra, les acteurs locaux, notamment responsables publics, propriétaires fonciers privés et autres parties prenantes, ont montré un vif intérêt pour les projets solaires. De grands projets photovoltaïques sont prévus à proximité du site, dont la construction devrait commencer dans les prochains mois. Les infrastructures locales seront à cette occasion encore améliorées

5.2.3. Risques de conception du projet

Il s'agit du risque que le projet ne soit pas conçu pour l'objectif adéquat ; des risques que la conception ne soit pas approuvée ; des risques liés aux changements de programme et des erreurs dans les études préparatoires.

⁵ Dans certains systèmes de déploiement, les développeurs peuvent choisir librement l'emplacement de leur projet. Néanmoins, ils visent en général les mêmes zones, ce qui peut entraîner une congestion du réseau ainsi qu'une pénurie de terrains et de la spéculation foncière. Le raccordement de ces sites choisis indépendamment peut entraîner une augmentation du coût du réseau qui aurait pu être évitée avec une meilleure planification (SRMI, Vers une énergie solaire durable, Septembre 2019). Pour ces raisons, l'identification et la sécurisation du foncier par la personne publique est aujourd'hui la méthode la plus usitée.

Dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage privée, et contrairement aux marchés publics, l'autorité publique cherche à transférer le risque lié à la conception au partenaire privé. Cependant, ce transfert de risque dépend notamment des exigences de conception présentée dans l'appel d'offres. Ainsi, si le partenaire privé est entièrement responsable de la phase de conception, celui-ci portera le risque associé. Le partenaire privé sera alors dans l'obligation de livrer un ouvrage conforme aux termes et spécifications du contrat. La solution retenue par le partenaire privé devra permettre l'atteinte de l'ensemble des objectifs définis lors de la signature du contrat. A l'inverse si le partenaire public impose des exigences de conceptions prédéterminées, le risque lui sera en partie attribué. Lorsque les exigences du pouvoir adjudicateur sont très restrictives, le partenaire privé sera limité dans le choix de la solution technique. Le risque de conception est donc partagé entre la personne publique et le partenaire privé ; la personne publique valide les plans de construction et les solutions techniques proposées par le partenaire privé et porte le risque de retards de validation et leurs impacts sur les délais de construction.

Afin de définir les critères de performance et éviter que les spécifications techniques soient restrictives au point de mettre en danger l'exécution du projet, la personne publique peut lancer une phase de discussion et négociations avec les candidats en amont de l'attribution du contrat. Cette alternative est particulièrement adaptée aux projets CSP qui reposent sur une technologie complexe et encore relativement peu mature. Cette phase est d'autant plus intéressante dans le cadre de la mise en œuvre d'appel d'offres avec technologie non imposée. Généralement, une fois le process d'appel d'offres lancé il n'est plus possible d'avoir une phase de discussion et de négociations avec les soumissionnaires sauf si elle est prévue dans le processus (à l'instar du process d'appel d'offres en 2 phases appliqué dans le cadre des projets Noor Ouarzazate). Il conviendra donc de bien définir cet élément dans le processus d'appel d'offres à mettre en œuvre. L'autorité publique peut également demander l'accord du partenaire privé sur les exigences de conception prédéfinies. Enfin, le partenaire privé peut atténuer les risques restant à sa charge en ayant recours à des sous-traitants et la signature de clauses de back-to-back.

5.2.4. Risques environnementaux et sociaux

Ce type de risque englobe les risques environnementaux pouvant affecter le projet ; les risques d'incidences environnementales du projet et les impacts sur les communautés locales. Dans les projets CSP, le fluide caloporteur, généralement une huile de synthèse, chauffé lors du passage dans les tubes et particulièrement inflammable ce qui représente un risque environnemental et d'exploitation conséquent. Les centrales CSP ont également un impact sur la santé des oiseaux (radiation) qui traversent le site.

Dans un contrat de marchés publics, le risque que les conditions environnementales latentes affectent le projet, et le risque subséquent de dommages à l'environnement ou aux communautés locales (incidences d'expropriation de terrain, délocalisation des populations, etc.), est attribué à l'opérateur public.

La concession permet cependant de déléguer au partenaire privé une partie des risques environnementaux et sociaux du projet. En effet le dossier d'appel d'offres inclut généralement les exigences environnementales et sociales que doivent respecter les candidats pendant les différentes phases du projet : construction, exploitation, maintenance. Ces derniers peuvent également être mis à contribution pour la réalisation d'études complémentaires (Etudes d'impacts, EIES, Plan de Gestion Environnementale et Sociale, PGES etc.). Des normes et standards internationaux peuvent également être imposés aux candidats (IFC par exemple). Le partenaire privé est responsable de l'obtention des autorisations, licences et permis exigés par les lois environnementales en vigueur. Ainsi, celui-ci porte l'ensemble des risques environnementaux et sociaux du projet dans la limite du périmètre des documents et accords contractuels qui le lient à la personne publique.

La personne publique doit toutefois résoudre une partie des problématiques environnementales préexistantes avant le lancement du projet en réalisant des études préliminaires d'impacts, en organisant éventuellement des consultations avec les communautés locales et en assurant son rôle de facilitateur dans l'obtention des permis, autorisations et licences à la suite de la signature des contrats.

5.2.5. Risques de financement

5.2.5.1. Introduction

Le risque de financement inclut notamment : le risque de disponibilité du financement et toutes les modalités financières associées : le risque d'inflation, le risque de taux d'intérêts et de taux de change.

5.2.5.2. Risques de change

Il existe un risque de fluctuation du taux de change pendant la durée de vie du projet. En effet, les emprunts (ainsi que les capitaux propres) sont en général dans une devise (USD et/ou EUR) différente de celle des flux de trésorerie générés par le projet (en particulier dans le cas d'un CAE payable en TND). Cela peut créer des gains ou des pertes pour les propriétaires du projet ainsi qu'une incapacité à convertir les revenus perçus en TND en devises USD/EUR. Ce risque est généralement transféré à l'acheteur en prévoyant le paiement directement en devise ou en prévoyant d'inclure dans le tarif une formule d'indexation pour tenir compte de l'évolution du taux de change entre devises.

5.2.5.3. Risque pays

Le risque Pays (ou risque macro-économique) est intégré par les IPP et les prêteurs dans leur coût du capital. Il peut également être en partie couvert par la mise en place d'instruments de couverture comme le propose MIGA. MIGA, est l'une des institutions membres du Groupe de la Banque mondiale et, a pour mandat de promouvoir les investissements directs étrangers dans les pays en développement, en proposant aux investisseurs et créanciers des assurances contre le risque politique (Inconvertibilité de la monnaie et restriction de transfert ; Expropriation ; Conflits armés, actes terroristes et troubles civils, et ; Rupture de contrat).

5.2.5.4. Risques de disponibilité de financement

Dans le cas d'une maîtrise d'ouvrage publique, la disponibilité du financement dépend notamment de la capacité d'endettement de l'Etat et les conséquences macroéconomiques que cela pourrait avoir à l'échelle nationale.

Le partenaire privé assume le risque de disponibilité de financement et s'engage à apporter les fonds nécessaires sous formes de fonds propres et dettes long terme lors du bouclage financier.

Dans le cas de projets complexes comme les projets CSP et compte tenu des risques perçus, le financement de l'infrastructure peut être un frein au développement du projet. Les entreprises privées (et leurs organismes prêteurs) feront preuve de prudence avant d'accepter des risques importants qui échappent à leur contrôle. Si elles y consentent, leur tarif reflètera les risques supportés. Afin d'optimiser le coût global du projet, l'autorité publique peut envisager de supporter les risques de financement en regroupant les fonds nécessaires auprès des institutions financières et les rétrocéder par la suite au partenaire privé (comme l'a fait MASEN). Dans ce cas l'autorité publique serait emprunteur.

5.2.6. Risques d'exploitation

5.2.6.1. Risques de demande

En maîtrise d'ouvrage privée, le concessionnaire doit s'assurer de la rentabilité du projet et n'a que peu de prise sur l'évolution de la demande électrique nationale qui dépend en grande partie de la politique énergétique du pays, et du modèle du marché électrique. Aussi, le risque de demande est généralement porté par l'acheteur de l'énergie électrique (la STEG dans le cas d'espèce). Le contrat d'achat d'énergie conclu entre le concessionnaire et la STEG sera ainsi vraisemblablement de type *take or pay* garantissant l'achat de la totalité de la production d'énergie et permettant au concessionnaire de se protéger contre le risque de demande. Cet élément est clé pour la bancabilité du projet.

5.2.6.2. Risques liés à la performance

Dans un contrat de marché public, les objectifs de performances sont assurés par l'opérateur public.

En maîtrise d'ouvrage privée, le risque est supporté par le partenaire privé. Le partenaire privé s'engage à déployer tous les moyens nécessaires pour atteindre les objectifs de performance figurant dans le programme fonctionnel et ce, conformément aux lois, règlements et normes en vigueur.

Des indemnités sont demandées au partenaire privé dans le cas de non satisfaction de certains indicateurs. Les indemnités doivent être correctement dimensionnées (avec éventuellement la mise en place d'un plafond) pour ne pas obérer la bancabilité du Projet.

5.2.6.3. Risques de maintenance et gros entretien renouvellement (GER)

Dans le cadre des projets CSP, la qualité de la maintenance et de l'entretien sont des éléments clés notamment dans l'atténuation des risques d'incendies.

Dans une maîtrise d'ouvrage publique, l'autorité publique peut externaliser la gestion de la maintenance à travers un contrat O&M ou en être directement responsable. Cependant, les contraintes budgétaires annuelles peuvent conduire en gestion publique à ajuster à la baisse les crédits de maintenance et de rénovation en procédant à des arbitrages au profit d'autres projets jugés plus prioritaires. Par ailleurs, la maintenance (remplacement des équipements) est principalement soumise aux marchés publics ce qui en Tunisie prend beaucoup de temps et impacte négativement le fonctionnement de la centrale.

A l'inverse, un contrat de maîtrise d'ouvrage privé permet d'assurer la maintenance de l'ouvrage à long terme, ce qui permet de sanctuariser les budgets de maintenance de l'infrastructure et donc de préserver la disponibilité et la qualité de l'infrastructure à long-terme.

De plus, le partenaire privé doit prévoir la mise en place d'un programme d'entretien, de maintenance et gros entretien et renouvellement (GER) avant l'attribution du contrat, l'engageant à mettre en œuvre les moyens et ressources nécessaires pour garantir le maintien de l'ouvrage en état de fonctionnement. Le plan de maintenance et exigences d'entretiens sont généralement définies dans les spécifications techniques du dossier d'appel d'offres. Les contrats de maîtrise d'ouvrage privée sont des contrats globalisants qui permettent des gains significatifs résultant d'une meilleure organisation des travaux. L'intégration des missions de conception et de réalisation, d'exploitation et de maintenance confiées au même groupement, réduisant ainsi les coûts d'interface.

5.3. Présentation des modèles contractuels envisageables

La présente section a pour objectif d'éclairer l'Etat dans son choix du mode de réalisation du projet Beni Mhira au travers d'une analyse comparative des différentes formes contractuelles de réalisation du Projet.

Dans ce contexte, une réflexion a été lancée par les parties prenantes du projet afin d'identifier les différents montages juridiques envisageables pour la réalisation et l'exploitation d'une centrale solaire CSP d'une capacité de production de 100 MW, extensible à 400 MW, et les comparer afin de déterminer le montage le plus optimal.

Au regard du périmètre du projet, plusieurs montages peuvent être envisageables. Compte tenu des conclusions de l'analyse juridique, les montages suivants ont été étudiés :

- ▶ Maîtrise d'ouvrage publique
- ▶ Maîtrise d'ouvrage privée

Si la maîtrise d'ouvrage publique (contrat EPC suivi de la passation d'un contrat O&M) conduit forcément à un financement public, dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage privée, il peut être envisagé soit un financement public, soit un financement privé, ou encore un financement mixte public/privé.

Un point d'attention, les notions de Build-Operate-Transfer (BOT), Build-Own-Operate-Transfer (BOOT), Design-Build-Finance-Operate (DBFO) sont des termes génériques particulièrement utilisés dans le monde anglosaxon où prédomine le concept de common law. Ces notions ne renvoient à aucun concept juridique précis dans le corpus législatif tunisien. En matière de PPP, la législation tunisienne

définit la concession (loi 2008-12) et le contrat de partenariat (loi 2015-49). Plus particulièrement s'agissant du développement de projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable sous maîtrise d'ouvrage privée, il convient de se référer à la loi 2015-12. Celle-ci prévoit à son article 13 que « Les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables pour satisfaire les besoins de la consommation locale, qui dépassent la puissance électrique maximale installée prévue à l'article 12 de la présente loi, sont réalisés conformément aux principes de la concurrence, de l'égalité des chances et de la transparence conformément à la législation en vigueur en matière d'attribution des concessions par l'Etat. ». Ainsi, il apparaît nécessaire de conclure un contrat de concession tel que défini par Loi n° 2008-23 du 1er avril 2008 relative au régime des concessions.

Par ailleurs, la notion de Joint-Venture (coentreprise en français) renvoie également au vocabulaire du droit anglo-saxon où il a d'abord été utilisé. Celui-ci ne désigne pas une forme de PPP mais désigne une structure corporate

Ainsi, ces différentes terminologies ne sont pas utilisées dans la suite de ce rapport.

5.3.1. Maîtrise d'ouvrage publique

Les marchés publics sont par définition des contrats de prestations, par lesquels la personne publique peut déléguer l'ensemble des travaux et services associés à la construction d'infrastructure de la conception à l'exploitation et la maintenance de l'ouvrage. L'ouvrage obtenu appartient à la personne publique qui rémunère le contractant privé en fonction du contrat d'exploitation choisi : rémunération fixe au forfait ou une rémunération mixte prenant en compte les performances de l'ouvrage. L'Etat porte ainsi le risque commercial puisque qu'il existe une garantie (partielle ou totale) de rémunération pour l'exploitant. Les deux contrats principaux de la maîtrise d'ouvrage publiques sont : (i) les contrats de conception et de construction (EPC) (ii) les contrats d'exploitation et de maintenance (O&M).

Le recours aux marchés publics nécessite de respecter l'ensemble des règles définies par le Décret Marchés Publics ainsi que les règles applicables à la commande publique, notamment :

- ▶ L'identification de chacun des besoins de l'Etat pour la réalisation du projet selon leur nature (marché de travaux, marché de fourniture ou marché de services). En effet « les prestations qui font l'objet des marchés doivent répondre exclusivement à la nature et à l'étendue des besoins à satisfaire⁶ » ;
- ▶ Le recours à l'allotissement lorsqu'il est de nature à encourager la participation des entreprises nationales⁷ ;
- ▶ Pour chaque marché public conclu, l'ordonnancement et le paiement dans un délai maximum de quatre-vingt-dix jours à compter de la constatation du service fait de la prestation objet de la commande publique.

Au regard des éléments exposés ci-dessus, deux montages en maîtrise d'ouvrage publique s'avèrent pertinents : les marchés publics « classiques » et les marchés publics de conception-réalisation.

5.3.1.1. Les marchés publics « classiques »

En cas de recours à ce type de contrats, l'Etat sera maître d'ouvrage dans le cadre du marché de travaux (contrat EPC de type clé en main) et devra recourir, préalablement à la passation du contrat EPC, à un marché de maîtrise d'œuvre (appartenant à la catégorie des marchés de services).

Ensuite, à chaque mission confiée à un futur cocontractant correspondra un marché public de travaux, de fourniture ou de services, ainsi que la rémunération y afférent.

Ce type de contrat est actuellement celui que la STEG utilise pour pratiquement toutes les centrales réalisées. La politique de passation de marchés de l'Etat a néanmoins récemment évolué avec une volonté affichée d'un recours accru du secteur privé dans le développement et l'exploitation des centrales de production d'électricité. Cela s'est récemment traduit par un appel d'offres afin de développer 500 MW de centrales solaires PV en maîtrise d'ouvrage privée (IPP, régime des

⁶ Article 10 du règlement des marchés publics, 2014

⁷ Article 16 du règlement des marchés publics, 2014

concessions, voir infra). Un second appel d'offres de ce type doit voir le jour prochainement pour le développement de 300 MW de centrales éoliennes. De l'avis de la STEG, l'EPC reste le moyen le plus sûr pour permettre le contrôle et le suivi de l'exécution des projets en temps réel avec le pouvoir d'agir. Les délais de la procédure EPC seraient plus courts (nous ne disposons néanmoins pas d'éléments factuels pour étayer cette assertion).

Ainsi, la conclusion des différents marchés publics pourra aboutir à la présence de titulaires différents entre le marché de maîtrise d'œuvre, le marché public de travaux (contrat EPC) et les différents marchés publics de services relatifs à la maintenance et l'exploitation de la centrale CSP.

Cela entraîne en outre une complexification des modalités de contrôle par l'Etat sur ses différents cocontractants, en raison de leur nombre. Si, dans une relation bilatérale, les droits et obligations des deux cocontractants sont aisément identifiables – et ainsi contrôlables – il n'en va pas de même dans le cas de relations multilatérales. Ainsi, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, le responsable sera nécessairement plus délicat à identifier, et le cas échéant à sanctionner.

Ce risque est atténué dans le cadre d'un contrat EPC clé en main à prix fixe. Néanmoins même dans ce cas, le risque de construction est porté par la partie publique de manière accrue par rapport à des contrats de maîtrise d'ouvrage privée.

Enfin, la coordination entre les différents intervenants permettant la réalisation du Projet sera rendue d'autant plus difficile à organiser que le nombre de parties au Projet sera élevé. La multiplicité des marchés à conclure implique un risque d'interface et des difficultés de coordination importantes.

5.3.1.2. Les marchés publics de conception – réalisation (contrat EPC clé en main)

Aux termes de l'article 15 du Décret des Marchés Publics, « *Le marché de conception-réalisation est un marché qui porte à la fois sur la conception d'un projet et l'exécution des travaux, ou sur la conception d'un ouvrage, la fourniture de ses équipements et sa réalisation* ».

Le recours à un marché public de conception-réalisation est cependant encadré par la condition de recours suivante :

« L'acheteur public ne peut recourir à un marché de conception-réalisation que si ce recours est justifié par des motifs d'ordre technique nécessitant des technicités spéciales et des processus d'exécution étroitement intégrés et exigeant l'association du concepteur et du réalisateur de la prestation. Ces motifs doivent être liés à la fonctionnalité et à la mise en œuvre technique de l'ouvrage. »

Afin de limiter les risques identifiés dans la section 5.3.1.1, il pourrait donc être envisagé de mettre en place un marché de ce type de marché EPC clé en main à prix fixe. Le risque d'interface serait alors réduit ainsi que le risque lié à la conception de l'ouvrage.

5.3.2. Maîtrise d'ouvrage privée

Le Plan Solaire Tunisien (PST) mis en place en 2009 par l'Agence Nationale de Maîtrise de l'Energie (ANME) puis révisé à plusieurs reprises les années suivantes, définit la stratégie opérationnelle du pays devant permettre d'atteindre l'objectif de la politique de transition énergétique en termes de pénétration des ENR en Tunisie.

Le PST couvre certains projets liés au domaine des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse). Sa réalisation implique le secteur public et le secteur privé, et est soutenue par un ensemble de mécanismes de soutiens administratifs, réglementaires et financiers.

A ce jour la dernière version de ce plan est présentée dans l'avis relatif aux projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables n°01 / 2016 et publié par le MEMTE qui couvre la période 2017-2020. L'Avis indique que les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables assujettis aux régimes des autorisations et des concessions seront réalisés par le secteur privé suite à des appels à projets et à des appels d'offres.

Ainsi, le montage concessif est évalué dans le présent rapport sous ses deux formats : une concession à un producteur privé sans implication du public autre qu'autorité concédante, et un montage concessif

mixte impliquant l'Etat dans le financement de l'infrastructure et/ou à travers une prise de participation (cette participation devant restée minoritaire afin d'éviter les risques de requalification juridique du contrat et maintenir un niveau de transfert élevé du risque au secteur privé)

Les conventions de concession visent à externaliser l'ensemble des activités auprès d'acteurs économiques spécialisés. Au sein d'un tel contrat, l'opérateur économique se rémunère directement auprès des usagers en contrepartie du service rendu et porte ainsi le risque commercial lié à l'exploitation de l'ouvrage. Dans le cadre des projets de centrales électriques, les conventions de concessions s'accompagnent d'un CAE. Le client du partenaire privé est la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz en Tunisie, STEG.

Par déduction des éléments de l'article 14 du décret n° 2016-1123, nous comprenons que le régime des concessions concerne les projets ENR dont la puissance électrique installée est supérieure à 10 MW pour les centrales solaires photovoltaïques (PV), 10 MW pour les centrales solaires thermodynamiques, 30 MW pour les centrales éoliennes et 15 MW pour les centrales biomasses (décret n° 2016-1123, Art.14). Sont également concernés par le régime des concessions les projets de production d'électricité ENR destinée à l'exportation (décret n° 2016-1123, Art.24). L'actualisation de l'avis n°1 / 2016 publié par le MEMER a fixé la capacité électrique à installer sous le régime des concessions durant la période 2018-2022, à 500 MW pour le solaire PV et 500 MW pour l'éolien⁸. L'avis ne mentionne pas les projets CSP.

Les contrats de concession sont attribués à la suite d'une mise en concurrence et d'un appel d'offres conformément à la réglementation en vigueur et notamment le décret n°96-1125 qui fixe les modalités d'octroi de la concession de production d'électricité à des personnes privées.

Dans le cas d'un montage concessif, les risques de construction et d'exploitation de l'infrastructure sont transférés en totalité au concessionnaire. Le concessionnaire supporte alors l'ensemble des risques commerciaux (à l'instar du risque de production et de disponibilité), dans les conditions fixées par la convention de concession et le cahier des charges.

Pour autant, il ne s'agit pas d'une privatisation de l'infrastructure car l'Etat conserve un contrôle tout au long de l'exécution du contrat, tant lors de la phase de construction que lors de la phase d'exploitation de l'infrastructure, où l'Etat contrôle l'exécution du contrat et la façon dont le concessionnaire respecte les objectifs de performance et de qualité de service convenus contractuellement. En effet, le contrat de concession signé entre l'Etat (représenté par le MEMTE et le concessionnaire doit inclure les dispositions suivantes (Loi 2015-12 Article 26) :

- ▶ *« la nature et le contenu des travaux envisagés,*
- ▶ *la durée de la concession et les modalités de son entrée en vigueur, de sa fin, de sa résiliation et, le cas échéant, les conditions de sa prorogation,*
- ▶ *la révision ou le contrôle que peut exercer le concédant sur le concessionnaire et les informations devant faire l'objet de déclaration,*
- ▶ *Les conditions de cession des actionnaires de leurs actions ou parts dans la société de projet, le cas échéant,*
- ▶ *les normes générales des équipements et matériels du projet,*
- ▶ *les conditions et les délais de réalisation du projet et de son fonctionnement,*
- ▶ *le sort des installations, bâtiments et matériels au terme de la concession,*
- ▶ *les conditions d'occupation du terrain affecté au projet,*
- ▶ *la redevance revenant à l'Etat et les modalités de son actualisation,*
- ▶ *la part en pourcentage revenant à l'Etat sur l'électricité produite destinée à l'exportation,*
- ▶ *le pourcentage minimum garanti d'intégration industrielle,*

⁸ Source : Présentation Accélération de la Mise en œuvre des Projets d'Energies renouvelables 04/07/2018, ANME.

- ▶ *les conditions techniques et financières de la réalisation et l'exploitation du projet,*
- ▶ *les cas de déchéance autres que ceux prévus à l'article 36 de la présente loi,*
- ▶ *les modes de règlement des différends. »*

Par ailleurs, la loi 2015-12 prévoit en son article 32 que : « *Les unités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables sont soumises au contrôle des services du ministère chargé de l'énergie et de tous les corps de contrôle habilités à cet effet en vertu de leurs textes spécifiques, dans le but du contrôle du respect par le producteur d'électricité à partir des énergies renouvelables des conditions relatives à la réalisation de ces unités, leur fonctionnement, leur exploitation, leur entretien et les exigences générales en matière de sécurité, de protection de l'environnement, de prévention des risques d'incendie et d'explosion, et d'une manière générale le respect de la législation en vigueur.* ». Ainsi, la Loi 2015-12 garantit que même en cas de recours au schéma concessif, les pouvoirs de contrôle et de sanction de l'Etat et de ses représentants habilités sont assurée.

5.3.2.1. Montage concessif avec financement privé

Dans le cas d'un montage concessif privé, le promoteur est tenu d'assurer et arranger le financement nécessaire, sous forme de capitaux propres et de dette pour la réalisation complète du projet.

Le financement du projet sera de la seule responsabilité du partenaire privé, éventuellement de type sans recours. L'Etat, en l'occurrence le MEMTE et la STEG, ne sera pas partie prenante dans les contrats de financement avec les bailleurs de fonds.

De plus, le promoteur sera responsable d'assurer un équilibre économique et financier au projet. L'Etat n'est pas obligé de verser dans le cadre de ce montage une subvention d'investissement ou d'exploitation. Le concessionnaire se rémunère (investissement et exploitation) en facturant un prix de vente d'énergie. Ce prix sera en fonction des capacités prévisionnelles de production envisagées par le concessionnaire qui exploite la centrale à ses risques et périls. Ainsi, les coûts d'investissement et la rémunération du privé impacteront directement le prix de vente d'énergie défini dans le CAE.

Dans le cadre de ce montage, le prix d'achat serait le principal critère de choix financier du concessionnaire (après vérification du respect du cahier des charges technique et du cahier des charges Environnemental et Social suivant un mécanisme d'évaluation de type pass or fail).

Dans ce schéma, le concessionnaire (SPV) signe un contrat de concession avec l'Etat représenté par le MEMTE (comme cela est prévu au titre de la Loi 2015-12). Le concessionnaire signe alors avec la STEG un CAE. Le concessionnaire a la charge de trouver le financement nécessaire à la réalisation du projet via le recours à des fonds propres apportés par des actionnaires et de la dette bancaire.

En outre, la meilleure répartition des risques dans ce schéma permet de s'assurer de la sélection de partenaires fiables et de les mobiliser efficacement sous l'effet des mécanismes de suretés mis en place (notamment garanties bancaires à première demande qui peuvent être tirées en cas de défaillance de la partie privée).

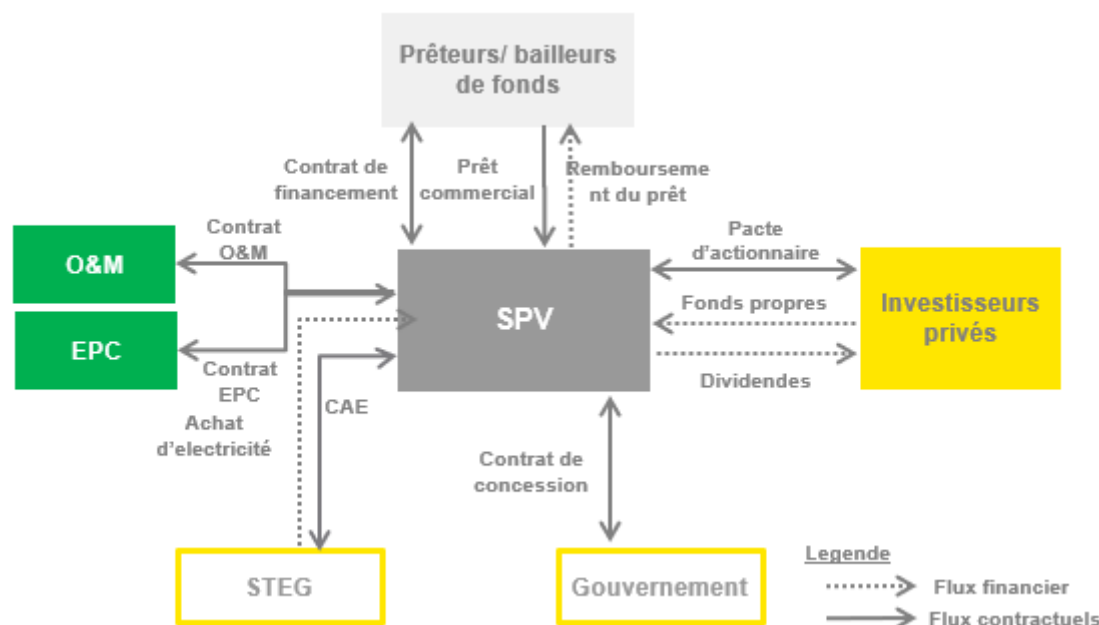


Figure 3 : Schéma du montage concessif avec financement privé

5.3.2.2. Montage concessif avec un financement apporté par une entité publique

Pour certains projets, l'Etat se trouve dans l'obligation de prendre en charge une partie ou la totalité du financement de l'infrastructure. En effet, le secteur privé ne peut intervenir que si le projet lui assure une certaine rémunération, qui dans certains cas, ne peut être assurée que si l'Etat prend à sa charge une partie des dépenses, et ce, à travers des engagements financiers tels que la prise de participation ou le recours à des prêts concessionnels garantis par l'Etat.

Sous réserve du mandatement d'un cabinet d'avocats émettant un avis juridique en la matière, les schémas ci-dessous ne semblent pas nécessiter de modifications des lois en vigueur en Tunisie.

Prise de participation

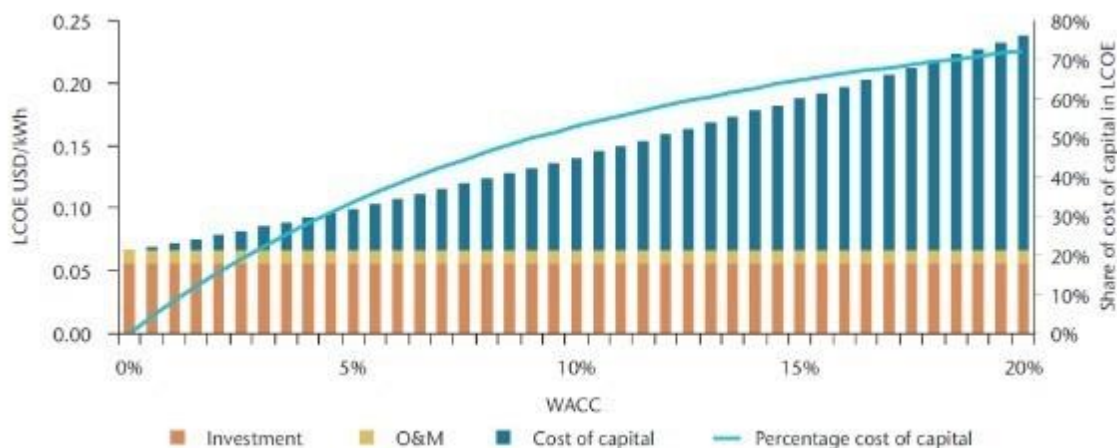
L'Etat peut envisager une prise de participation dans la société de projet afin d'optimiser le financement global du projet. Cette prise de participation permettrait également à la partie publique de suivre de près le déploiement du projet et d'accélérer le transfert de compétences. En effet, une prise de participation via des fonds souverains tunisien ou des fonds de soutien de la transition énergétique peut optimiser le montage financier et l'économie globale du projet. La prise de participation implique une participation aux capitaux propres de la société.

Il convient néanmoins de noter que cette participation doit être considérée dans le coût global actualisé à la charge de la personne publique dans le cadre de ce projet dans le cas où cette prise de participation ne serait pas financée par un don.

En tout état de cause, l'Etat doit envisager des sources de financement de cette prise de participation. Le recours au marché obligataire ou des lignes de financement spécifiques pourra permettre de rassembler les fonds nécessaires à cette prise de participation.

Prêt concessionnel

Les projets solaires (quel que soit leur technologie) ont une très forte intensité capitalistique. Une part prépondérante du coût de revient provient des coûts d'investissement initiaux. Aussi, ce type de projet est très sensible au coût du capital (comme le montre la figure ci-dessous tirée d'un rapport de l'IAE).



L'autorité publique peut solliciter des prêts concessionnels auprès des bailleurs de fonds. Les prêts concessionnels dits souverains, garantis par l'Etat, permettent de bénéficier de conditions de financement privilégiées pesant favorablement sur l'économie globale du projet.

Les prêts concessionnels non souverains peuvent également être accordés à des organismes publics ou des entreprises du secteur privé en charge d'une mission publique avec des conditions moins favorables mais plus avantageuses que le prêt auprès de banques commerciales.

En tout état de cause, les prêts concessionnels permettent de bénéficier de taux d'intérêt inférieurs aux taux de marché, impactant significativement le coût global du financement du projet et réduisant aussi bien le tarif d'achat résultant et le coût global actualisé du projet.

Dans le cadre du processus d'instruction des demandes de financement de ce type, les bailleurs de fonds demandent généralement de démontrer l'impact socio-économique positif du projet. Le prêt est par la suite rétrocédé à la SPV sur toute la durée de l'emprunt.

Cette approche permet de réduire le risque de financement du projet et d'assurer la disponibilité du financement.

Au regard des éléments présentés ci-dessus, un montage concessif avec un financement porté par une entité publique nous paraît opportun compte tenu des spécificités du projet et des premiers résultats de l'analyse économique du projet.

Cette structure de financement permettrait d'optimiser le profil de risque du projet et de réduire le coût de financement grâce au financement concessionnel pouvant être accordé à une entité publique.

En effet, le financement serait levé auprès d'institutions et bailleurs de fonds sous forme de prêt concessionnel et éventuellement souverain grâce à la garantie souveraine de l'Etat tunisien. Pour en bénéficier, la STEG ou une autre entité publique dédiée au projet CSP en Tunisie pourrait supporter ce financement et le rétrocéder à la SPV en charge du projet, sous réserve de la compatibilité avec les lois et règlement en vigueur en Tunisie. Les prêts concessionnels et souverains permettent de bénéficier de taux d'intérêt inférieurs aux taux de marché, impactant significativement le coût global du financement du projet et réduisant aussi bien le tarif d'achat résultant de l'AO et le coût global actualisé du projet.

L'investisseur privé est tenu d'apporter les fonds propres et est contraint de maintenir un niveau de performance globale important sur une période dépassant la seule date de mise à disposition des ouvrages. En effet, le partenaire privé se trouve plus longtemps responsabilisé étant donné que sa rémunération est construite sur la durée du contrat, contrairement à un contrat EPC où la rémunération du cocontractant est acquise à l'issue de la période de garantie de 2 ans suivant la mise en service.

Il convient toutefois d'étudier la capacité de la STEG à s'endetter auprès des bailleurs de fonds et supporter le coût de cette dette bien que rétrocéder à la SPV dédiée au projet.

Par ailleurs, et dans le cas d'une création d'une structure dédiée aux projets CSP en Tunisie, il convient de prendre en compte les coûts induits par la mise en place d'une telle structure et l'impact global sur le coût de développement du CSP en Tunisie.

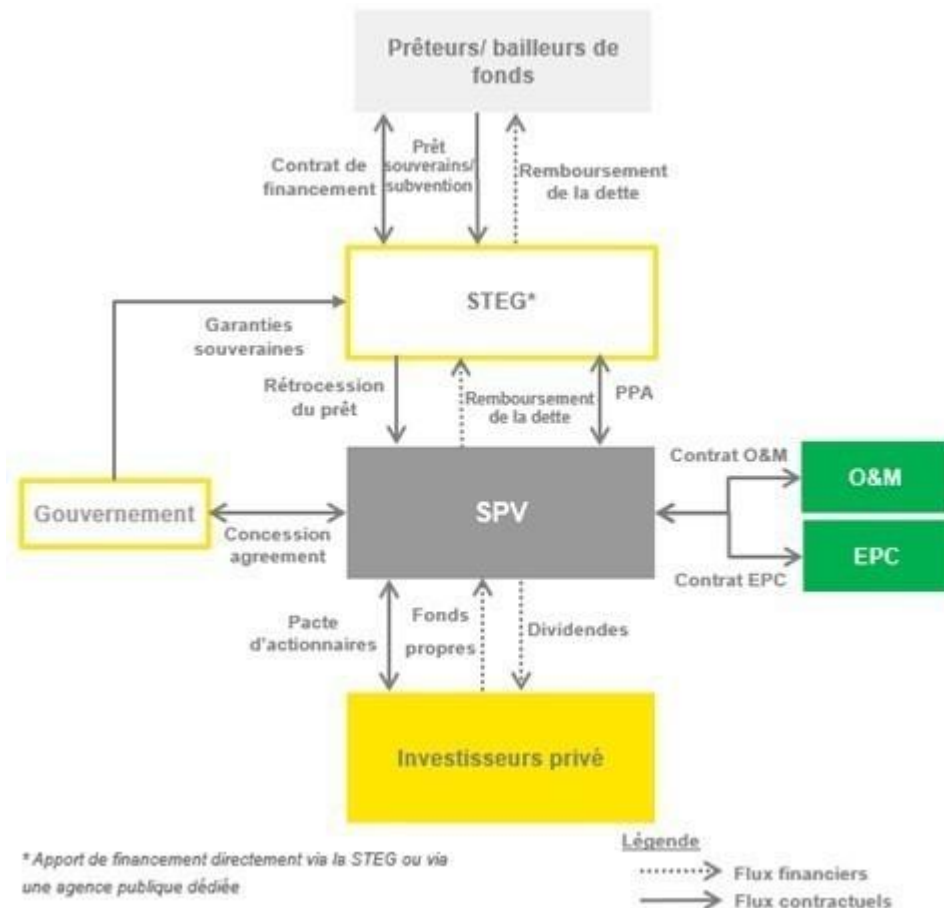


Figure 4 : Schéma du montage concessif avec financement public

5.3.2.3. Montage concessif avec un financement privé et un financement public

Le montage décrit ci-après est un montage hybride permettant un financement bancaire sous forme de prêt commercial et prêt concessionnel.

Le promoteur est tenu d'assurer et arranger le financement nécessaire, sous forme de capitaux propres et de dette pour la réalisation complète du projet. La dette prendra la forme de prêt commercial aux conditions du marché. Les flux opérationnels du projet permettront de rémunérer le partenaire privé sur la durée globale du contrat.

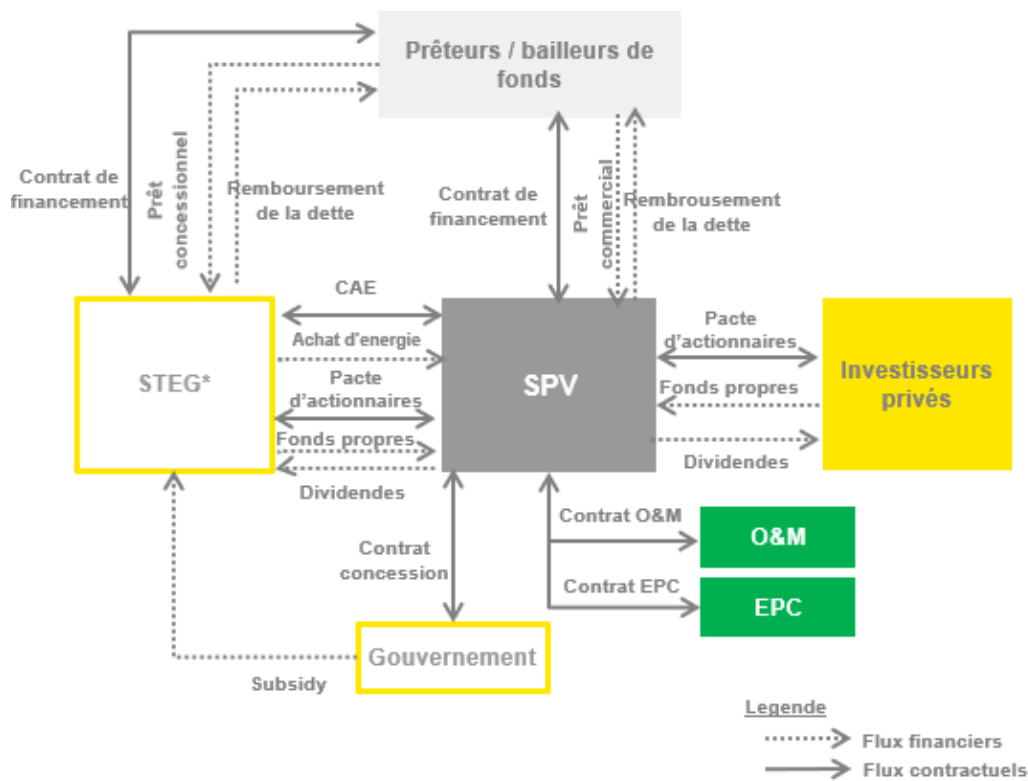
Afin d'optimiser le tarif et le profil de risque du projet, l'Etat tunisien, à travers la STEG ou une autre entité publique, pourrait prendre en charge une partie de l'investissement. L'entreprise publique pourrait recourir à des prêts concessionnels, soit avec des taux de financement inférieurs aux taux de marché, impactant positivement le coût global du financement du projet et réduisant le tarif d'achat résultant de l'économie globale du projet.

L'entreprise publique pourrait également prendre part à l'actionnariat de l'entreprise, via une prise de participation minoritaire, (voir également détails apportés en section 5.3.2.2).

Enfin, le gouvernement peut, via le versement d'une subvention d'investissement ou d'exploitation, soutenir l'entité publique, afin d'assurer l'équilibre économique de l'opération.

Par ailleurs, il est important d'évaluer le coût de la prise de participation publique dans le projet et notamment la mise à disposition des fonds nécessaires pour permettre ce montage. Il convient

également d'évaluer la capacité de la STEG ou de l'entité publique dédiée à s'endetter auprès des bailleurs de fonds et supporter le coût de cette dette dans les comptes de l'Etat.



* Apport de financement directement via la STEG ou via une autre entité publique

Figure 5 : Schéma du montage concessif avec un financement privé et un financement public



Retour d'expérience : Accroître les capacités de production d'énergie renouvelable et bon marché (projet de parc éolien au lac de Turkana)⁹

Institution officielle : DG DEVCO par l'intermédiaire du Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures (FFUEAI)

Partenaires de l'opération de financement mixte : Banque européenne d'investissement (BEI) ; un consortium comprenant KP&P Africa B.V. et Aldwych International en tant que co-promoteurs, Investment Fund for Developing Countries (IFU) , Vestas Eastern Africa Limited ; Finnish Fund for Industriel Cooperation Ltd. (Finnfund) ; KLP Norfund Investments AS (KNI), et Sandpiper. Vestas et Google ont conclu un accord de cession de parts, selon lequel Google acquerra les parts de Vestas dans le projet une fois ce dernier achevé en 2017

Enjeu : Le projet de parc éolien au lac Turkana est unique : c'est le plus grand parc éolien du Kenya et un des plus gros investissements privés jamais réalisés au Kenya (BEI, 2011). Une fois achevé, le parc éolien produira 310 MW d'électricité d'origine éolienne, soit 15 % de la capacité de production installée actuelle du Kenya. En 2010, les principaux promoteurs, des sociétés privées et des institutions de financement du développement, ont signé un contrat d'achat d'électricité avec Kenyan Power Company, qui définit un tarif d'achat à prix fixe sur une période de 20 ans sur la base du coût

⁹ Mettre le financement mixte au service des Objectifs de développement durable, OCDE, 27 septembre 2019. D'autres retours d'expériences sont disponibles dans cet ouvrage :

https://read.oecd-ilibrary.org/development/mettre-le-financement-mixte-au-service-des-objectifs-de-developpement-durable_2e236a6b-fr#page1

du projet à l'époque. Cependant, le bouclage financier du parc éolien était compromis, la longueur du processus de diligence et l'inadéquation des financements fournis par les bailleurs de fonds ayant fait grimper les coûts.

Solution : Pour que le projet redevienne viable et pour permettre son bouclage financier, la DG DEVCO est intervenue par l'intermédiaire du FFUEAI parallèlement à des financements concessionnels mixtes et d'autres financements non concessionnels fournis par la Banque européenne d'investissement (BEI). Le FFUEAI a participé en qualité d'investisseur public en prenant une participation préférentielle cumulative et remboursable de 25 millions EUR dans le capital. Le financement concessionnel a été fourni à des conditions plus avantageuses que les taux du marché, a été subordonné en termes de flux de trésorerie, et n'a été remboursé qu'après remboursement de tous les créanciers de rang supérieur. Les éventuels dividendes seront affectés au financement de projets d'électrification rurale ou sociaux au sein de la communauté locale. La BEI a structuré l'instrument financier et l'administre. De plus, elle fait partie du groupe de prêteurs de premier rang aux côtés d'investisseurs commerciaux. Pour éviter les conflits entre organismes, deux équipes distinctes au sein de la BEI gèrent les deux expositions.

Impact : Une fois terminé, le projet de parc éolien au lac Turkana fera économiser l'émission de 16 millions de tonnes de carbone pendant sa durée de vie et réduira les importations de combustibles du Kenya d'environ 120 millions EUR par an, selon les estimations. Par conséquent, le projet se traduira par une augmentation de l'énergie disponible à bas coût au Kenya et une diminution des émissions de carbone et des importations de pétrole. Il contribuera à l'ODD 9 (industrie, innovation et infrastructure) et à l'ODD 7 (énergie propre et abordable).

5.4. Synthèse

5.4.1. Recommandations sur le schéma contractuel

Dans un schéma de maîtrise d'ouvrage publique (avec conclusion d'un contrat EPC), les coûts de financement sont en général plus faibles que dans un schéma en maîtrise d'ouvrage privée qui voit la mobilisation de fonds propres de partenaires privés qui appellent à une rémunération plus importante, et d'un coût de la dette plus onéreux.

Toutefois cet avantage facial masque les risques que font peser la maîtrise d'ouvrage publique sur la personne publique. Ce montage aboutit à faire porter d'importants risques à la personne publique alors que ceux-ci sont en partie transférés au secteur privé dans les autres montages.

Le recours à une maîtrise d'ouvrage privée se justifie donc par une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé supérieure au surcoût de financement induit par la conclusion de ce type de contrat.

En particulier, le recours à une maîtrise d'ouvrage privée doit permettre :

- ▶ Le partenaire privé supporte les risques techniques ;
- ▶ Permet un transfert de compétence vers le public ;
- ▶ Permet de mieux garantir les coûts et délais d'un projet ;
- ▶ via les contrats globaux et de long terme, organise la maintenance de long terme des infrastructures

Il pourrait être objecté que le recours à une maîtrise d'ouvrage privée aurait les conséquences suivantes :

- ▶ Limitation des moyens de la STEG de maîtrise et de contrôle des ouvrages ;
- ▶ Risque de problèmes d'achat de l'électricité et de pénalité de retard si la STEG se trouve incapable de payer les factures ;
- ▶ Perte de la sécurité énergétique au profit des capitaux privés (majoritairement étrangers).

Néanmoins, les termes du contrat de concession (dont les principaux éléments qu'il doit contenir sont définis au titre de la loi 2015-012) garantissent à l'Etat et ses représentants la maîtrise et le contrôle

nécessaire pour assurer le bon déroulement du projet. S'agissant du paiement des factures, des mécanismes de garantie pourront être mis en place pour permettre d'atténuer ce risque. Cela constituera un point important de bancabilité du projet. Enfin, s'agissant de la sécurité énergétique de la Tunisie, le caractère même des contrats de type IPP (en ce qu'ils sont des contrats performantiels) est l'essence même de la politique de sécurité énergétique de la Tunisie. S'agissant de la prédominance de capitaux étrangers dans ce type de projets, il est toujours possible de définir des règles relatives à la structure capitalistique du projet afin de favoriser les capitaux tunisiens.

En outre, l'atténuation des risques à tous les niveaux permet de s'assurer de la sélection de partenaires fiables et de les mobiliser efficacement avec des mécanismes juridiques et financiers d'atténuation des risques éprouvés. Par exemple si la centrale ne passe pas les tests, elle est rejetée avec une perte pour la partie privée de tout ou partie des capitaux investis. Si la centrale est défaillante, le PPA peut être résilié avec la possibilité pour la partie publique de reprendre la centrale à un prix adapté ou de la faire démanteler.

Dans le cadre des discussions menées avec les Institutions Financières Internationales (IFI)¹⁰, la plupart des institutions consultées ont exprimé un intérêt pour la technologie CSP et le projet, dans la mesure où sa pertinence dans le contexte spécifique du mix électrique tunisien a été confirmée suite à la première phase de l'assistance technique. Il a par ailleurs été confirmé que cette technologie fait partie des politiques et des stratégies de nombreuses IFI et que, à ce titre, le financement d'un projet à Beni Mhira est en principe envisageable. Cette éligibilité sera bien sûr à reconsidérer au cas par cas, notamment en fonction du schéma contractuel retenu pour le projet.

Compte tenu de la taille et de l'investissement potentiels de la centrale, les échanges ont permis de confirmer la préférence des IFI pour un modèle dans lequel la maîtrise d'ouvrage serait portée par le privé dans le cadre d'un contrat global. Ce modèle serait le plus à même de les rassurer et donc de faciliter le financement du projet. En effet, un projet CSP ou hybride CSP-PV représente un investissement important. L'analyse des configurations techniques envisagées montrent que l'investissement nécessaire pour dépasser 1 milliard d'USD. Les discussions conduites avec les IFI impliquées en Tunisie économiques semblent souligner que les conditions économiques et financières actuelles du secteur public tunisien n'offrent pas des conditions optimales pour porter un tel investissement. Les IFI consultées semblent indiquer que la sélection d'une entité privée solide financièrement pourrait permettre d'offrir des garanties optimales pour le financement du projet, favorisant ainsi sa réalisation en limitant les risques de défaut financier

Il reste néanmoins possible de mobiliser du financement public pour le projet dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage privée (comme cela a été fait dans le cadre de MASEN, voir détail de la structuration en annexe).

Sous réserve du mandatement d'un cabinet d'avocats émettant un avis juridique en la matière, les schémas présentés ne semblent pas nécessiter de modifications des lois en vigueur en Tunisie.

¹⁰ Agence Française de Développement (AFD), Banque Africaine de Développement (BAD), Banque Européenne d'Investissements (BEI), Agence Allemande pour la Coopération Internationale (GIZ), Agence de Coopération Internationale du Japon (JICA), Etablissement Allemand de Crédit pour la Reconstruction (KfW).

5.4.2. Synthèse de l'allocation des principaux risques en fonction du schéma de financement

Dans tous les cas, l'hypothèse prise est que le projet est développé en maîtrise d'ouvrage privée, sous le régime de la concession. Dans le cadre de ce régime, il peut néanmoins être envisagé que tout ou partie du financement soit octroyé par la puissance publique. Le tableau ci-dessous synthétise la répartition des risques entre le public et le privé fonction du schéma de financement retenu.

	Schéma 1 : Montage concessif avec financement privé		Schéma 2 : Montage concessif avec un financement apporté par une entité publique*		Schéma 3 : Montage concessif avec un financement privé et un financement public	
	Risques portés par le public	Risques portés par le privé	Risques portés par le public	Risques portés par le privé	Risques portés par le public	Risques portés par le privé
Risques de construction		✓		✓		✓
Risques de disponibilité, de sécurisation et accès aux sites	✓ (hors permis et autorisations)		✓ (hors permis et autorisations)		✓ (hors permis et autorisations)	
Risques de conception du projet		✓ selon les exigences de conception définies		✓ selon les exigences de conception définies		✓ selon les exigences de conception définies
Risques environnementaux et sociaux		✓	✓	✓		✓
Risques de disponibilité du financement		✓	✓		✓	✓







	Schéma 1 : Montage concessif avec financement privé		Schéma 2 : Montage concessif avec un financement apporté par une entité publique*		Schéma 3 : Montage concessif avec un financement privé et un financement public	
Risques d'exploitation - liés à la performance						
Risques d'exploitation - maintenance et GER						

Tableau 6 : Tableau d'allocations des risques selon le schéma choisi

En outre, ce transfert de risques vers le partenaire privé s'accompagne de mesures coercitives et incitatives garantissant les engagements de celui-ci. L'ensemble contractuel du projet ainsi que les sûretés associées permettent de sanctionner financièrement (et de manière dissuasive) le partenaire privé en cas de sous-performance.

5.4.3. Synthèse des avantages et limites des limites des différents schémas de financement

	Avantages	Limites
Schéma 1 : Montage concessif avec financement privé	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Le partenaire privé supporte les risques techniques ▶ Permet de mieux garantir les coûts et délais d'un projet 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Coûts de financement privé plus élevés ▶ Transfert de compétence vers le public plus limité que dans les autres schémas
Schéma 2 : Montage concessif avec un financement apporté par une entité publique	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Coûts de financement publics plus attractifs ▶ Permet un transfert de compétence vers le public 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Obère les capacités du public à financer d'autres projets à caractère plus social ▶ Importante capacité de suivi requise pour l'Etat ▶ Fait reporter la charge de la structuration financière sur la puissance publique ▶ La STEG est exposée au risque de défaut de la SPV pour le remboursement de la dette atténué par les suretés apportées
Schéma 3 : Montage concessif avec un financement privé et un financement public	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Implication du public dans le financement avec un alignement des intérêts publics et privés et une réduction du CMPC ▶ Permet un transfert de compétence vers le public ▶ Partage des risques 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Gouvernance plus difficile avec le nombre important de parties prenantes ▶ Dans le cas où la STEG serait actionnaire du projet, difficulté pour la STEG de dissocier son rôle d'actionnaire et son rôle d'autorité délégante, pouvant être atténuée par des mécanismes de gestion de conflit d'intérêt

Tableau 7 : Analyse comparative des différents modèle contractuels envisageables

6. Analyse économique

6.1. Hypothèses et scénarios

6.1.1. Principe de l'analyse économique

L'analyse économique réalisée repose sur la comparaison des coûts et bénéfices de deux scénarios, définis comme suit :

- ▶ **Scénario avec projet solaire pilotable** : dans ce scénario, on suppose que la Tunisie investit dans une centrale solaire pilotable. Conformément à l'analyse technique réalisée par Fraunhofer, plusieurs configurations techniques sont envisagées pour ce projet. Les caractéristiques techniques de chacune des configurations envisagées sont décrites dans le paragraphe 6.2.
- ▶ **Scénario de référence** : dans ce scénario, on suppose que la Tunisie investit dans une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) qui produira une quantité d'énergie équivalente à celle de la centrale solaire pilotable.

Afin de comparer les coûts et bénéfices de ces deux scénarios, les résultats de l'analyse économique sont présentés sous la forme de deux indicateurs :

- ▶ La **valeur actuelle nette (VAN)** du projet solaire pilotable. Pour chaque configuration étudiée, une VAN positive signifie que les bénéfices du projet solaire pilotable sont supérieurs à ses coûts comparativement au scénario de référence. Le calcul de la VAN dans l'analyse économique est défini comme suit :

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

- ▶ t désigne la période en cours, étant le moment de la prise de décision,
- ▶ T désigne la dernière période,
- ▶ CF_t est le flux net de trésorerie pour la période : recettes moins dépenses,
- ▶ k est le taux d'actualisation choisi.

- ▶ Le **taux de rentabilité interne économique (TRIE)** du projet, qui correspond au taux annulant la VAN du projet.

Cette section propose également plusieurs analyses de sensibilité afin d'évaluer l'influence de certains paramètres d'entrée (capacité, taille du stockage, évolution du prix du gaz naturel) sur la rentabilité du projet solaire pilotable.

6.1.2. Hypothèses relatives à la technologie solaire pilotable

L'analyse économique est basée sur les hypothèses techniques suivantes pour la centrale solaire pilotable de Beni Mhira :

- ▶ **CAPEX, OPEX, production d'électricité annuelle** : ces données d'entrée nécessaires à la réalisation de l'analyse économique sont issues de l'analyse technique de l'Institut Fraunhofer (voir rapport technique pour plus de détails). L'analyse technique permet, pour chaque technologie (CSP, PV avec batteries ou hybride CSP-PV) et pour chaque configuration étudiée, de déterminer le CAPEX (MUSD) l'OPEX (MUSD/an) et la production annuelle (GWh/an) de la centrale.
- ▶ **Coûts de raccordement de la centrale et de renforcement du réseau** : le CAPEX considéré pour la centrale solaire pilotable tient compte des coûts de raccordement et de renforcement du réseau nécessaires pour la mise en service du projet. Ces hypothèses ont été déterminées par la STEG sur la base d'études réseau spécifiques. Les coûts considérés pour chaque capacité sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Puissance raccordée (MW)	Coût de raccordement (M USD)	Coût de renforcement (M USD)	Coût total (M USD)
100	2,45	6,78	9,23
200	2,45	48,09	50,55
300	9,18	48,09	58,40
400	11,45	59,52	70,97

Tableau 8 : Coûts de raccordement de la centrale et de renforcement du réseau (source : STEG)

6.1.3. Hypothèses relatives à la technologie TGCC

L'analyse économique propose de comparer différents scénarios de centrales solaires pilotables avec un cas de référence correspondant à la construction d'une centrale TGCC permettant de produire une énergie annuelle équivalente, et mise en service à une date similaire.

- **Hypothèses liées à la technologie** : les hypothèses techniques relatives à la technologie TGCC ainsi que les sources de ces hypothèses sont listées dans le tableau ci-dessous :

Hypothèse	Valeur	Unité	Source
CAPEX	700	USD/kW	Energy Information Administration, STEG
OPEX fixe	1,13	% CAPEX	Energy Information Administration
OPEX variable	3,61	USD/MWh	Energy Information Administration
Facteur de charge	60%	%	Valeur moyenne basée sur les résultats de l'analyse technique
Rendement	50%	%	Valeur moyenne constatée pour les centrales TGCC actuellement en service en Tunisie
Durée de vie	30	an	IEA

Tableau 9 : Hypothèses techniques relatives à la technologie TGCC (source : confère tableau)

- **Hypothèses relatives à l'évolution du prix de gaz naturel** : l'évaluation des coûts associés au scénario de référence de mise en service d'une centrale TGCC nécessite une hypothèse sur le prix du gaz naturel et son évolution pendant toute la durée de vie de la centrale. Les hypothèses d'évolution du prix du gaz naturel sont basées sur les projections de l'AIE ainsi que sur des hypothèses de la STEG. L'évolution des prix pour quelques années clés sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

	2019	2025	2030	2035	2040
Prix du gaz (USD/MMBtu)	8,06	10,05	10,58	11,10	11,62

Tableau 10 : Hypothèses d'évolution du prix du gaz naturel en Tunisie (source : AIE, STEG)

6.1.4. Autres hypothèses de la modélisation

Certaines hypothèses complémentaires sont nécessaires afin de réaliser l'analyse économique. Ces hypothèses sont les suivantes :

- ▶ **Taux d'actualisation annuel** : le taux d'actualisation annuel est fixé à 8%, en ligne avec le taux utilisé par la STEG dans ses analyses.
- ▶ **Prix des émissions de CO2** : le modèle économique offre la possibilité de fixer un prix du carbone permettant de valoriser les technologies renouvelables (non émettrices de CO2). Afin de se placer dans des hypothèses conservatrices et en lien avec les discussions conduites à ce sujet avec les autorités tunisiennes, le prix des émissions de CO2 est fixé à zéro dans le cas de base de l'analyse. Néanmoins, une analyse de sensibilité permettant d'évaluer l'effet de plusieurs prix non nuls du CO2 sur la rentabilité économique du projet a été effectuée et est présentée dans ce chapitre.
- ▶ **Taux de dégradation de la quantité d'énergie annuelle produite** : le modèle ne prend pas en compte de dégradation progressive de la quantité d'énergie produite annuelle (que ce soit pour le projet solaire pilotable et pour la technologie de référence TGCC).

6.2. Configurations techniques étudiées

Les configurations techniques étudiées dans le cadre de l'analyse économique correspondent à celle intégrées dans le périmètre de l'analyse technique. Ces configurations sont résumées dans la section 4 du présent document.

6.3. Résultats de l'analyse

6.3.1. Principaux résultats de la modélisation

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats de l'analyse économique (VAN et TRIE) pour l'ensemble des configurations techniques étudiées.

Résultats de la modélisation pour les technologies CSP (parabolique et à tour) :

▶ VAN :

Stockage (h)	100 MW		200 MW		300 MW		400 MW	
	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
4	1,5	-12,0	37,4	-5,1	127,5	51,2	211,8	103,4
7	7,3	-9,0	50,2	11,9	160,2	86,8	255,7	157,5
10	11,2	-7,7	58,2	24,8	186,6	115,7	290,2	202,5

▶ TRIE :

Stockage (h)	100 MW		200 MW		300 MW		400 MW	
	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
4	8,1%	7,5%	8,9%	7,9%	10,2%	8,8%	10,9%	9,2%
7	8,3%	7,7%	9,0%	8,2%	10,4%	9,1%	11,0%	9,5%
10	8,4%	7,8%	9,1%	8,4%	10,5%	9,2%	11,0%	9,7%

Tableau 11 : Résultats de l'analyse économique pour les options CSP (parabolique et à tour)

Les résultats obtenus permettent de tirer les conclusions suivantes :

- ▶ Les projets CSP à tour de capacité de 100 MW quelle que soit la taille de stockage (4, 7 ou 10 heures) n'apparaissent pas compétitifs avec la technologie TGCC dans les hypothèses retenues.

- ▶ Les projets CSP cylindro-paraboliques sont compétitifs (VAN positive et TRIE supérieur à 8%) pour une puissance supérieure à 100 MW, et quelle que soit la taille du stockage considérée. Pour la technologie CSP à tour, le projet serait compétitif à partir d'une capacité d'environ 200 MW avec un stockage de 7 heures minimum/
- ▶ La VAN et le TRIE du projet CSP augmente progressivement avec l'augmentation de la capacité et, dans une moindre mesure, de la capacité de stockage (voir les analyses de sensibilité dans les sections suivantes pour plus de détails).

Résultats de la modélisation pour les autres technologies (PV avec stockage et hybride CSP-PV) :

	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	VAN (MUSD)	TRIE (%)
PV avec batteries	0	100	100	4	3,2	8,1%
PV avec batteries	0	100	100	7	-57,1	6,0%
PV avec batteries	0	100	100	10	-125,0	4,3%
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	86,6	10,1%
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	79,4	10,2%
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	58,1	9,8%

Tableau 12 : Résultats l'analyse économique pour les options PV avec stockage et hybride

Les résultats de l'analyse économique pour ces configurations permettent d'aboutir aux conclusions suivantes :

- ▶ La technologie PV avec stockage batterie n'est compétitive que pour des durées de stockage courtes, typiquement inférieures à 4 heures. La compétitivité de cette technologie avec la technologie TGCC se dégrade fortement avec l'augmentation de la durée de stockage (cas des configurations avec 7 ou 10 heures de stockage). Cela est dû, d'une part, au CAPEX important pour la mise en place des systèmes de batteries nécessaires et, d'autre part, à la durée de vie des batteries nécessitant un remplacement 15 ans environ après leur mise en service¹¹.
- ▶ L'hybridation de la technologie CSP avec une technologie PV, en combinant la flexibilité de la technologie CSP avec la production à bas coût du PV en journée, permet l'obtention d'une VAN positive et d'un TRIE supérieur à 8% dans tous les cas étudiés.

Les sections suivantes présentent les résultats des analyses de sensibilité selon la capacité du projet, sa durée de stockage, la technologie ou le prix du gaz.

¹¹ Ces coûts ont été pris en compte dans le modèle, lissés sur la durée d'analyse et intégré aux OPEX des solutions concernées

6.3.2. Sensibilité à la capacité du projet et à la taille du stockage

Le graphique ci-dessous montre la variation de la VAN d'un projet CSP cylindro-parabolique pour plusieurs capacités (allant de 100 MW à 400 MW) et plusieurs durées de stockage (4 à 10 heures).

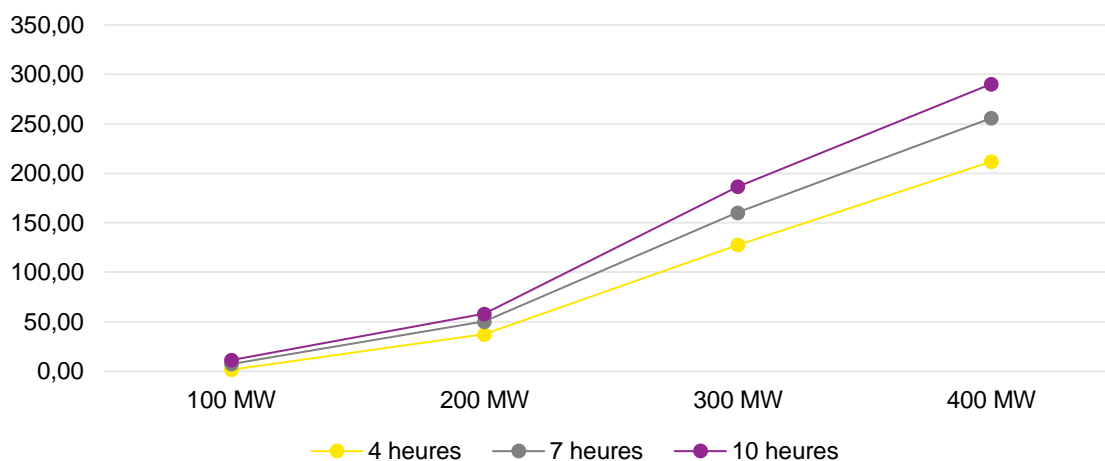


Figure 6 : Sensibilité de la VAN et du TRIE en fonction de la capacité et de la durée de stockage

Ces résultats permettent de constater que, pour les plus petites capacités analysées (100 et 200 MW), la taille du stockage n'influence que très marginalement la VAN du projet. Pour des capacités de 100 MW et 200 MW, cette VAN reste entre 0 et 50 MUSD, quelle que soit la durée du stockage.

En revanche, lorsque que la capacité du projet augmente pour atteindre 300 MW ou 400 MW, l'influence de la durée du stockage est plus marquée. Dans ces configurations, augmenter la durée du stockage permet d'augmenter sensiblement la VAN du projet. Par exemple, pour un projet de 400 MW, la VAN s'élève à 200 MUSD environ pour un stockage de 4 heures, alors qu'elle atteint presque 300 MUSD pour un stockage de 10 heures.

6.3.3. Influence de la technologie

Les graphiques ci-dessous présentent la VAN et le TRIE d'un projet solaire pilotable d'une puissance raccordée de 100 MW avec 10 heures de stockage pour différentes technologies : solaire CSP cylindro-parabolique, solaire CSP à tour, solaire PV avec stockage batteries et hybride solaire CSP-PV.

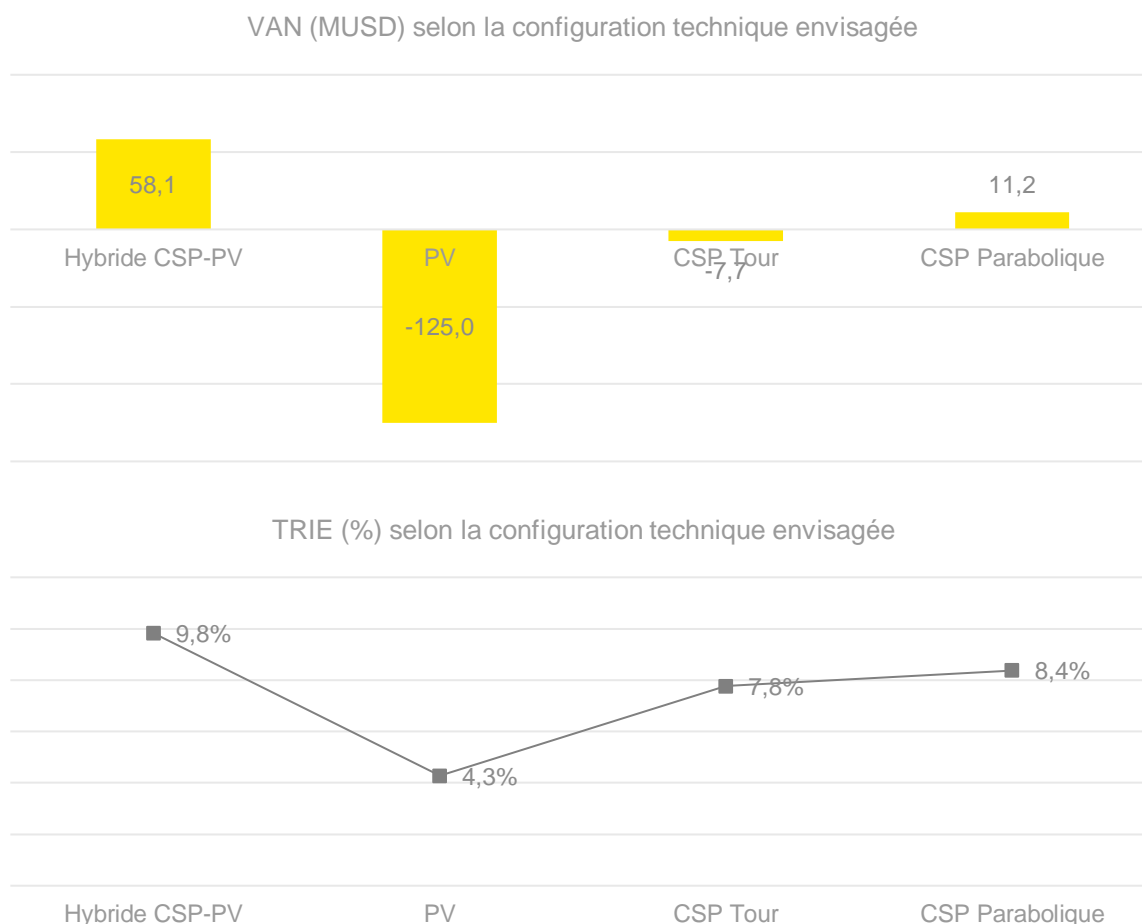


Figure 7 : Sensibilité de la VAN et du TRIE en fonction de la technologie considérée

Ces graphiques montrent que, pour une capacité donnée, les résultats de l'analyse économique sont très variables selon la technologie considérée. On constate que, parmi les configurations étudiées de 100 MW, la technologie hybride présente la VAN la plus élevée avec un TRIE s'élevant à 9,8%. La technologie CSP présente elle aussi une VAN légèrement positive de 11 MUSD. La technologie CSP à tour affiche quant à elle une VAN légèrement négative.

Cette différence s'explique par le fait que la combinaison des technologies CSP et PV permet, pour une capacité raccordée identique et un stockage de même durée, d'augmenter significativement l'énergie produite (+22% par rapport à une technologie CSP cylindro-parabolique) tout en limitant l'augmentation du CAPEX (+8% seulement). Ce phénomène reflète la capacité de la centrale hybride à produire en journée une énergie très compétitive grâce à la technologie PV qui présente des niveaux de CAPEX et OPEX faibles.

Enfin, la technologie solaire PV associée à un stockage batteries présente une VAN largement négative d'environ -125 MUSD et un TRIE de 4,3%. Cela s'explique par le fait que le coût important et la durée de vie limitée des batteries rend cette technologie potentiellement compétitive que pour des durées de stockage courtes. Pour un stockage longue durée de 10 heures, les montant d'investissement nécessaires à l'installation d'une capacité suffisante de batteries et leur remplacement prématuré rend cette technologie peu compétitive.

6.3.4. Prix du gaz naturel

L'hypothèse de prix du gaz naturel retenue est également susceptible d'influencer significativement la rentabilité économique du projet solaire pilotable. Afin d'évaluer cette influence, une analyse de sensibilité a été effectuée en faisant varier l'évolution du prix du gaz naturel par rapport au cas de référence dans un intervalle allant de -20% à +20%. Les résultats obtenus sont présentés sur le graphique ci-dessous, pour 3 configurations de centrale :

- ▶ Une centrale CSP cylindro-parabolique de 100 MW avec un stockage de 10 heures,
- ▶ Une centrale CSP cylindro-parabolique de 200 MW avec un stockage de 10 heures,
- ▶ Une centrale hybride CSP-PV (100 MW CSP et 150 MW PV) avec un stockage de 10 heures.

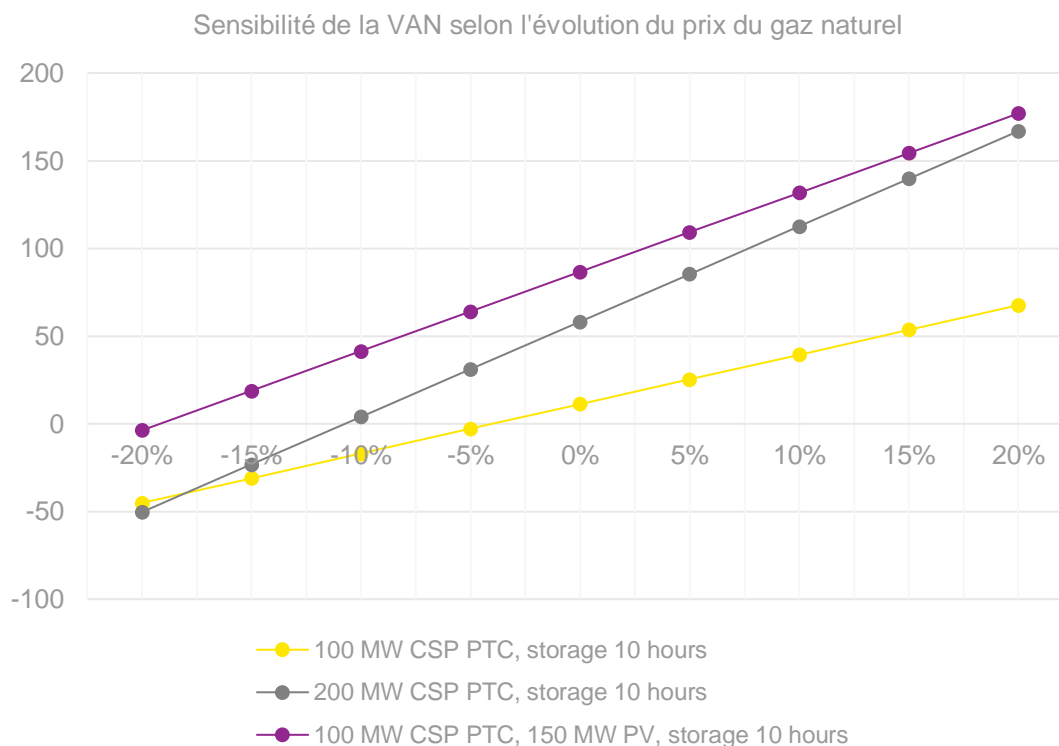


Figure 8 : Sensibilité de la VAN et du TRIE à l'évolution du prix de gaz naturel

On constate que la VAN du projet solaire pilotable est sensible à l'évolution future des prix du gaz, qui impacte significativement sa compétitivité relative vis-à-vis de la technologie TGCC.

Par exemple, pour un projet de 100 MW CSP cylindro-parabolique avec 10 heures de stockage, une évolution du prix de gaz 5% inférieure à celle prévue dans le cas de base remettrait en cause la compétitivité économique du projet en comparaison d'un projet TGCC. Pour les scénarios de prix du gaz naturel plus élevés, le projet présenterait une VAN positive et un TRIE supérieur à 8%.

Dans le cas d'un projet de 200 MW, cette sensibilité est d'autant plus marquée, et la compétitivité du projet pourra être ou non confirmée selon une variation de plus ou moins 10% de l'évolution du prix du gaz naturel. Enfin, dans le cas d'un projet hybride CSP-PV, le projet resterait compétitif même avec une baisse de 20% du prix du gaz naturel. Une augmentation du prix du gaz naturel plus importante par rapport au scénario de base renforcerait encore la compétitivité du projet solaire pilotable.

6.3.5. Sensibilité au facteur de charge de la technologie GTCC

L'évolution future du système électrique tunisiens et notamment le développement des capacités installées par technologie est susceptible d'impacter le facteur de charge de la technologies CCGT. Il est donc utile d'analyser la rentabilité économique du projet CSP de ce facteur de charge. Les résultats de cette analyse sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Facteur de charge TGCC moyen (%)			
	40%	50%	60%	70%
200 MW CSP parabolique, 10 heures de stockage	10,3%	9,5%	9,1%	7,0%
200 MW CSP tour, 10 heures de stockage	9,5%	8,8%	8,4%	6,1%
200 MW CSP parabolique, 150 MW PV, 10 heures de stockage	11,7%	10,7%	10,2%	8,0%

Tableau 13 : EIRR (%) d'une projet CSP de 200 MW en fonction du facteur de charge moyen TGCC considéré

On constate que le facteur de charge du CCGT impacte significativement le LCOE de cette technologie et donc relativement la compétitivité du projet CSP. Pour les configurations techniques présentées dans le tableau ci-dessous, on constate que la compétitivité du projet CSP est remise en question au-dessus d'un facteur de charge de l'ordre de 60%-70%, entraînant un TRIE inférieur à 8% et, par conséquent, une VAN négative.

6.3.6. Sensibilité au prix du CO₂

La Tunisie s'est doté d'objectifs renouvelables et climatiques ambitieux. Une façon de valoriser les technologies décarbonées contribuant aux objectifs climatiques nationaux dans les décisions d'investissements est d'attribuer un coût à la tonne de CO₂. Les technologies renouvelables, dont le CSP, ne consommant pas de combustible fossile émetteur de CO₂, seront alors mécaniquement favorisées aux dépens des technologies conventionnelles.

Le tableau ci-dessous montrent les valeur d'EIRR obtenus pour deux configurations de centrales CSP, pour différents coûts du CO₂. Les résultats mettent en avant qu'un prix de la tonne de CO₂ élevé renforce significativement la compétitivité du projet par rapport à une solution TGCC.

	0	20	40	60	80
	USD/tCO ₂	USD/tCO ₂	USD/tCO ₂	USD/tCO ₂	USD/tCO ₂
200 MW CSP parabolique, stockage de 10 heures	9,1%	10,2%	11,3%	12,3%	13,4%
200 MW CSP tour, stockage de 10 heures	8,4%	9,5%	10,6%	11,7%	12,7%

Tableau 14 : EIRR (%) du projet en fonction du prix du CO₂ considéré

A titre de comparaison, le prix minimal fixé par la méthodologie Gold Standard concernant la valeur d'un crédit carbone s'élève à environ 10 USD/tCO₂. Les émissions évitées par le développement du projet pourrait donc potentiellement être valorisées à ce prix dans le cadre de mécanismes de finance carbone. Par ailleurs, les analyses du *Interagency Working Group* sur le coût social des émissions de gaz à effet de serre¹² concluent à une valeur convergeant autour de 50 USD/tCO₂ en 2020 et 60 USD/tCO₂ en 2030.

¹² Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis, 2016

6.4. Principales conclusions de l'analyse

L'analyse économique du projet solaire pilotable de Beni Mhira par rapport à un cas de référence consistant en la mise en place d'une centrale TGCC, a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

- ▶ Selon la capacité et la technologie retenues, le projet pourrait représenter une solution compétitive pour la production d'une électricité pilotable et renouvelable. A titre d'illustration, dans le cas d'une technologie CSP cylindro-parabolique, la compétitivité avec la technologie TGCC est atteinte dès une capacité de 100 MW. Une solution hybride, combinant 100 MW de CSP cylindro-parabolique avec 100 à 150 MW de PV, serait également compétitive.
- ▶ Dans l'ensemble des cas étudiés, la technologie CSP cylindro-parabolique est plus compétitive que la technologie CSP à tour. Par ailleurs, une solution PV avec stockage batteries est peu compétitive et présente une VAN négative pour des durées de stockage supérieures à 4 heures.
- ▶ Les résultats obtenus sont sensibles au prix du gaz naturel. Selon l'évolution future de ces prix, la compétitivité des technologies CSP et hybride pourrait significativement être renforcée ou altérée.
- ▶ La durée de stockage considérée n'influence que marginalement la rentabilité économique du projet, notamment pour les capacités étudiées les plus faibles (100 et 200 MW).

7. Analyse financière

7.1. Introduction

L'objectif de cette section est d'évaluer la compétitivité du projet Beni Mhira de technologies différentes et selon plusieurs schémas de financement. Une réflexion a été lancée par les parties prenantes du projet afin d'identifier les différents montages juridiques et financiers envisageables pour la réalisation et l'exploitation d'une centrale solaire sur le site de Beni Mhira et les comparer afin de déterminer celui qui apparaîtrait comme optimal. Ce document présente les résultats issus de la modélisation financière sur le site de Beni Mhira pour des technologies CSP, PV avec stockage et hybrides CSP/PV.

Au regard du périmètre du projet, trois schémas de financement sont envisagés :

- ▶ Financement public
- ▶ Financement mixte public / privé
- ▶ Financement privé

Dans les trois cas, il est envisagé le recours à une maîtrise d'ouvrage privée dans le cadre de la passation d'un contrat de concession. La présente section présente les tarifs pondérés et LCOE des centrales étudiées selon les différentes technologies et montages financiers ci-dessus avec et sans coûts de renforcement et de raccordement de la centrale au réseau électrique dans le besoin de financement du projet. Ces informations ont été calculées à l'aide du modèle financier du projet Beni Mhira développé de manière spécifique pour les besoins du projet.

Le modèle financier est un outil permettant de déterminer le tarif d'achat pour la Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG) dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité à long-terme selon les différents schémas de financement envisagés.

7.2. Hypothèses de l'analyse

7.2.1. Dates clés du modèle

Dates Clés - Centrale CSP	Unités	Valeurs
Construction		
Début de la construction	Date	01/01/2022
Durée de la construction ¹³	Années	2,5
Fin de la construction	Date	30/06/2024
Exploitation		
Début de l'exploitation	Date	01/07/2024
Durée de l'exploitation / Durée de vie de la centrale	Années	30,0
Fin de l'exploitation	Date	30/06/2054

Il convient de noter que les dates ci-dessus considérées dans les travaux de simulations sont approximatives et présentées à titre indicatif. Compte tenu des délais de la transaction et de la complexité technique du projet, la centrale CSP ne pourrait être mise en service qu'à partir de 2024.

¹³ La durée de construction a été considérée identique quel que soit la solution technique afin d'avoir une mise en service au même moment et ainsi avoir des résultats financiers (LCOE notamment) comparables.

7.2.2. Exploitation de la centrale

7.2.2.1. Production électrique

Pour la centrale, la production d'électricité est exprimée en GWh par an. À ce stade, nous faisons l'hypothèse que la production annuelle électrique reste constante tout au long de la durée de vie de la centrale (30 ans).

7.2.2.2. Revenus et tarification

Les revenus sont calculés en multipliant la quantité d'électricité produite par le tarif indexé du CAE lors de chaque période d'exploitation. **Les tarifs appliqués dans le modèle diffèrent selon l'heure de production électrique.**

7.2.2.3. Structure tarifaire

Pour définir la structure tarifaire du CSP, nous proposons de tenir compte de la **forte compétitivité du PV et son niveau de production élevé en journée.**

La structure tarifaire peut être modifiée pour refléter la courbe de charge nationale tenant compte de la saisonnalité.

À titre d'exemple, le contrat d'achat d'électricité de la station Noor Ouarzazate I prévoit un tarif normal pour les périodes caractérisées par une baisse du prix de vente et un tarif premium correspondant aux périodes de fortes consommations. Le PPA prévoit la modification de ces plages horaires mensuellement selon le profil de demande/consommation correspondant à chaque saison.

Pour les besoins de la modélisation, les hypothèses ci-dessous ont été formulées. Le contrat devra prévoir une définition mensuelle des périodes de tarif normal/réduit/premium fonction du développement effectif des capacités de production en Tunisie afin d'assurer le caractère incitatif pour le producteur de livrer son électricité au réseau aux moments où le coût marginal de production est le plus élevé (période de pointe nécessitant la mise en service des turbines gaz). A ce stade, le choix des périodes de tarif réduit/normal/premium est sans impact sur le LCOE des solutions analysées.

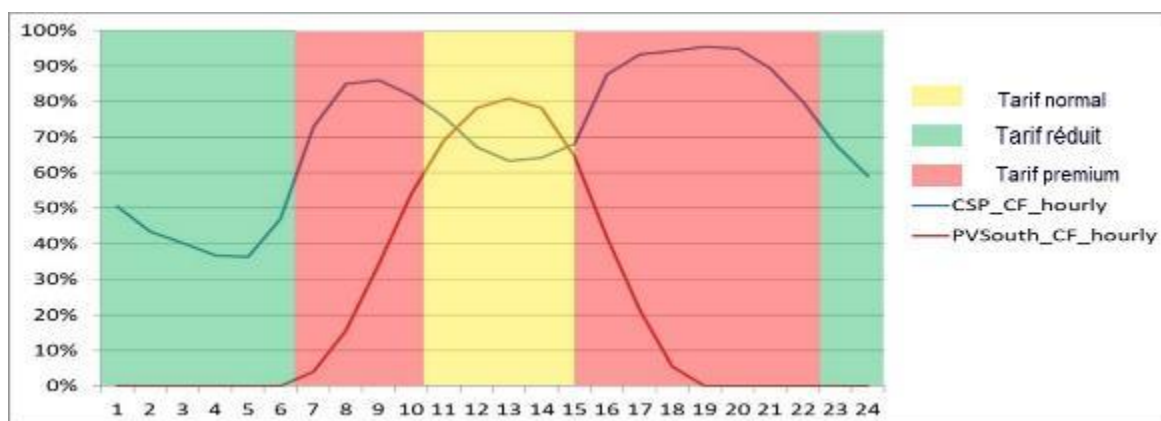


Tableau 15 : Facteur de capacité moyen annuel de production du solaire CSP et solaire PV (optimisation Fraunhofer)

	Tarif normal	Tarif réduit	Tarif premium
Plages horaire	10h – 14h30	22h30 – 6h	6h – 10h / 14h30 – 22h30
Nombre d'heures	4h30	7h30	12h
Formule de calcul	-	<i>Tarif normal</i> * 85%	$\frac{\textit{Tarif normal}}{85\%}$

Tableau 16 : Structure tarifaire appliquée au modèle

Le calcul du tarif premium et tarif réduit permet d'en déduire un **tarif « pondéré »** via l'équation suivante :

$$\textit{Tarif pondéré} = (\textit{Tarif normal} \times 19\%) + (\textit{Tarif premium} \times 50\%) + (\textit{Tarif réduit} \times 31\%)$$

7.2.2.4. Indexation

Indexation des coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation (OPEX) de la centrale sont totalement indexés sur le taux de 1,5% (inflation US) considérant que l'essentiel de ces coûts seront supportés en USD. Cela pourra être affiné fonction de l'avancement de la structuration du projet en prenant en compte notamment la part locale.

Indexation des tarifs

Pour chaque période d'exploitation, le tarif est indexé de façon partielle en utilisant un taux d'indexation annuel de 1,5% (inflation du dollars US). La part d'indexation du tarif correspond au pourcentage des coûts d'exploitation divisés par la somme des flux de trésorerie négatifs :

$$\textit{Part d'indexation du tarif} = \frac{\sum \textit{coûts d'exploitation de la centrale}}{\sum \textit{flux négatifs de trésorerie de la SPV}}$$

7.3. Principales conclusions de la consultation des institutions financières internationales

Objectifs et approche

Dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique, une consultation des principales IFI a été organisée. Les objectifs de cette consultation sont les suivants :

- ▶ Présenter les avancées du projet, notamment partager l'identification du site de Beni Mhira comme site potentiel pour l'implantation d'un premier projet solaire pilotable en Tunisie, présenter ses principaux atouts et caractéristiques, présenter les configurations techniques envisagées, les modèles contractuels possibles et partager les résultats des analyses économiques et financières préalables
- ▶ Evaluer l'intérêt des IFI consultées vis-à-vis des technologies et du projet envisagés, collecter leur avis concernant les modèles contractuels et plans de financement potentiels, obtenir leur retour d'expérience sur les projets d'infrastructures en énergie menés en Tunisie au cours des années précédentes.
- ▶ Discuter des conditions indicatives de financement et conditions d'intervention en fonction du projet et du modèle contractuel envisagés.

Avant d'initier la consultation, un *project information memorandum*, visant à servir de support à la discussion a été préparé. Ce document a ensuite été transmis au mois d'octobre 2019 à l'ensemble des bailleurs consultés. Suite à cette prise de contact, des entretiens bilatéraux ont été organisés avec

l'Agence Française de Développement (AFD), la Banque Européenne de Reconstruction et Développement (BERD), la Société Financière Internationale (IFC).

Par ailleurs, une réunion avec les délégations des bailleurs de fonds en Tunisie a été sollicitée et organisée le 14 novembre 2019. Cette réunion a permis de rassembler des représentants de l'Agence Française de Développement (AFD), de la Banque Africaine de Développement (BAD), de la Banque Européenne d'Investissements (BEI), de l'Agence Allemande pour la Coopération Internationale (GIZ), de l'Agence de Coopération Internationale du Japon (JICA), de l'Etablissement Allemand de Crédit pour la Reconstruction (KfW).

Synthèse et conclusions de la consultation

Dans le cadre des discussions menées, la plupart des institutions consultées ont exprimé un intérêt pour la technologie CSP et le projet, dans la mesure où sa pertinence dans le contexte spécifique du mix électrique tunisien a été confirmée suite à la première phase de l'assistance technique. Il a par ailleurs été confirmé que cette technologie fait partie des politiques et des stratégies de nombreuses IFI et que, à ce titre, le financement d'un projet à Beni Mhira est en principe envisageable. Cette éligibilité sera bien sûr à reconsidérer au cas par cas, notamment en fonction du schéma contractuel retenu pour le projet.

Sans remettre en cause ce principe d'intérêt, les institutions consultées ont formulé les remarques ci-dessous :

- ▶ Premièrement, les bailleurs de fonds consultés ont mis l'accent sur la nécessité de préciser et affiner les configurations techniques envisagées et pertinentes, afin de poursuivre le processus de mise en œuvre du projet. En particulier, les signaux et évolutions récents de marchés, comme les résultats de l'appel d'offres hybride CSP-PV de Noor Midelt I au Maroc, ou encore la forte baisse du coût du stockage batteries au cours de ces dernières années, nécessitent d'analyser et confirmer l'option technologique la plus pertinente d'un point de vue technique et optimale d'un point de vue économique pour la Tunisie.
- ▶ Concernant les structures commerciales envisageables pour le projet, compte tenu de la taille et de l'investissement potentiels de la centrale, les échanges ont permis de confirmer la pertinence d'un modèle dans lequel la maîtrise d'ouvrage serait portée par le privé dans le cadre d'un contrat global et le financement du projet serait également porté par le secteur privé.
- ▶ Enfin, concernant l'analyse des retombées socio-économiques locales, notamment les aspects liés aux emplois soutenus par le projet, les institutions ont insisté sur l'importance de cette analyse pour démontrer l'implication des acteurs locaux dans le projet.

Au-delà de ces considérations générales, les hypothèses de montages financiers retenues pour l'analyse financière ont également été discutées lors des différentes réunions et entretiens. Les retours reçus de la part des différents bailleurs consultés ont amené à ajuster certaines hypothèses du plan de financement de projet, en particulier :

- ▶ Le pourcentage de fonds propres considéré a été aligné à 25% (hypothèse de 20% dans la première version de l'analyse financière pour les schémas en concession et en financement public) pour l'ensemble des modèles contractuels, la technologie CSP étant moins mature que la technologie PV.
- ▶ Le taux de rentabilité des capitaux propres a été réhaussé à 12% dans le cas d'un financement public-privé (hypothèse de 10% dans la première version de l'analyse financière).
- ▶ Le taux de la dette projet (dette fournie par les guichets privés des banques de développement) considéré a été abaissé à 5% (hypothèse de 6% dans la première version de l'analyse financière).

Les résultats de l'analyse financières présentés dans ce document tiennent compte de ces ajustements.

Il est à noter que les discussions engagées avec les différentes institutions seront à poursuivre au cours des mois à venir afin de tenir ces dernières informées des avancées projet et d'obtenir leur retour sur les options technologiques et contractuelles finalement retenues.

7.4. Plan de financement

7.4.1. Les montages financiers

Dans le cadre de l'analyse financière du projet de centrale solaire sur le site de Beni Mhira, un outil de simulation financière a été élaboré afin d'évaluer les coûts du projet et d'estimer le tarif d'achat pour la Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG) dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité à long-terme.

Dans ce contexte, une réflexion a été lancée par les parties prenantes du projet afin d'identifier les différents montages envisageables pour la réalisation et l'exploitation de la centrale et les comparer afin de déterminer celui qui apparaît comme optimal.

Au regard du périmètre du projet, plusieurs schémas de financement peuvent être envisagés. Pour chaque schéma de financement, le projet s'appuie sur une maîtrise d'ouvrage privée reposant sur la conclusion d'un contrat de concessions. Les montages suivants ont été comparés dans ce qui suit :

Financements envisagés
Financement public
Financement mixte public / privé
Financement privé

La présente section a vocation à présenter la méthodologie retenue dans le cadre de l'analyse comparative ainsi que les résultats obtenus pour les trois montages cités ci-dessus.

7.4.2. Plan de financement du projet

Le présent chapitre décrit le plan de financement retenu compte tenu de notre expérience sur des projets similaires et des retours des bailleurs de fonds consultés dans le cadre du projet.

- ▶ Dans le cas d'un financement public, l'opérateur public a la possibilité de financer le projet par une dette concessionnelle avec des conditions de financement avantageuses. Le taux all-in retenu dans le plan de financement est de 2,5%.
- ▶ Dans le cas d'un financement privé, le partenaire privé empruntera les fonds auprès des guichets privés des IFI ou auprès de banques commerciales à un coût plus important (taux all-in de 5%).
- ▶ Le financement mixte public / privé permettrait de recourir à la dette concessionnelle et la dette projet pour optimiser les coûts de financement. Pour les besoins de la simulation, nous avons pris comme hypothèse que 40% de la dette bancaire sera une dette concessionnelle et le reste une dette projet empruntée auprès des guichets privés des IFI ou de banques commerciales. Les taux d'intérêts retenus restant identiques à ceux sus-mentionnés.

Dette Concessionnelle	Unités	Valeurs
Taux d'intérêt all-in	%	2,5%
Maturité	Années	25
Remboursement	Méthode	<i>P+i constant</i>
Commission d'Arrangement	%	0,75%
Commission de non-utilisation	%	0,50%

Dettes	Unités	Valeurs
Taux d'intérêt all-in	%	5,0%
Maturité	Années	20
Remboursement	Méthode	P+i constant
Commission d'Arrangement	%	1,50%
Commission de non-utilisation	%	0,50%

Tableau 17 : Caractéristiques des dettes bancaires

Dans le cas d'un financement public, le besoin de financement total du projet (Capex, frais financiers intercalaires et DSRA) sera financé à 75% par de la dette bancaire (composée uniquement d'une dette concessionnelle à un taux all-in de 2,5%) et 25% par des fonds propres.

Dans le cas d'un financement public / privé, le besoin de financement sera financé à 75% par de la dette bancaire (30%¹⁴ du besoin de financement sera couvert par une dette concessionnelle à un taux all-in de 2,5% et 45% par une dette projet à un taux all-in de 5%) et 25% par des fonds propres.

Enfin dans le cas d'un financement privé, le besoin de financement sera financé à 75% par de la dette bancaire (composée uniquement d'une dette projet à un taux all-in de 5%), à 25% par des fonds propres.

Dans les trois cas, le TRI actionnaires nominal après impôts à 12%. Ces estimations de rentabilité sont en ligne avec les hypothèses de rémunération des fonds propres retenues par la STEG et en ligne avec les attentes de retour sur investissement attendu pour des actifs de ce type dans cette zone.

Sous réserve de confirmation de la conformité avec les lois en vigueur en Tunisie, et pour les besoins de la modélisation, nous avons pris comme hypothèse que les fonds propres seront composés à 90% par une dette subordonnée actionnaires et 10% par du capital social. L'injection d'une large part des fonds propres sous forme de dette subordonnée a pour but d'éviter le blocage de trésorerie au niveau de la SPV en début d'exploitation (quand les conditions ne sont pas réunies pour le versement de dividendes), et ainsi de minimiser le tarif à TRI constant en évitant les « cash trap » (immobilisation de la trésorerie).

¹⁴ 40% du total de la dette * 75% correspondant au niveau de dette dans le plan de financement global

La répartition des ressources pour le financement du projet peut ainsi être résumé comme suit :

Montages financiers	Schéma 1 : Financement Public	Schéma 2 : Financement mixte public / privé	Schéma 3 : Financement privé
Capitaux propres	25%	25%	25%
<i>TRI actionnaire</i>	12%	12%	12%
Dettes Bancaires	75%	75%	75%
Dette concessionnelle (25 ans)	75%	30%	0%
<i>Taux de la dette concessionnelle</i>	2,5%	2,5%	-
Dette projet (20 ans)	0%	45%	75%
<i>Taux de la dette projet</i>	5%	5%	5%
Coût moyen pondéré du capital	4,4%	5,3%	5,8%

Tableau 18 : Plan de financement

Tirage des ressources financières : Pour chaque période de décaissement, il a été considéré que les ressources financières (fonds propres et dettes) seraient tirées simultanément selon leur pourcentage indiqué dans le tableau ci-dessus.

Aucune subvention n'a été considérée dans le cadre des simulations.

À ce stade, il n'a pas été considéré de sources de financement autres (equity bridge loan, soft mini perm ou autre mécanisme). Ces mécanismes seront modélisés par les candidats dans le cadre de leurs offres fonction de leurs contraintes de structuration et ne sont pas modélisées au stade de la définition du projet.

Une analyse détaillée des sources de financement mobilisables est présentée en

7.4.3. Coût moyen pondéré du capital

CMPC : le coût moyen pondéré du capital (WACC) se calcule par la formule suivante :

$$CMPC = \frac{(Taux\ d'intérêt\ de\ la\ dette) * Dette * (1 - IS)}{Dette + Fonds\ Propres} + \frac{(TRI\ actionnaires) * Fonds\ Propres}{Dettes + Fonds\ Propres}$$

Dette : Montant de la dette bancaire

Fonds Propres : Montant des fonds propres

IS : Impôt sur les Sociétés

Le tableau ci-dessous reprend le CMPC pour chacun des schémas de financement étudiés :

Financement	Public	Mixte Public / Privé	Privé
CMPC¹⁵	4,4%	5,3%	5,8%

Tableau 19 : CMPC des plans de financement

¹⁵ Compte tenu de l'effet de levier de la dette, le TRI projet (qui dans le cas d'espèce est égal au CMPC) est inférieur au TRI actionnaire.

7.4.4. Taux d'actualisation

Afin de comparer les différents montages, il convient de calculer le coût de l'Energie actualisé (LCOE), nécessitant d'actualiser les chroniques des flux financiers à un taux de référence unique.

Nous retenons l'utilisation du taux applicable par la STEG comme taux de référence pour l'actualisation des flux. Dans le cadre des simulations, le taux d'actualisation retenu est de **8%**.

7.4.5. Fiscalité, réserve légale, Besoin en fonds de Roulement (BFR) et amortissement

Les différentes hypothèses fiscales, économiques et comptables sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Hypothèses	unité	Valeurs
Hypothèses fiscales (régime de droit commun)		
Impôts sur les sociétés (IS) ¹⁶	% RCAI*	25%
Impôt dû au titre des bénéfices distribués ¹⁷	% Dividendes	10%
Réserve légale		
Contribution annuelle - Réserve légale	% Résultat net	10%
Réserve légale (limite supérieure)	% Capital Social	20%
Fonds de Roulement		
Délai moyen créances (clients)	Jours de revenus	30
Délai moyen crédits (fournisseurs)	Jours de charges	30
Amortissement des actifs		
Durée du CAE / Amortissement	Années	30
Méthode d'amortissement des actifs	Méthode	Linéaire

*Résultat Courant Avant Impôts

Tableau 20 : Hypothèses fiscales, économiques et comptables

¹⁶Source : http://www.finances.gov.tn/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=258&lang=fr

¹⁷Source : <http://www.impots.finances.gov.tn/images/nc1418fr.pdf>

7.5. Résultats et analyse des scénarios du modèle

7.5.1. Analyse des LCOE – Financement public

Les tableaux ci-dessous nous montrent les LCOE en centimes de dollars US des différentes centrales étudiées avec et sans coûts de raccordement pour un financement public.

7.5.1.1. Configurations CSP en financement public hors coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Hors coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
Technologie	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Stockage (h)								
4	8,9	9,4	7,8	8,7	7,2	8,2	6,9	8,0
7	8,8	9,3	7,8	8,6	7,2	8,1	6,9	7,9
10	8,8	9,3	7,9	8,6	7,2	8,1	6,9	7,9

Tableau 21 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public

7.5.1.2. Configurations CSP en financement public avec coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Avec coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
Technologie	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Stockage (h)								
4	9,2	9,7	8,6	9,4	7,8	8,7	7,4	8,5
7	9,1	9,5	8,5	9,1	7,7	8,6	7,3	8,3
10	9,0	9,5	8,5	9,0	7,6	8,5	7,3	8,2

Tableau 22 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public

7.5.1.3. Configurations PV et Hybrides en financement public hors coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	9,0
PV avec batteries	0	300	100	7	10,8
PV avec batteries	0	350	100	10	12,2
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	7,3
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	7,5
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	7,9

Tableau 23 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement/raccordement) - Financement public

7.5.1.4. Configurations PV et Hybrides en financement public avec coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	9,2
PV avec batteries	0	300	100	7	11,0
PV avec batteries	0	350	100	10	12,3
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	8,0
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	7,9
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	8,1

Tableau 24 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public

7.5.2. Analyse des LCOE – Financement mixte public / privé

Les tableaux ci-dessous nous montrent les LCOE en centimes de dollars US des différentes centrales étudiées avec et sans coûts de raccordement pour un financement mixte public / privé.

7.5.2.1. Configurations CSP en financement mixte public / privé hors coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Hors coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Technologie								
Stockage (h)								
4	10,1	10,6	8,8	9,7	8,1	9,2	7,8	9,0
7	9,9	10,5	8,8	9,6	8,1	9,1	7,8	8,9
10	9,9	10,4	8,9	9,6	8,1	9,1	7,8	8,8

Tableau 25 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.2.2. Configurations CSP en financement mixte public / privé avec coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Avec coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Technologie								
Stockage (h)								
4	10,4	10,9	9,7	10,5	8,8	9,8	8,4	9,5
7	10,2	10,7	9,6	10,3	8,7	9,6	8,3	9,3
10	10,1	10,6	9,6	10,1	8,6	9,5	8,3	9,2

Tableau 26 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.2.3. Configurations PV et Hybrides en financement mixte public / privé hors coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	10,0
PV avec batteries	0	300	100	7	11,8
PV avec batteries	0	350	100	10	13,3
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	8,2
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	8,4
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	8,9

Tableau 27 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.2.4. Configurations PV et Hybrides en financement mixte public / privé avec coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	10,3
PV avec batteries	0	300	100	7	12,0
PV avec batteries	0	350	100	10	13,5
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	9,0
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	8,9
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	9,1

Tableau 28 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.3. Analyse des LCOE – Financement privé

Les tableaux ci-dessous nous montrent les LCOE en centimes de dollars US des différentes centrales étudiées avec et sans coûts de raccordement pour un financement privé.

7.5.3.1. Configurations CSP en financement privé hors coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Hors coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Technologie								
Stockage (h)								
4	10,8	11,4	9,5	10,5	8,8	9,9	8,4	9,6
7	10,7	11,3	9,5	10,4	8,7	9,8	8,4	9,5
10	10,6	11,2	9,6	10,3	8,8	9,8	8,5	9,5

Tableau 29 : CSP (hors coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.3.2. Configurations CSP en financement privé avec coûts de renforcement et raccordement

LCOE (cts USD) - Avec coûts de renforcement et raccordement réseau

Capacité raccordée (MW)	100		200		300		400	
Technologie	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour	PTC	Tour
Stockage (h)								
4	11,2	11,7	10,5	11,3	9,5	10,6	9,0	10,2
7	11,0	11,5	10,3	11,0	9,3	10,3	8,9	10,0
10	10,9	11,4	10,3	10,9	9,3	10,2	8,9	9,9

Tableau 30 : CSP (avec coûts de renforcement et raccordement) - Financement public / privé

7.5.3.3. Configurations PV et Hybrides en financement privé hors coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	10,8
PV avec batteries	0	300	100	7	12,6
PV avec batteries	0	350	100	10	14,2
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	8,8
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	9,0
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	9,6

Tableau 31 : Configurations PV et Hybrides (hors coûts de renforcement et raccordement) – Fi.public / privé

7.5.3.4. Configurations PV et Hybrides en financement privé avec coûts de renforcement et raccordement

Technologie	Capacité CSP (MW)	Capacité PV (MW)	Puissance raccordée (MW)	Stockage (h)	LCOE (cts USD)
PV avec batteries	0	200	100	4	11,1
PV avec batteries	0	300	100	7	12,8
PV avec batteries	0	350	100	10	14,4
Hybride CSP-PV	100	150	250	10	9,7
Hybride CSP-PV	100	150	150	10	9,6
Hybride CSP-PV	100	100	100	10	9,8

Tableau 32 : Configurations PV et Hybrides (avec coûts de renforcement et raccordement) – Fi.public / privé

7.5.4. Synthèse des résultats

Les résultats mettent en évidence un tarif d'achat d'énergie plus compétitif dans le cas d'une centrale CSP parabolique (PTC) d'une capacité installée de 400 MW et d'une capacité de stockage de 7 ou 10 heures avec un financement public.

Scénario technique ayant le LCOE le plus bas (y compris coût de raccordement)

Capacité raccordée (MW)	400
Technologie	CSP Parabolique (PTC)
Stockage (h)	7 / 10
LCOE (cts USD)	7,4
Tarif pondéré (cts USD)	7,2

8. Analyse des bénéfices socio-économiques locaux

8.1. Principe de la modélisation et principales hypothèses

8.1.1. Principe de la modélisation des impacts socio-économiques

L'objectif de la modélisation est de réaliser une estimation du nombre d'emplois soutenus annuellement grâce à l'installation et l'exploitation d'un projet solaire pilotable sur le site de Beni Mhira. Ces impacts sont calculés sur l'intégralité de la durée de vie de la centrale, du développement du projet jusqu'à la fin de sa période de production.

Pour ce faire, le modèle fait appel à des données d'entrée sur les aspects suivants :

- ▶ La ou les configurations techniques du projet considéré,
- ▶ La décomposition de la chaîne des technologies étudiées (CSP cylindro-parabolique, CSP à tour, hybride CSP-PV) et la décomposition des coûts associés à cette chaîne de valeur, basées sur les informations de l'institut Fraunhofer.
- ▶ Le potentiel de production local des biens et services et la part d'achats locaux pour chaque maillon de la chaîne de valeur,

Ces facteurs sont les plus susceptibles d'influencer les retombées socio-économiques évaluées par le modèle et nécessitent donc d'être pris en compte dans les calculs réalisés. Leur évaluation a été réalisée sur la base des retours expérience obtenus sur les projets CSP existants (notamment retombées socio-économiques locales des projets menés au Maroc dans le cadre du parc solaire de Noor-Ouarzazate), d'une revue de littérature spécialisée disponible (par exemples les publications de l'IRENA¹⁸), et d'entretiens réalisés avec les acteurs publiques et privés tunisiens potentiellement impliqués¹⁹. Ces entretiens ont notamment permis d'évaluer les moyens de production locaux et leur évolution possible suivant différentes données exogènes dont les politiques publiques menées. A partir de ces hypothèses, les achats/investissements locaux (CAPEX et OPEX) générés par plusieurs projets CSP sont simulés.

Ces simulations d'achats/investissements locaux sont ensuite intégrés à un modèle entrées-sorties qui repose sur l'utilisation de tables issues d'EORA (<http://www.worldmrio.com/>) modélisant les interdépendances entre les différents secteurs d'une économie donnée. Cette modélisation permet d'évaluer les retombées socio-économiques sur l'ensemble de la durée de vie des projets simulés.

Les résultats de cette modélisation sont présentés dans la suite du rapport sur la forme d'un nombre d'emplois soutenus par le projet pour chacune de ses phases. Les emplois soutenus peuvent être de trois types :

- ▶ **Emplois directs** : nombre d'emplois soutenus annuellement dans les sociétés fournissant directement les biens et services pour la réalisation des projets CSP considérés,
- ▶ **Emplois indirects** : nombre d'emplois soutenus annuellement dans la chaîne d'approvisionnement résultant d'une demande de biens et services (achats),
- ▶ **Emplois induits** : nombre d'emplois soutenus annuellement par la consommation des ménages entretenus par les emplois directs et indirects.

Le schéma en page suivante présente de manière synthétique le principe de la modélisation, les données d'entrée nécessaires et les résultats attendus.

¹⁸ Etude EY réalisée pour la BEI et IRENA en 2015: « Evaluating Renewable Energy Manufacturing Potential in the Mediterranean Partner Countries »

¹⁹ Des informations sur les entretiens réalisés sont disponibles dans le rapport réalisé par EY en juillet 2019 et intitulé « Analyse des bénéfices socio-économiques du déploiement d'un programme de CSP en Tunisie ».

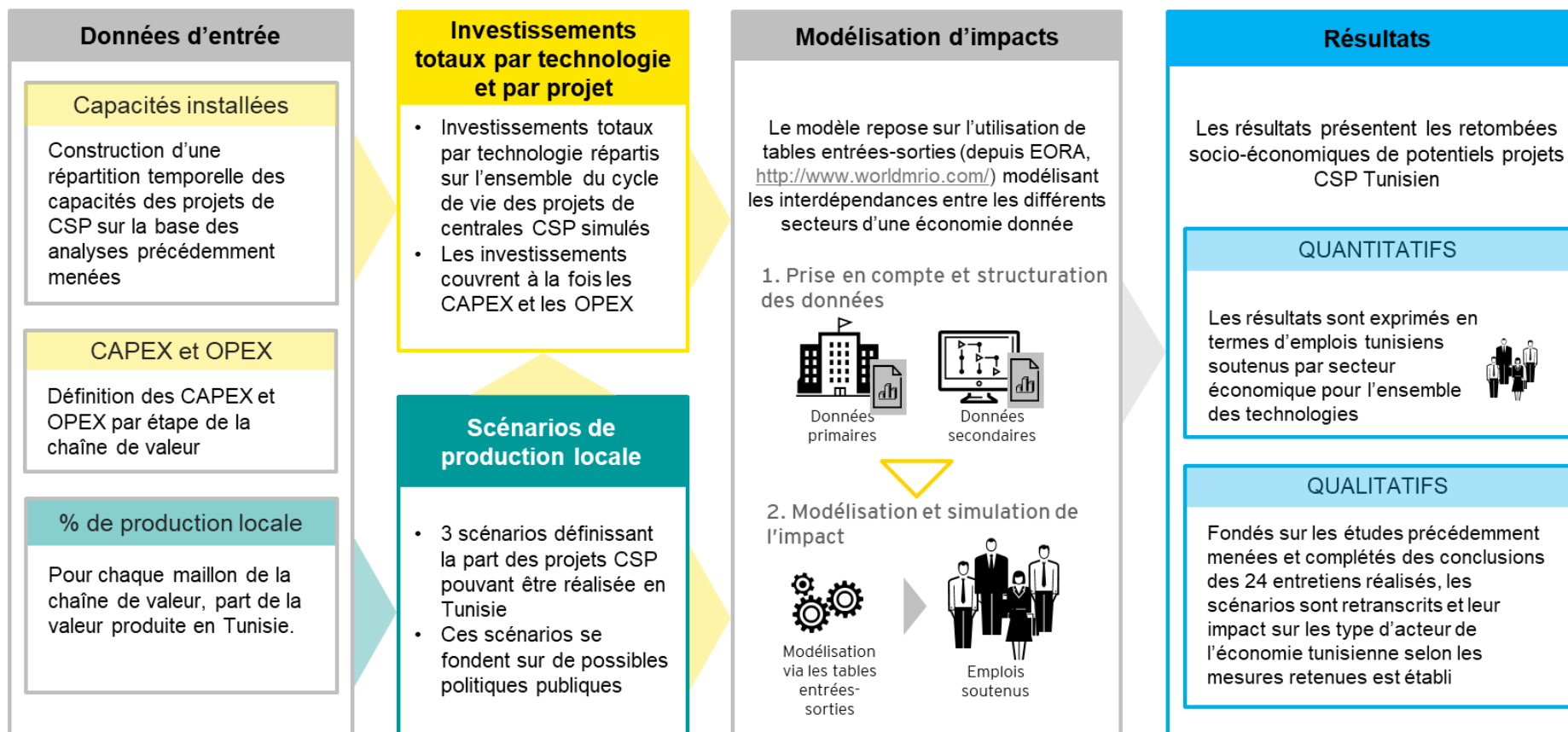


Figure 9 : Principe de la modélisation des impacts socio-économiques

8.1.2. Configurations techniques étudiées

Les projets simulés dans le modèle sont caractérisés par les données d'entrée suivantes :

- ▶ La technologie du projet (cylindro-parabolique, centrale à tour, centrale hybride CSP-PV)
- ▶ La capacité de l'installation en MW, allant de 100 à 400 MW,
- ▶ La durée de stockage de la centrale (de 4 à 10 heures, selon les cas)
- ▶ L'énergie produite annuellement par la centrale.

La modélisation tient par ailleurs compte de durées pour chaque phase du projet CSP : phase de développement, phase de construction, et enfin phase d'opération et maintenance. Dans le cadre de cette analyse, les technologies CSP cylindro-parabolique, CSP à tour et hybride CSP-PV sont étudiées. Les configurations techniques analysées sont déterminées sur la base des résultats de l'analyse technique effectuée par l'institut Fraunhofer.

8.1.3. Limites de la modélisation

Le modèle d'analyse socio-économique comporte certaines limites et approximations, dont les principales sont les suivantes :

- ▶ **Incertitude liée aux hypothèses d'entrée** : la modélisation repose sur de nombreuses hypothèses d'entrée sur les capacités et nombres de centrales à installer, le taux d'intégration local attendu pour chaque maillon de la chaîne de valeur, les investissements attendus, etc. Ces hypothèses d'entrée ont été déterminées le plus précisément possible grâce aux données existantes, sur la base d'interviews avec des professionnels du secteur, et en tenant compte des retours d'expérience disponibles pour des projets comparables. Néanmoins, ces hypothèses comportent nécessairement un part d'incertitude.
- ▶ **Modèle statique** : la fiabilité des résultats dépend de la fiabilité des tables d'entrées-sorties utilisées pour modéliser les interactions entre les différents secteurs de l'économie tunisienne. Or, celles-ci ne sont pas mises à jour régulièrement et ne font pas de projections sur les évolutions macro-économiques futures, telles que l'augmentation des salaires ou l'inflation à horizon 2035 par exemple. De plus, les relations interindustrielles sont fixes et indépendantes du niveau de production du secteur d'activité.
- ▶ **Modèle décrivant les emplois soutenus et non les emplois créés** : le modèle compare, à travers les données collectées, le surplus d'activité généré par ces projets et le rapport à des données d'activité et d'emploi sectorielles. Cependant, si ces projets n'étaient pas mis en œuvre, les emplois pourraient potentiellement être soutenus par une autre activité. Il n'est donc possible de parler que d'emplois soutenus et non d'emplois créés, le modèle n'ayant pas vocation à démontrer une création nette d'emplois mais à rapprocher le surplus d'activité généré des conditions sectorielles actuelles.

8.2. Chaîne de valeur du CSP et du positionnement des acteurs locaux

Les entretiens et recherches bibliographiques réalisés au cours de l'assistance technique ont permis d'identifier l'implication possible des acteurs tunisiens dans la chaîne de valeur des futurs projets CSP en Tunisie. Cette filière pourrait évoluer une fois les spécificités techniques des biens et services propres au CSP définies et dès lors que le pays disposerait d'un marché domestique stable en la matière et de débouchés internationaux.

Certains biens resteront vraisemblablement importés car trop spécifiques ou présentant des barrières techniques ou économiques trop importantes pour être produits en Tunisie.

La section suivante détaille, pour chaque étape de la chaîne de valeur, le potentiel de contribution des acteurs locaux.

8.2.1. Analyse de la chaîne de valeur du CSP

La mise en place d'une centrale CSP nécessite, d'une part, la mobilisation d'un certain nombre de prestations de développement, d'ingénierie et de construction et, d'autre part, la production de composants et d'équipements dédiés. Ces derniers se rassemblent en trois grandes familles :

- ▶ **Le champ solaire** : le champ solaire représente la part la plus importante des investissements à mobiliser pour la construction d'une centrale CSP. Il est composé d'une grande quantité de miroirs montés sur une structure de support en acier. Ceux-ci sont plats (technologie à tour) ou concaves (technologie cylindro-parabolique) et montés sur une structure spécifique. Les miroirs sont constitués de verre solaire, d'une surface réfléchissante argentée et d'éléments de revêtement supplémentaires. Il existe deux facteurs-clés pour la production de miroirs : la réflectivité élevée (plus de 94%) et la durabilité du miroir.

Ces miroirs sont utilisés pour concentrer l'irradiation solaire sur un système récepteur. Pour la technologie cylindro-parabolique, ce récepteur est un tube recouvert d'un revêtement spécial placé dans un tube de verre sous vide. La technologie à tour utilise un récepteur central pour capter la chaleur. Le récepteur est la partie la plus importante des composants optiques de l'installation, il répond à des normes de qualité élevées. L'irradiation concentrée au niveau du récepteur chauffe un fluide caloporteur qui est pompé vers un échangeur permettant une conversion en vapeur, alimentant ensuite le stockage thermique ou le bloc de puissance.

- ▶ **Le système de stockage de chaleur** : le système de stockage de chaleur est un élément-clé des centrales CSP permettant de piloter la production d'électricité en fonction de la demande. Le système de stockage thermique comprend les réservoirs de stockage et les échangeurs de chaleur, transférant la chaleur du champ solaire au matériau de stockage, un mélange de sels spéciaux (60% de nitrate de sodium et 40% de nitrate de potassium), également appelé «sels fondus».
- ▶ **Le bloc de puissance** : il est principalement constitué des composants permettant le cycle eau-vapeur, approvisionnés par un échangeur de chaleur qui transfère la chaleur du champ solaire au cycle eau-vapeur. Cet échangeur de chaleur n'est pas nécessaire pour les technologies à génération directe de vapeur. La vapeur produite entraîne une turbine et un alternateur pour la production d'électricité.

Le tableau ci-dessous présente une estimation de la répartition des coûts d'investissement pour une centrale CSP :

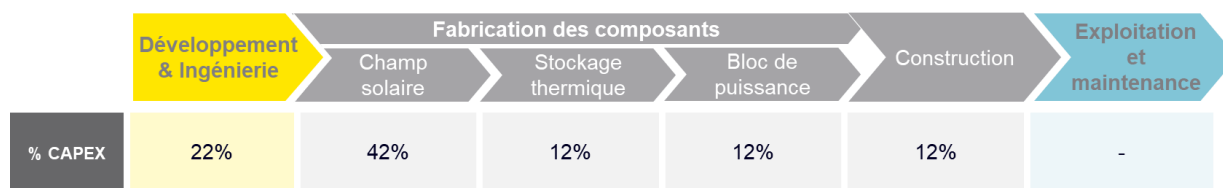


Figure 10 : Décomposition des coûts d'investissement dans un projet CSP (Source : Fraunhofer, EY)

Evaluation de la part locale des coûts d'investissement et d'opération

Le taux d'intégration local d'un projet CSP varie d'un maillon de la chaîne de valeur à un autre. Les entretiens menés au cours des phases précédentes de l'assistance technique, ainsi qu'une revue de la bibliographie existante sur le sujet et les retours d'expérience de projets récents réalisés dans la région ont permis d'estimer le potentiel d'intégration local des principales étapes du projet.

Ce potentiel est évalué conformément à l'échelle suivante :

○○○○	Potentiel d'intégration local très faible
●○○○	Potentiel d'intégration local faible
●●○○	Potentiel d'intégration local moyen
●●●○	Potentiel d'intégration local élevé
●●●●	Potentiel d'intégration local très élevé

Le tableau ci-après donne, pour les différentes phase et composants d'un projet, un aperçu du potentiel d'intégration locale en Tunisie :

Phase	Opportunités d'intégration locale	Niveau d'intégration locale
Développement et ingénierie	Certaines entreprises tunisiennes disposent d'expérience dans le développement de projets renouvelables, et plus particulièrement le développement de projets photovoltaïques. Toutefois, actuellement, aucun acteur spécialisé dans le développement de projets CSP n'est identifié actuellement en Tunisie.	●○○○
	De ce fait, le développement et l'ingénierie du projet de Beni Mhira seraient principalement réalisés par des entreprises internationales, avec un potentiel limité d'intervention d'acteurs et employés locaux. Néanmoins, les études techniques détaillées pour le raccordement et le renforcement du réseau sont susceptibles d'être réalisées par des acteurs locaux, notamment via les pouvoirs publics.	
Champ solaire	Les miroirs utilisés dans le cadre de projets CSP, et notamment les miroirs paraboliques, sont des composants spécifiquement et complexes qui ne sont élaborés que par quelques sociétés dans le monde. Les miroirs plats utilisés dans le cas des centrales à tour représentent une technologie un peu moins complexe, mais nécessitant néanmoins des savoir faire spécifique difficilement	●●○○

Phase	Opportunités d'intégration locale	Niveau d'intégration locale
	<p>transférables localement dans le cadre d'un projet unique. La confection locale de ces miroirs serait potentiellement envisageable dans le contexte du lancement d'un programme complet de développement de plusieurs centrales, justifiant le déploiement en local de chaînes de production dédiées et de programmes de formation et de renforcement des capacités dédiés.</p> <p>Les récepteurs sont également des composants complexes, spécifiques à la technologie CSP (en particulier dans le cas d'une technologie à tour) et sont produits par un nombre limité de sociétés étrangères. Le potentiel local de production de ces composants est donc limité. Il en va de même pour les fluides caloporteurs, technologie spécifique devant être importée.</p> <p>En revanche, les structures de support sont des éléments pouvant potentiellement être produits par des acteurs tunisiens spécialisés dans la métallurgie. Certains composants de machines électriques ainsi que les éléments de câblage pourraient également être approvisionnés auprès d'entreprises locales en Tunisie. La capacité des acteurs locaux à gérer la production d'une quantité importante de composants dans un délai restreint devra être affinée en fonction du projet finalement retenu.</p>	
Stockage thermique	<p>Les sels fondus utilisés pour le stockage thermique ne peuvent pas être produits localement et doivent être importés. De la même manière, les échangeurs thermiques ne pourront être produits par des acteurs locaux.</p> <p>Les réservoirs pourraient potentiellement être fabriqués en Tunisie, étant donné que le pays dispose de plusieurs acteurs et site de production d'envergure internationale implantés dans le secteur de l'industrie métallurgique.</p>	● ○ ○ ○
Bloc de puissance	<p>Le potentiel d'intégration locale du bloc de puissance en Tunisie est limité. En effet, la fabrication des principaux composants comme les turbines, générateurs, condenseurs, pompes spécifiques compatibles avec les exigences de la centrale CSP sera effectuée par des acteurs internationaux spécialisés.</p>	○ ○ ○ ○
Construction	<p>Il existe un potentiel important d'implication des acteurs locaux durant la phase de construction, notamment sur les activités de génie civil, mais aussi d'assemblage et d'installation des principaux composants de la centrale.</p>	● ● ● ○
Exploitation et maintenance	<p>Grâce à une montée de compétence progressive, il est estimé qu'une part importante de l'exploitation de la centrale et de la maintenance (notamment maintenance quotidienne) pourra être réalisée par des acteurs et employés locaux.</p>	● ● ● ○

Tableau 33 : Opportunités et niveau d'intégration locale identifiés

8.3. Quantification des bénéfices socio-économiques attendus

Cette partie a pour objectif de présenter les principaux résultats de la modélisation, compte tenu des hypothèses retenues et décrites dans les sections précédentes. Les emplois soutenus calculés par le modèle sont exprimés en emplois soutenus en moyenne pour chaque phase du projet, et couvrent les impacts directs, indirects et induits.

8.3.1. Emplois locaux soutenus par phase du projet

Emplois soutenus par phase du projet et influence de la capacité sur les bénéfices socio-économiques locaux

Le graphique ci-dessous présente les emplois locaux soutenus en moyenne pendant la phase de développement et construction du projet. Les résultats se répartissent en emplois directs d'une part, et en emplois indirects et induits d'autre part. Les graphiques ci-dessous présentent les résultats pour une technologie cylindro-parabolique, avec un stockage de 7 heures, pour différentes capacités : 100, 200, 300 et 400 MW.

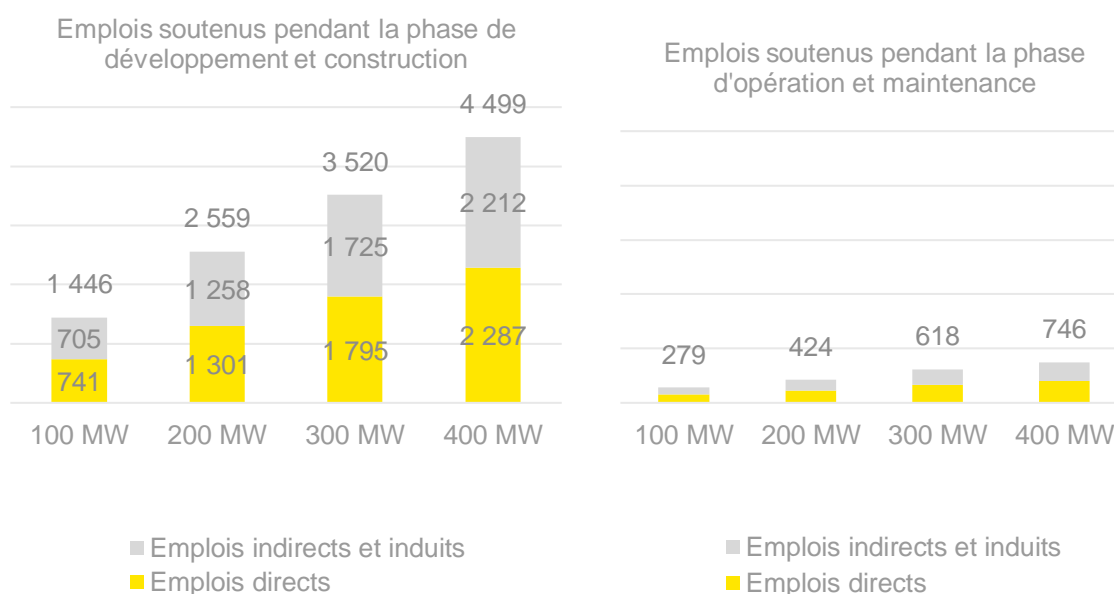


Figure 11 : Emplois soutenus par une centrale CSP cylindro-parabolique avec 7 heures de stockage pour des capacités allant de 100 à 400 MW (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)

Les résultats confirment que le niveau d'emplois soutenus dépend largement de la capacité du projet. Par exemple, une centrale CSP cylindro-parabolique de 100 MW soutiendrait en moyenne 740 emplois directs pendant son développement et sa construction. Une centrale de 200 MW de même technologie et même durée de stockage soutiendrait quant à elle 1 300 emplois en moyenne, soit 77% d'emplois supplémentaires. Il en va de même concernant les emplois soutenus pendant la phase d'opération et maintenance de la centrale : une centrale de 100 MW soutiendrait 150 emplois directs en moyenne, contre 230 emplois directs pour une centrale de 200 MW. Cela s'explique par le fait que les CAPEX et OPEX dépendent directement de la capacité envisagée pour le projet.

On constate également que les emplois soutenus se répartissent de manière quasiment identique entre les emplois directs et les emplois indirects et induits, et ce quelle que soit la taille du projet.

Ces résultats sont cohérents, moyennant les différences de technologie et de capacité, avec les impacts socio-économiques observés dans le cadre des projets CSP menés dans la région, comme le projet de Noor Ouarzazate au Maroc.

Influence de la taille du stockage sur les bénéfices socio-économiques

Les configurations techniques étudiées incluent, pour une capacité et technologie données, plusieurs durées de stockage. L'analyse de ces différentes configurations techniques permet d'évaluer l'influence de la taille du stockage (en heures) sur les emplois soutenus directement, indirectement et de manière induite. Les graphiques ci-dessous présentent les emplois soutenus pour une centrale CSP cylindro-parabolique d'une capacité de 200 MW pour trois durées de stockage : 4 heures, 7 heures et 10 heures.

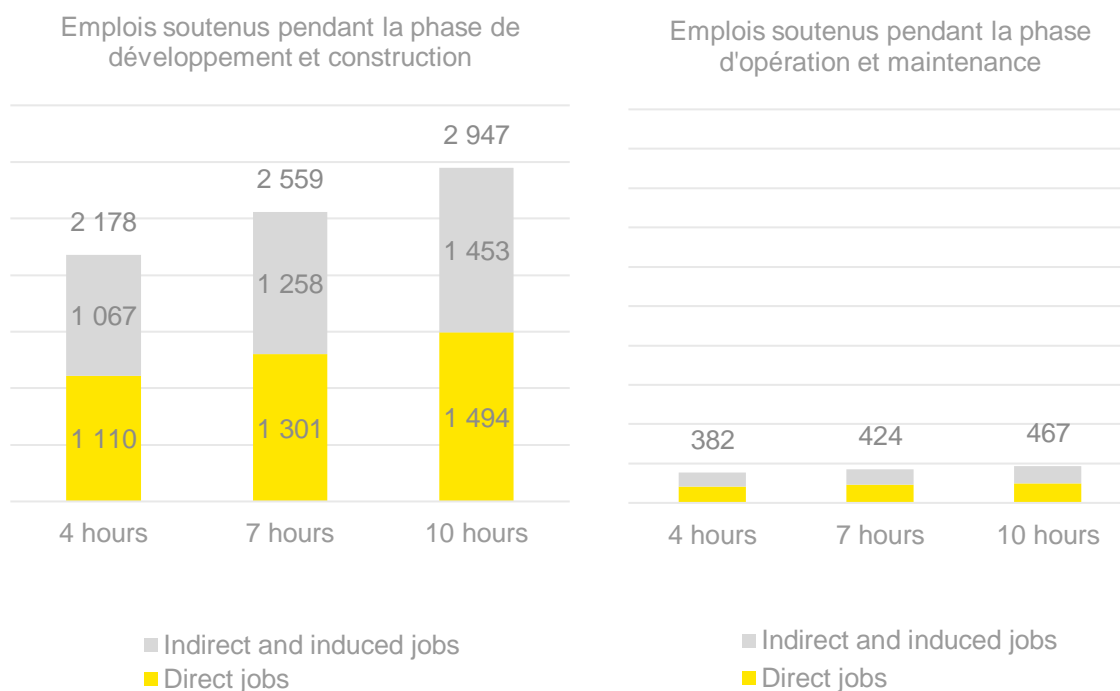


Figure 12 : Emplois soutenus par une centrale CSP cylindro-parabolique de 200 MW pour différentes durées de stockage (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)

On constate que, pour une capacité donnée, l'augmentation de la capacité de stockage augmente les emplois soutenus directement et indirectement pendant la phase de développement et construction.

Cela s'explique du fait que l'augmentation de la capacité de stockage influence directement les investissements nécessaires dans le système de stockage lui-même (réservoirs, notamment) mais aussi et surtout dans le champ solaire dont la taille sera augmentée. Autrement dit, une durée de stockage plus importante nécessite plus de miroirs, de collecteurs et de structures de support. Cet impact de la taille du stockage sur le CAPEX de la centrale est d'ailleurs visible dans les résultats techniques fournis par l'Institut Fraunhofer : alors que l'investissement nécessaire dans le cas d'un stockage de 4 heures s'élève à 453 MUSD, il atteint 531 MUSD pour un stockage de 7 heures et 611 MUSD pour un stockage de 10 heures. Il est donc logique que les emplois soutenus soient également impactés à la hausse avec l'augmentation de la durée de stockage.

Concernant la phase d'opération et maintenance, l'augmentation de la durée de stockage augmente l'énergie produite annuellement (+16% pour un stockage de 7 heures et +32% pour un stockage de 10 heures par rapport à un stockage de 4 heures) et donc les coûts de maintenance variable. L'augmentation de la production d'électricité étant en partie compensée par des économies d'échelle, on obtient au final une augmentation de 11% des emplois soutenus dans le cas d'un stockage de 7 heures et 22% pour un stockage de 10 heures par rapport à une centrale avec stockage de 4 heures.

Influence de la technologie sur les bénéfices socio-économiques

Dans le cadre du projet solaire pilotable de Beni Mhira, plusieurs technologies sont envisagées : solaire CSP cylindro-parabolique, solaire CSP à tour centrale ou hybridation solaire CSP et solaire PV. Cette section vise à comparer les emplois soutenus par ces différentes technologies pour un projet de 100 MW avec 10 heures de stockage. Les graphiques ci-dessous présentent les emplois soutenus en moyenne pour chaque option technologique en phase de développement et construction et en phase d'opération et maintenance.

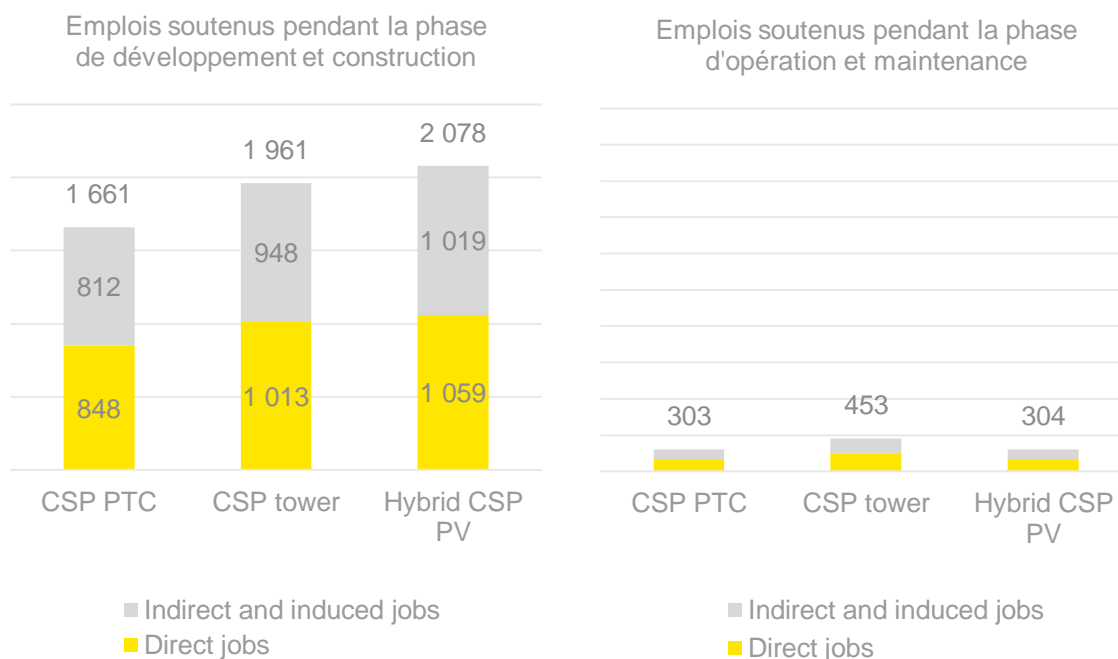


Figure 13 : Emplois soutenus par une centrale de 100 MW avec 10 heures de stockage, pour différentes technologies (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)

En phase de développement et construction, on constate que la technologie CSP à tour soutiendrait 30% supplémentaires par rapport à une option cylindro-parabolique. Cela est dû principalement à deux facteurs :

- ▶ Le niveau d'investissement nécessaire à la construction d'une centrale à tour est plus important (+18% par rapport à une centrale cylindro-parabolique, du fait du coût plus élevé de la technologie,
- ▶ Le potentiel de valeur locale est légèrement plus élevé dans le cas d'une centrale à tour car les miroirs plats pourraient potentiellement être en partie produits localement, contrairement aux miroirs concaves de la technologie cylindro-parabolique qui devront être produits à l'étranger dans leur intégralité.

La réalisation d'une centrale hybride CSP-PV d'une puissance raccordée de 100 MW nécessitera l'installation d'une puissance de 100 MW de CSP et 100 MW de PV, ces deux technologies fonctionnant à des moments distincts de la journée, de façon complémentaire. Il est donc logique que les emplois soutenus par cette solution soient supérieurs à ceux d'une option CSP cylindro-parabolique : l'investissement dans l'infrastructure PV permettrait de soutenir des emplois additionnels. Ces emplois additionnels restent néanmoins minoritaires du fait du faible niveau d'investissement et du faible potentiel de valeur locale de la technologie solaire PV.

Concernant les emplois soutenus au cours de la phase d'opération et maintenance, les conclusions sont similaires à ceux de la phase de développement et construction, avec le plus haut niveau d'emplois soutenus par la technologie CSP à tour, suivie par la technologie hybride CSP-PV puis la technologie CSP cylindro-parabolique.

8.3.2. Répartition des bénéficiaires socio-économiques locaux

Répartition des emplois soutenus en emplois directs et emplois directs et induits

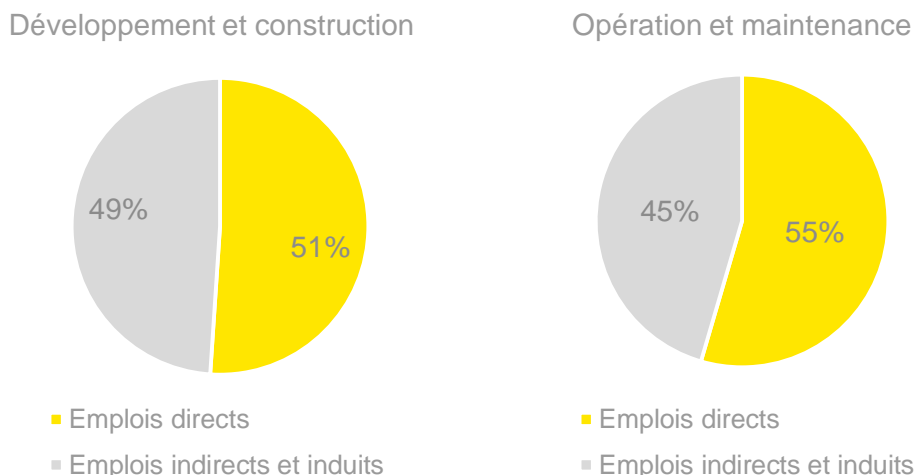


Figure 14 : Répartition des emplois soutenus en emplois directs et emplois directs et induits pour une centrale CSP cylindro-parabolique (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)

Les résultats obtenus montrent que 51% des emplois soutenus par le projet en phase de développement et construction correspondent à des emplois directs (emplois dans les sociétés fournissant directement les biens et services pour le projet). 49% des emplois soutenus correspondent respectivement à des emplois indirects et induits (emplois dans la chaîne d’approvisionnement des sociétés et ménages impliqués sur le projet). Lors de la phase d’opération et maintenance, la part des emplois directs soutenus est légèrement plus importante puisqu’elle correspond à 55% des emplois totaux soutenus.

Répartition sectorielle des emplois soutenus localement

Le graphique ci-dessous représente la répartition sectorielle des emplois soutenus par le projet de Beni Mhira, dans le cas d’une technologie CSP cylindro-parabolique. Les résultats affichés couvrent à la fois la phase de développement et de construction du projet, et la phase d’opération et maintenance.

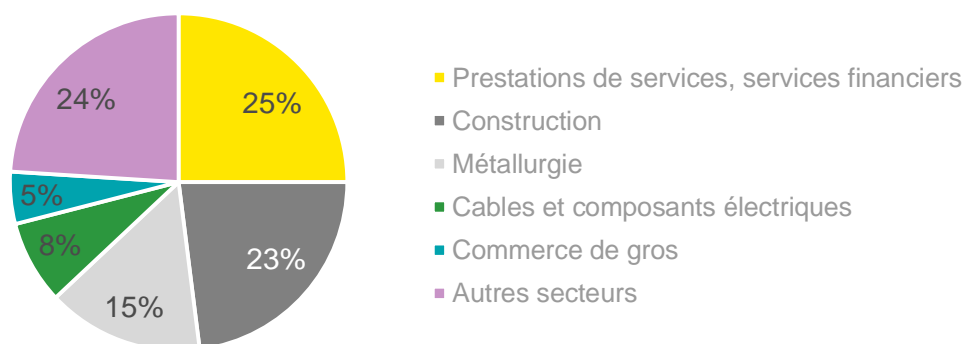


Figure 15 : Répartition des emplois soutenus par secteur de l’économie tunisienne pour une centrale CSP cylindro-parabolique (source : Institut Fraunhofer, modélisation EY)

On constate que de nombreux emplois sont soutenus dans les sociétés du secteur tertiaire réalisation de la prestation de services, des études techniques, de l’ingénierie, fournissant des services financiers et d’assurances, etc.

Par ailleurs, une partie importante des emplois est également générée dans le secteur de la construction (travaux de génie civil, construction de la centrale) et de la métallurgie (notamment

fabrication de structures métalliques). L'industrie des câbles et composants électriques bénéficierait également d'un soutien significatif.

8.4. Mesures possible pour favoriser la participation des acteurs locaux aux futurs projets CSP en Tunisie

Les discussions tenues au cours de l'assistance technique (consultation des bailleurs de fonds et développeurs, entretiens avec les acteurs locaux) ainsi que les retours d'expérience disponibles sur des projets comparables ont permis d'identifier plusieurs facteurs susceptibles de favoriser la participation des entreprises et de la main d'œuvre tunisiennes aux futurs projets CSP.

Développer un cadre réglementaire visant à renforcer la visibilité sur l'évolution future du marché CSP

Le développement d'un marché domestique dynamique et stable à long terme est un élément essentiel pour favoriser le développement de filières et d'acteurs locaux spécialisés. La mise en place d'un cadre réglementaire incitatif et efficace (lois sur les énergies renouvelables, programmes de financement, tarifs de rachat, prêts, programmes de R&D, inclusion d'exigences d'intégration locale dans les documents d'appels d'offres, subventions aux acteurs de la filière, etc.) permettant le dynamisme et la pérennité des marchés est donc de nature à favoriser l'émergence d'une filière locale.

La Tunisie, notamment grâce à son Plan Solaire Tunisien et au développement d'une réglementation adaptée (mise en place des régimes des concessions et autorisations, notamment), a déjà largement permis d'offrir un cadre local propice au développement des sources d'énergie renouvelable.

Afin d'améliorer la visibilité des acteurs locaux sur l'évolution du marché du CSP en Tunisie et d'inciter ces acteurs à se positionner sur ce sujet, le Gouvernement Tunisien pourrait renforcer les mesures fournissant aux acteurs industriels et au secteur privé une vision claire du pipeline national de projets CSP à long terme. Cela pourrait par exemple consister à renforcer la crédibilité des objectifs du Plan Solaire Tunisien en annonçant un calendrier d'appels d'offres clair et à long terme, précisant les capacités allouées pour chaque appel d'offres, jusqu'en 2030 voire 2035.

Dans le cadre de ce plan de développement du CSP, le phasage des projets dans le temps pourrait par ailleurs permettre de renforcer la montée en compétences et l'implication progressives des acteurs locaux et de créer les conditions pour un marché local durable.

Soutenir la formation d'une main d'œuvre locale qualifiée

Le positionnement des acteurs locaux sur la chaîne de valeur du CSP requiert l'accès à une main d'œuvre locale qualifiée. A ce titre, il apparaît nécessaire d'assurer le développement progressif de savoir-faire, compétences et expertises locales spécifiques aux sujets sur lesquels la Tunisie souhaitera se positionner dans le cadre des futurs projets CSP.

Cela pourra notamment se faire via la mise en place de programmes de formation professionnelle adaptés, permet de former la main d'œuvre locale aux besoins spécifiques de la chaîne de valeur du CSP. La montée en compétences de formateurs et la création de partenariats internationaux sont des moyens possibles de soutenir ce processus de formation professionnelle. Par ailleurs, dans les milieux académiques, des programmes éducatifs spécifiques pourront également être mis en place au niveau universitaire ou au sein de cursus dédiés au secteur de l'énergie.

Mettre en place des mécanismes de financement dédiés

Afin de se positionner sur la chaîne de valeur des projets CSP, les acteurs locaux peuvent être amenés à investir dans de nouvelles lignes de fabrication, de nouveaux sites de production, de nouveaux équipements, etc. adaptés.

La capacité des acteurs locaux à financer ces investissements constitue donc un élément clé et dépend de la possibilité pour ces acteurs de mobiliser les capitaux nécessaires. Les difficultés potentielles des entreprises locales à mobiliser ces capitaux peuvent être contrebalancées par des programmes de soutien spécifiques, dédiés aux entreprises actives dans le domaine des énergies renouvelables. La

création de facilités publiques de financement dans les secteurs des énergies renouvelables et du CSP peut ainsi contribuer au développement de la filière et favoriser in fine le positionnement des acteurs locaux sur les futurs projets.

La création de conditions de financements favorables pourrait être complétée par le développement progressif par le secteur bancaire privé de mécanismes de financement attractifs, dédiés aux investissements dans le secteur des énergies renouvelables.

Prioriser les tâches favorables aux entreprises locales et/ou non délocalisables

Si l'existence d'un marché domestique stable est une condition préalable à l'émergence d'une filière locale, la compétitivité des acteurs Tunisiens à l'échelle internationale est également un élément clé à prendre en compte. Les projets CSP sont généralement des projets de grande ampleur, internationalisés, et appelant donc un niveau de concurrence élevé qui pourrait potentiellement remettre en cause la compétitivité des entreprises tunisiennes et favoriser les importations.

Pour cette raison, il est nécessaire d'orienter le développement des filières, technologies et savoir-faire locaux sur les aspects susceptibles d'être favorables aux acteurs tunisiens ou étant non délocalisables. Par exemple, de nombreuses tâches d'opération et maintenance doivent être effectuées régulièrement voire quotidiennement et sont, à ce titre, peu ou pas délocalisables et donc propice au positionnement d'acteurs locaux. Il apparaît donc intéressant de renforcer les mesures permettant de renforcer l'expertise des acteurs locaux tunisiens dans l'opération et la maintenance de centrales CSP et renouvelables en général.

Le contenu local des projets peut également être garanti grâce à l'inclusion d'exigences spécifiques dans les documents d'appel d'offres. Le recours à de telles exigences est décrit dans le chapitre suivant.

8.5. Le recours aux exigences de contenu local dans les appels d'offres pour garantir les bénéfices socio-économiques

Les exigences de contenu local sont des mesures politiques consistent à exiger qu'un certain pourcentage de biens, produits intermédiaires et services soient fournis par des acteurs locaux pendant le projet. Elles permettent de promouvoir l'économie locale et d'encourager les bénéfices socio-économiques. Les exigences de contenu local peuvent également représenter une solution intéressante pour permettre aux industries locales de devenir progressivement plus performantes et compétitives à l'échelle internationale, en contribuant à l'amélioration de leur capacité de fabrication et leur expertise technologique.

L'inclusion dans les documents d'appels d'offres d'exigences de contenu local est donc un outil souvent utilisé pour garantir une intégration locale minimale des projets. Cependant, les modalités de telles exigences doivent être définies avec prudence afin de ne pas nuire à la compétitivité du tarif du projet.

A ce titre, il est crucial de fixer des exigences de contenu local raisonnables afin de permettre aux acteurs locaux de s'impliquer sur les projets tout en bénéficiant de l'expérience et de la valeur de la main-d'œuvre internationales. Des exigences de contenu local de l'ordre de 30 à 40% pour les premiers projets CSP tunisiens pourraient constituer un bon équilibre permettant une intégration locale significative tout en limitant les risques et les surcoûts pour les développeurs de projets.

Par ailleurs, sur la base des retours d'expérience disponibles, les exigences de contenu local doivent se concentrer sur les tâches et les composants pour lesquels une expertise est effectivement disponible localement, et pour lesquels les barrières à l'entrée pour les acteurs locaux sont raisonnables. Pailleurs, pour tirer le meilleur parti de ces mesures, il est souvent utile de les compléter par des mécanismes de soutien complémentaires, tels que la formation et la promotion de coopérations commerciales, etc.

Suite aux premiers projets, il est possible de capitaliser sur l'expérience acquise par les acteurs locaux pour augmenter progressivement les exigences de contenu local dans les procédures d'appel d'offres. Néanmoins, cette augmentation doit être prudente et progressive afin de ne pas décourager les

développeurs et les financeurs à participer aux futurs appels d'offres. Ces augmentations doivent être déterminées sur la base d'une analyse détaillée de l'état de l'industrie locale, des capacités de production et des avoir-faires locaux.

9. Processus, plan d'actions et calendrier indicatif pour la mise en œuvre du projet de Beni Mhira

9.1. Institutions tunisiennes impliquées dans le projet

Le ministère de l'industrie et des PME a publié sur son site internet un [guide détaillé pour la conduite de projets d'énergie renouvelable en Tunisie](#). La présente section reprend le rôle des principaux acteurs du secteur des énergies renouvelables en Tunisie tel que présenté dans le rapport susmentionné. Elle synthétise le rôle des autorités publiques liées au secteur de l'électricité.

Ministère de l'Énergie, des Mines et de la Transition Énergétique (MEMTE)

Le MEMTE et à travers lui le Gouvernement Tunisien est à la fois l'autorité concédante et régulatrice. Sa principale mission est de définir les orientations stratégiques du secteur de l'énergie, de fixer les tarifs de l'énergie, les prix de cession des excédents d'électricité des autoproducteurs et le prix de transport par le réseau.

Au sein du MEMTE, la Direction Générale de l'Électricité et des Énergies Renouvelables (DGEER) est en charge des questions relatives aux énergies renouvelables. Elle publie notamment les différents appels à projet ou appels d'offres du secteur. Le Ministre décide de l'octroi des autorisations sur avis consultatif de la Commission technique de production privée d'électricité à partir des énergies renouvelables (CTER, voir ci-après).

Commission interdépartementale de la production indépendante d'électricité (CIPIE)

Domiciliée au ME, la CIPIE est chargée des appels d'offres, négociations des contrats et proposition des avantages à accorder aux concessionnaires des projets de production indépendante d'électricité. Elle a traité de grands projets comme par exemple : Radès2, Elmed, Bizerte/ Kalaat Landalous et Barca- British Gas. Les membres de la CIPIE ont pour mission d'apporter leur expertise à leur Ministère de tutelle (le ME).

Commission supérieure de la production indépendante d'électricité (CSPIE)

Formée des ministres concernés, la CSPIE se prononce sur les modalités de choix des concessionnaires de projets de production indépendante d'électricité et les avantages à leur accorder. Les décisions de la CSPIE se basent sur les travaux et recommandations de la CIPIE.

Commission technique de production privée d'électricité à partir des énergies renouvelables (CTER)

La Commission Technique de production privée d'électricité à partir des Énergies renouvelables (CTER), créée en vertu de l'Article 29 de la loi 2015-12. Elle a pour mission d'émettre un avis sur les demandes d'autorisation de réalisation ou de concession de projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, ainsi que la prorogation et le retrait de cette autorisation et d'examiner toute question qui lui est soumise par le ministre chargé de l'énergie ayant trait à la réalisation de projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Les membres de cette commission ont été nommés par l'arrêté du Ministère en charge de l'énergie du 6 décembre 2016. La CTER est composée de représentants :

- ▶ Du MEMTE
- ▶ Du Ministère en charge de la Défense
- ▶ Du Ministère en charge des Finances
- ▶ Du Ministère en charge de l'Investissement et du développement
- ▶ Du Ministère en charge des Domaines de l'Etat et des Affaires Foncières

- ▶ Du Ministère en charge de l'Industrie
- ▶ Du Ministère en charge de l'Agriculture
- ▶ Du Ministère en charge de l'Environnement
- ▶ Du Ministère en charge du Commerce
- ▶ De la STEG
- ▶ De l'ANME

Agence nationale pour la maîtrise de l'énergie (ANME)

La politique de maîtrise de l'énergie engagée depuis le milieu des années 1980, s'est matérialisée par la création de l'Agence Nationale de Maitrise de l'Energie (ANME). C'est un établissement public à caractère non administratif placé sous la tutelle du Ministère en charge de l'énergie. L'ANME conçoit et anime des programmes d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Sa mission consiste à mettre en œuvre la politique de l'Etat dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et ce, par l'étude, la promotion de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de la substitution de l'énergie. Le champ d'intervention de l'ANME englobe toutes les initiatives et actions visant à améliorer le niveau d'efficacité énergétique et à diversifier les sources d'énergie.

L'ANME est en charge de l'octroi des incitations du Fond de Transition Energétique (FTE) pour les projets d'autoconsommation. L'agence rédige un contrat-programme avec l'autoconsommateur et en vérifie l'exécution. A ce titre, l'ANME dispose d'une liste d'installateurs et de fournisseurs ER agréés sur son site internet.

L'agence emploie environ 150 agents. Elle dispose, dans l'exécution de ses programmes de six directions régionales basées au Kef, Sidi Bouzid, Gabès, Sfax, Bizerte et Sousse.

L'Autorité Spécialisée

Le chapitre IV du décret 1123-2016 définit le fonctionnement de l'Autorité Spécialisée chargée de l'examen des problèmes relatifs aux projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Cette autorité traite des problèmes relatifs aux projets réalisés dans le cadre de la loi n°2015-12 dont notamment :

- ▶ Le refus de l'octroi de l'accord ou de l'accord de principe ou de l'autorisation
- ▶ Le retrait de l'accord, de l'accord de principe ou de l'autorisation,
- ▶ Les litiges opposant la société de projet et la STEG lors de l'exécution du contrat ou de son interprétation

Pour cela, l'autorité spécialisée reçoit les plaintes et recours, et peut inviter les parties concernées pour audition, et leur demander de présenter des notes écrites ou tous autres documents. L'autorité se prononce sur les dossiers qui lui sont soumis dans un délai maximum de deux mois à partir de la réception du dossier et soumet au ministre chargé de l'énergie un rapport portant son avis sur les problématiques qui lui sont exposées avec des propositions de règlement des différends. Le ministre se prononce sur le dossier au vue de l'avis de la commission.

Elle est présidée par un juge et se compose de représentants de la présidence du gouvernement, du ME, du ministère des finances et de deux experts en électricité et en énergies renouvelables. Ces membres sont désignés par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition des ministères et des organes concernés et ce, pour une période de trois ans renouvelable une seule fois.

La Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG)

La Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG) est la société d'électricité historique en Tunisie. Initialement monopole verticalement intégré, elle est aujourd'hui un acteur dominant de la production, est l'acheteur unique pour toute l'énergie électrique produite en Tunisie et a le monopole du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité en Tunisie.

STEG Energies Renouvelables est la filiale créée en 2010 pour, entre autres, gérer les unités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Le rôle de la STEG dans le projet dépendra du schéma contractuel et financement retenus. Ces aspects sont analysés dans la section 5 du présent rapport. Dans le cadre d'un projet de concession avec un financement sécurisé par le privé, la STEG aurait notamment pour rôle celui d'acheteur unique de l'électricité produite par le projet. Elle jouerait également un rôle important dans le cadre de la mise à disposition, de sécurisation et du développement des infrastructures liées au site sélectionné (renforcement du réseau et raccordement du projet, notamment).

9.2. Etapes et facteurs clés pour de déploiement du projet

Tâche 1 : identification et réalisation des études techniques complémentaires à réaliser avant le lancement de l'appel d'offres

La confirmation définitive du site de Beni Mhira comme site adapté pour le développement d'une centrale solaire pilotable nécessite la réalisation d'études techniques complémentaires. Ces études visent à valider certains aspects techniques critiques pour dé-risquer le site et donc le projet.

Les études techniques préalables au lancement de l'appel d'offres s'étaleront à minima sur une durée de 1 an minimum. En effet, une année complète de mesure de DNI sera nécessaire afin de calibrer les données satellitaires disponibles pour une période de plusieurs années, et ainsi parvenir à déterminer un jeu de données DNI complet et valide pour le site. De fait, le lancement d'un l'appel d'offres en 2021 nécessiterait d'initier rapidement (début 2020) les études techniques, notamment la mise en place d'une station météorologique sur le site permettant d'initier l'acquisition des données de DNI.

Intitulé	Contenu	Durée indicative	Profil du prestataire
Etude météorologique	Mesure du niveau de DNI, mesure de la visibilité, mesure du CSR (clearsky radiance)	A minima 1 année complète de mesure de DNI	Entreprise spécialisée dans l'installation et le monitoring de stations météorologiques appropriées (DNI) ainsi que l'analyse des données collectées
Evaluation détaillée du site	Etudes de sols et géologiques, étude topographique, étude d'intégration réseau détaillée, étude de risques sismiques, études de l'accès et de la gestion de la ressource en eau, étude de risques de bruit et d'éblouissement	Environ 6 mois	Bureau d'études techniques spécialisé en géologie, mesure et l'analyse de sols
Etude de risques de corrosion	Analyse des risques de corrosion dus aux aérosols et aux eaux souterraines	Environ 6 mois	Bureau d'études technique spécialisé en infrastructures et risques de corrosion
Etude d'impact social et environnemental cadre	Etude complète, incluant notamment une analyse de la gestion de la ressource en eau, l'impact de la biodiversité locale, les pollutions associées au projet, les relations et conflits potentiels avec les communautés locales, étude d'intégration industrielle, étude relative au développement locale dans la zone d'implémentation du projet.	Environ 6 mois	Cabinet spécialisé en évaluations d'impacts sociaux et environnementaux de projets d'infrastructure

Tableau 34 : Identification des principales études techniques complémentaires à réaliser

Tâche 2 : discussions approfondies avec les bailleurs de fonds afin d'obtenir un accord de principe sur le financement du projet

Préalablement au lancement de l'appel d'offres de préqualification, il sera également nécessaire d'engager des discussions plus approfondies avec l'ensemble des bailleurs de fonds pouvant être impliqués sur le projet. L'objectif de ces discussions sera de présenter les avancées du projet, d'évaluer l'intérêt de ces institutions vis-à-vis du projet et leur volonté de s'impliquer et, in fine, d'obtenir leur accord sur le principe de financement de ce projet.

Cet accord de principe pourra être accompagné d'indications sur les conditions potentielles de ce financement, de manière à valider une première hypothèse de plan de financement complet.

Tâche 3 : Prises de décisions du Gouvernement tunisien relatives au projet

Le lancement du processus d'appel d'offres nécessitera d'avoir pris en amont des décisions quant à la structure, à la stratégie et aux caractéristiques du projet. Ces décisions sont essentielles pour permettre aux candidats d'avoir une visibilité suffisante sur les caractéristiques techniques, commerciales et légales du projet et de préparer une réponse à l'appel d'offres cohérente avec les attentes et les besoins de la Tunisie.

Ces prises de décisions seront également nécessaires afin d'engager des discussions plus approfondies avec les bailleurs de fonds sur les sources de financement possibles, et devront donc être prises dans des délais relativement courts.

Les décisions prioritaires qui seront à prendre par le Gouvernement Tunisien à court terme sont les suivantes :

- ▶ Confirmation du lancement d'un projet solaire pilotable ouvert aux différentes options technologies identifiées,
- ▶ Capacité attendue pour le projet,
- ▶ Validation du site de Beni Mhira pour l'implantation du projet, ou d'un autre site le cas échéant,
- ▶ Décision quant au schéma contractuel retenu et rôle de secteur public tunisien dans le projet,
- ▶ Schéma de financement retenu pour le projet.

Au-delà de ces décisions structurantes, d'autres décisions seront à prendre afin de clarifier les modalités techniques, contractuelles, et financières du projet. Une liste indicative de ces décisions est synthétisée dans le tableau ci-dessous :

Thématiques	Détail des décisions attendues
Organisation du projet	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Gouvernance du projet ▶ Planning ▶ Budget ▶ Participation de la personne publique ▶ Identification et sécurisation des sites
Modalités de passation des marchés	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Régime de passation des marchés ▶ Modèles de DAO utilisés ▶ Schéma contractuel
Caractéristiques techniques	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Définition des spécifications techniques à inclure dans le DAO ▶ Autorisation ou non de déviations techniques et de propositions d'alternatives ▶ Modalités du raccordement ▶ Décision juridique et légale ▶ Garanties et suretés disponibles

Thématiques	Détail des décisions attendues
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Mécanisme de soutien au crédit de l'Etat ▶ Mécanismes de soutien au crédit demandé à l'acheteur ▶ Mécanismes de soutien au crédit demandé à la personne publique
Rémunération et tarification	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Durée du contrat ▶ Structuration du tarif ▶ Indexation du tarif partielle totale, ou nulle ▶ Définition des modalités de révision et ajustement des tarifs ▶ Définition de l'Energie non enlevée ▶ Liste des garanties mises en œuvre dans le cadre du projet
Fiscalité et règles douanières	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Régime fiscal applicable ▶ Exonérations fiscales et douanières applicables

Tableau 35 : Principales décisions nécessaires relatives au projet de Beni Mhira

9.3. Préparation et conduite de l'appel d'offres

9.3.1. Introduction relative à la portée de l'analyse

La présente section décrit les principes et modalités de la conduite de l'appel d'offres selon le régime des concessions tunisien Dans le cadre du présent rapport, il n'a pas été conduit d'analyse du cadre réglementaire relatif aux partenariats public-privés (Loi n° 2015-49 du 27 novembre 2015, décret gouvernemental n° 2016-772 du 20 juin 2016).

En effet, la loi 2015-12 relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables prévoit à son article 13 que « Les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables pour satisfaire les besoins de la consommation locale, qui dépassent la puissance électrique maximale installée prévue à l'article 12 de la présente loi, sont réalisés conformément aux principes de la concurrence, de l'égalité des chances et de la transparence conformément à la législation en vigueur en matière d'attribution des concessions par l'Etat. ». Ainsi, il apparaît nécessaire de conclure un contrat de concession tel que défini par Loi n° 2008-23 du 1er avril 2008 relative au régime des concessions.

La loi 2015-49 quant à elle vise la conclusion de contrats de partenariat public privé (ou contrat de partenariat). Ce régime juridique est bien différent de la concession qui est prévu par la loi 2015-12.

Néanmoins, la loi 2015-49 est une loi transversale (non sectorielle) qui a été créée pour favoriser les investissements et dont l'objectif premier est (Article 1er) : "La présente loi a pour objectif de diversifier les modalités de satisfaction des commandes publiques et ses sources de financement dans le but de développer et de renforcer l'infrastructure, d'encourager l'investissement public en ..."

Dans les deux cas, la loi n°2019-47 du 29 mai 2019 sur l'amélioration du climat des investissements vient modifier la loi 2015-49 ainsi que la loi 2008-23 et la loi 2015-12.

Notre analyse nous conduit à penser qu'il convient de se référer à la loi 2015-12 s'agissant de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Cela semble confirmé par le site du ministère de l'industrie, et en particulier le guide détaillé sur les ENR qu'il a publié : http://www.tunisieindustrie.gov.tn/upload/ENR/Guide_detaill_e_ENR_tunisie_mai2019.pdf qui reprend le cadre réglementaire applicable aux énergies renouvelables. Celui-ci ne fait pas mention de la loi 2015-49 qui ne trouverait donc pas à s'appliquer au cas d'espèce. Le loi 2008-23, la loi 2015-12, la loi 2019-47 sont par contre quant à elles bien citées.

Il conviendrait néanmoins de mandater un cabinet d'avocats pour émettre une opinion légale sur l'applicabilité de la loi 2015-49 à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et le cas échéant les conditions d'application de cette loi.

9.3.2. Principes de l'appel d'offres selon le régime des concessions tunisien

Périmètre

Par déduction des éléments de l'article 14 du décret n° 2016-1123, nous comprenons que le projet solaire pilotable de Beni Mhira sera attribué dans le cadre d'un appel d'offres répondant au régime des concessions tunisien.

La Loi n° 2015-49 du 27 novembre 2015, relative aux contrats de partenariat public privé ainsi que le décret gouvernemental n° 2016-772 du 20 juin 2016 ne sont pas applicables au cas d'espèce, car surpassés par une loi sectorielle.

Principes généraux

Selon la Loi n° 2015-12, tous les projets inscrits sous ce régime sont réalisés conformément aux principes de la concurrence, de l'égalité des chances et de la transparence conformément à la législation en vigueur en matière d'attribution des concessions par l'Etat (loi n° 2015-12, art.24).

Les contrats de concession sont attribués à la suite d'une mise en concurrence et d'un appel d'offres conformément à la réglementation en vigueur et notamment le décret n°96-1125 qui fixe les modalités d'octroi de la concession de production d'électricité à des personnes privées.

Qualification et évaluation des offres

La qualification et l'évaluation des offres reçues dans le cadre de l'appel d'offres se font de la façon suivante :

- ▶ Qualification effectuée dans le cadre de l'appel d'offres sur la base de critères techniques, juridiques, financiers éliminatoires relatifs aux capacités du candidat et à la conformité de son offre au DAO
- ▶ Evaluation des offres qualifiées prioritairement en fonction de la valeur économique du projet pour l'Etat mais prenant en compte des critères d'évaluation quantifiables de bancabilité et de développement économique et social et d'intégration des entreprises tunisiennes.

Principales étapes du processus

L'appel d'offres des projets de concession peut être ouvert ou restreint (et donc précédé d'une phase de préqualification) et ce selon les conditions fixées par la commission supérieure de la production indépendante d'électricité (décret n°96-1125, art. 8).

Les projets de concession suivent les principales étapes des AO du régime des marchés publics

- ▶ Etape préalable : conduite de l'appel d'offres de préqualification (AOP)
- ▶ Etape 1 : élaboration du DAO
- ▶ Etape 2 : conduite de l'AO - appel à la concurrence et ouverture des offres
- ▶ Etape 3 : qualification et évaluation des offres
- ▶ Etape 4 : attribution provisoire du marché et publication de l'attribution

Néanmoins, deux étapes spécifiques aux conventions de concession clôturent la procédure.

- ▶ Etape 5 : bouclage financier.
- ▶ Etape 6 : attribution définitive et entrée en vigueur de la convention de concession.

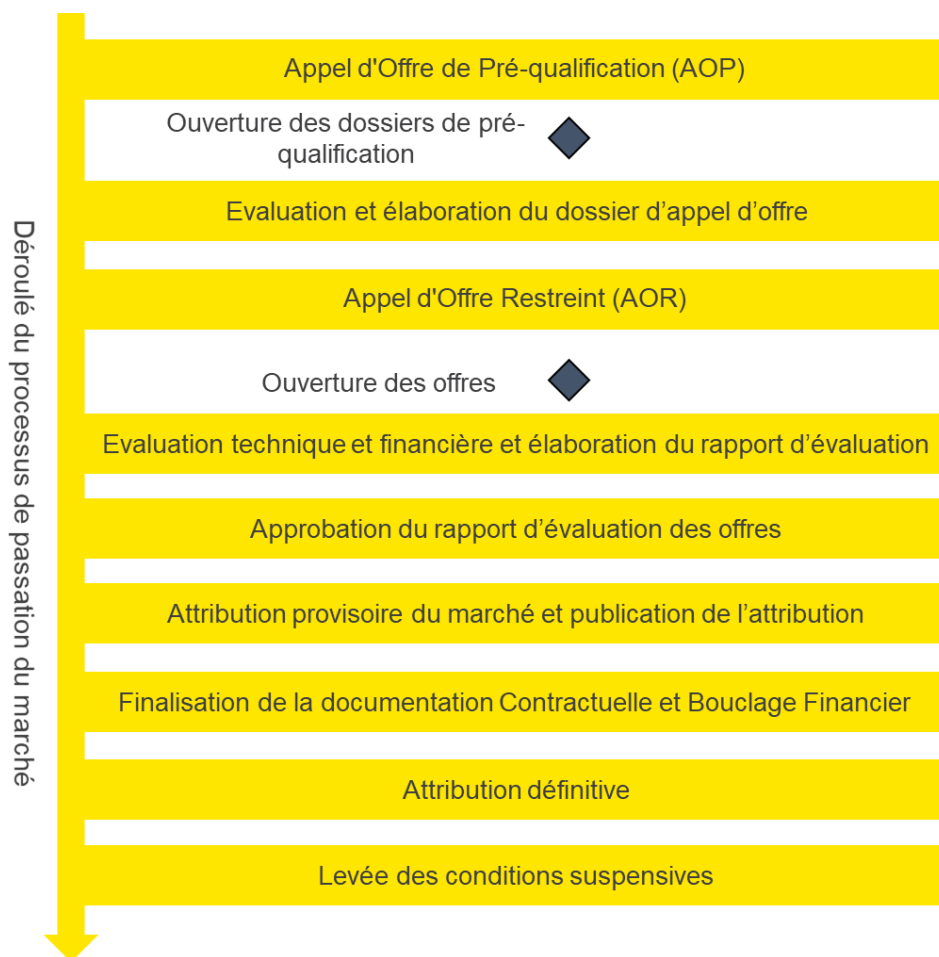


Figure 16 : Schéma des étapes de la procédure de passation des concessions IPP (décret n°96-1125)

9.3.3. Détail du déroulé du processus de passation de marché

Dans le contexte de projets de centrales CSP ou solaires pilotables reposant sur des technologies encore relativement peu standardisées, nous recommandons de réaliser un AO restreint en deux phases incluant **une étape de présélection des candidats**. Cette procédure en deux phases permettra également de juger de l'appétence du marché pour ce genre de projet.

Etape préalable – 1 : appel d'offres de préqualification (AOP)

Dans le contexte spécifique du projet solaire pilotable de Beni Mhira, il apparaît donc comme pertinent de réaliser préalablement au lancement de l'appel d'offres restreint (AOR) précédé d'un appel d'offres de préqualification (AOP). Les principales caractéristiques de l'AOP sont décrites dans le tableau ci-dessous :

Publication et destinataires	<ul style="list-style-type: none"> ▶ AOP disponible sur le site internet des marchés publics tunisiens ▶ Pas de limite fixée pour le nombre de candidats et réponses
Contenu indicatif du dossier	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Identification du/des projets considéré(s) : technologie, ordre de grandeur de la capacité, localisation et identification du ou des sites mis à disposition ▶ Identification des prestations à couvrir (conception, construction, exploitation, maintenance, raccordement, renforcements de réseaux, financement) ▶ Détails relatifs au schéma contractuel du projet, les principales parties prenantes et la gouvernance du projet ▶ Explications relatives au contenu des candidatures et modalités de réponse

Contenu attendu pour les dossiers de candidature	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Description de l'expérience et des références du candidat sur la technologie considérée ▶ Description de l'expérience et des références du candidat en Tunisie ▶ Certifications éventuelles du candidats exigées dans le dossier d'appel d'offres ▶ Informations relatives à la capacité financière du candidat
Planning indicatif	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Environ 1 mois pour l'élaboration de l'AOP (hors validation) ▶ Environ 2 mois pour la préparation des réponses par les candidats

Tableau 36 : Synthèse des principales caractéristiques de l'appel d'offres restreint

Etape préalable – 2 : Préqualification des candidats

Les seuils éliminatoires des critères de qualifications devront être définis au cas par cas ou sur la base d'un « pass or fail ». Des exemples de critères de qualification typiquement utilisés dans le cadre d'appels d'offres pour ce type de projet sont identifiés ci-dessous :

Critères de préqualification techniques	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Expérience du candidat dans le secteur des IPP renouvelables ▶ Expérience du candidat dans la technologie CSP, PV, stockage ▶ Nombre de projets menés dans la région et en Tunisie ▶ Vérification de la complétude et de la conformité des certificats, attestations et documents attendus
Critères de préqualification financiers	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Démonstration de la capacité financière du candidat sur la base de seuils minimaux confirmés par les trois derniers rapports annuels. Dans le cas d'un consortium les chiffres relatifs au consortium sont égaux à la somme des chiffres financiers de ses membres. ▶ Vérification de la complétude et de la conformité des certificats, attestations et documents attendus
Critères de préqualification juridiques et d'éligibilité	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Confirmation de l'absence de litige incompatible avec le DAO (par exemple mise à l'index par une institution financière internationale sur la liste des entreprises frauduleuses)

Tableau 37 : Critères de qualification (AOP)

Etape 1 : élaboration du dossier d'appel d'offres (DAO) pour l'appel d'offres restreint (AOR)

Le DAO transmis aux candidats préqualifiés suite à l'AOP inclut généralement les éléments suivants :

- ▶ Les projets de contrats suivants sur la base des principaux termes et conditions rédigées lors de la définition du projet : convention de concession, CAE et contrat de raccordement,
- ▶ La finalisation de la spécification technique fonctionnelle aux fins de l'AO,
- ▶ L'élaboration des termes de références de l'EIES à réaliser par les candidats (si définis dans le DAO). Ces termes de références seront définis en utilisant l'EIES préliminaire réalisée en phase de définition du projet,
- ▶ La définition des conditions particulières de l'appel d'offres,
- ▶ La définition des critères de qualification des candidats et de leur offre,
- ▶ La définition de la méthode d'évaluation des offres,
- ▶ Les formulaires de ventilation des coûts d'investissement du projet notamment mettant en évidence les frais de développement, les commissions des bailleurs de fonds, les *success fees* des développeurs, et les différents comptes de réserve pendant la phase de construction et d'exploitation.

Etape 2 : conduite de l'AOR

La conduite de l'AOR conformément à la réglementation en vigueur nécessite l'implication de plusieurs institutions publiques tunisiennes. Les acteurs impliqués dans le processus et leurs principaux rôles sont identifiés dans le tableau ci-dessous :

Institution	Rôles
MEMTE	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Prépare le dossier d'appels d'offres ▶ Lance les consultations ▶ Prend en charge l'ouverture des plis ainsi que le dépouillement des offres reçues par le recours à des commissions ad-hoc désignées par décision du ministre de l'industrie
Commission Technique	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Soumet à la Commission Supérieure les résultats définitifs du dépouillement des offres et ses propositions ▶ Emet un avis sur les conventions de concession avant leurs approbations
Commission supérieure pour la production indépendante d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Est en charge d'examiner tous les projets de production privée d'électricité ▶ Donne (ou pas) son accord permettant d'aboutir à la signature de la convention de concession
Assemblée Représentative du Peuple (ARP)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Approuve le projet (site, contrat de concession, conditions du PPA, etc.) et permet l'adoption légale du projet

Tableau 38 : Synthèse des acteurs publics impliqués dans le cadre de l'appel d'offres

Etape 3 : Evaluation des offres

Dans un premier temps, la commission procèdera à l'évaluation des offres techniques sur la base de critères de conformité e et d'évaluation prédéfinis. Ces critères pourront par exemple inclure :

Critères d'évaluation techniques	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Vérification de la complétude et de la conformité des certificats, attestations et documents attendus ▶ Vérification de la conformité de l'offre technique par rapport au cahier des charges et aux spécificités techniques
Critères d'évaluation financiers	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Vérification de la complétude et de la conformité des certificats, attestations et documents attendus
Critères d'évaluation juridiques	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Confirmation de l'acceptation de différentes obligations, en particulier l'acceptation inconditionnelle des projets de contrats joints au DAO (convention de concession, PPA et contrat de raccordement), sous réserve des possibilités de déviations explicitement permises ▶ Vérification de la complétude et de la conformité des certificats, attestations et documents attendus
Critères environnementaux et sociaux	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Vérification de la conformité de l'offre technique par rapport aux exigences EIES du DAO ▶ En fonction du DAO : <ul style="list-style-type: none"> ○ Budget dédié aux mesures compensatoires ○ Niveau d'emploi local de la SPV ○ Niveau de cadres locaux dans la SPV

Tableau 39 : Critères d'évaluation (AOR)

Dans le cas où l'un des critères de conformité définis n'est pas rempli, l'offre sera déclarée « non conforme » et les offres financières correspondantes ne seront pas ouvertes. A l'inverse, si l'offre technique est déclarée conforme, celle-ci peut être évaluée. L'évaluation financière des offres peut en particulier se fonder sur le coût actualisé de production de l'énergie (Levelized Cost of Energy). Le LCOE correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en c€/kWh (ou autre monnaie).

Etape 4 : attribution provisoire

Par la suite, c'est à la commission supérieure de production indépendante d'électricité de donner son accord permettant d'aboutir à un contrat de concession établi entre la société de projet et l'état représenté par MEMTE. Le candidat placé en deuxième position sera mis en réserve et devra confirmer la validité de son offre pour une période supplémentaire de 6 mois.

L'attributaire provisoire sera convié à une séance de démarrage du bouclage financier et devra remettre dans un délai de 7 jours la garantie développement en substitution de la garantie de soumission. Lors de cette séance un plan de travail commun et l'échéancier y relatif seront convenus.

Etape 5 : finalisation de la documentation contractuelle puis bouclage financier

Le bouclage financier consiste à finaliser et mettre en vigueur l'ensemble des documents contractuels permettant le financement du projet. Conformément au DAO, le candidat attributaire se sera engagé dans sa lettre d'engagement jointe à son offre, à fournir les éléments n'ayant pas pu être remis de façon engageante au moment la soumission de son offre.

Les contrats annexés au DAO étant non négociables et ayant été acceptés par le candidat et les banques, tout changement significatif est exclu. Cependant, des modifications mineures devront éventuellement être apportées pour satisfaire à des exigences des prêteurs suite à leur due diligence. Le candidat attributaire complétera en mode correction les projets de contrats qu'il aura approuvés dans le cadre de son offre et les soumettra à la commission technique pour vérification.

Le candidat attributaire remettra le projet d'Accord Direct entre l'Etat et les prêteurs, établi sur la base des principaux termes et conditions annexés au DAO qui aura été accepté par le candidat. La finalisation de cet accord devra être conduite en étroite collaboration avec le Ministère de l'Industrie et des PME.

La convention de concession, le CAE, l'accord direct, et leurs annexes seront ensuite soumis pour approbation par les instances compétentes. Ainsi, les contrats d'investissement afférents devront être soumis à la commission spéciale à l'Assemblée des Représentants du Peuple (ARP) et les conventions conclues en ce qui concerne ces contrats devront être approuvées par l'ARP.

Etape 6 : attribution définitive et levée des conditions suspensives

Une fois que les parties se seront accordées sur l'ensemble de la documentation contractuelle, l'Etat procédera à l'attribution définitive du marché et notifiera le candidat mis en réserve.

Une fois la convention de concession signée par les parties, commence alors la phase de levée des conditions suspensives par chacune des parties identifiées dans la convention de concession. Nous listons ci-après les principales.

Conditions préalables de la responsabilité de l'Etat (liste indicative et provisoire) :

- ▶ Décret marquant l'approbation de la convention de concession et des contrats associés (à confirmer)
- ▶ Remise de l'attestation de mise en place de la garantie souveraine ou des suretés convenues dans la convention de concession (soutien au crédit)
- ▶ Indemnités des personnes affectées par le projet

- ▶ Le cas échéant, contractualisation de l’approvisionnement en combustible.

A noter que par-delà la réalisation des conditions préalables ci-dessus, l’Etat contribue au bouclage financier via ses administrations approuvant les demandes d’autorisations (par exemple le certificat environnemental, permis de construire, autorisation de transport lourd, etc.) ou bien en tant que coordinateur (par exemple avec la société nationale du réseau de transport ou bien avec l’Acheteur).

9.4. Calendrier indicatif pour la préparation et le déploiement du projet

Compte tenu des différentes phases et étapes identifiées pour la préparation et le déploiement du projet décrites dans les sections précédentes, et sur la base de la durée estimée pour chacune de ces étapes, un calendrier indicatif jusqu'à la mise en service du projet a été élaboré. Ce calendrier est présenté ci-dessous :

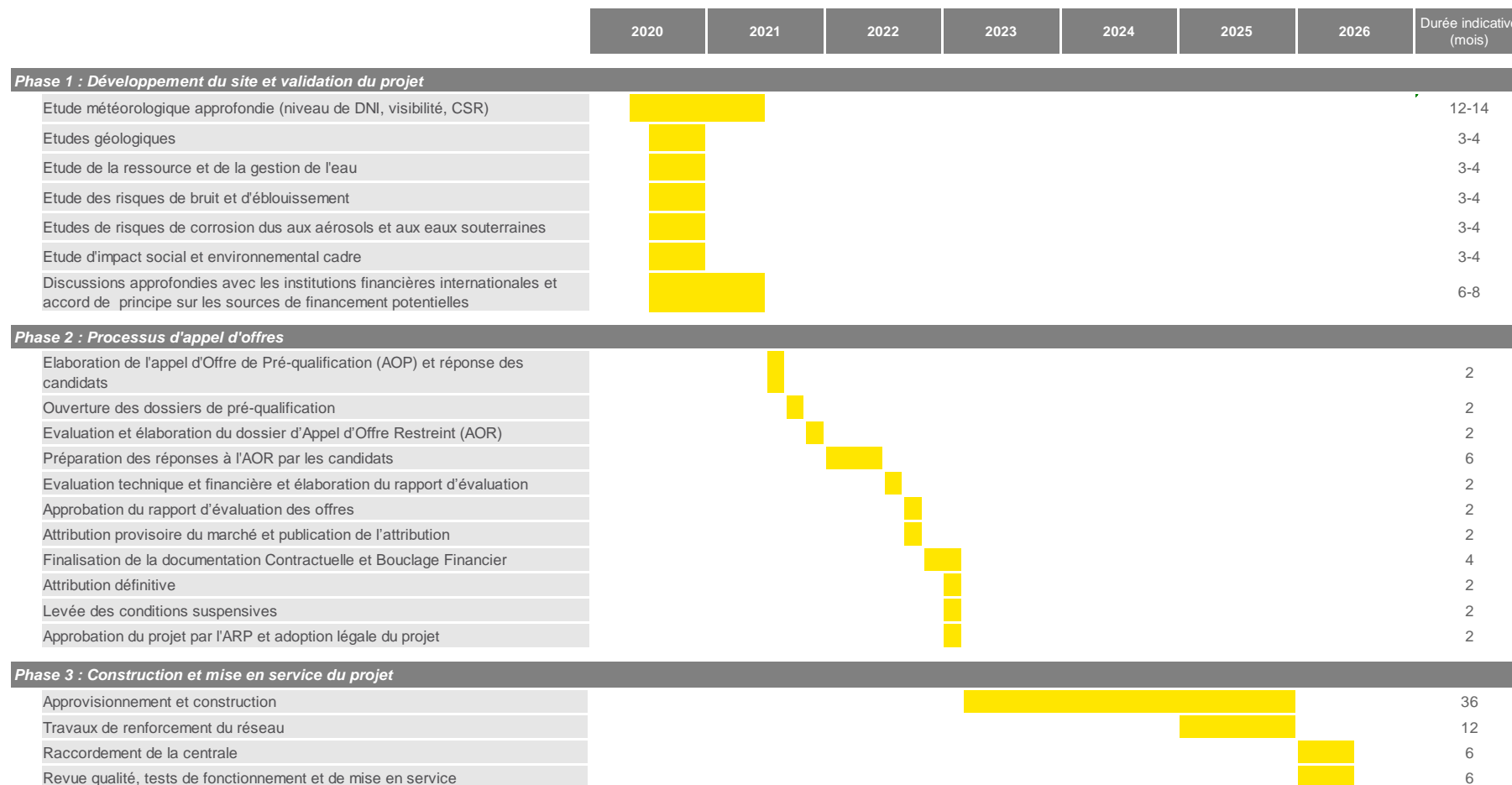


Figure 17 : Calendrier indicatif du projet

Annexe A - Mécanismes de financement et de support au niveau national et international

Les moyens de financement et les sources de financement mobilisables dépendent fortement du caractère public ou privé du porteur de projet.

En maîtrise d'ouvrage publique, l'Etat financera les investissements par de la dette bancaire dite « projet » via des emprunts annuels successifs. Un financement court terme calé sur les exercices budgétaires, permettra de disposer des liquidités nécessaires au paiement des débours, et un refinancement du montant cumulé des débours en fin d'exercice et des intérêts courts termes générés, constituera le financement long terme. Les annuités financières résultent du cumul du remboursement de ces emprunts. La durée d'emprunt est couramment calée sur la durée d'exploitation et d'amortissement des ouvrages.

En maîtrise d'ouvrage privée, durant la phase d'études et de travaux, les paiements sont assurés par la mobilisation de capital social du partenaire privé et de financements à court terme dont les charges financières dues ne sont pas décaissées par l'emprunteur. Celles-ci sont capitalisées puis ajoutées aux montants des autres prestations (fournitures et travaux) pour constituer la valeur finale de l'investissement. Ainsi, les coûts d'investissements seront consolidés en une seule fois à la mise en service des équipements pour former un montant qui sera financé sur le long terme par le partenaire privé.

Ces différents types de financements accessibles en Tunisie sont listés dans les sections qui suivent selon leur origine (nationale ou internationale).

	Maîtrise d'ouvrage publique	Maîtrise d'ouvrage privée
Capitaux propres	Dons	Capitaux propres
Dette	Prêts commerciaux Prêts concessionnels	Prêts commerciaux

Les différents instruments financiers présentés ont été décomposés en 8 catégories selon leur nature et leur applicabilité (assistance technique ou financement de projet). Les catégories considérées sont :

- ▶ Assistance technique :
 - Subvention
 - Avance remboursable
- ▶ Financement de projet :
 - Achats de crédits carbone (dont CDM)
 - Capitaux propres
 - Prêt
 - Prêt concessionnel
 - Garantie

Analyse des mécanismes de financement disponibles au niveau national

Banques commerciales tunisiennes :

Les banques commerciales tunisiennes peuvent jouer un rôle fondamental dans le financement de la transition énergétique en Tunisie.

Certaines bénéficient de lignes de crédit d'institutions financières qui comprennent des volets dédiés au financement du développement propre.

- ▶ Attijari Bank, filiale du groupe Attijariwafa Bank a signé avec l'IFC en octobre 2018 un accord de financement pour une enveloppe de 40 millions d'euros destiné à renforcer les capacités de prêt de la banque en faveur des projets durables.
- ▶ Amen Bank et l'AFD ont signé en avril 2018 dans le cadre du programme SUNREF, une ligne de crédit de 10 millions d'euros, soit 30 millions de dinars tunisiens, destinée à soutenir les projets tunisiens d'efficacité énergétique, d'énergie renouvelable et de réduction de la pollution.
- ▶ BIAT et UCBI mettent à disposition des projets tunisiens dans le cadre d'une ligne de crédit AFD (« Mise à niveau environnementale et maîtrise de l'énergie ») via PROPARCO des prêts allant jusqu'à 10 millions de dinars tunisiens sur une durée de 5 à 12 ans avec un taux bonifié entre 4,5% et 5%.

Agences gouvernementales :

L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie loge deux fonds destinés à financer des projets pour la transition énergétique (efficacité énergétique, maîtrise de la demande, énergies renouvelables) :

- ▶ Fonds National de Maîtrise de l'Energie
- ▶ Fonds de Transition Énergétique

		Assistance technique		Financement de projet				
		Subvention	Avance remboursable	Capitaux propres	Prêt	Prêt concessionnel	Garantie	Achat de crédits carbone (CDM)
IFC				✓	✓		✓	
BEI				✓	✓			
PROPARGO				✓	✓		✓	
BAD					✓		✓	
AFD	Fonds d'expertise technique et d'échange d'expériences (FEXTE)	✓						
UN	UNDP/MDG Carbon facility	✓						
BAD	Africa Climate Change Fund	✓						
WRI	NDC Partnership	✓						
UN	Climate Technology Centre and Network (CTCN)	✓						
BEI	EIB Climate Change Technical Assistance Facility	✓						
WB	Korea Green Growth Trust Fund	✓						
WB	Public-Private Infrastructure Advisory Facility (PPIAF)	✓						
PNUE	Mediterranean Investment Facility (MIF)	✓						
BERD	FINTECC	✓						
BAD	Sustainable Energy Fund for Africa	✓						
UN	Fonds vert pour le climat (GCF)	✓		✓		✓	✓	
FMO	Fonds d'accès à l'énergie	✓		✓	✓			
BERD	Green Economy Transition Approach			✓	✓		✓	
DEG	Financement de projets de développement durable			✓	✓			
DGT	Fonds d'étude et d'Aide au Secteur Privé (FASEP)		✓		✓			
Fonds d'inv. Danois	Fonds d'investissement danois pour le climat	✓		✓	✓			
Ministère de l'Env. allemand	Nationally Appropriate Mitigation Action Facility			✓				
PNUE	Seed Capital Assistance Facility			✓				
BAD	Africa50			✓			✓	
KfW	KfW Development & Climate Finance				✓			
AFD	SUNREF				✓			
UN	Country Readiness Programme							
GEF	GEF Trust Fund							
KfW	Green for Growth Fund				✓			
KfW	Global Climate Partnership Fund				✓			
IRENA	Project Facility conjoint					✓		
AFD	ARIZ						✓	
IFC	Climate Catalyst Fund							
WB	World Bank Carbon Funds and Facilities							✓
BEI-KfW	Programme carbone BEI-KfW II							✓

Annexe B - Exemples de projets développés en maîtrise d'ouvrage privée

Les montages contractuels envisageables pour la réalisation du Projet relèvent soit de montages en maîtrise d'ouvrage publique (marchés publics « classiques » ou marché publics de conception-réalisation), soit de montages en maîtrise d'ouvrage privée (concession ou contrat de partenariat public-privé).

Le recours à une maîtrise d'œuvre privée se justifie par une valorisation du transfert des risques entre le secteur public et le secteur privé supérieure au surcoût de financement induit par la conclusion de ce type de contrat.

La valorisation de risque permet au schéma PPP d'être plus performant qu'un montage en maîtrise d'ouvrage publique et moins onéreux qu'une maîtrise d'ouvrage privée. En effet, l'optimisation possible du projet par le partenaire privé, les économies d'échelles et d'interface ainsi qu'une meilleure maîtrise des délais, permettent une réduction importante des coûts de référence en phase d'investissement et d'entretien malgré des frais financiers importants. La mutualisation des risques et l'implication du public permet d'optimiser les conditions de financement et d'améliorer ainsi la rentabilité globale du projet.

Centrales solaires PV en Tunisie

Présentation du projet

Le Ministère de l'Industrie et des Petites et Moyennes entreprises et la STEG ont lancé en Mars 2019 un appel d'offres pour la conception en concession sur une base BOO (Build, Own, Operate) de cinq centrales photovoltaïques d'une puissance totale de 500 MW et des installations annexes. Ce projet s'inscrit dans le plan énergétique tunisien visant à produire 30% d'électricité à partir des énergies renouvelables. Les sites pour l'implantation des centrales solaires photovoltaïques sont les suivants : Tozeur (50 MWc), Mezzouna (50 MWc), Metbassta (100 MWc), Sagdoud (100 MWc), Borjbourguiba (200 MWc).

Chaque projet devra inclure sans s'y limiter, les installations et services suivants :

- ▶ Une centrale photovoltaïque – Le promoteur du projet sera responsable de financer le système d'évacuation de l'énergie conçu et construit par la STEG. De plus le promoteur sera chargé de fournir et de mettre en service les équipements de raccordement aux installations d'évacuation d'énergie, notamment les travées, le système de contrôle et d'acquisition des données (SCADA), et toute autre installation sollicitée par le DAO.
- ▶ Toutes les installations annexes nécessaires, dont notamment, les bâtiments administratifs, les magasins, les ateliers, les installations de réception ;
- ▶ Toute l'infrastructure nécessaire au Site telle que les voiries, le système d'eau potable, le système de traitement et d'évacuation des eaux usées, les zones de garage, l'éclairage, la clôture de sécurité, etc. ;
- ▶ Tous les travaux de mise en état des accès au Site (routes, ponts, ponceaux, etc.) et tout autre ouvrage nécessaire à la mise en œuvre du Projet y compris le déplacement des réseaux utilitaires ;
- ▶ L'exploitation et la maintenance de la centrale photovoltaïque et ses périphéries pendant la durée Initiale.

Les raccordements aux réseaux extérieurs, y compris les éventuelles extensions et renforcements nécessaires de ces réseaux, seront réalisés par les organismes compétents aux frais du Promoteur.

Montage contractuel

Les projets sont proprement à maîtrise d'ouvrage privé. Le modèle du contrat choisit est de type BOO (Build, Own, Operate). Une Société de Projet, résidente et de droit tunisien, devra être mis en place par le promoteur de chaque centrale. La Société du Projet s'engage à financer, concevoir, posséder, exploiter et maintenir la centrale durant l'intégralité de la période de concession qui lui est accordée.

Les permis et autorisations nécessaires à la construction de chaque centrale devront être obtenus par le Promoteur et/ou la Société du Projet.

Financement/ tarif d'achat

Le financement du Projet sera de type Sans Recours et a la responsabilité du Promoteur. Le Ministère et la STEG ne seront pas parties prenantes dans les contrats de financement avec les Bailleurs de Fonds. Le financement initial du Projet sera à hauteur de au moins 25% de fonds propres.

Développement de projet solaire au Maroc –Masen



Retour d'expérience : MASEN

MASEN est une société marocaine de droit privé à capitaux publics, créée en 2010, et qui est chargée de piloter les énergies renouvelables au Maroc.

La participation de MASEN dans le capital de la SPV et la société dédiée à la gestion et l'opération de la centrale solaire permet de réduire le profil de risque dans le financement de projet. Ce modèle permet de doter l'autorité publique d'un pouvoir de décision important dans le projet et des pouvoirs d'exercice permettant de protéger les droits de l'Etat Marocain tel que :

- ▶ Premier Droit de préemption : donnant le droit à MASEN de racheter les parts d'autres investisseurs souhaitant vendre leur part, protégeant ainsi sa position dans le projet et contrôlant les participations des tiers dans l'actif sous-jacent
- ▶ Tag Along Right pour Masen Capital : protégeant sa position même en cas de participation minoritaire ce qui permet de garder le contrôle sur le projet.
- ▶ Droit de Veto dans le cadre des décisions stratégiques relatives à la vie et aboutissement du projet.

Dans le cas de MASEN, la prise de participation au capital de la SPV a été essentiellement financée par un don de l'UE injecté dans la SPV avec une exigence de rentabilité minimale de 7%. Un des principaux objectifs poursuivis par MASEN a été de suivre de manière rapprochée de la réalisation des 7 projets. Cela a par ailleurs permis à la puissance publique d'apprendre des acteurs du secteur (renforcement de capacité, transfert de compétences, remontée des acteurs marocains dans la chaîne de valeur du secteur).

La question de conflit d'intérêt a été gérée dans la gouvernance mise en place, notamment via la mise en place d'une SA avec conseil de surveillance et les arrangements contractuels mis en place. Par ailleurs, le fait d'être actionnaire d'une société peut parfois permettre d'être en meilleure position pour prêter de l'argent (fonction des lois et règlements en vigueur).

Projet centrale solaire de Ouarzazate phase 1 (Noor Ouarzazate I) – Maroc

Présentation du projet

Le plan solaire marocain (Plan Noor) a été lancé en novembre 2009 avec l'objectif de développer une capacité de production d'électricité à base d'énergie solaire 2 000 MW minimum d'ici 2020. Il a été mis en œuvre selon un schéma de production indépendante IPP, dans le cadre d'un contrat BOOT (Build, Own, Operate, Transfer).

Le projet a été lancé par une agence créée à cet effet, MASEN (Moroccan Agency for Sustainable Energy).

Le projet est constitué de deux composantes :

- 1- Le financement de l'investissement initial : (A) développement de la centrale dans le cadre de la formation d'un PPP entre l'emprunteur et le partenaire sélectionné dans le cadre d'une procédure d'appel à la concurrence et (B) la construction d'installations annexes.
- 2- Un appui aux opérations : soutien à l'acquisition des kW générés par l'entité chargée de la mise en œuvre du projet pour couvrir en partie la différence entre le prix auquel l'emprunteur

achèterait l'électricité produite par la centrale et le prix auquel l'emprunteur vendrait cette électricité à l'ONEE (l'office national de l'électricité et de l'eau potable).

Montage contractuel

Le modèle du contrat choisi est de type BOOT (Build, Own, Operate, Transfer). Un PPP a été créé entre MASEN et un partenaire privé sélectionné selon un processus concurrentiel.

Une société projet SPC (Solar Power Company) a été fondée, composée d'un consortium de partenaires privés.

En sus d'une convention de raccordement, MASEN a signé trois principaux contrats dans le cadre du PPP :

- Le contrat d'achat d'électricité PPA entre la SPC et MASEN
- Le contrat de revente d'électricité à l'ONEE
- Le pacte d'actionnaire (par le biais de sa filiale à 100% MASEN Capital, MASEN a pris une participation dans le projet au même titre que les investisseurs privés).

D'autre part, la SPC a passé un certain nombre de contrats avec des entités publiques privées notamment, un contrat EPC (« engineering, procurement, construction ») clé en main, et un contrat long terme d'exploitation et de maintenance.

Le consortium de partenaires privés détient 75 % de la SPC. Pour sa part, MASEN contrôle 25 % par le biais de MASEN Capital.

Financement et tarif d'achat

Le projet est constitué d'une composante PPP portant sur le cofinancement de l'investissement initial dans la centrale solaire, et d'une composante FSS (financement de surcoût solaire) qui concerne le financement de l'achat de la production électrique par MASEN de la SPC.

Le projet est cofinancé par la Banque mondiale et d'autres bailleurs (AFD, BAD, FTP, BEI, UE/FIV, KfW). L'AFD, la BAD, le FTP, la BEI, l'UE/FIV et la KfW ont financés la composante PPP tandis que la Banque Mondiale a pris en charge la composante FSS.

MASEN a utilisé les fonds du FTP (Fonds pour les technologies propres) mobilisés par la Banque mondiale et la BAD, afin de renforcer l'impact positif des conditions favorables des prêts FTP. Quand les prêts FTP/BM et FTP/BAD ont été intégralement décaissés, les autres IFI ont apporté leur contribution au financement de la composante PPP, comme convenu entre les bailleurs.

La part de la Banque mondiale dans le financement FTP été à hauteur de 49,2 % et celle de la BAD de 50,8 %.

Le financement du projet a été assuré selon un ratio dettes/fonds propres de 80/20. Outre sa participation au capital, MASEN a fourni 100 % de la dette à partir de fonds qu'elle a elle-même empruntés auprès des IFI, dont le FTP, et qu'elle a prêté ensuite à la SPC.

Projet centrale solaire de Ouarzazate phase 2 (Noor Ouarzazate II et III) – Maroc

Présentation du projet (principaux caractéristiques, raccordement, etc.)

Ce projet fait partie du Programme de complexe solaire de Ouarzazate (500MW). Les phases II et III portent sur les centrales électriques Noor II et Noor III pour un total de 350 MW. La centrale Noor II est de type à miroirs paraboliques de 200 MW, tandis que la centrale Noor III est de type tour solaire de 150 MW. Chaque centrale est dotée d'un dispositif de stockage thermique en vue d'assurer une meilleure insertion de sa production dans le mix énergétique, notamment pendant les heures de pointes (vers 18h en hiver et 19h en été). Le système de refroidissement de ces centrales est de type à sec, ce qui est une caractéristique de grande importance pour une région aride comme celle de Ouarzazate.

Le projet comprend deux composantes :

- 1- (A) Le développement de Noor Ouarzazate II et III dans le cadre de la formation d'un partenariat entre MASEN est un partenaire sélectionné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offre ; (B) la construction des installations annexes nécessaire au fonctionnement des centrales électriques. Dans cette composante, une infrastructure associée supplémentaire a également été conçue, il s'agit de la ligne de transport 225 kV de Ouarzazate-Tazzarte. Elle est principalement financée par des bailleurs de fonds.
- 2- Le projet soutient également l'achat par MASEN de l'électricité produite par l'ensemble du complexe de Noor-Ouarzazate (I, II, 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 l'ONEE.

Montage contractuel

Les projets seront réalisés en PPP de production privé d'électricité, entre MASEN et des promoteurs privés. Deux sociétés spécifiques sont été créées pour concevoir, construire, détenir, et exploiter chaque centrale pour une durée de 25 ans, puis vendre l'électricité produite à MASEN qui la revend à l'ONEE.

Chaque SPV a conclu un certain nombre de contrats (contrats de construction, exploitation et maintenance, contrats d'achat d'électricité, contrats de financement, etc.) afin d'honorer ses accords avec MASEN. 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). Le partenariat a facilité 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, ainsi que d'exploiter et entretenir la centrale comme il convient.

Retour d'expérience : Noor Ouarzazate, une structuration améliorant le profil de risque du projet

La centrale Noor Ouarzazate a été développée sous un schéma permettant d'atténuer les risques entre les différents acteurs.

Néanmoins, et afin d'optimiser le profil de risque du projet, impactant directement le coût global du projet et le tarif d'achat d'énergie, Masen a supporté plusieurs risques à travers différents rôles.

- ▶ Le risque de demande : la législation a permis a MASEN de mettre en place deux CAE, qualifiant l'agence d'acheteur et revendeur d'électricité. Le contrat d'achat d'énergie conclu avec la société de projet est un take or pay garantissant l'achat de la totalité de la production d'énergie et permettant au développeur de se protéger contre le risque de demande.
- ▶ Le risque de construction : MASEN s'est engagée dans le cadre du projet à exploiter à ses risques et périls les infrastructures communes du complexe solaire et les services associés mais n'a pas supporté le risque construction des centrales solaires.
- ▶ Risque d'expropriation des terrains et adaptations des sites : MASEN est fournisseur du foncier et gère les problématiques de droits fonciers et d'expropriation.
- ▶ Risque de financement : le schéma de financement mis en place a permis de réduire les coûts de financement et garantir la disponibilité des fonds. MASEN a mobilisé des financements concessionnels souverains auprès des différentes institutions financières et a rétrocédé le prêt à la société de projet à travers un prêt senior repackagé. Ce montage a permis aux développeurs de proposer une structure tarifaire et de dette dans différentes devises pour réduire le risque de change.



Financement et tarif d'achat

La construction de Noor-Ouarzazate II et III a été financée à hauteur de 20% sur fonds propres et de 80% par un emprunt flexible. Les fonds propres proviennent 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 ont fourni 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 a rétrocédé les fonds des IFI aux SPV qui possèdent et exploitent Noor-Ouarzazate II et III sur une durée qui a permis 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.



Retour d'expérience : Financement du projet centrale solaire Ouarzazate

Le projet « Noor Ouarzazate » s'inscrit dans le cadre de la première phase de déploiement du plan solaire marocain Noor lancé en 2009. Le projet a pour objet le développement, le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'une centrale de production d'électricité d'origine solaire CSP (Concentrated Solar Power) d'une capacité d'environ 500 MW, raccordée au réseau national.

Pour le financement de la première phase du projet de la centrale solaire Noor Ouarzazate, plusieurs instruments financiers ont été mis en place :

- ▶ L'AFD a octroyé un prêt de 100 M€ à Masen
- ▶ La Banque Européenne d'Investissement (BEI) est intervenue en cofinancement pour un montant de 100 M€
- ▶ KfW Bankengruppe, banque allemande a octroyé 115 M€, dont 15 M€ de subvention du gouvernement allemand
- ▶ La commission européenne a accordé un don de 30 M€, dans le cadre de la Facilité d'Investissement pour le Voisinage (FIV) à l'Etat marocain qui a servi au MASEN à payer sa contribution en capital
- ▶ Le Fonds de Technologie Propre a participé à hauteur de 197 M€
- ▶ La Banque Africaine de développement octroie un prêt de 168 M€

Par ailleurs, plusieurs bailleurs ont apporté leur soutien dans le cadre de programmes d'assistance technique pour le financement d'une partie des études techniques nécessaires à la mise en œuvre du projet (comme une subvention de 300 000 € accordée par l'AFD).

Les prêts concessionnels apportés à Masen à des conditions de financement privilégiées, tenant compte de l'implication de l'Etat dans le développement du plan solaire et des garanties d'Etat octroyés dans le cadre de ces projets, ont permis de réduire significativement le coût global du projet. Le risque de financement et le risque de change sont supportés par l'agence nationale. Cette atténuation du risque entre le privé et le public a permis au royaume d'optimiser les coûts de production d'énergie solaire, d'accroître son attractivité et d'attirer les partenaires privés dans des conditions optimisées.

Par ailleurs, le cadre législatif marocain dote Masen de pouvoir puissant dans la stratégie d'énergie renouvelable du pays. Au-delà de la production d'énergie, la loi exige de Masen le développement d'aspects transverses : intégration industrielle, maximisation des retombées positives dans les zones d'attractivité des projets, développement local, formation de ressources humaines qualifiées. L'objectif affiché est de faire des EnR le fer de lance du développement socio-économique. Par ailleurs, la réglementation en vigueur permet à l'agence de conclure un double contrat d'achat d'énergie avec l'IPP et le fournisseur national d'électricité ONEE (Office Nationale d'Electricité). Ce dispositif permet une optimisation des coûts d'énergie et une atténuation de risques de projet, étant donné la fiabilité et les pouvoirs du co-contractant de l'IPP.

Dans ce montage contractuel, l'électricité est achetée par l'entité publique Masen auprès de la société de projet et revendue à l'ONEE à un prix fixe. Le risque d'achat d'Énergie et le risque de demande (take or pay engageant Masen comme acheteur unique) sont entièrement supportés par l'autorité publique ce qui permet d'optimiser le profil risque du projet et réduire le tarif résultant des appels d'offres.

Pour le financement de la première phase de la centrale, la Banque mondiale a mise en place une stand-by facility de 200 M\$, pour couvrir l'éventuel différentiel entre le prix d'achat de l'électricité par MASEN et son prix de revente à l'ONEE.

Autres retours d'expérience au Maroc



Retour d'expérience : MASEN émet le premier green bond du Maroc d'un montant de 1,15 milliard de dirhams

MASEN a procédé en 2016 à une émission obligataire verte au Maroc d'un montant de 1,15 milliard de dirhams (106 M€), en vue de contribuer au financement des projets solaires de Noor Laâyoune, Noor Boujdour et Noor Ouarzazate IV.

Le premier Green Bond marocain, a bénéficié de la garantie de l'Etat, permettant à l'agence d'assurer un coût de financement optimisé avec une prime de risque de dix points de base.

Cet outil de financement a permis à MaseN de diversifier ses sources de financement, d'assurer le financement des projets de Noor Laâyoune et Noor Boujdour et l'apport en fonds propres de MaseN, à travers sa filiale MaseN Capital, dans les trois projets du programme NOOR PV I, développés à Laâyoune, Boujdour et Ouarzazate, pour une capacité totale de 170 MW.

Exemple du projet de parc éolien au lac de Turkana (Kenya)²⁰

Institutions impliquées :

DG DEVCO par l'intermédiaire du Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures (FFUEAI)

Partenaires de l'opération de financement mixte : Banque européenne d'investissement (BEI) ; un consortium comprenant KP&P Africa B.V. et Aldwych International en tant que co-promoteurs, Investment Fund for Developing Countries (IFU) , Vestas Eastern Africa Limited ; Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd. (Finnfund) ; KLP Norfund Investments AS (KNI), et Sandpiper. Vestas et Google ont conclu un accord de cession de parts, selon lequel Google acquerra les parts de Vestas dans le projet une fois ce dernier achevé en 2017

Enjeu :

Le projet de parc éolien au lac Turkana est unique : c'est le plus grand parc éolien du Kenya et un des plus gros investissements privés jamais réalisés au Kenya (BEI, 2011). Une fois achevé, le parc éolien produira 310 MW d'électricité d'origine éolienne, soit 15 % de la capacité de production installée actuelle du Kenya. En 2010, les principaux promoteurs, des sociétés privées et des institutions de financement du développement, ont signé un contrat d'achat d'électricité avec Kenyan Power Company, qui définit un tarif d'achat à prix fixe sur une période de 20 ans sur la base du coût du projet à l'époque. Cependant, le bouclage financier du parc éolien était compromis, la longueur du processus de diligence et l'inadéquation des financements fournis par les bailleurs de fonds ayant fait grimper les coûts.

Solution :

Pour que le projet redevienne viable et pour permettre son bouclage financier, la DG DEVCO est intervenue par l'intermédiaire du FFUEAI parallèlement à des financements concessionnels mixtes et d'autres financements non concessionnels fournis par la Banque européenne d'investissement (BEI). Le FFUEAI a participé en qualité d'investisseur public en prenant une participation préférentielle cumulative et remboursable de 25 millions EUR dans le capital. Le financement concessionnel a été fourni à des conditions plus avantageuses que les taux du marché, a été subordonné en termes de flux de trésorerie, et n'a été remboursé qu'après remboursement de tous les créanciers de rang supérieur. Les éventuels dividendes seront affectés au financement de projets d'électrification rurale ou sociaux au sein de la communauté locale. La BEI a structuré l'instrument financier et l'administre. De plus, elle

²⁰ Mettre le financement mixte au service des Objectifs de développement durable, OCDE, 27 septembre 2019. D'autres retours d'expériences sont disponibles dans cet ouvrage :

https://read.oecd-ilibrary.org/development/mettre-le-financement-mixte-au-service-des-objectifs-de-developpement-durable_2e236a6b-fr#page1

fait partie du groupe de prêteurs de premier rang aux côtés d'investisseurs commerciaux. Pour éviter les conflits entre organismes, deux équipes distinctes au sein de la BEI gèrent les deux expositions.

Impact :

Une fois terminé, le projet de parc éolien au lac Turkana fera économiser l'émission de 16 millions de tonnes de carbone pendant sa durée de vie et réduira les importations de combustibles du Kenya d'environ 120 millions EUR par an, selon les estimations. Par conséquent, le projet se traduira par une augmentation de l'énergie disponible à bas coût au Kenya et une diminution des émissions de carbone et des importations de pétrole. Il contribuera à l'ODD 9 (industrie, innovation et infrastructure) et à l'ODD 7 (énergie propre et abordable).

Annexe C - Guide d'utilisation du modèle financier

Le modèle financier développé de manière spécifique pour le projet est représentatif des modèles financiers utilisés par les promoteurs IPP leur permettant de calculer les différents ratios de rentabilité de leurs investissements.

L'objectif de ce document est donc d'accompagner l'utilisateur dans la manipulation de ce fichier afin d'étudier les différents résultats tels que :

- ▶ Les coûts de construction et d'exploitation ;
- ▶ La structure tarifaire et le calcul des revenus du projet ;
- ▶ Les dates clés en phase de construction et d'exploitation ;
- ▶ La structure de financement ;
- ▶ La rentabilité du projet pour les différentes parties prenantes.

Ce guide permettra également à l'utilisateur du modèle la bonne intégration de ses différentes hypothèses techniques et économiques ainsi qu'une bonne compréhension des différents calculs permettant l'analyse financière des projets.

Les types d'onglets

Onglet Cover

Le premier onglet du modèle présente la clause de non-responsabilité du modèle financier développé par EY.

Onglet SummarySheet (violet)

L'onglet « SummarySheet » est l'onglet de présentation des différents résultats clés du modèle financier tels que :

- ▶ La liste des onglets du modèle et leur description ;
- ▶ Le tableau emploi-ressources du projet ;
- ▶ Les courbes et tableaux des échéanciers des dettes du projet ;
- ▶ Les ratios de rentabilité (TRI actionnaire nominal après impôts, LCOE)
- ▶ Les tarifs du projet selon la rentabilité exigée ;
- ▶ Le tableau de contrôle du bon fonctionnement du modèle et de son équilibre économique

Onglet Scenario

L'onglet « Scenario » est l'onglet permettant à l'utilisateur du modèle :

- ▶ D'inscrire pour chaque colonne correspondant à un scénario différents paramètres techniques et économiques variables selon la configuration du projet ;
- ▶ De sélectionner et d'activer un de ces scénarii préalablement paramétré afin qu'il soit pris en compte dans les calculs du modèle.

Cet onglet permet de sélectionner et sauvegarder facilement des jeux de paramètres structurants. Dans le modèle actuel, 180 scénarii ont été paramétrés. L'utilisateur du modèle peut modifier directement un des scénarios s'il le souhaite.

Onglet Hyp. Fraunhofer & EY

Cet onglet est constitué des tableaux d'hypothèses proposées par Fraunhofer & EY concernant les données techniques et financières des 180 scénarios paramétrés dans le modèle. Ces tableaux indiquent des informations techniques telles que les CAPEX, OPEX, production annuelle d'électricité, la technologie utilisée, heures de stockages, coûts de raccordements et renforcements mais également les paramètres des trois montages financiers (public, public / privé ou « PPP » et privé (IPP)).

Les informations de cet onglet sont liées à la feuille scénario via des formules « Sumifs () ». L'utilisateur peut néanmoins casser ces formules s'il souhaite entrer directement à la main une valeur (CAPEX, OPEX, etc.) dans l'onglet scénario.

Onglet AssumptionsSheet

Cet onglet permet à l'utilisateur d'inscrire les hypothèses générales du modèle qui seront utilisées pour tous les scénarii telles que :

- ▶ Les dates clés du modèle, (construction, exploitation, décaissements, etc.) ;
- ▶ Les paramètres de calcul des différents tarifs (variation du tarif selon la demande d'électricité) ;
- ▶ Les paramètres comptables et fiscaux

Dans cette feuille, les hypothèses activées dans l'onglet scénario y sont également rappelées.

Onglets de calculs généraux (bleus)

Les onglets de calculs généraux sont dédiés :

- ▶ **Timing** : à regrouper les indicateurs temporels pour chaque période (exploitation des actifs, tirage des dettes, indices d'évolution des prix) ;
- ▶ **Construction** : aux décaissements des CAPEX, au plan de financement et au calcul du coût du financement ;
- ▶ **Operations** : aux calculs des revenus et coûts lors de la phase d'exploitation de la centrale ;
- ▶ **Financing** : aux calculs des coûts financiers et de la rentabilité du projet pour les actionnaires ;
- ▶ **Accounting** : aux calculs comptables et fiscaux du projet.

Onglets de synthèses des LCOE et tarifs pondérés (violets)

Les trois onglets de « Results – Public Financing », « Results – PPP » et « Results – IPP » correspondent aux résultats du modèle concernant les LCOE et tarifs pondérés des financements publics, mixte public / privé et privé. Chaque onglet indique les résultats des 180 scénarii paramétrés par EY et Fraunhofer avec et sans coûts de renforcement et raccordement.

Onglets des états financiers (rouges)

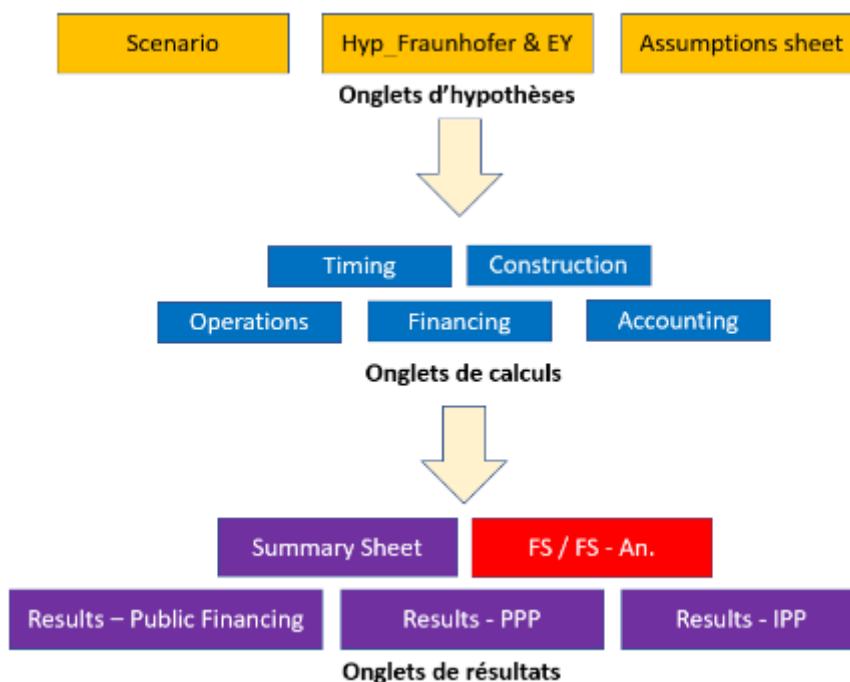
Les deux onglets « FS » et « FS-An. » présentent les états financiers du périmètre global (P&L, cash flows, balance sheet) du projet en trimestres et en années calendaires.

Logique du modèle

Résumé

Les différents onglets du modèle sont reliés entre eux dans un ordre logique. Les onglets d'hypothèses (onglets jaunes) transfèrent leurs données dans les onglets de calcul (onglets bleus), qui à leur tour transfèrent les résultats de calcul dans les onglets de résultats (« SummarySheet » en violet, et états financiers « FS » en rouge).

Schéma



Utilisation du modèle

Paramétrage et activation d'un scénario

Dans un premier temps, l'utilisateur doit s'assurer que le scénario qu'il a paramétré est bien activé dans les calculs du modèle. La sélection du scénario à activer se fait via la liste déroulante en haut de l'onglet scénario. En fonction du numéro choisi, la colonne correspondante dans le tableau sera activée.

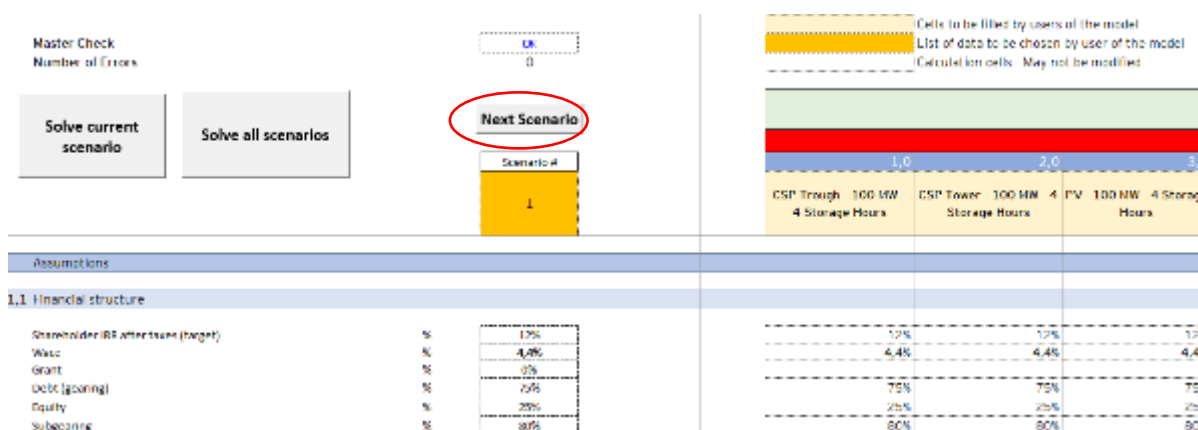


Figure 18 : Activation d'un scénario dans le modèle financier

Attention : il est recommandé à l'utilisateur de sauvegarder une version du fichier avant de lancer les macros. En effet, un calcul de macro ne peut être corrigé à l'aide de l'option d'annulation de la dernière tâche sur Excel (Ctrl + Z)

- ▶ Le bouton « Next Scenario » permet à l'utilisateur d'avancer au prochain scénario de liste déroulante en un clic.
- ▶ Le bouton « Solvecurrent scenario » permet de lancer la macro de calage du scénario actif.
- ▶ Le bouton « Solve all scenarios" permet de lancer la macro de calage pour tous les scénarios.

- Une option a été intégrée dans le modèle permettant de changer un scénario depuis n'importe quel onglet en utilisant le raccourci clavier « Ctrl + E ». Ce raccourci ouvrira une fenêtre où l'utilisateur doit indiquer le numéro du scénario qu'il souhaite activer dans le modèle.



Figure 19 : Activation d'un scénario à partir du raccourci Ctrl + E

Calage du modèle

Le modèle nécessite de saisir l'intégralité des hypothèses dans les onglets correspondants. Le plan de financement doit ensuite être calculé au moyen de la macro de calage. Le modèle est considéré conforme une fois que l'ensemble des indicateurs de l'onglet SummarySheet affichent OK. Le calage du modèle peut se faire directement par le bouton d'activation de la macro présent sur l'onglet Summary Sheet ou en haut des autres onlets (bouton « Solve Model »).

Macro - Control

Contrôle OK: OK
 Contrôle en erreur: Err

Check

Check - Target IRR	check	OK
Check - Construction Ramp-Up	check	OK
Check - Funding Requirement reached	check	OK
Check - Uses & Sources	check	OK
Check - Amount of Debts	check	OK
Check - Repayment Soft Loan	check	OK
Check - Repayment Project Loan	check	OK
Check - Repayment Debt 3	check	OK
Check - Repayment Debt 4	check	OK
Check - Shareholder's Loan	check	OK
Check - Capitalized Costs	check	OK
Check - Partial Indexation	check	OK
Check - Balance Sheet	check	OK
Check - Negative Cash Periods	check	OK
Master Check	check	OK

Macro - Control

Solve Model

Adjust tariff for target IRR Adjust Funding Requirement

Off-Peak Tariff (data from Macro) (lots: USD/kWh)

Tariff / LCOE

Normal Tariff	(lots: USD/kWh)	8.14
Peak Tariff	(lots: USD/kWh)	9.58
Off-peak tariff	(lots: USD/kWh)	6.92
Weighted Tariff	(lots: USD/kWh)	8.48
Indexation - Tariff	%	17.35%
LCOE	(lots: USD/kWh)	8.78
Difference with Weighted Tariff	(lots: USD/kWh)	0.304

Project Valuations

WACC	%	4.75%
Target IRR	%	10.00%
Shareholder's IRR	%	10.00%
NPV (M USD)	M USD	(67)
Difference IRR vs Target IRR (*1000)	#	0.00

Technology option

Capacity	MW	100
Storage	hours	5
Yield	GWh/year	874
Capex	M USD	638
Opex	M USD	11.4

Financing

Target leverage (Gearing Ratio)	%	75%
Target IRR for Shareholder's Equity	%	10%

Navigation: Cover | **Summary sheet** | Scenario | Hyp_Fraunhofer & EY | Assumptions sheet | Timing

Solve Model Master Check Number of Errors: 0

Figure 20 : Activation des calculs et contrôle du modèle

Onglet « SummarySheet » : Les calculs s'activent à l'aide du bouton « Solve Model » et le modèle s'équilibre dès lors que le « Master Check » affiche Ok. Le bouton « Solve Model » et l'indicateur d'équilibre du modèle « Master Check » peuvent également se trouver en haut des autres onglets du modèle.

Fonctionnement de la macro

Calage du plan de financement

La macro de calage du plan de financement permet deux choses : en premier lieu de résoudre le problème de la circularité du calcul posé par les tirages sur la dette, et en deuxième lieu de calculer la période de tirage optimale des différentes dettes.

En premier lieu en effet, les tirages dépendent des commissions bancaires et des intérêts en construction, eux-mêmes à leur tour dépendant des montants des tirages.

Dans la structuration financière modélisée, les tirages sur les dettes par activité ne sont pas circulaires car ces tirages considèrent uniquement le besoin en financement au niveau de chaque activité qui est créé par les coûts de construction et pas les intérêts intercalaires ni les commissions bancaires.

Le financement des intérêts intercalaires et des commissions bancaires est en fait assuré par la dette globale située au niveau du projet, dont les tirages comportent alors une circularité.

Afin de briser la chaîne de calcul circulaire, le montant des tirages sur la dette globale est toujours saisi en valeur afin de calculer sans circularité le montant des intérêts intercalaires et des commissions bancaires.

Les valeurs saisies sont alors déterminées par un calcul itératif : on calcule à partir des tirages saisis le montant théorique des tirages sur la dette globale qui sont nécessaires pour équilibrer le plan de financement.

Ces valeurs calculées sont alors plus proches (par itération) de la valeur nécessaire pour atteindre l'équilibre, elles sont alors stockées par la macro et vont remplacer les valeurs des tirages saisies en dur initialement.

Le processus est répété jusqu'à ce que les montants des tirages saisis soient égaux aux montants des tirages théoriques, c'est-à-dire quand le calcul par itération a pu converger vers l'équilibre du plan de financement.

Calcul du tarif optimal

Dans un second temps, la macro va calculer quel serait le tarif de vente d'électricité qui permettrait de répondre aux exigences économiques du projet (TRI actionnaires nominal après impôts cible et conditions de remboursement des dettes financières).

La macro effectue un calcul de valeur cible afin de trouver le montant répondant aux critères inscrits dans les hypothèses.

