

Chapitre 9

Vers une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb ?

Les secteurs électriques maghrébins connaissent des transformations consécutives à la mise en place de cadres réglementaires régissant le domaine des énergies renouvelables. Les systèmes techniques sont susceptibles de se reconfigurer suite au déploiement des technologies solaires et hybrides notamment dans le cadre des programmes et plans solaires nationaux ("Plan Solaire Marocain", "Plan Noor PV", "Programme PV-ONEE" ; "Plan Solaire Tunisien" (PST), "programme prosol'elec" et "Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique" (PNEREE)).

Le chapitre 9 questionne l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb, sous l'angle des espaces et des acteurs (opérateurs-exploitants et acteurs industriels). Il valide l'hypothèse selon laquelle le déploiement spatial de l'énergie solaire est différent suivant les choix technologiques effectués et que ces derniers ne renferment pas les mêmes stratégies d'acteurs. La première partie met en évidence les caractéristiques maghrébines et nationales des projets solaires et hybrides réalisés ou en projet (types de technologies adoptées, stades d'avancement et natures des opérateurs), ainsi que leurs dynamiques de développement. Elle montre également que les acteurs électriciens se diversifient, au travers de partenariats public-privés. Elle constitue un panorama des projets à l'œuvre dans la décennie 2010 au Maghreb (I). La deuxième partie procède à une lecture spatiale du déploiement de ces projets solaires et hybrides, qui s'intègrent dans un système productif plus vaste, largement dominé par le recours aux combustibles fossiles. Elle tente de découvrir si la géographie des projets solaires et hybrides correspond à la géographie des unités classiques conventionnelles puis met en évidence les facteurs de localisation favorables à leur déploiement (II). La troisième partie vise à dégager une géographie des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin de l'énergie solaire et à déterminer si ce sont des partenaires traditionnels au Maghreb. Les choix méthologiques opérés sont fonction des trois modèles nationaux dominants de déploiement des technologies solaires mis précédemment en évidence.

I- Les caractéristiques des projets solaires et hybrides déployés au Maghreb et leurs dynamiques de développement.

Le recensement²⁶⁹ des projets solaires et hybrides réalisés ou annoncés au Maghreb a été effectué à partir des projets formellement inscrits dans les plans et programmes nationaux dédiés aux énergies renouvelables, à savoir le "Plan Solaire Marocain", le "Plan Noor-PV", le "Programme ONEE-PV", mais également le "Projet 400 MW" de la SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA (SKTM) de la deuxième phase du PNEREE algérien, et enfin les projets portés par la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (STEG) et la STEG ÉNERGIES RENOUVELABLES (STEG ER), pour sa participation à la mise en œuvre du "Plan Solaire Tunisien". Ce recensement ne prend en compte que les unités électriques solaires et hybrides disposées au sol. L'identification des autres projets mis en œuvre en dehors des ces plans et programmes nationaux a été réalisée à partir des données issues de la publicisation des projets. La réalité des projets annoncés par voie de presse a été par la suite confirmée directement auprès des acteurs initiateurs ou auprès des institutionnels du secteur. Le recensement s'est arrêté le 30 juin 2016. Ces projets utilisent différentes technologies solaires et hybrides, parfois inédites au monde, et sont déployés sous différentes tailles (A). L'état d'avancement des projets annoncés est évalué selon une typologie personnelle. Il met en évidence le blocage des projets solaires et hybrides tunisiens, pour des raisons principalement financières (B). Enfin, la nature des opérateurs-exploitants de projets dénote une percée de l'autoproduction. Nous assistons à la diversification naissante des acteurs électriciens (C).

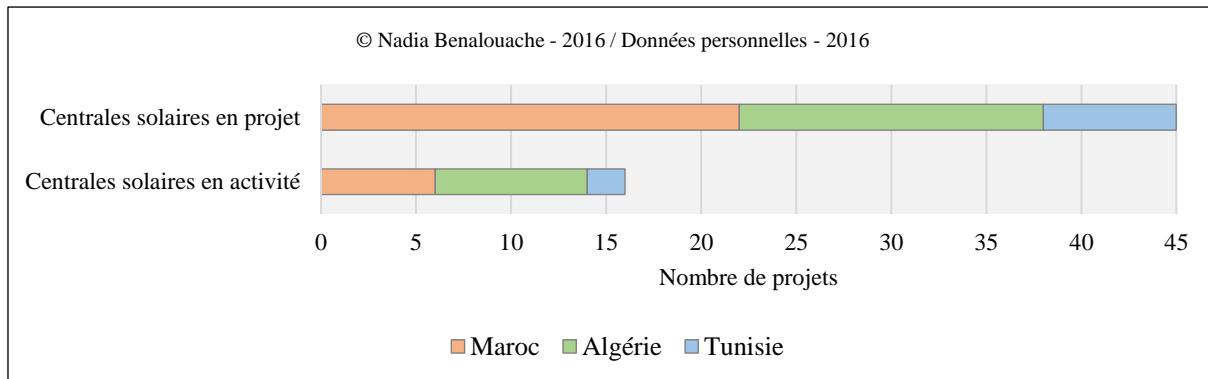
A- Une dynamique de projets multi-technologiques et multidimensionnels.

Près de deux tiers des centrales solaires et hybrides recensées sont en état de projet au Maghreb. L'annonce de ces centrales diffère de leur mise en service effective pour des raisons qui tiennent à la fois de la technologie adoptée, des capacités à réaliser, de leur financement, des délais de la construction, mais également des révisions, notamment après 2014, apportées aux plans et programmes nationaux de développement des énergies renouvelables. Sur un total de 62 centrales solaires, seules 16 sont en activité (six au Maroc, huit en Algérie et deux en Tunisie). Les centrales photovoltaïques au sol (CPVS) sont les plus nombreuses, en activité ou non, devant les centrales CSP et hybrides solaire-gaz [cf. graphiques 37-38-39]. Toutefois, un nombre important de projets solaires ne signifient pas que la capacité installée soit élevée. En effet, la technologie CSP²⁷⁰ cumule au Maghreb 208 MW en 2016 contre 64,73 MW pour le PV. La mise en service en février 2016 de la première phase du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate (CESO), qui fait partie des cinq centrales inscrites dans le "Plan Solaire

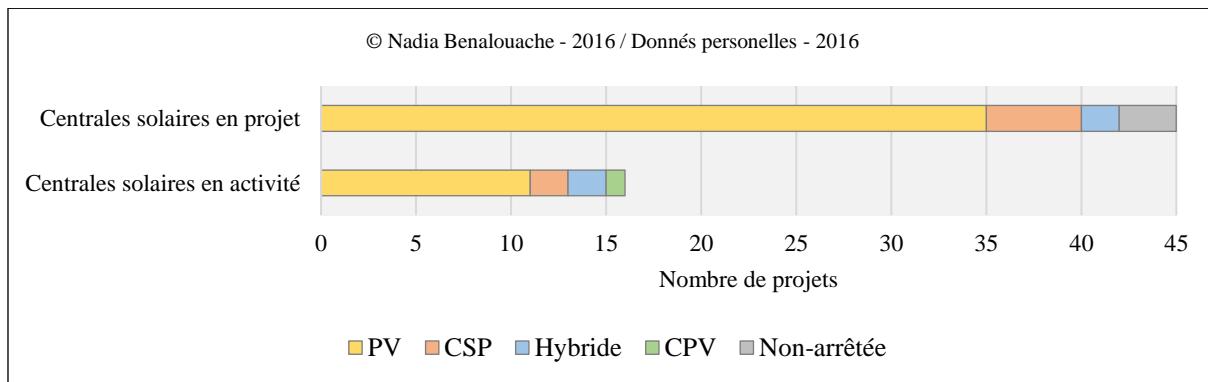
²⁶⁹ Lors de l'élaboration de cette base de données, seuls les projets dont le site géographique est connu ont été référencés.

²⁷⁰ La capacité installée associée à la composante CSP des centrales hybrides a été prise en compte dans ces résultats.

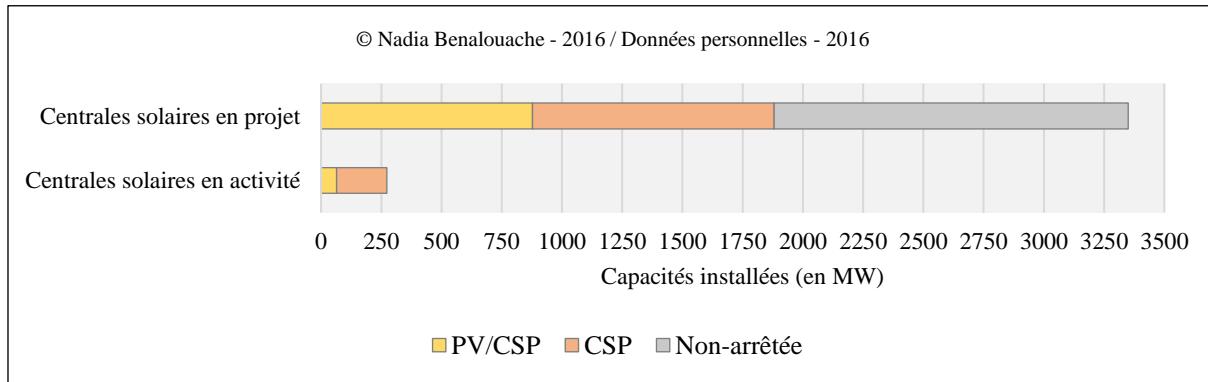
"Marocain" piloté par MASEN, d'une capacité installée de 160 MW avec un stockage thermique de trois heures, a fait de la technologie CSP la première technologie solaire en termes de capacité installée au Maghreb.



Graphique 37 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016



Graphique 38 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016



Graphique 39 – Capacité installée des centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016 (en MW)

La puissance PV installée au Maghreb repose sur des centrales de dimensions très différentes. Des micro-centrales ont vu le jour au Maroc d'une capacité installée de 0,45 MW (Tit Mellil, Grand Casablanca), de 0,13 MW (Ouarzazate), 1 MW (Assa), en Tunisie qui, historiquement a développé la première centrale photovoltaïque du Maghreb en 1980, en collaboration avec la NASA, et enfin en Algérie, avec la centrale pilote de Ghardaïa érigée en

2014. La CPVS de Ghardaïa a pour vocation de tester le comportement de ce type d'équipements et leur adaptation au climat du Sud algérien avant de la généraliser sur tout le territoire national. La diffusion de la technologie photovoltaïque en Algérie a débuté avec la mise en place du "Projet 400 MW" lancé par la SOCIETE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ) au travers de sa filiale SKTM. Une première étape du projet a permis la construction entre 2015 et 2016 de sept CPVS de capacité moyenne, allant de 3 à 20 MW. Cet investissement dans le PV s'inscrit dans la première phase [2015-2020] du PNREE révisé.

La distinction entre les technologies associées aux centrales solaires ou hybrides en activité et celles qui sont en projet met en lumière le changement de paradigme technologique opéré au Maroc après la désapprobation du "Master Plan" du "Plan Solaire Méditerranéen" (PSM) fin 2013. L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE ET DE L'EAU (ONEE) a ainsi lancé un programme. Le "Programme ONEE-PV" dont la première phase de déploiement est prévue pour 2017, repose sur la construction de centrales PV de capacité moyenne, de 20 à 25 MW, sur les sites de Tata, Tahla, Tan-tan, Boulemane, Outat El Haj, Bouanane, Aiï Beni Mathar et Boudnib. La Moroccan Agency of Solar Energy (MASEN) a également décidé de mettre en place le "Plan Noor-PV, indépendamment mais dans la poursuite du "Plan Solaire Marocain". Quatre CPVS de grandes capacités sont programmées d'ici 2020 : Boudjour I (50 MW), Boudjour II (100 MW), Laâyoune I (20 MW) et Laâyoune II (100 MW).

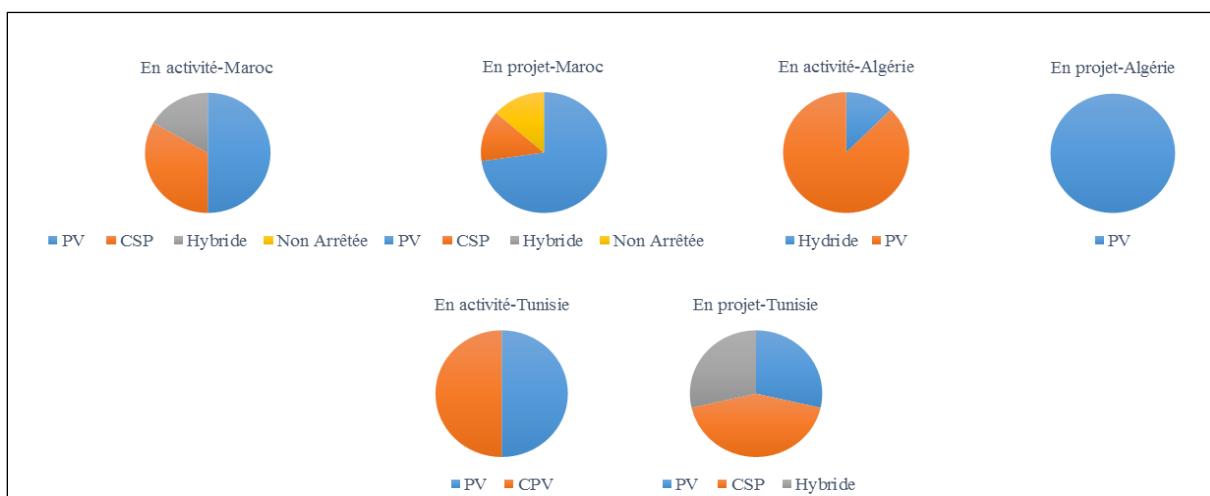


Figure 44 – Répartition des centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologie au 30 juin 2016 (en %)

Les projets tunisiens déployés selon un modèle centralisé, c'est-à-dire en dehors du programme Prosol'elec, majoritairement initiés dans le cadre de la première version du "Plan Solaire Tunisien" lancé en 2009, montrent que l'hybridation est encouragée [cf. figure 44]. En effet, la STEG a par exemple annoncé en 2011 l'élaboration d'un projet de centrale thermosolaire composé d'un cycle combiné dont la mise en service était initialement prévue en 2016. Un prototype existe, la centrale thermosolaire de Aïn Beni Mathar au Maroc, située dans la région de l'Oriental. La STEG prévoit également la construction d'une centrale hybride solaire-gaz

avec une composante CSP à tour de 5 MW associé à un combiné de 20 MW près du gisement d'hydrocarbures de la concession d'El Borma exploité par la SOCIETE ITALO-TUNISIENNE D'EXPLOITATION PETROLIERE²⁷¹ (SITEP). La figure suivante montre la pénétration progressive des projets solaires [cf. figure 45].

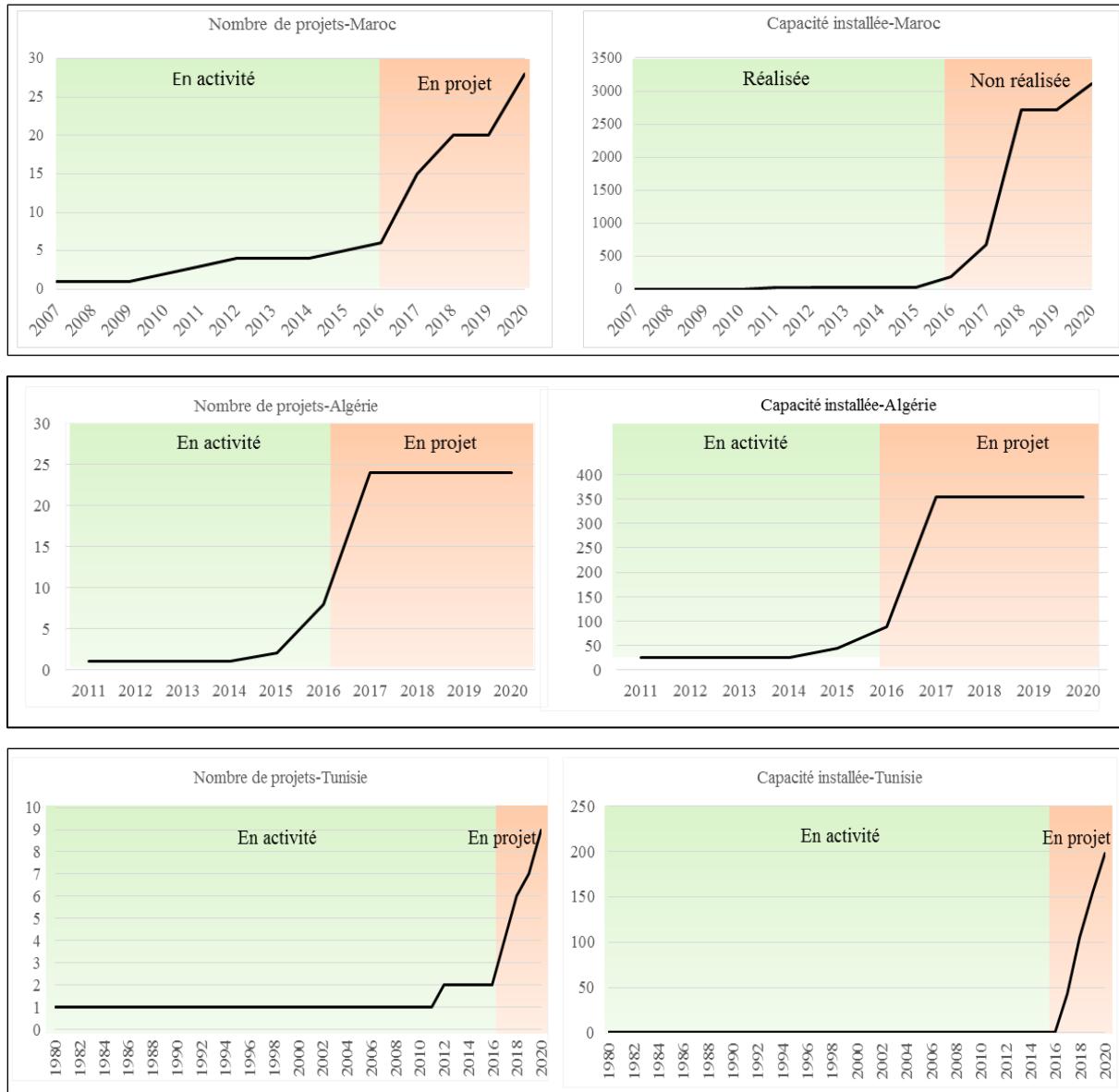


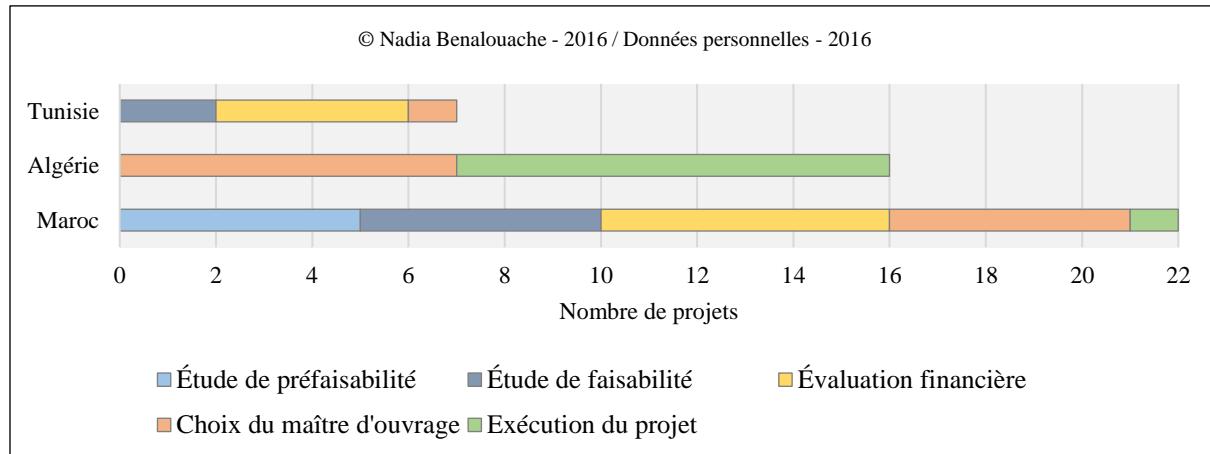
Figure 45 – Évolution du nombre de projets et de la capacité installée des centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016

B- L'état d'avancement des centrales solaires en projet : le blocage tunisien.

Le croisement des informations nous a amenés à construire une typologie pour évaluer le stade d'avancement des projets. Ce travail de veille a été mené entre décembre 2011 et juin 2016. Nous avons écarté, au fur et à mesure, les projets qui n'existaient que par le biais

²⁷¹ La SITEP est une association anonyme avec pour actionnaires l'État tunisien et l'entreprise italienne ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI).

médiatique et ceux qui ont été abandonnés. L’élaboration de cette typologie, inspirée des travaux de Bridier et Marchailof (1987), ne devait pas ignorer ni la date de leur annonce et sa lecture, ni le contexte institutionnel et réglementaire de développement des projets. La typologie porte sur les unités solaires et hybrides en projet et évalue leur avancée suivant cinq étapes : (i) étude de pré-faisabilité, (ii) étude de faisabilité, (iii) évaluation financière, (iv) choix du maître d’ouvrage (constructeur) suite à un appel d’offres et (v) exécution du projet [cf. graphique 40].



Graphique 40 – Répartition des unités électriques solaires et hybrides en projet en fonction de leur stade d'avancement au 30 juin 2016

En Algérie, les projets déployés dans le domaine PV ont été tardivement étudiés, car les informations à ce sujet sont restées longtemps confidentielles. Nous avions tout de même pris connaissance de certains de ces projets, grâce à nos entretiens menés auprès de la CEEG, mais nous devions en attendre la confirmation par voie de presse et de la part du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER). Le penchant algérien pour le développement du PV était connu. La chute des cours du pétrole amorcée en 2013, qui a entraîné le déficit budgétaire du pays, a fini de convaincre l’Algérie d’investir dans de nouvelles formes d’énergie alternatives, en premier lieu le PV. Depuis le lancement du "Projet 400 MW" en 2014, les projets ont bien avancé. Sur les 23 centrales prévues, déjà sept ont été mises en service, neuf sont en cours de construction et pour les sept restantes, le maître d’ouvrage a été sélectionné.

Au Maroc, Masen poursuit la réalisation du "Plan Solaire Marocain" et notamment la deuxième phase du CESO Noor II. Trois programmes se superposent : le "Plan Solaire Marocain", le "Plan Noor-PV" et le "programme PV-ONEE". Les projets présentent des stades d’avancement différenciés. Les projets qui sont au stade de préfaisabilité sont ceux qui s’inscrivent dans le "Plan Noor-PV" de MASEN.

En Tunisie, les projets de centrales solaires et hybrides recensés et portés majoritairement par la STEG et la STEG ER, ont été parmi les premiers projets annoncés au Maghreb, suite à la proclamation du "Plan Solaire Tunisien" en 2009. Sur les six projets en

cours, quatre sont au stade d'évaluation financière depuis près de cinq années. Autrement dit, ces projets peinent à trouver des investisseurs. La STEG et sa filiale, la STEG ER sont les acteurs-initiateurs de trois projets : deux centrales CSP à Akarit et Gabès de 50 MW chacune, ainsi qu'une CPVS d'une capacité de 12 MW à Tozeur. Un projet soutenu par des investisseurs n'a pour le moment pas été executé. Il s'agit du très médiatisé projet Tunur, entrepris en 2011. Le développeur britannique NUR ÉNERGIE ainsi que des investisseurs, britanniques eux-aussi, ont mis en place un projet qui se compose d'une centrale CSP d'une puissance de 2,250 MW dans le sud tunisien, précisément à Rjim Maatoug dans le gouvernorat de Kébili, et d'une liaison sous-marine HDVC de 2 GW longue de 1000 Km entre la Tunisie et l'Italie [cf. figure 46]. Elle doit générer près de 9400 GWh/an d'électricité d'origine renouvelable et dispatchable, sur une surface foncière de plus de 10 000 hectares.



Figure 46 – Le projet CSP Tunur de NUR ÉNERGIE en Tunisie

Les études menées ont déjà coûté au consortium plus de 10 millions d'euros. Le coût de l'interconnexion Tunisie-Italie, pour laquelle Tunur a reçu une acceptation pour un raccordement au réseau par l'opérateur italien, empêche la concrétisation du projet. Après décembre 2013, qui marque le désinvestissement du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) dans la mise en œuvre de ces infrastructures transcontinentales THT de connexion électrique, le projet est ébranlé mais poursuivi. Tunur a désormais pour objectif de remporter un Contrat de

différence (CFD) auprès du gouvernement britannique, afin de financer le coût de l'exportation. Cependant, seule la technologie photovoltaïque bénéficie pour le moment du mécanisme CFD en Grande Bretagne²⁷².

Le blocage tunisien pour le développement de grands projets centralisés s'explique notamment par l'absence d'exécutant du PST, à l'instar de la Sktm en Algérie ou de MASEN au Maroc. D'après les nombreux entretiens menés auprès de l'ANME et de la GIZ, la Tunisie préfère développer des solutions technologiques décentralisées de faible capacité installée, moins coûteuses et plus adaptées à la taille et aux besoins du pays.

C- La nature des opérateurs-exploitants : la percée de l'initiative privée

Le choix d'étudier plus particulièrement la nature des opérateurs-exploitants s'explique dans notre travail par l'attention portée aux acteurs opérant sur le segment de la production d'électricité. Les opérateurs-exploitants sont ceux qui produisent l'électricité, qu'ils consomment ou revendent. Le tableau suivant présente les centrales solaires et hybrides en activité au Maghreb au 30 juin 2016 ainsi que le ou les opérateurs-exploitants et leur nature [cf. tableau 32]. Avant 2010, seules quelques microcentrales PV pilotes de très faible puissance et connectées au réseau ont été réalisées au Maroc par l'ONEE (Tit Melil (Grand Casablanca), Assa-Zag (Province de Guelmim-Es-Semara) et Ouarzazate), en plus de l'expérience ancienne de Hammam Biadha (gouvernorat de Siliana) exploitée par la STEG en Tunisie.

Technologie	Capacité installée [en MW]	Opérateur-exploitant	Nature de l'opérateur-exploitant	Mise en service	Régime de production
Maroc	Hybride	470	ONEE	Public	2011
	PV	0,45	ONEE	Public	2007
	PV	1	ONEE	Public	2012
	PV	0,13	ONEE	Public	2010
	CSP	160	Acwa Power-Masen	Public-Privé	2016
	CSP	3	CIMENTS DU MAROC	Privé	2015
Algérie	CSP	450	SPP1	Public-Privé	2011
	PV	20	SKTM	Public	2015
	PV	5	SKTM	Public	2016
	PV	9	SKTM	Public	2016
	PV	3	SKTM	Public	2015
	PV	5	SKTM	Public	2016
	PV	20	SKTM	Public	2016
	PV	6	SKTM	Public	2016
Tunisie	PV	1,1	SKTM	Public	2016
	PV	0,03	STEG	Public	1980
	CPV	0,02	SOITEC	Privé	2012

© Nadia Benalouache – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 32 – Unités solaires et hybrides en activité au Maghreb et nature des opérateurs-exploitants au 30 juin 2016

²⁷² <http://www.nurenergie.com>

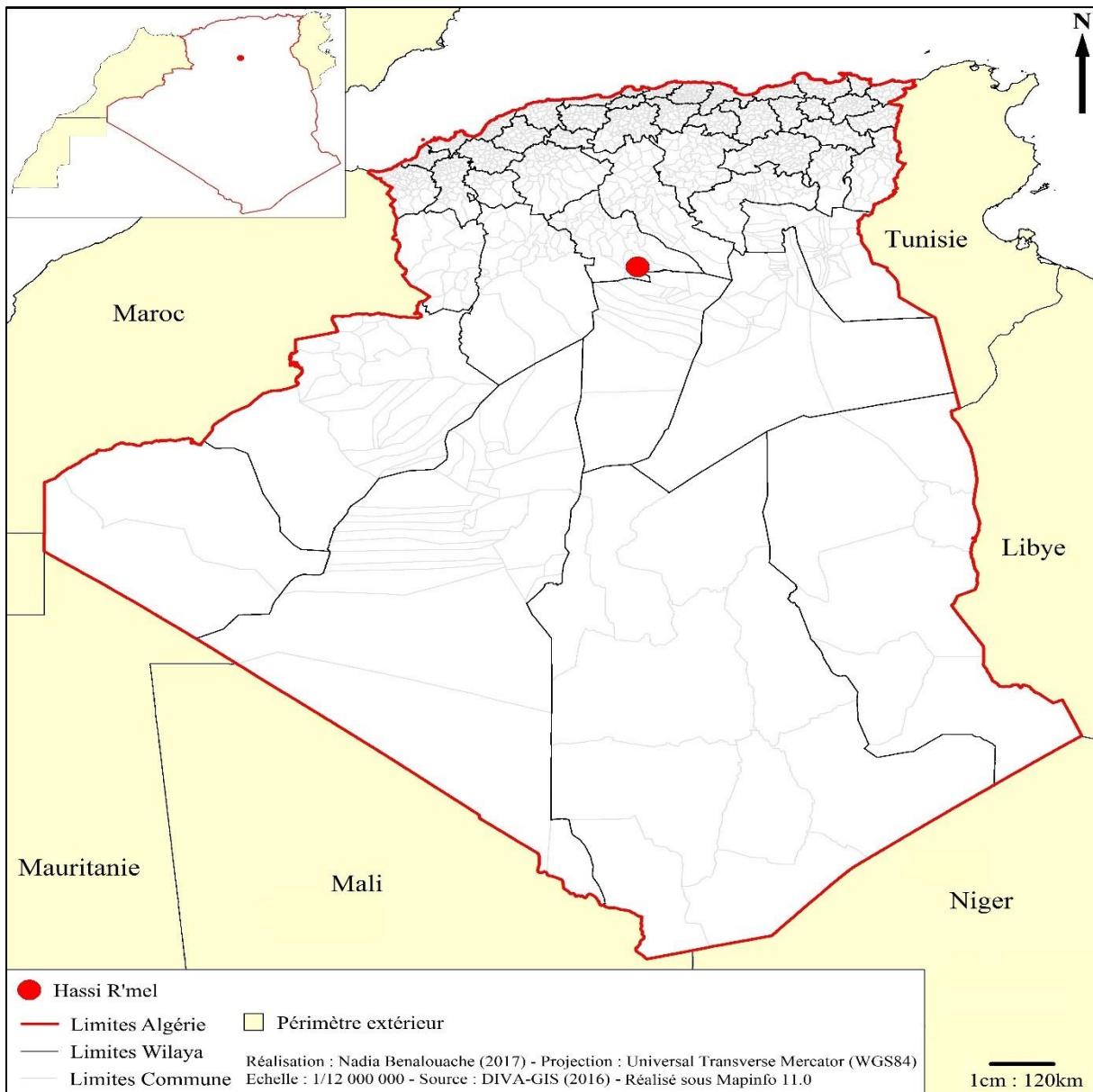
En 2006, l'exploitant espagnol ABENER signe un contrat en Algérie pour la construction d'une centrale hybride solaire-gaz à turbines à gaz avec une composante CSP de 25 MW [cf. photos 7-8] à Hassi R'mel, dans la wilaya de Laghouat [cf. carte 3]. Un accord est en effet conclu entre la société algérienne NEW ENERGY ALGERIA (NEAL) et l'entreprise ABENER, qui a donné lieu à une joint-venture de droit algérien, *SOLAR POWER PLANT ONE* (SPP1), société de projet (SPC) dont les actionnaires sont publics et privés. L'entreprise espagnole ABENER est l'actionnaire majoritaire avec 51 % des parts, suivi de NEAL avec 20 %, de la COFIDES (*COMPANIA ESPAÑOLA DE FINANCIACION DEL DESARROLLO*) à hauteur de 15 % et, enfin la SOCIETE NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION, ET LA COMMERCIALISATION DES HYDROCARBURES (SONATRACH) avec 14 %²⁷³. Le financement de SPP1 a été assumé à hauteur de 80 % par un syndicat de banques algériennes et publiques, à savoir la BANQUE EXTERIEURE D'ALGERIE (BEA), le CREDIT POPULAIRE D'ALGERIE (CPA) et enfin la BANQUE NATIONALE D'ALGERIE (BNA). Le contrat de rachat de vente et de rachat de l'électricité a ainsi été mis en place entre SPP1 et SONATRACH dans le cadre d'un *Power Purchase Agreement* (PPA).



© Nadia Benalouache – 2013

Photos 7-8 – Structure cylindro-parabolique de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel en Algérie

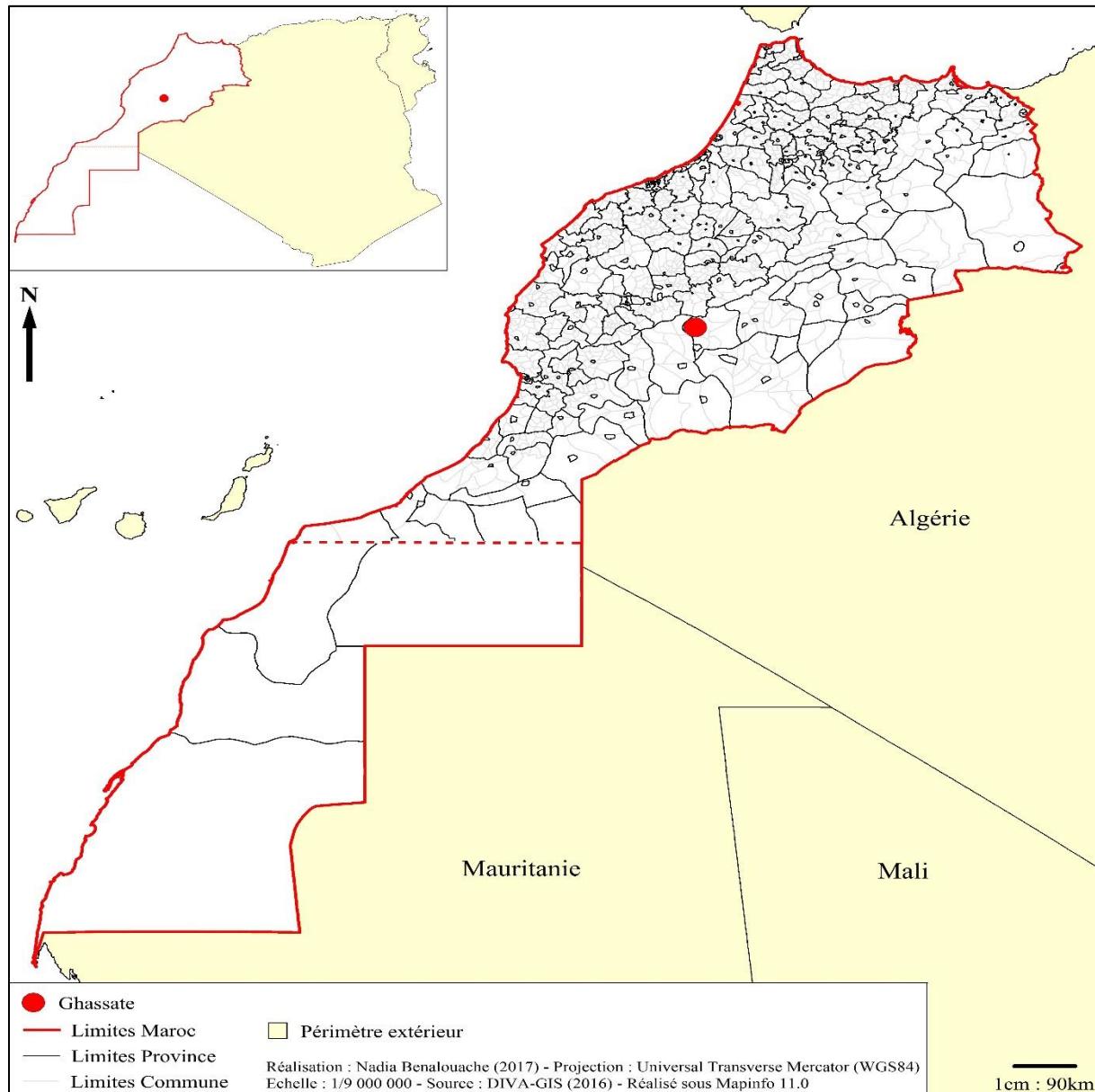
²⁷³ Avant de fonder la société NEAL, Tewfik Hasni a occupé la fonction de vice-président de la SONATRACH.



Carte 3 – La localisation de l'unité hybride solaire-gaz sur la commune de Hassi R'mel, Wilaya de Laghouat, Algérie

La première phase du projet CESO "Noor I" au Maroc construite à l'endroit de la commune de Ghessate, sur le site de Tamazghcen Izerki [cf. carte 4] a également conduit, dans le cadre d'un partenariat public/privé, à la création d'une SPC détenue par le consortium sélectionné, à savoir ACWA POWER, dont la participation s'élève à 75 % et celle de Masen à 25 %. La SPC est à la fois chargée de la conception, de la construction, du financement, de l'exploitation et de la maintenance de la centrale, suivant un modèle *Build-Own-Operate-Transfer* (BOOT). Le choix de mettre en place des sociétés de projets à capitaux publics et privés résulte notamment de la volonté d'un partage optimisé des risques dans le cas de ces projets extrêmement coûteux, ce qui soulage la dette publique, rassure les bailleurs de fonds et permet à l'État d'avoir un contrôle permanent sur ces projets. Ce type de contrat est aussi recherché car il permet des transferts de technologie. L'électricité produite par la SPC est vendue à l'ONEE. Un contrat d'achat et de fourniture d'électricité lie Masen au consortium ACWA

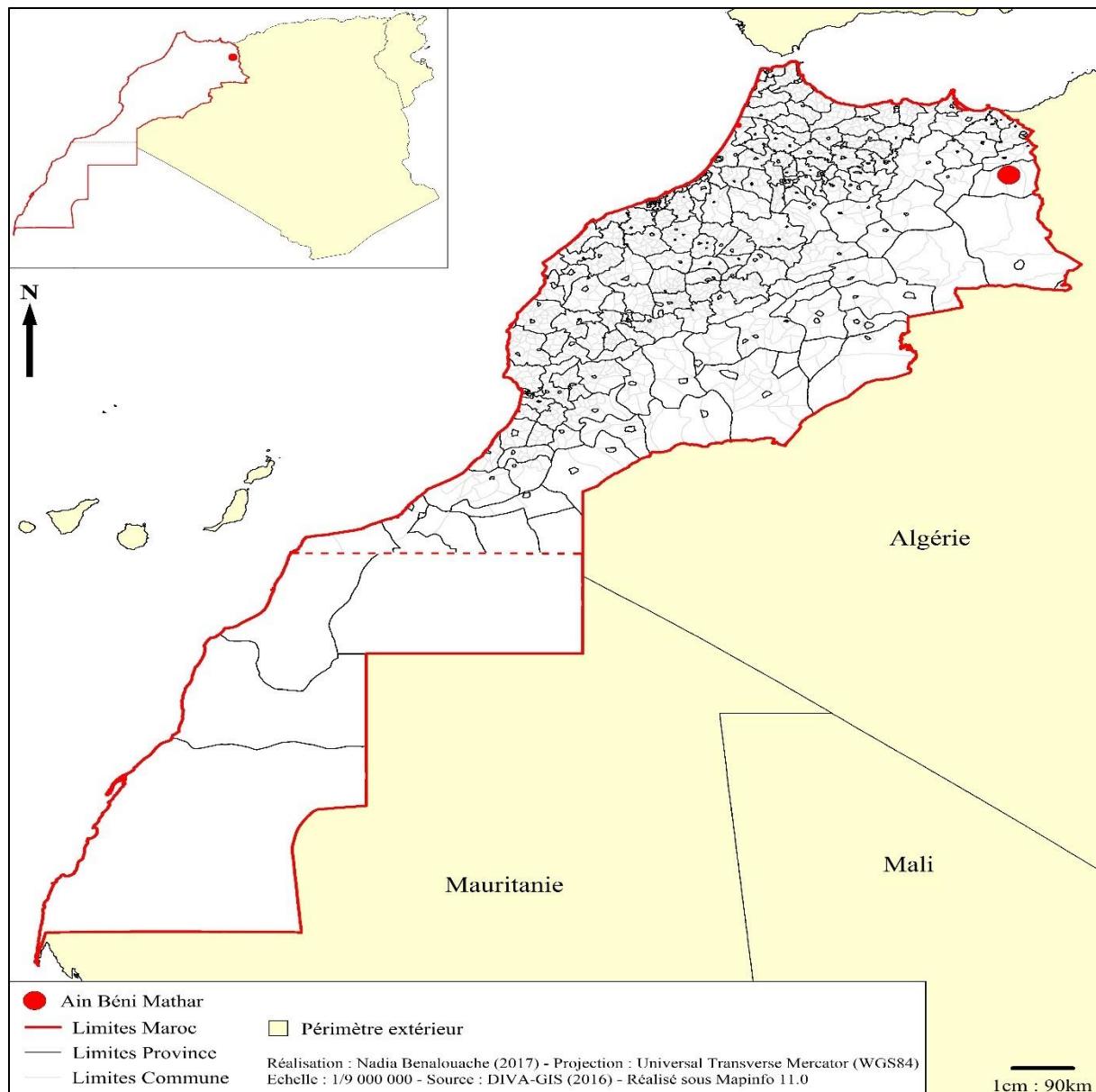
POWER dans le cadre d'une relation tripartite fondée sur un double contrat d'achat de l'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans, entre la SPC et Masen puis entre Masen et l'ONEE.



Carte 4 – La localisation du CESO sur la commune de Ghassate, Province du Souss-Massa-Draâ, Maroc

La centrale thermo-solaire d'Aïn Béni Mahar, dans la province de Jerada [cf. carte 5], en revanche, n'a pas abouti à la constitution d'une SPC [cf. photos 9-10] bien qu'elle ait bénéficié, à l'instar de la centrale de Hassi R'mel ou encore celle du même type de Kuraymat (Égypte), de dons alloués par le Fond pour l'Environnement Mondial. Le développement du projet était initialement prévu dans le cadre du régime d'*Indépendant Producer Power* (IPP). L'ONE a soumis en mai et octobre 2002 deux propositions qui sont cependant restées sans suite. Aussi, faute d'intérêt de la part du secteur privé, le projet a été réélaboré, désigné désormais comme un projet d'intérêt public. En 2004, un appel d'offres est lancé et aboutit à la préqualification de trois consortia internationaux (ABENER, une filiale du groupe ABENGOA SOLAR,

SIEMENS [Allemagne], SOLUCIONA/CEGELEC [Espagne-France] et SNC-LAVALIN [Canada]). En février 2005, les dossiers soumis dans le cadre de l'appel d'offres sont étudiés par la Banque Mondiale, principal bailleur de fonds. En juillet 2007, le contrat clé-en-main *Engineering, Procurement, and Construction* (EPC) et *Operation and Maintenance* (O&M) est finalement remporté par l'entreprise espagnole ABENER. L'exploitation de la centrale a été assuré par Abener durant cinq années. L'ONEE est désormais responsable de l'exploitation de la centrale. La centrale a une capacité de 400 MW avec une composante CSP de 20 MW constituée de 183 000 m² de capteurs solaires cylindro-paraboliques.



Carte 5 – La localisation de l'unité hybride solaire-gaz sur la commune de Aïn Béni Mathar, Province de Jerada, Maroc



© Nadia Benalouache – 2013

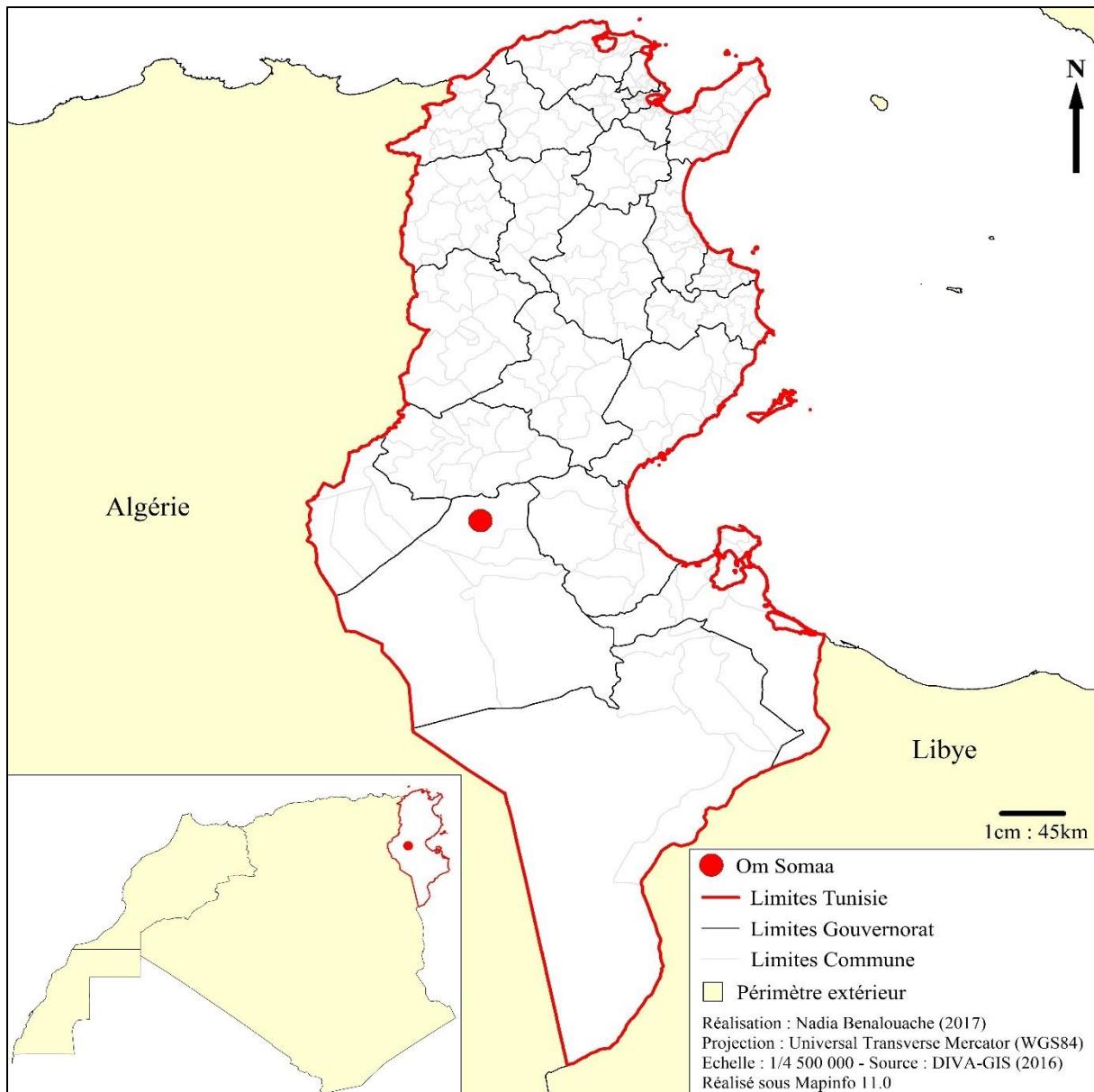
Photos 9-10 – La centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar au Maroc
développée par ABENGOA SOLAR

Deux unités électriques solaires au sol ont été construites dans le cadre du régime d'autoproduction introduit dans la législation marocaine et tunisienne. Le premier projet concerne le domaine agricole. Il s'agit d'un projet qui utilise une technologie encore au stade de démonstration, le photovoltaïque à concentration (CPV). D'une capacité de 0,02 MW, la station CPV est située à Om Somaa, dans le gouvernorat de Kébili [cf. carte 6], et sert au pompage de l'eau, nécessaire à l'irrigation des cultures dans cette zone au climat aride. La station solaire alimente un forage pour l'irrigation d'une palmeraie de 105 hectares, regroupant près de 270 agriculteurs. Elle a été raccordée au réseau électrique de la STEG le 9 octobre 2012, conformément à la déclaration d'intention signée le 4 juillet 2011, dans le cadre d'un partenariat public/privé représenté par la STEG, le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) et SOITEC, entreprise industrielle française spécialisée dans la conception et la production de matériaux semi-conducteurs. Le projet a été financé par le Ministère français de l'Économie et des Finances dans le cadre du Fonds d'Études et d'Aides au Secteur Privé (FASEP), programme de dons pour le soutien de projets pilotes et de technologies innovantes dans les pays du Sud. Pour ce projet, 240 000 euros ont été versés. Il est exploité par l'entreprise française SOITEC [cf. photos 11-12].

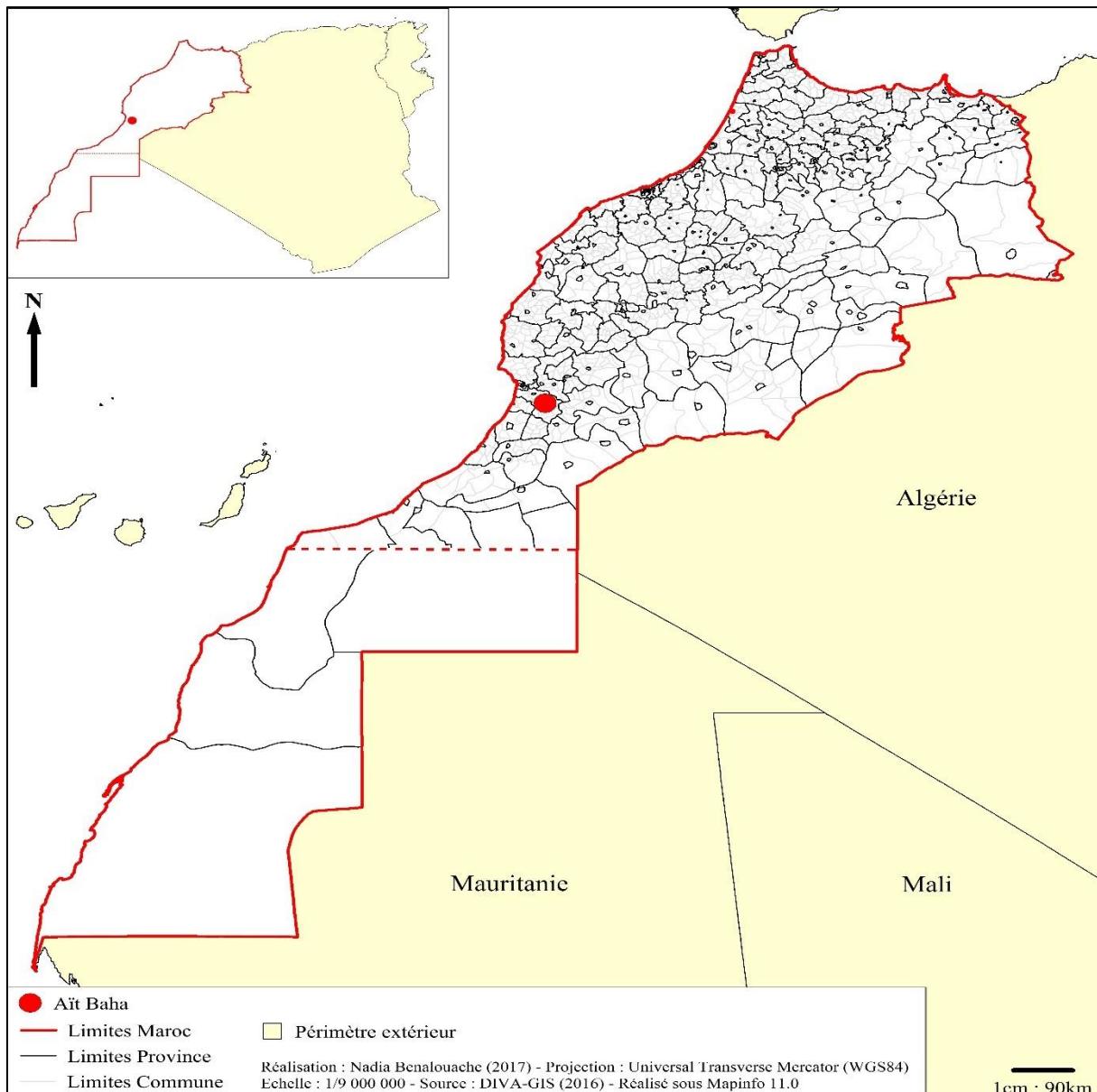


© Ambassade de France en Tunisie – 2012

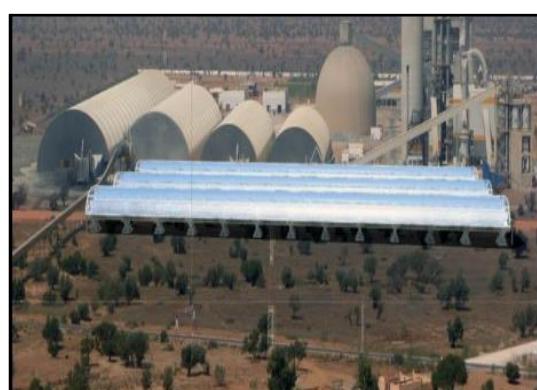
Photos 11-12 – Le directeur de la STEG et le fondateur de SOITEC
devant la station CPV d'Om Somaa en Tunisie



Une deuxième station électrique solaire au sol a été inaugurée au Maroc en 2015 [cf. photos 13-14]. La station utilise une technologie thermodynamique exclusive venue de Suisse : la technologie CSP à coussin d'air sur structure en béton. Il s'agit de la première application mondiale. L'opérateur-exploitant est une cimenterie, CIMENTS DU MAROC, filiale de l'italien ITALCEMENTI. Elle a investi près de trois millions d'euros pour un projet d'une capacité installée de 3 MW. CIMENTS DU MAROC, est, après LAFARGE MAROC, le deuxième cimentier du royaume et dispose de trois usines dont une à Aït Baha, près d'Agadir, sur la plaine de Chtouka à l'endroit où a été installée la station solaire [cf. carte 7] qui sert à couvrir une partie des besoins électriques de la cimenterie.



Carte 7 – La localisation de l'unité CSP de Aït Bahia, Province de Chtouka Aït-Baha, Maroc



© Airlightenergy – 2016

Photos 13-14 – La station CSP d'Aït Bahia au Maroc exploitée par CIMENTS DU MAROC

La mise en service des stations solaires révèle l'intérêt du secteur privé pour la production d'électricité d'origine solaire destinée à une autoconsommation. Ce sont des projets de démonstration.

II- La géographie des unités électriques solaires et hybrides au Maghreb et leurs facteurs de localisation.

L'étude de la localisation des centrales solaires et hybrides dans l'ensemble du parc électrique maghrébin est une approche clef pour comprendre la manière dont la transition énergétique émergente au Maghreb s'inscrit sur les territoires et bouleverse le paysage énergétique traditionnel, dominé par les hydrocarbures (I). Des facteurs de localisation favorables à l'implantation solaires et hybrides au sol ont été mis en évidence. Nous avons distingué trois types de facteurs de localisation : (i) des facteurs naturels, (ii) infrastructurels et (iii) socio-économiques (B). Suivant les choix technologiques, ce ne sont pas toujours les mêmes facteurs qui guident le choix d'implantation. C'est pourquoi, l'étude de la géographie des installations photovoltaïques (IPV) tunisiennes surimposées au bâti a fait l'objet d'un traitement spécifique (C). Notre démarche vise à corroborer l'hypothèse selon laquelle la géographie de la production électrique diffèrent suivant les solutions technologiques.

A- Le parc électrique maghrébin : un paysage énergétique traditionnel bouleversé.

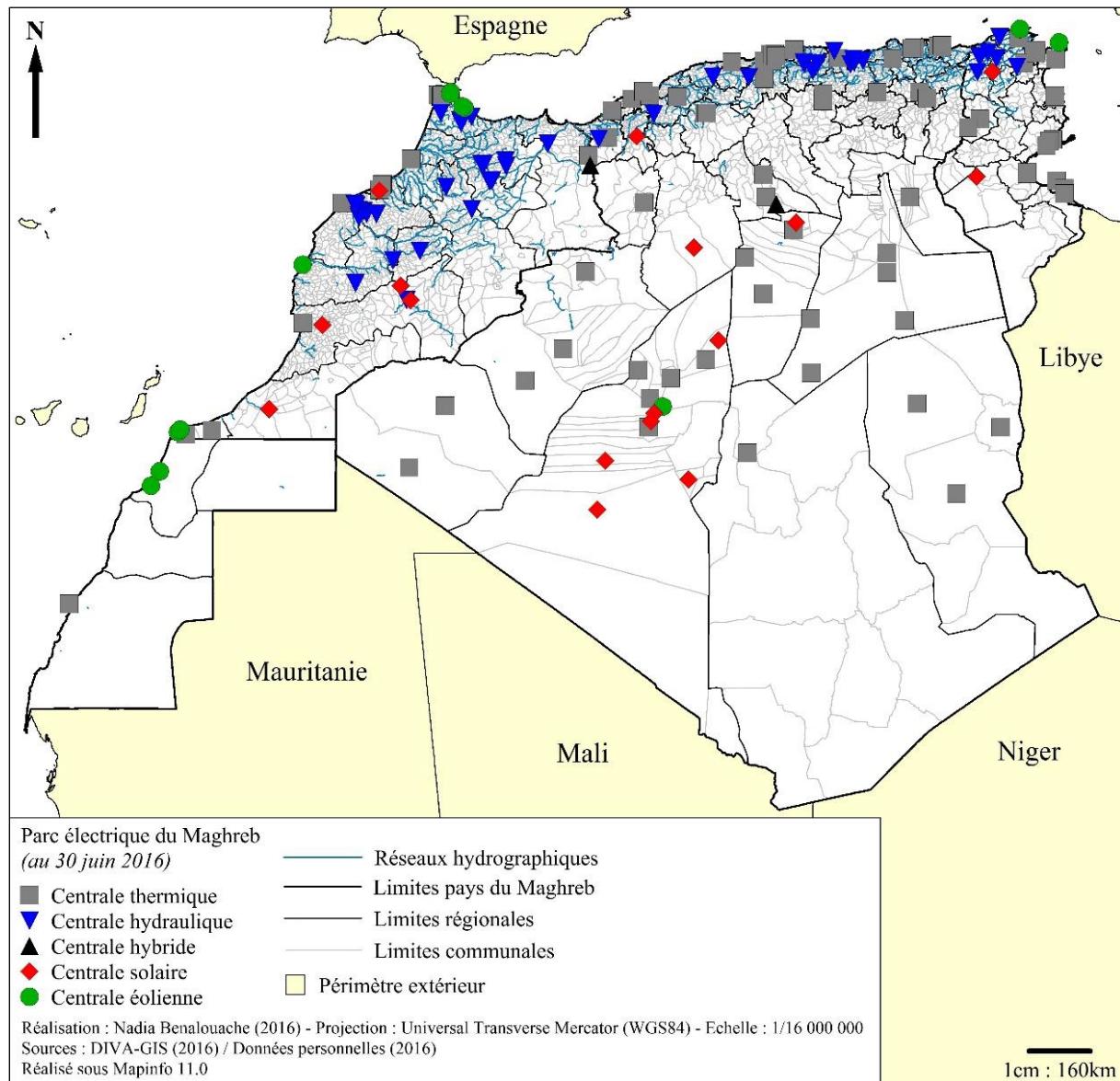
1- L'implantation des centrales classiques et des centrales solaires : deux géographies opposées.

Le paysage électrique maghrébin est largement dominé par la présence de centrales classiques qui regroupent les centrales thermiques (centrales à vapeur, turbines à gaz, centrale à Cycle Combiné, Diesel) – fonctionnant largement à partir de combustibles fossiles – ainsi que les centrales hydrauliques. Les centrales classiques sont fortement concentrées sur la bande littorale des pays maghrébins, notamment en Algérie et en Tunisie [cf. carte 8]. En effet, mises à part les centrales Diesel algériennes et quelques turbines à gaz, essaimées non loin des gisements d'hydrocarbures ou dans des zones non raccordées au réseau électrique national²⁷⁴, l'essentiel des centrales thermiques se situe à proximité des bassins de consommation, des réseaux électriques les plus denses ainsi que des bassins de refroidissement et des grands fleuves marocains (Bouregreg, L'Oum Er-Rabiaa, La Moulouya) et algériens²⁷⁵ (La Soummam, Sebaou). Dans le cas de l'Algérie, exportatrice d'hydrocarbures, des centrales classiques sont

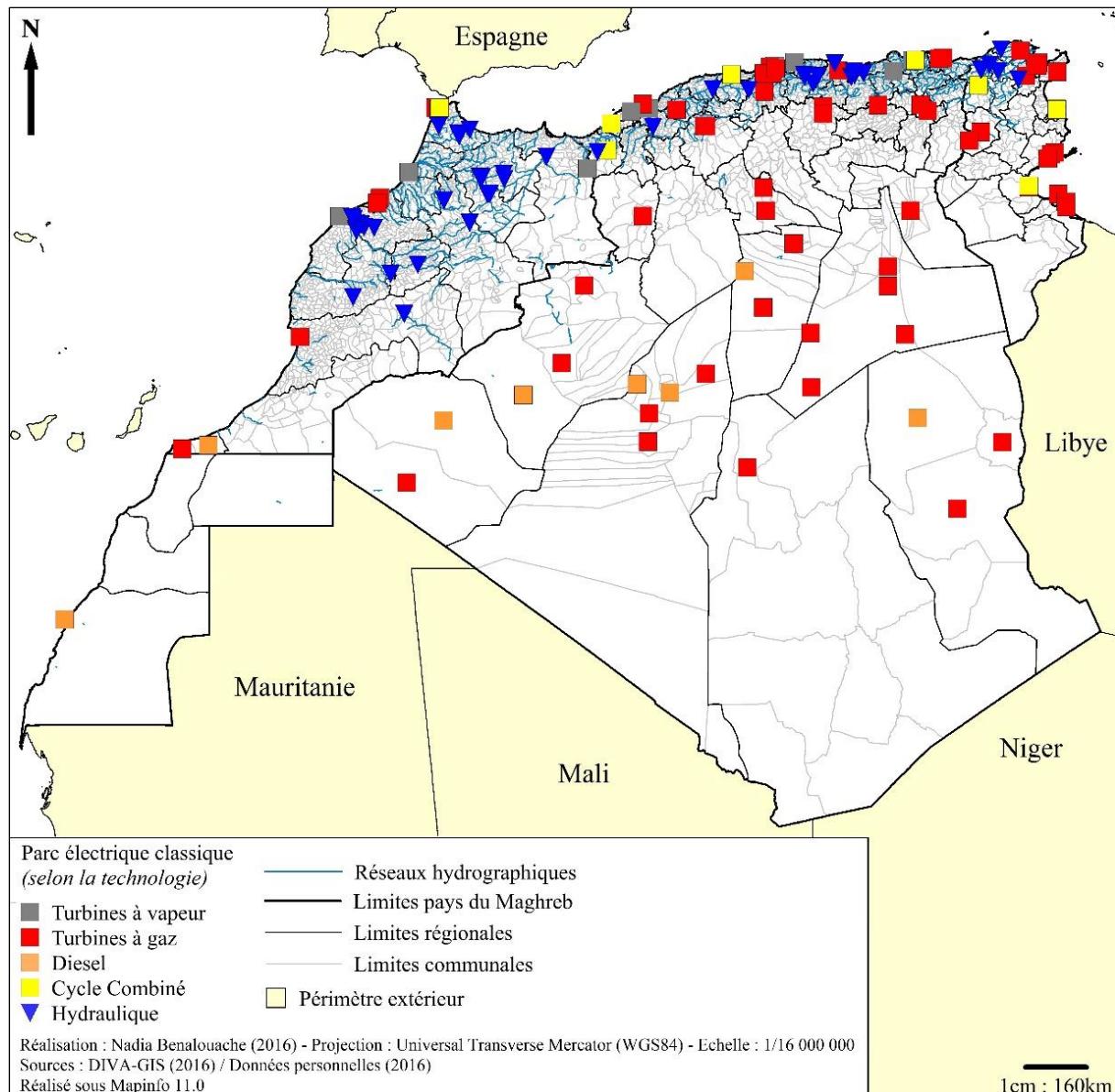
²⁷⁴ L'option diesel en Algérie et au Maroc constitue un choix idéal pour alimenter en électricité les sites éloignés du réseau électrique, et non approvisionnés, pour le cas de l'Algérie, en gaz naturel.

²⁷⁵ Principalement dans la région kabyle des Babors, zone dans laquelle les reliefs sont peu accentués, la pluviométrie faible et où les rivières présentent les débits alluvionnaires les plus importants du pays.

également situées près des raffineries « sur l'eau », à Arzew et Alger, par exemple [cf. carte 9]. L'analyse de l'implantation géographique des centrales éoliennes révèle également une forte littoralisation. Les zones côtières constituent des couloirs des vents en Tunisie (sites de Sidi Daoud et de Bizerte, au Nord de la Tunisie) et au Maroc (sites de Koudia El Baida, de Tanger, de Tétouan sur la bande littorale méditerranéenne du pays ou encore les sites Akhfennir, de Tarfaya sur le littoral atlantique au sud du pays). En Algérie, en revanche, ce sont les vents du Sud qui sont exploités (site de Kabertene, dans la wilaya d'Adrar) [cf. carte 8].

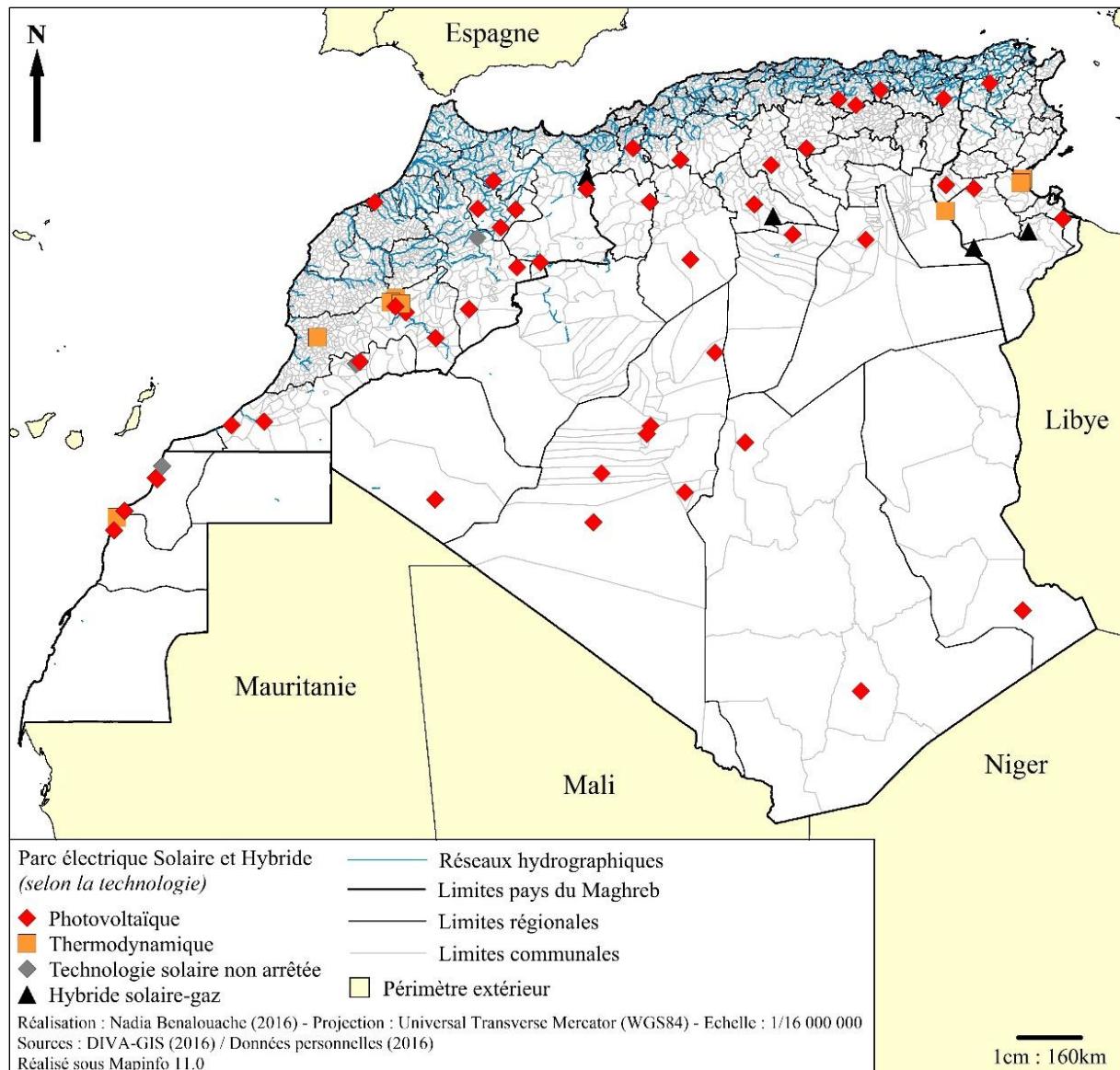


Carte 8 – Le parc électrique maghrébin au 30 juin 2016



Carte 9 – Le parc électrique classique maghrébin selon la technologie au 30 juin 2016

L’analyse de la géographie des unités de production solaires et hybrides révèle, au contraire, une répartition des unités dans les zones intérieures, le Sud et le Grand Sud. La distribution des unités de production électriques solaires et hybrides est spatialement plus équilibrée et mieux répartie sur l’ensemble des territoires. Dans le cas des unités électriques solaires, deux grands ensembles apparaissent : les zones intérieures des trois pays du Maghreb et les zones littorales du sud-tunisien (Gabès, Akarit) et du sud-marocain (Boudjour, Laâyoune, Foum-el-Oued, Tata), au nord du Sahara Occidental [cf. carte 10].



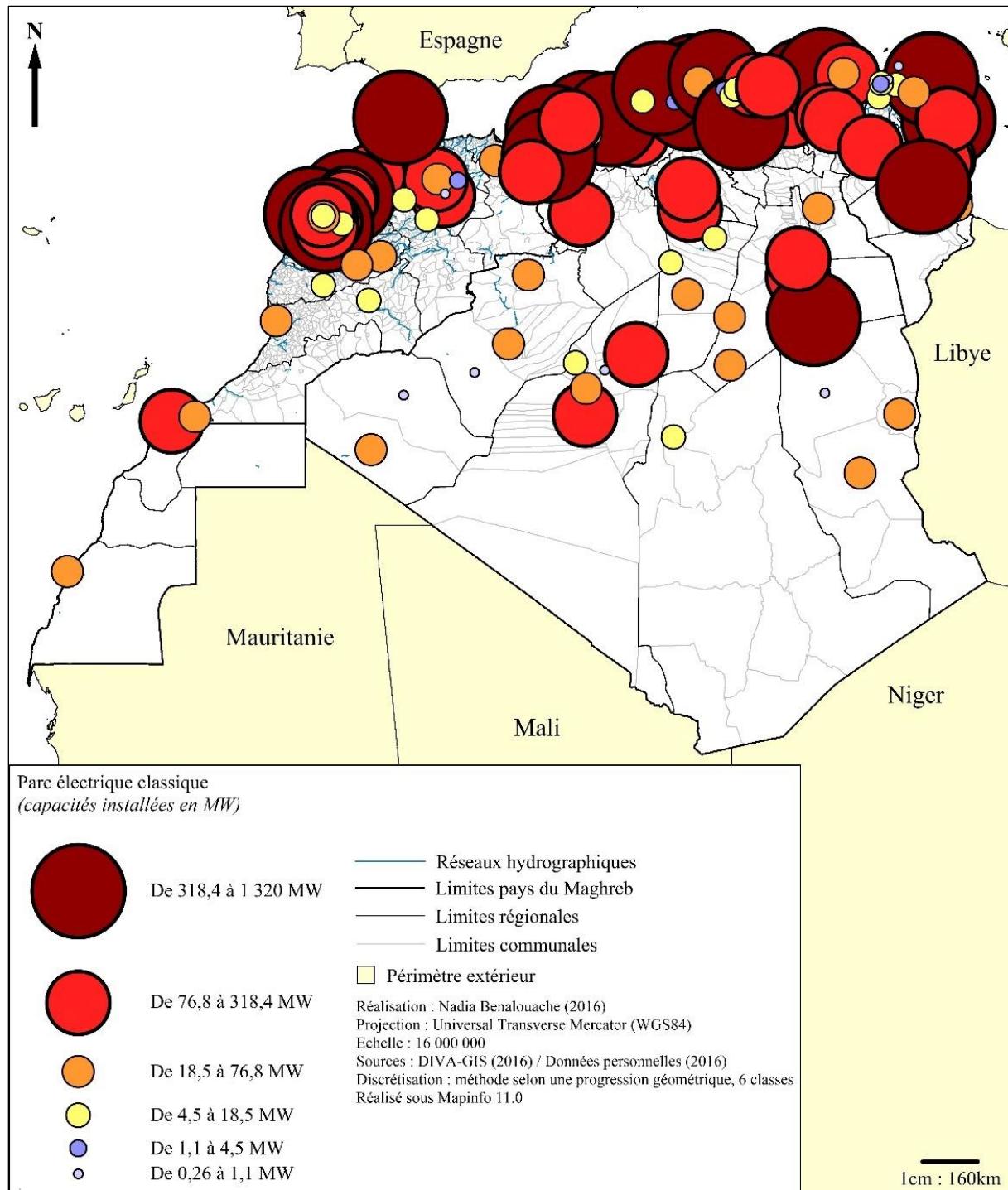
Carte 10 – Le parc électrique solaire et hybride en activité et en projet selon la technologie au Maghreb au 30 juin 2016

2- Hypersizeability des unités de production électrique au Maghreb : l'entrée en matière de l'énergie solaire.

Le parc électrique solaire est, en termes de capacité installée, plus modeste que le parc électrique conventionnel, malgré une tendance au déploiement de solutions centralisées à grande capacité installée. La faible densité énergétique des énergies renouvelables limite le déploiement spatial des unités électriques solaires. Avec la diffusion des technologies solaires et hybrides, un rééquilibrage spatial des puissances électriques exploitables est observable. Il est marqué par un glissement depuis la bande littorale vers les zones intérieures et du Sud.

Les capacités installées des centrales classiques accusent un fort contraste, entre, d'une part, les dispositifs thermiques – notamment suite à la mise en service dans la décennie 2000 de centrales à cycle combiné (Terga, El Tarf, Hadjret Ennous, Skikda en Algérie ; Ghannouch

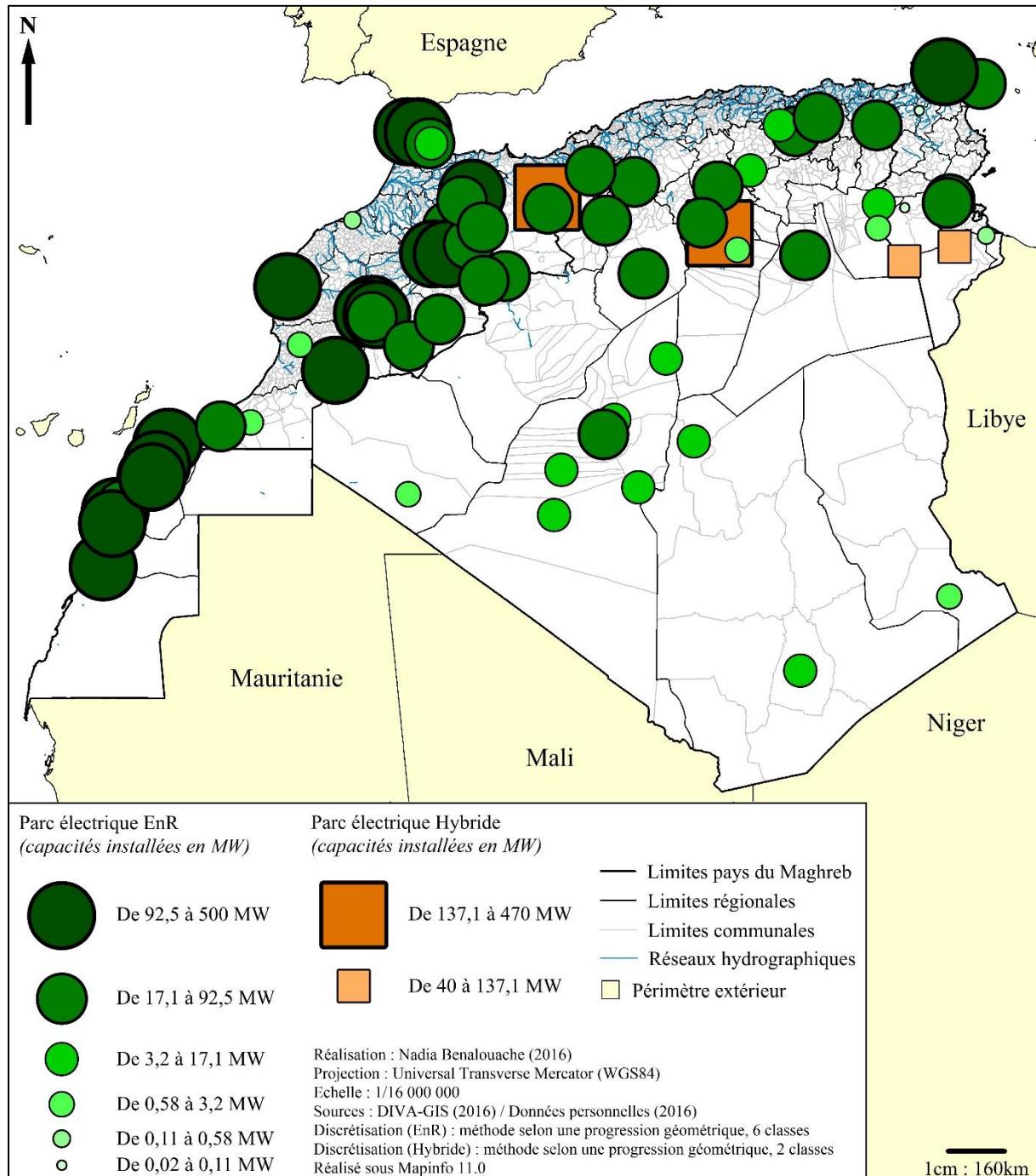
en Tunisie) – et, d'autre part, les centrales de petite hydraulique, renouvelables, et construites en majorité durant la période coloniale (Ighzer N'Chbel d'une capacité de 2,7 MW, construite en 1935, Tassala et Béni Badhal, construites en 1935, d'une capacité respective de 4,3 MW et 3,5 MW) [cf. carte 11].



Carte 11 – Capacité installée des centrales classiques au Maghreb au 30 juin 2016

Le déploiement des technologies renouvelables sur les espaces accentue encore davantage cette multi-dimensionnalité au sein du système productif. Une différence notable existe entre les capacités installées associées aux centrales CSP et hybrides, d'une part, et celles

associées aux technologies PV, d'autre part, généralement moins élevées. Les CPVS, moins massives, sont néanmoins plus nombreuses [cf. carte 12].



Carte 12 – Capacité installée des unités électriques renouvelables en activité et en projet au Maghreb au 30 juin 2016

B- Les facteurs de localisation des unités électriques solaires et hybrides au sol.

La localisation d'une unité électrique solaire, en tant qu'établissement industriel, dépend de plusieurs facteurs. Dans cette section, nous avons mis en évidence les facteurs « qui ont

réellement joué un rôle lors du choix » (Mérenne-Schouemaker, 2002, p. 139). L’analyse de ces facteurs au Maghreb a permis de distinguer des facteurs de localisation naturels, infrastructurels et socio-économiques. Nous avons mis l’accent sur les facteurs spécifiques aux technologies solaires et hybrides. Les facteurs de localisation plus génériques, tels que le réseau routier, influencent eux-aussi le choix de localisation mais n’ont pas fait l’objet d’une étude dans notre travail.

1- Les facteurs de localisation naturels.

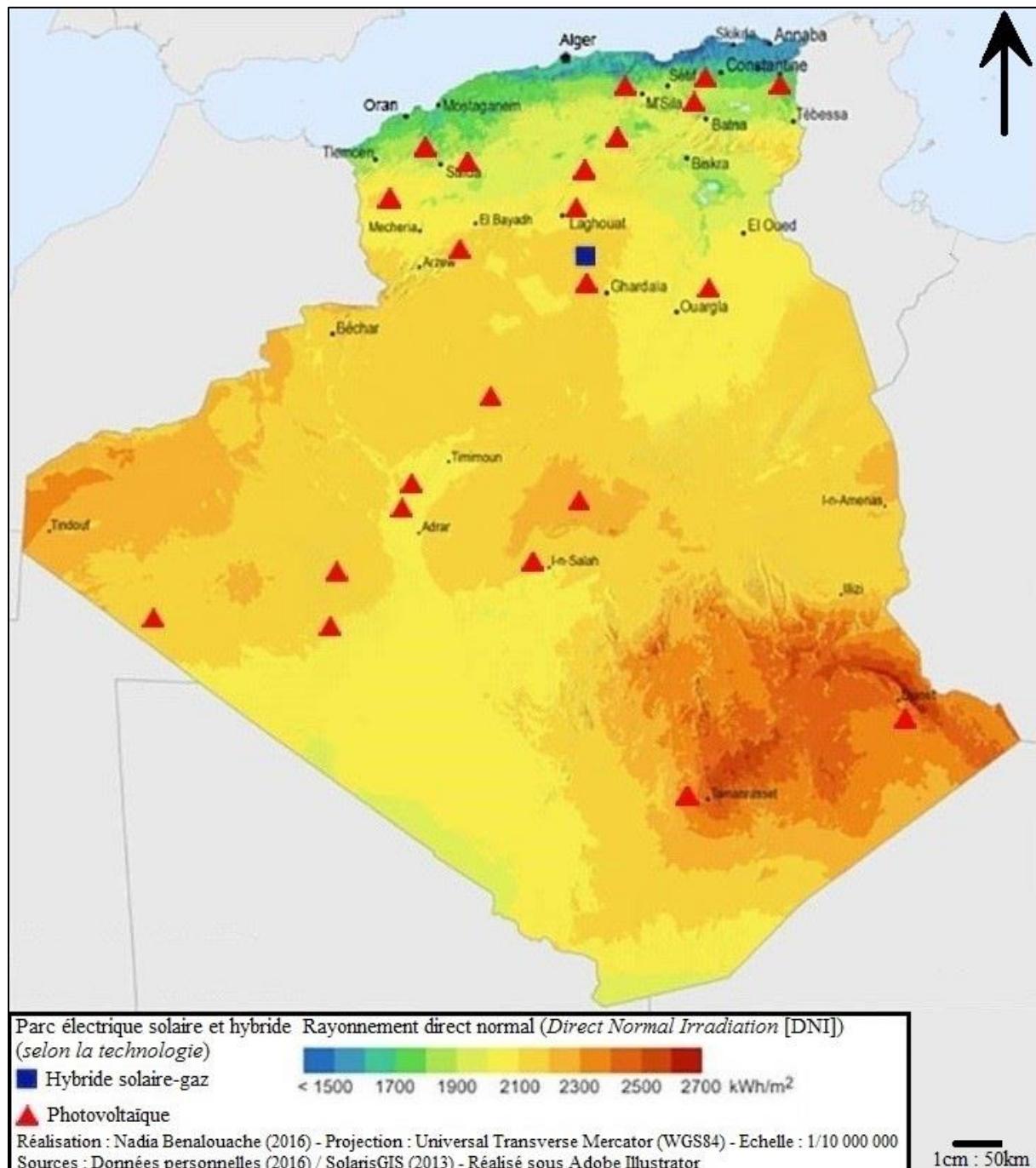
Au Maghreb, comme ailleurs, l’implantation d’une centrale solaire a surtout et d’abord tenu compte de la ressource solaire, autrement dit du gisement. L’étude du gisement est, en effet, une composante fondamentale d’un projet car c’est elle qui détermine le productible annuel qui permet au porteur de projet d’établir son business plan. Une erreur dans l’évaluation du potentiel solaire peut avoir de lourdes conséquences sur la rentabilité future d’un projet. Toutefois, la présence d’un très fort ensoleillement dans une zone ne signifie pas toujours qu’elle soit optimale. Par ailleurs, la caractéristique géomorphologique du terrain d’implantation constitue également un facteur-clé de localisation.

- La localisation des CPVS conditionnée par un ensoleillement élevé, une température moyenne et des surfaces planes.

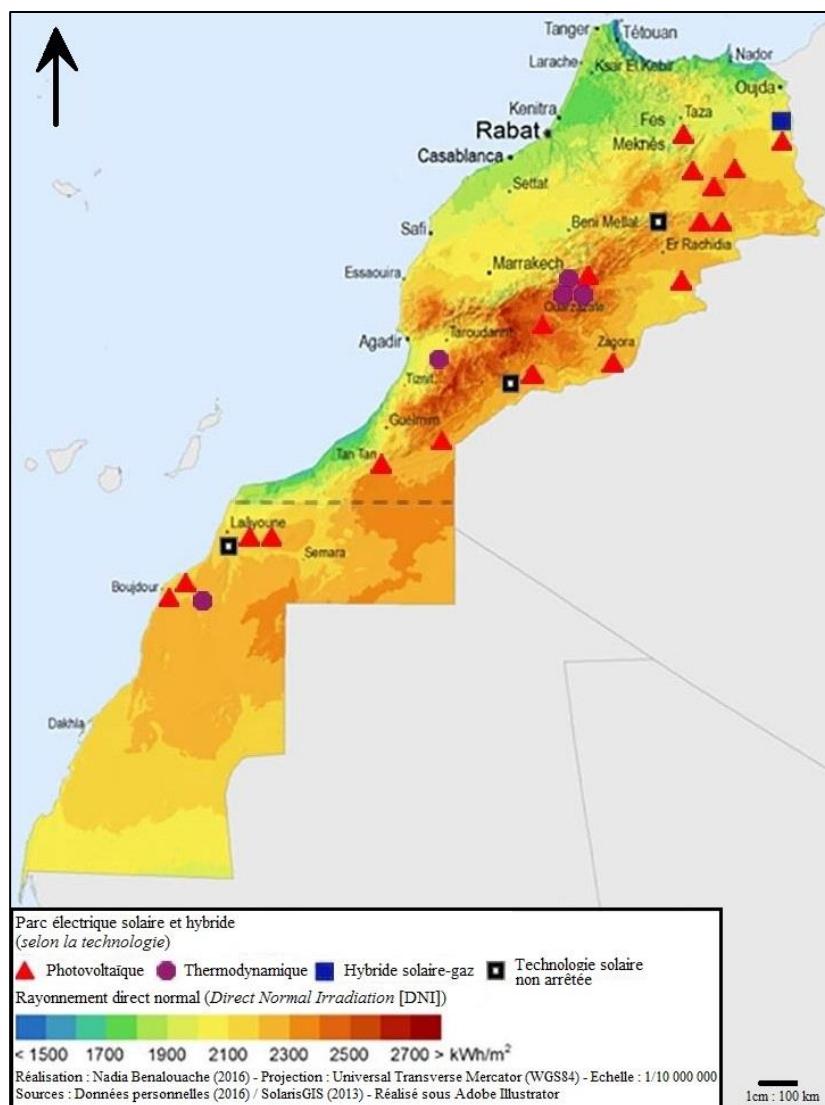
La majorité des CPVS en activité ou en projet sont situées sur des surfaces planes et à une altitude moyenne élevée, correspondant pour l’Algérie à la zone des hauts plateaux. Cet espace constitue un domaine steppique, caractérisé par l’absence d’arbres, une platitude et une pluviométrie très déficiente et mal répartie dans le temps et dans l’espace, dépassant rarement les 200 mm/an. Les CPVS doivent être implantées dans des zones où la pente a une incidence inférieure à 15 %. La steppe algérienne couvre l’ensemble des hautes plaines sur une superficie de 20 millions d’hectares entre la limite sud de l’Atlas Tellien et le piémont sud de l’Atlas Saharien, sauf dans les zones basses au niveau des chotts, zahrez et sebkhas, où l’altitude est inférieure à 800 m. La steppe algérienne est comprise dans un vaste ensemble bordant l’Atlas tellien au Nord et l’Atlas Saharien au Sud.

Cet ensemble parcourt en diagonale l’Algérie, depuis le sud marocain (en dehors du Sahara occidental) jusqu’au Nord-Ouest tunisien à une altitude moyenne de 1 000 m. Il représente l’ensemble le plus homogène de tout le Maghreb. Cette caractéristique est, par ailleurs, importante pour la technologie PV, car elle permet de capter la lumière du soleil de façon plus optimale en raison de l’altitude élevée et d’avoir un ciel plus dégagé. Cette zone possède un gisement solaire moins élevé que celui du Sahara. La technologie PV doit être effectivement implantée dans des régions où la température atmosphérique avoisine 25°C afin de garantir un meilleur rendement. La localisation des CPVS algériennes fait apparaître un deuxième ensemble, celui du triangle Adrar-In Salah-Aoulef. Elle correspond à la zone de

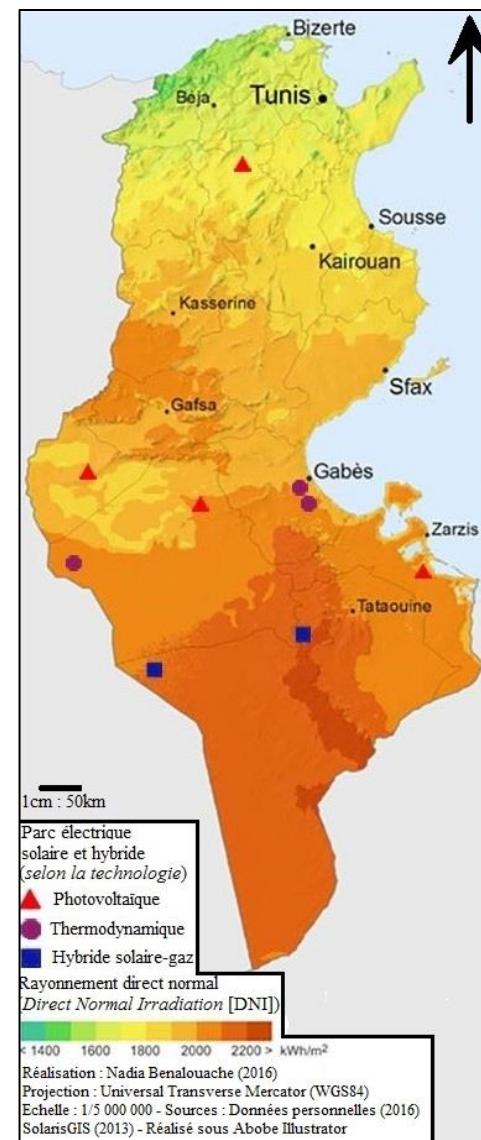
plateaux rocheux du Tademaït, à l'exception d'Adrar, qui se situe au nord de l'Erg du Chech [cf. cartes 13-14-15-16].



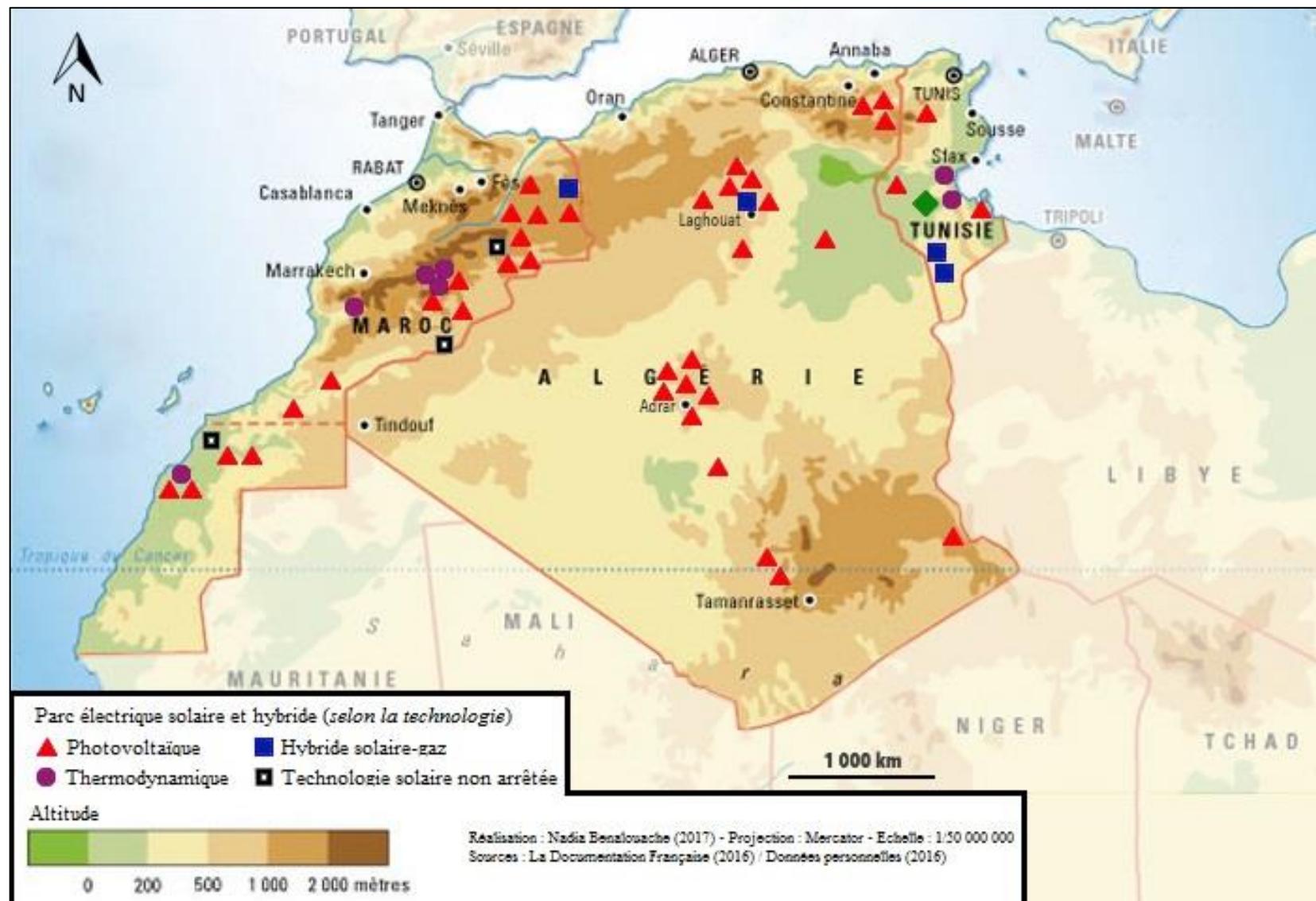
Carte 13 – L'irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016



Carte 14 – L'irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016



Carte 15 – L'irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016



Carte 16 – Répartition des centrales solaires et hybrides et relief au Maghreb au 30 juin 2016

- Les facteurs majeurs de localisation du CSP : un ensoleillement très élevé, une surface plane et la présence de bassins hydrauliques.

La technologie thermodynamique est prioritairement déployée dans des zones où l'ensoleillement est très élevé. L'irradiation directe (DNI) doit être supérieure à 2 200 kWh/m². En effet, cette technologie à concentration, qui constitue par ailleurs l'une des composantes des systèmes hybrides solaire-gaz au Maghreb, requiert un fort rayonnement. La région de Souss, par exemple, où est implantée le CESO a un gisement solaire évalué à 2 635 kWh/m²/an. La zone d'implantation réelle ou projetée des projets solaires marocains, principalement au Sud, est une zone de bas plateaux, de regs (plaines caillouteuses) ou de hamadas (plateaux rocailleux, composées de calcaires lacustres ou de croûtes calcaires récentes), qui sont des surfaces planes ou à faible pente [cf. photos 15-16-17]. Cependant, le CESO est situé sur des plateaux étendus et élevés, entourés par les chaînes de montagnes du Haut Atlas au Nord, de l'Anti-Atlas au centre et du Bani au Sud. Il s'agit d'une zone de plateaux plats morcelés par l'érosion, avec des altitudes allant de 1 100 m à 1 450 m. La zone d'implantation d'une centrale CSP doit avoir une incidence inférieure à 4 %. Le site de la centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar est situé sur une zone de hauts plateaux, au sud de la chaîne des Horsts, qui sépare la zone montagnarde et méridionale du Nord (le Rif) et la zone saharienne au Sud. Le terrain d'implantation de la centrale est plat avec une altitude moyenne de 925 mètres.



© Nadia Benalouache – 2014

Photos 15-16-17 – La première phase du CESO implantée sur une surface plane à altitude élevée et à différents stades de construction

Ces sites sont, par ailleurs, situés de préférence à proximité de la mer, de barrages ou de Station de Transfert d’Energie par Pompage (STEP)²⁷⁶ afin de garantir l’alimentation en eau des centrales thermiques (CSP, hybrides) et l’entretien des unités électriques solaires qui peuvent subir de fortes dégradations à cause des tempêtes de sable. Les porteurs de projets Masen et l’ONÉE envisagent ainsi d’implanter plusieurs unités CSP sur le littoral atlantique au Sud, dans la zone du Sahara occidental, plus précisément à Boudjour. La technologie CSP, basée sur un procédé thermique, implique d’avoir à proximité des unités de production des bassins d’eau, et notamment des barrages. La ressource en eau est également utilisée dans le circuit de refroidissement ainsi que pour nettoyer les miroirs. Les centrales CSP de Ouarzazate sont, par exemple, situées non loin du barrage Mansour Eddhabhi. L’absence d’unités de production solaires dans le Grand Sud s’explique principalement par le manque de ressources en eau, dans une région marquée, notamment en Tunisie et en Algérie, par un stress hydrique et par la contrainte des tempêtes de sable. Pour le CESO, la consommation en eau est estimée entre 2,5 et 3 millions de m³ par an. La source d’approvisionnement en eau pour le complexe solaire est le barrage de Mansour Eddabhi, situé à une douzaine de kilomètres du complexe. [cf. photo 18]. À Aïn Béni Mathar, toujours au Maroc, l’eau brute nécessaire à la centrale thermosolaire constituée du composante CSP est de 373 m³/h. Elle est pompée à partir de la nappe phréatique située sous le sol du site grâce à un système de puits forés.



© Nadia Benalouache – 2014

Photo 18 – Le barrage Mansour Eddahbi qui assure l’alimentation en eau du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate au Maroc

²⁷⁶ La STEP est une forme particulière de centrales hydroélectriques. Composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, elles permettent de stocker de l’énergie en pompant l’eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible. Lorsque la demande électrique augmente, elles restituent de l’électricité sur le réseau en turbinant l’eau du bassin supérieur.

- Des unités hybrides au Maghreb implantées à proximité de gisements d'hydrocarbures ou du passage de gazoducs.

Le facteur de localisation incontestable des solutions hybrides solaire-gaz est la présence de gisements de gaz naturel ou, pour ce qui est du Maroc, le passage d'un gazoduc. La centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar a été implantée à proximité du passage du gazoduc « Pedro-Duran-Farell » qui relie Hassi R'mel en Algérie à l'Espagne. Le Maroc se fournit en gaz naturel algérien à titre de redevance et prélève annuellement 750 millions de m³. Une partie sert de combustible pour le fonctionnement du Cycle Combiné. La centrale hybride algérienne implantée à Tilghemt, se fournit en gaz naturel grâce au puit de Hassi R'mel. Enfin, deux centrales thermo-solaires devraient être implantées en Tunisie, près du champ pétrolifère et gazier d'El Borma dans le sud tunisien (gouvernorat de Tataouine) [cf. figure 47].

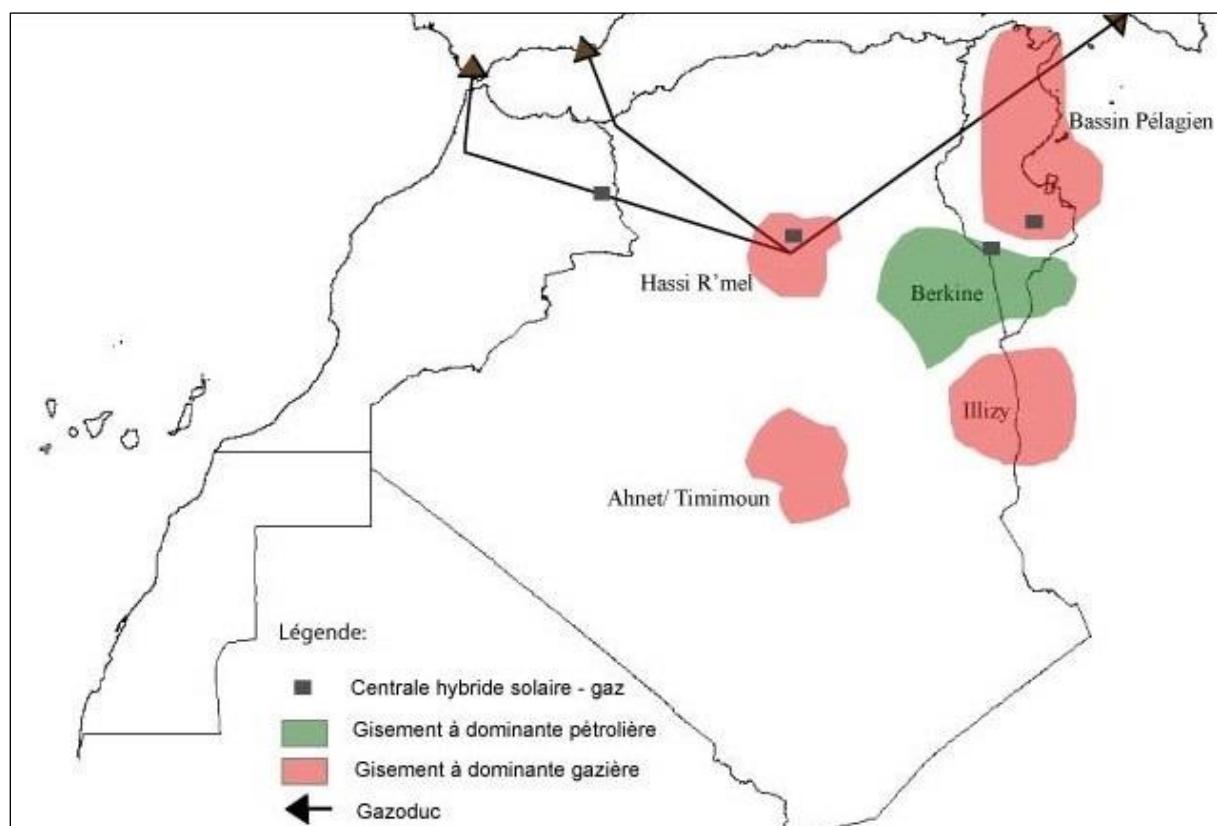


Figure 47 – Répartition des centrales hybrides solaire-gaz, localisations des gisements d'hydrocarbures et gazoducs transnationaux au 30 juin 2016

2- La disponibilité foncière : un élément majeur de localisation des unités électriques solaires et hybrides.

Du fait de leur faible densité énergétique, l'implantation des unités de production électriques renouvelables requiert des terrains d'implantation très vastes. Les énergies renouvelables réintroduisent en effet une proportionnalité entre rendement et surface de production. Ainsi, plus la capacité installée est élevée, plus grande sera la surface nécessaire pour l'exploitation de la centrale. C'est le cas des centrales CSP marocaines et tunisiennes ainsi

que des CPVS algériennes et marocaines. Ces dernières sont situées en périphérie de villes secondaires (Boudnib, Boulemane, Outat El Haj, Bouanane au Maroc ; Aïn Azel, Ras El Oued, Chelghoum El Aïd, Oued El Kebrit, Telagh en Algérie), dans des zones où la disponibilité foncière est relativement importante (Kasdallah, 2013). Le CESO est l'une des cinq centrales prévues dans le cadre du "Plan Solaire Marocain". Son emprise foncière est estimée à environ 3000 hectares²⁷⁷. Les infrastructures électriques seront disposées sur une surface de 2 500 hectares (450 hectares pour la centrale Noor I ; de 680 ha pour la centrale "Noor II" et 750 ha pour la centrale Noor III). Des parcelles de terrain supplémentaires ont également été acquises par Masen, de près de 500 hectares pour répondre aux besoins supplémentaires éventuels, notamment ceux d'une plateforme de recherche et développement dans le domaine de l'énergie solaire (cluster) d'une superficie d'environ 200 hectares fonctionnelle depuis 2014. Le terrain appartenait au groupe ethnique de Aït Oukrour-Toundout. Les autorisations et pré-requis ont été obtenus et la procédure d'acquisition a été finalisée le 18 octobre 2010 dans le cadre d'une cession de gré à gré. La collectivité Aït Oukrour-Toundout est le vendeur et l'ONEE, l'acheteur. Cette cession a été suivie d'une déclaration de command entre l'ONEE et MASEN. Quelques jours plus tard, une attestation de vocation non agricole des parcelles cédées est obtenue par MASEN. Le service du cadastre de Ouarzazate a procédé à l'immatriculation foncière du terrain appartenant désormais à Masen.

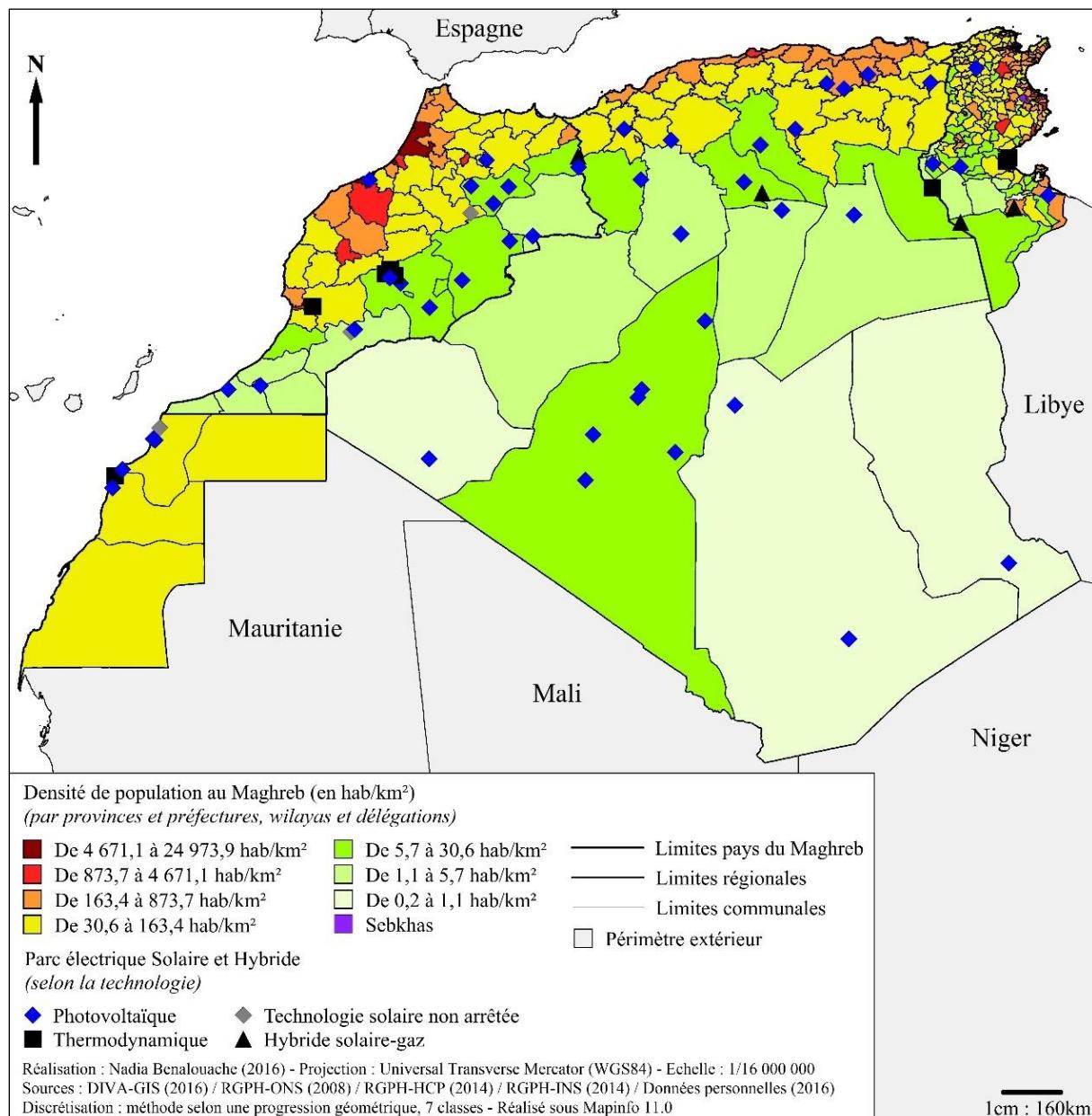
Les structures cylindro-paraboliques qui composent les centrales hybrides de Aïn Béni Mathar (Maroc) et Tilghemt-Hassi R'mel (Algérie) occupent en moyenne une surface de 80 ha pour une capacité installée de 25 et 20 MW respectivement. Le terrain sur lequel la centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar a été implantée relève du domaine public. Il appartient aux collectivités locales dont le champ de compétences s'exerce sur la zone de projet ainsi qu'au Département des Eaux et Forêts. La procédure d'acquisition a été engagée par l'ONEE. Le relief du site est pratiquement plat.

Les centrales solaires et hybrides ne peuvent être implantées sur des terres agricoles (Surface Agricole Utile) privatisées ou collectives, des zones urbaines denses, des fôrets et des zones protégées ou encore de transhumance²⁷⁸. L'installation du CESO, par exemple, n'engendre qu'un très faible conflit d'usage car le site a actuellement une vocation pastorale et un faible apport fourrager. Les projets se situent généralement dans des zones de faible densité, loin des bassins de consommation [cf. carte 17]. Au Maghreb, les littoraux concentrent l'essentiel des pôles urbains. Au Maroc, l'axe côtier regroupe plus de 40 % de la population urbaine du pays et reste prédominant. Dans le Nord de l'Algérie, 95 % de la population habitent sur un sixième du territoire national. En Tunisie, enfin, la population est concentrée dans la région de Tunis et du Sahel. Ce choix de déploiement dissocie complètement lieu de production

²⁷⁷ Le projet CESO est divisé en quatre phases. En 2016, une première phase (Noor I) a été réalisée et une deuxième (phase Noor II et Noor III) est en cours de construction.

²⁷⁸ Entretien auprès de Mustapha Mouaddine, géomaticien chargé de la prospection des sites, Masen, le 13 juin 2012 à Rabat.

et lieu de consommation en utilisant des espaces sans concurrence anthropique. Nous sommes loin, ici, du discours décentralisateur. Dans ce cas, il faut intégrer l'usage des unités électriques solaires aux réseaux électriques constitués depuis un demi-siècle.



Carte 17 – Répartition des unités solaires et hybrides et densité de population au Maghreb au 30 juin 2016

3- Les facteurs de localisation infrastructurels des unités électriques solaires : le rôle des réseaux électriques.

- Le réseau électrique, un facteur influent dans le choix d'implantation.

Le choix de localisation des unités solaires et hybrides obéit non seulement à des facteurs naturels mais également infrastructurels, et notamment la présence du réseau

électrique. En Algérie, la répartition des centrales CPVS révèle une correspondance totale entre leur localisation et la présence d'un réseau électrique [cf. figure 48].

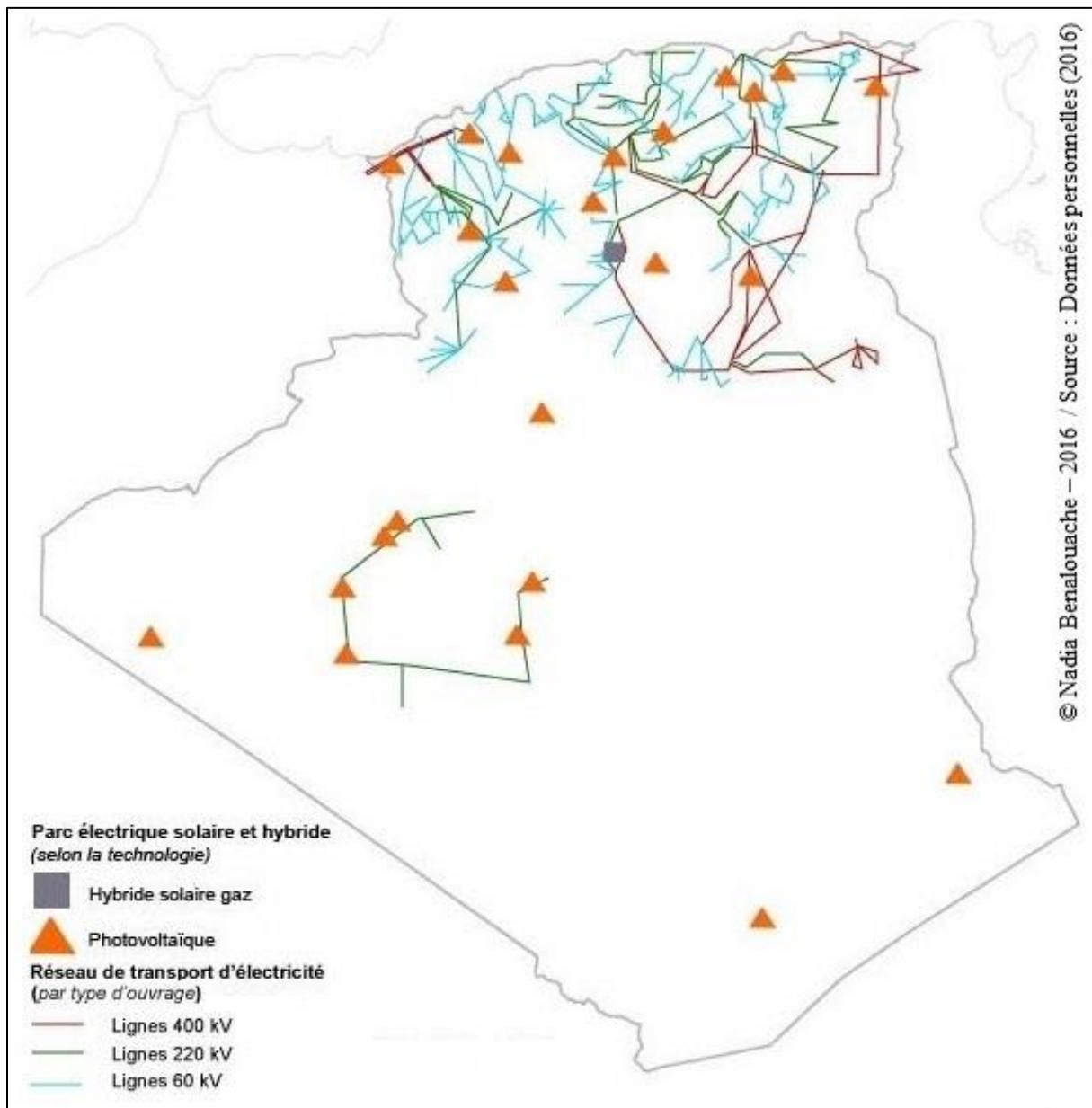


Figure 48 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016

Ce réseau se décompose en trois systèmes :

- [1] Le Réseau Interconnecté National (RIN) qui s'étend sur tout le nord du pays et qui couvre les régions de Béchar jusqu'aux régions de Hassi Messaoud, en passant par Hassi R'mel et Ghardaïa. Ce réseau alimenté par l'essentiel des centrales électriques du parc algérien, reliées entre elles à travers un réseau de transport de 220 kV et 400 kV. L'électricité générée est évacuée des sites de production vers les centres de consommation. Une partie des projets CPVS est implantée sur ou à proximité de ce réseau, tels que les CPVS de Aïn Azel, Ras El Oued, Chelghoum el Aïd, Oued Kebrît, Aïn El Ibil (M'Sila), El Khoung ou encore El Hadjira.

— [2] Le pôle In Salah-Adrar-Timimoum est alimenté par les turbines à gaz d'Adrar et d'In Salah et nouvellement par les CPVS situées sur les sites de Adrar et Zaouiet Kounta et, dès 2017, par les CPVS situées à Timimoum, In-Salah, Reggane et Aoulef qui possèdent des capacités installées allant de 3 à 9 MW. Ce réseau de 220 kV s'étale de In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.

— [3] Les Réseaux Isolés du Sud (RIS)²⁷⁹ couvrent le Grand Sud. Ces réseaux locaux sont constitués de groupes Diesel et de turbines à gaz. Ces réseaux locaux ont été réalisés en raison des grandes distances qui séparent les pôles de consommation des villes du Grand Sud et des niveaux de consommation d'électricité relativement faibles. Deux CPVS sont implantées dans cette zone, celles de Tamanrasset et de Djanet.

Le choix des sites d'implantation des projets est également conditionné en Tunisie par la présence du réseau HT (150 kV) ou THT (400 kV) [cf. figure 49].

²⁷⁹ En raison de l'absence d'informations cartographiques, cette partie du réseau n'a pas été schématisée.

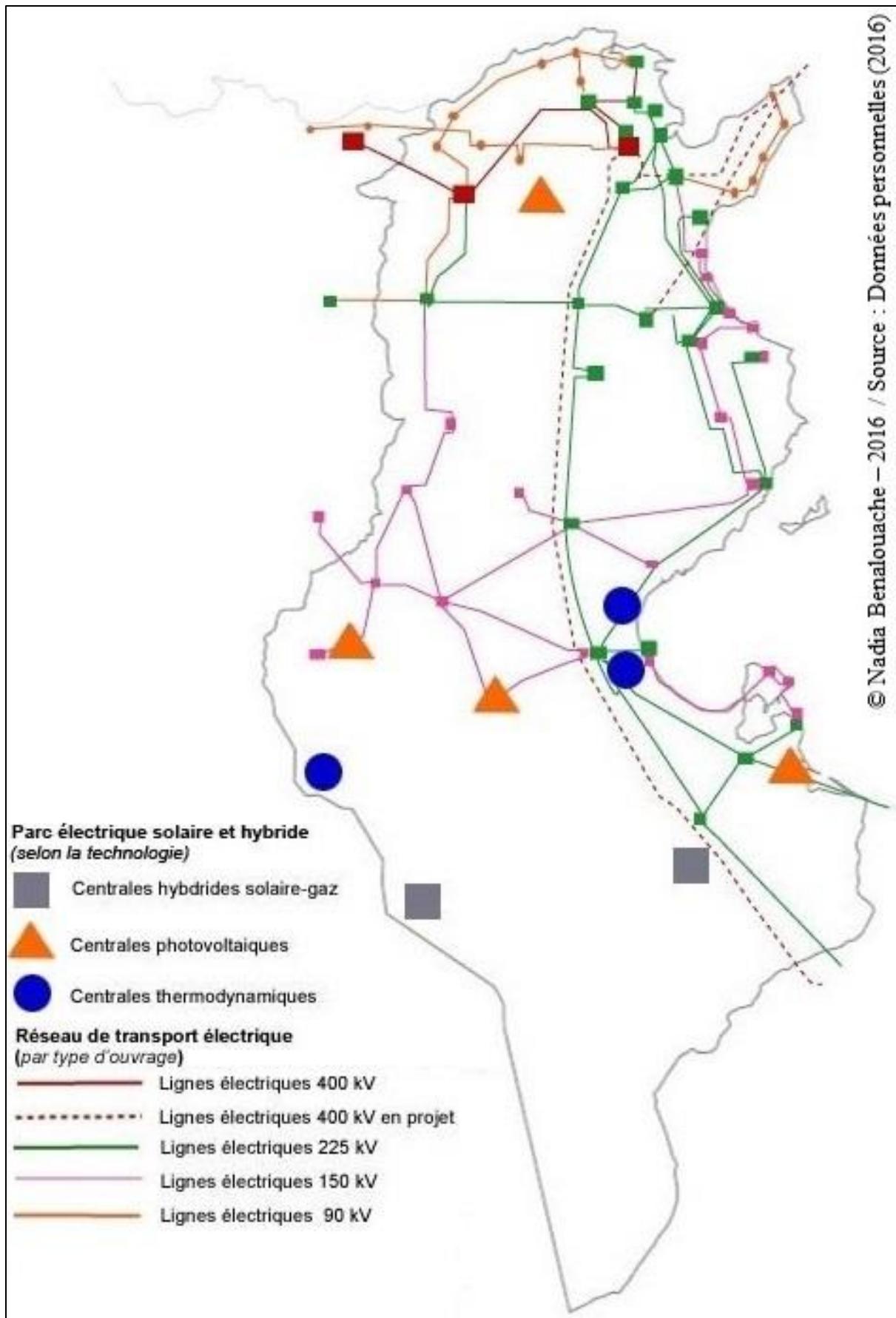


Figure 49 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016

- L'extension du réseau électrique pour le raccordement des unités solaires au Maroc.

Au Maroc, la majorité des centrales thermodynamiques et photovoltaïques ne se situent pas sur le réseau électrique national THT et HT existant. L'extension du réseau actuellement en projet répond, au contraire, à la nécessité d'évacuer l'électricité de nouvelles unités de production renouvelables programmées (éolien, solaire) sur de grandes distances, ce qui renforce encore davantage la centralisation du système électrique marocain. La demande électrique exponentielle fait de l'autosuffisance électrique une priorité nationale au Maroc. Or, le réseau électrique actuel est proche de ses limites admissibles.

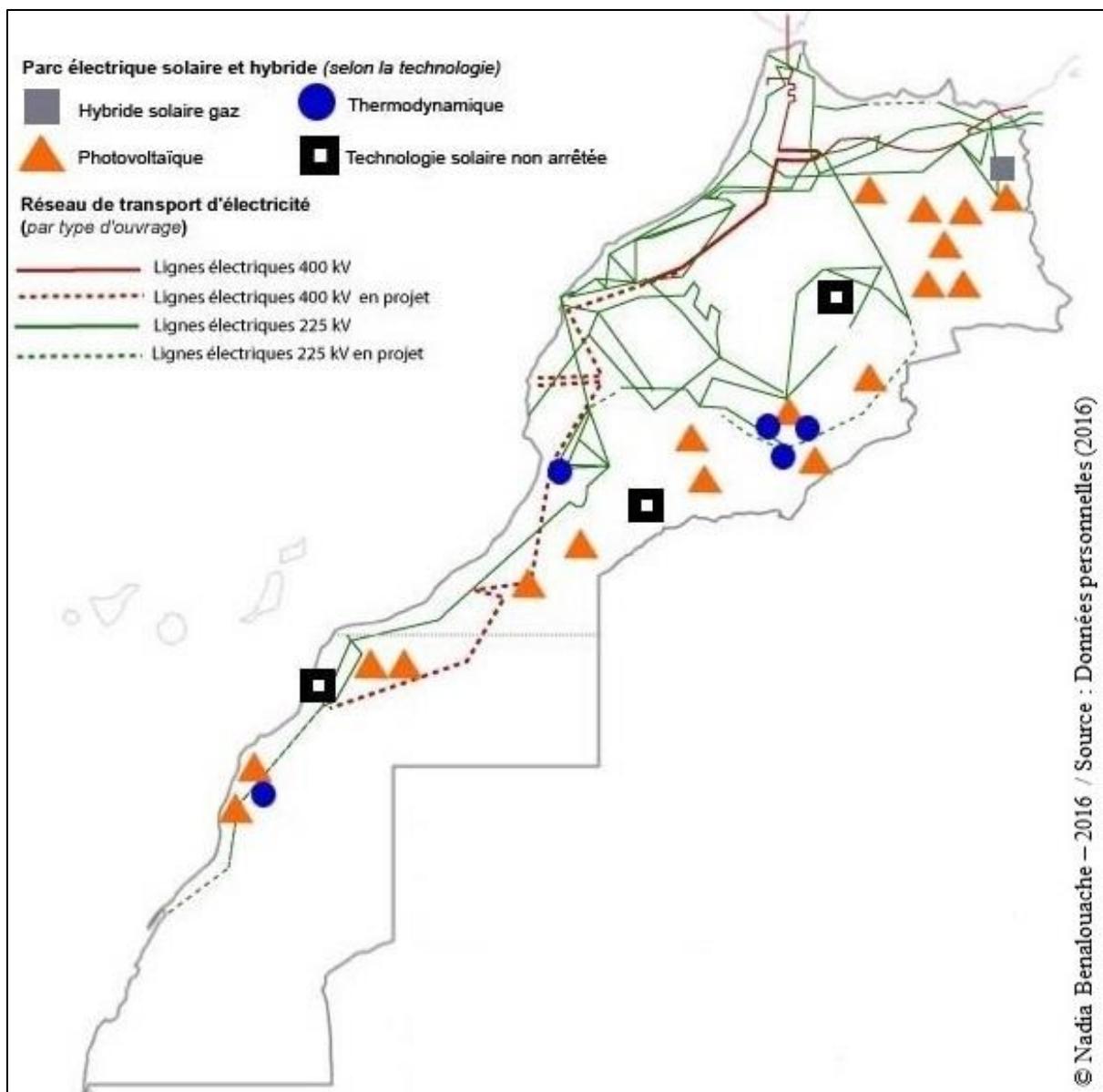


Figure 50 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016

Un vaste programme est en cours, dans lequel sont prévus des projets d'évacuation de l'électricité fournie par le CESO, le parc éolien d'Akhfennir et les CPVS édifiées dans le cadre

du "Plan Noor-PV" notamment (AFD, 2014). L'énergie produite par la centrale CESO par exemple est pour le moment évacuée sur le poste 225/60 KV d'Ouarzazate qui se trouve à 4 kilomètres du complexe. Une ligne électrique 225 kV est en construction entre Errachidia et Ouarzazate longue de plus de 300 km pour assurer à terme l'évacuation de l'électricité produite [cf. figure 50]. Le Maroc prévoit par ailleurs de renforcer son réseau THT (400 kV) qui s'étendra selon un axe nord-sud sur tout le littoral atlantique, jusqu'au nord du territoire du Sahara occidental, et sur un axe est-ouest dans le nord du pays jusqu'à la région de l'Oriental [cf. figure 51]. Le pays envisage, par ailleurs, de renforcer son réseau HT de 225 kV, suite à la construction des cinq centrales géantes prévues dans le cadre du "Plan Solaire Marocain".

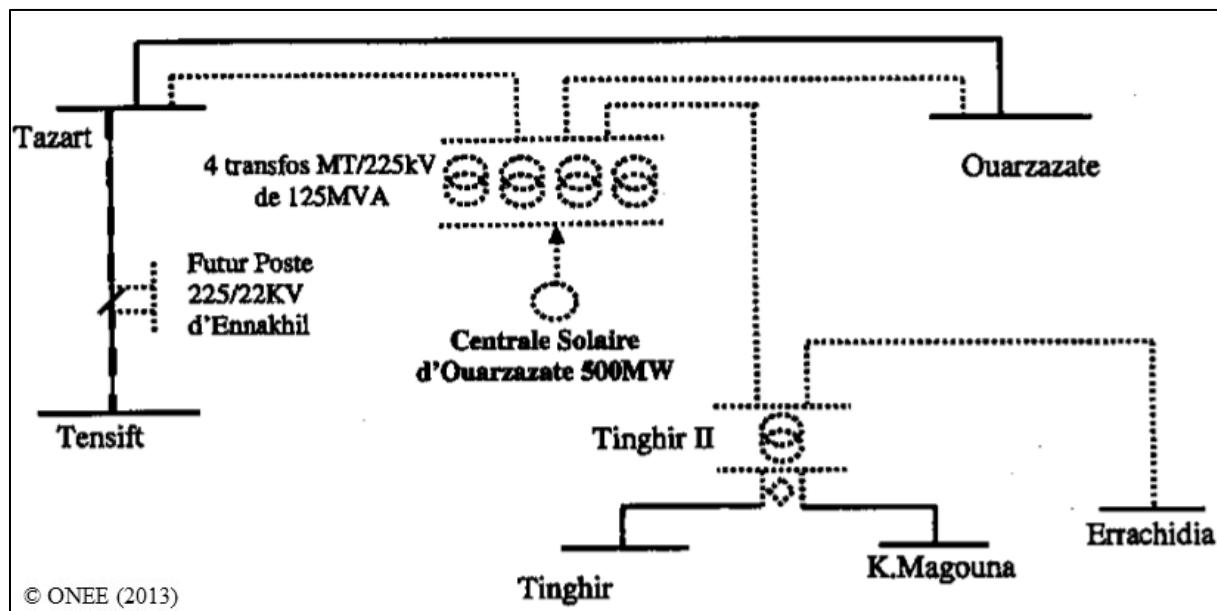
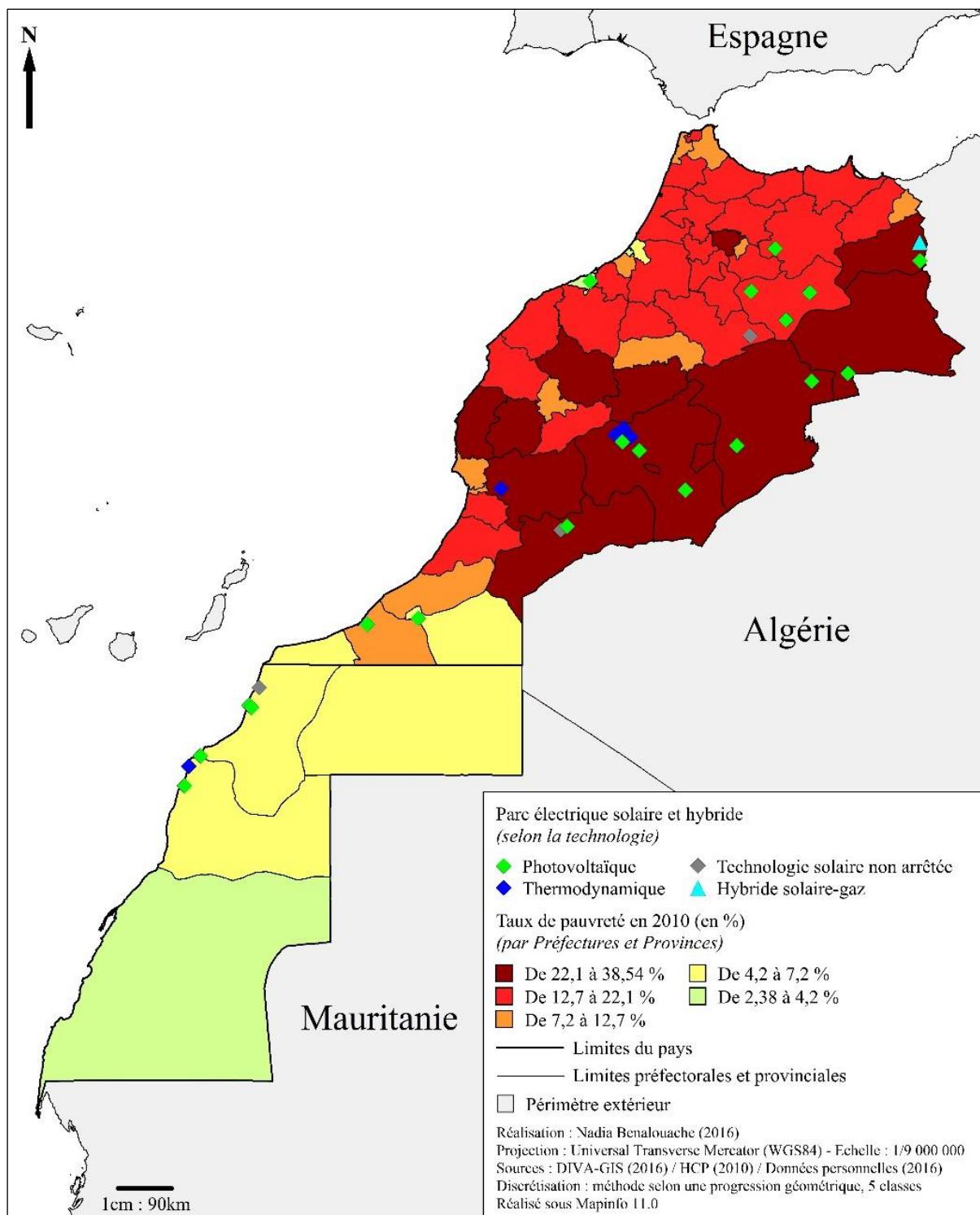


Figure 51 – Schéma du raccordement électrique du CESO et des extensions prévues

4- L'argument socio-économique du Maroc.

La géographie des unités au sol, telles que les centrales CSP et les CPVS, concerne des espaces habituellement discriminés au Maghreb, les zones intérieures et le sud, éloignés des zones de fort dynamisme économique. Dans de nombreux discours promotionnels, qui émanent d'acteurs politiques comme économiques, les énergies renouvelables constitueront un vecteur potentiel de rééquilibrage territorial et d'équité sociale, au travers, entre autres, d'une redistribution sur le territoire d'implantation des richesses générées par les dispositifs mis en oeuvre, à l'origine d'externalités positives.



Carte 18 – Répartition des unités solaires et hybrides au 30 juin 2016 et taux de pauvreté par Préfectures et Provinces au Maroc

Le Plan Solaire Marocain s'inscrit dans cette vision, qui souhaite promouvoir un développement local et justifier par la-même le caractère « intégré » des projets de centrales solaires géantes. La construction et l'exploitation des centrales solaires inscrites aussi bien dans le "Plan Solaire Marocain" que dans le "Plan Noor-PV" portés par la MASEN, doivent, en effet, contribuer au développement socio-économique des régions d'implantation. Le choix

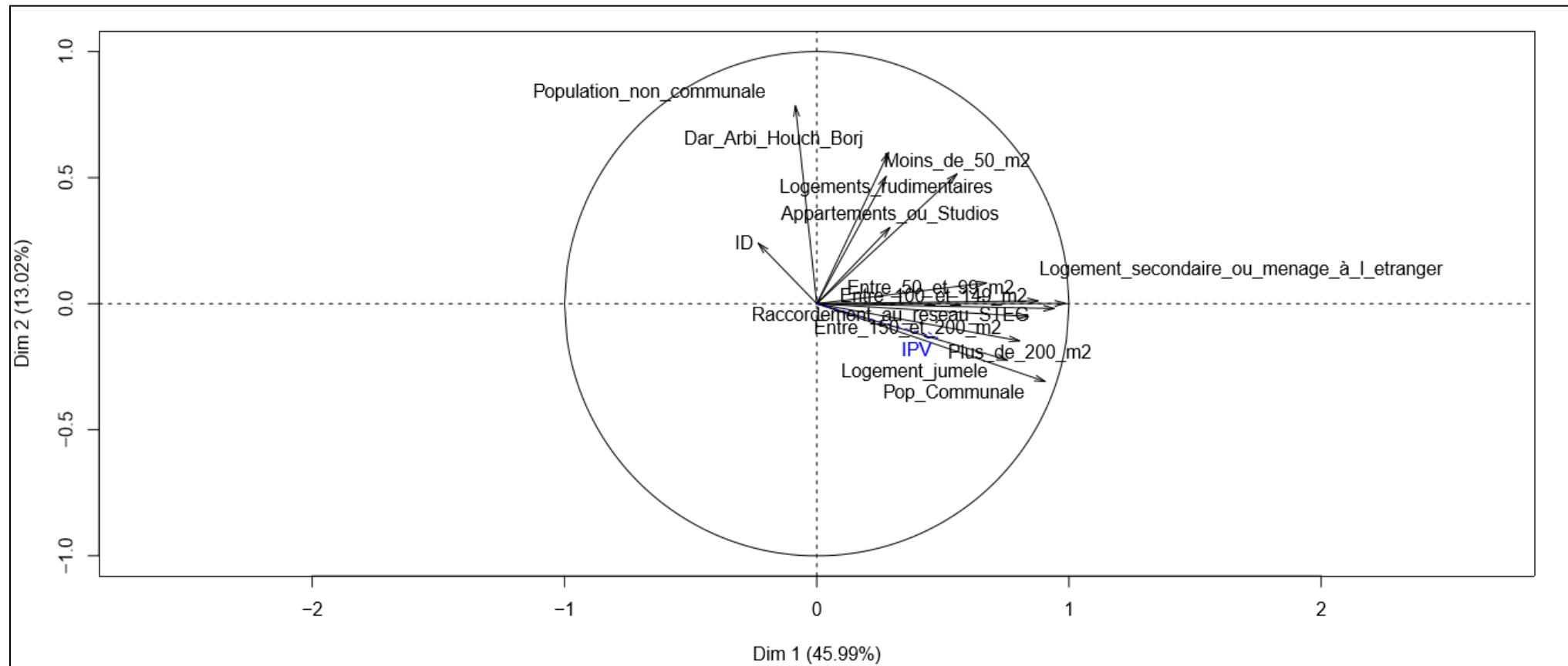
d’implantation de ces centrales, orienté en partie par les nombreuses études d’impacts financées par les bailleurs de fonds internationaux, dépend également des caractéristiques socio-économiques du territoire désigné. Cette démarche marocaine vise au désenclavement des territoires, ainsi qu’à l’amélioration des conditions de vie des populations. La répartition des centrales solaires réelles ou projetées concerne majoritairement des territoires présentant des taux de pauvreté élevés au Maroc, mis à part les projets situés sur la zone du Sahara Occidental [cf. carte 18]. La commune rurale de Ghassate, par exemple, sur laquelle est située le CESO est notamment caractérisée par un déclin démographique, du fait d’un solde migratoire négatif. La première phase du projet Noor I, a permis de recruter lors de la phase de construction près de 600 personnes originaires de la commune de Ghassate (près de 40 %) et de ses environs.

C- La géographie des installations photovoltaïques (IPV) surimposées au bâti en Tunisie.

La lecture territoriale de la distribution des installations photovoltaïques surimposée au bâti en Tunisie, montre qu’elle obéit davantage à des facteurs de nature anthropique, infrastructurel et socio-économique qu’à des facteurs naturels.

1- Les facteurs favorables à la diffusion des installations photovoltaïques : une analyse en composantes principales (ACP).

À partir d’une Analyse en Composantes Principales (ACP), nous avons voulu mettre en évidence les facteurs qui influent sur la diffusion des IPV en Tunisie. La sélection des variables a été réalisée en fonction des enseignements tirés de nos entretiens auprès des acteurs impliqués dans le domaine (entrepreneurs et institutionnels principalement). 14 variables ont été statistiquement exploitées afin d’évaluer leur influence sur la répartition des IPV par délégations. Les données nous ont été fournies par l’Institut National de la Statistique (INS) et sont issues du Recensement Général de la Population et de l’Habitat (RGPH) en date de 2014. Ces variables s’inspirent de la classification de l’INS : (i) Le type d’habitat ("Logements rudimentaires", "Appartements ou studios", "Villas ou Duplex", "Logement jumelé", "Dar arbi/Houch.Borj"); (ii) la superficie ("Plus de 200 m²", "Entre 150 et 200 m²", "Entre 100 et 149 m²", "Entre 50 et 99 m²" et "moins de 50 m²") ; (iii) le milieu de vie de la population ("milieu communal", "milieu non communal"), (iv) le raccordement au réseau STEG et (v) la nature de l’occupation du logement ("logement secondaire ou ménages à l’étranger"). Les données sur la répartition des IPV sont issues de notre base de données personnelles, produite à partir de la liste transmise par la STEG, qui mentionne les adresses de chacun des clients équipés en IPV et connectés au réseau électrique national en 2013. Chacune des adresses recensées a été classée suivant la délégation et le district STEG auxquels elle appartient. Elle prend en compte les installations réalisées avant le 1 juillet de l’année 2013. Le traitement de l’ACP a été réalisé sur le logiciel R, en utilisant le package R Commander et l’outil FactoMiner.



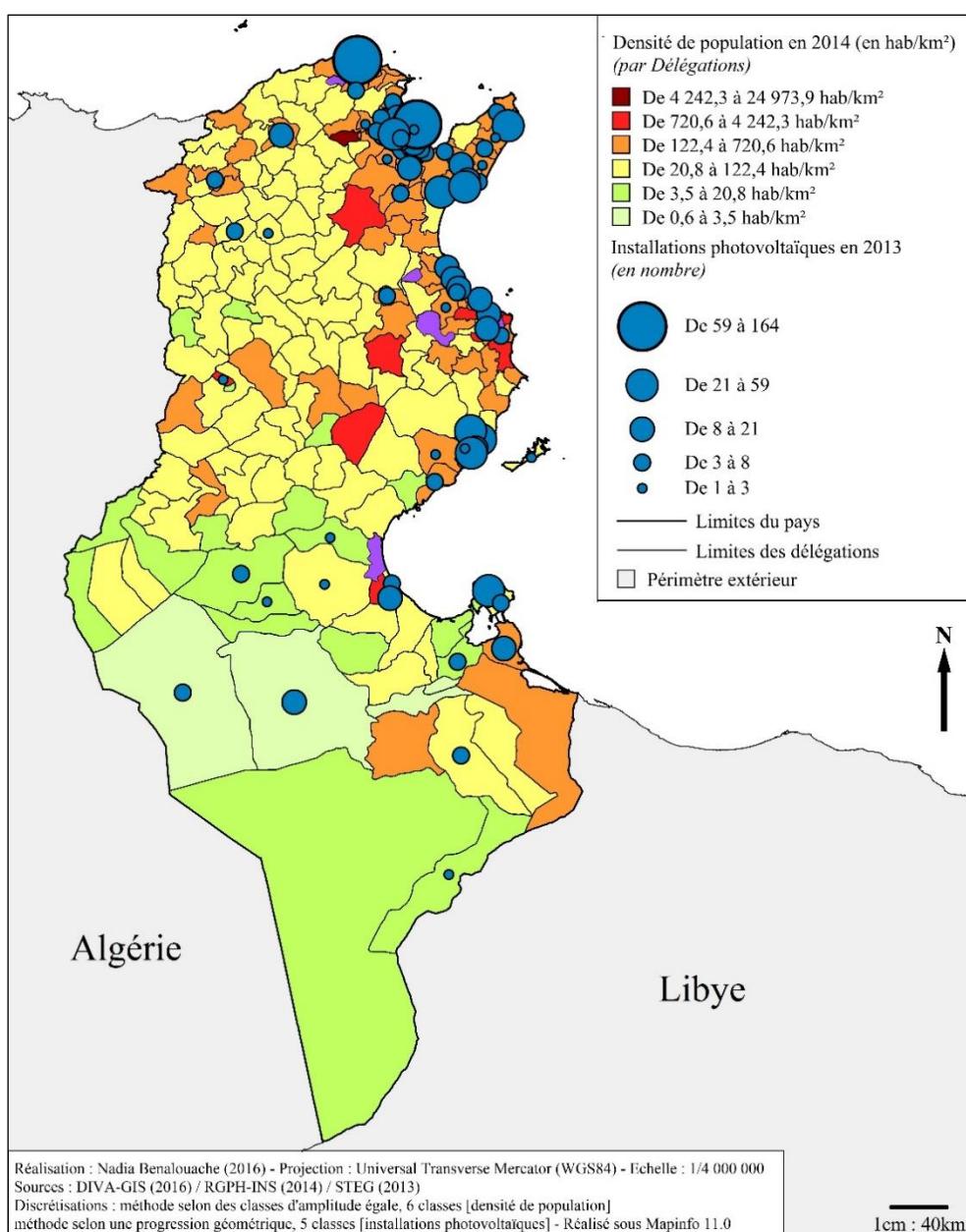
© Nadia Benalouache – 2016 / Données personnelles – 2016/ INS-2014

Figure 52 – Analyse en Composantes Principales

L'ACP montre que sept variables ont une influence positive sur le nombre d'IPV par délégations : un habitat de "Plus de 200 m²", "Entre 150 et 200 m²", "Entre 100 et 149 m²", un "Logement jumelé", un "Logement secondaire ou ménages à l'étranger", mais également un "Raccordement au réseau STEG", et enfin une variable qui est associée au milieu de vie "Population communale" [cf. figure 52].

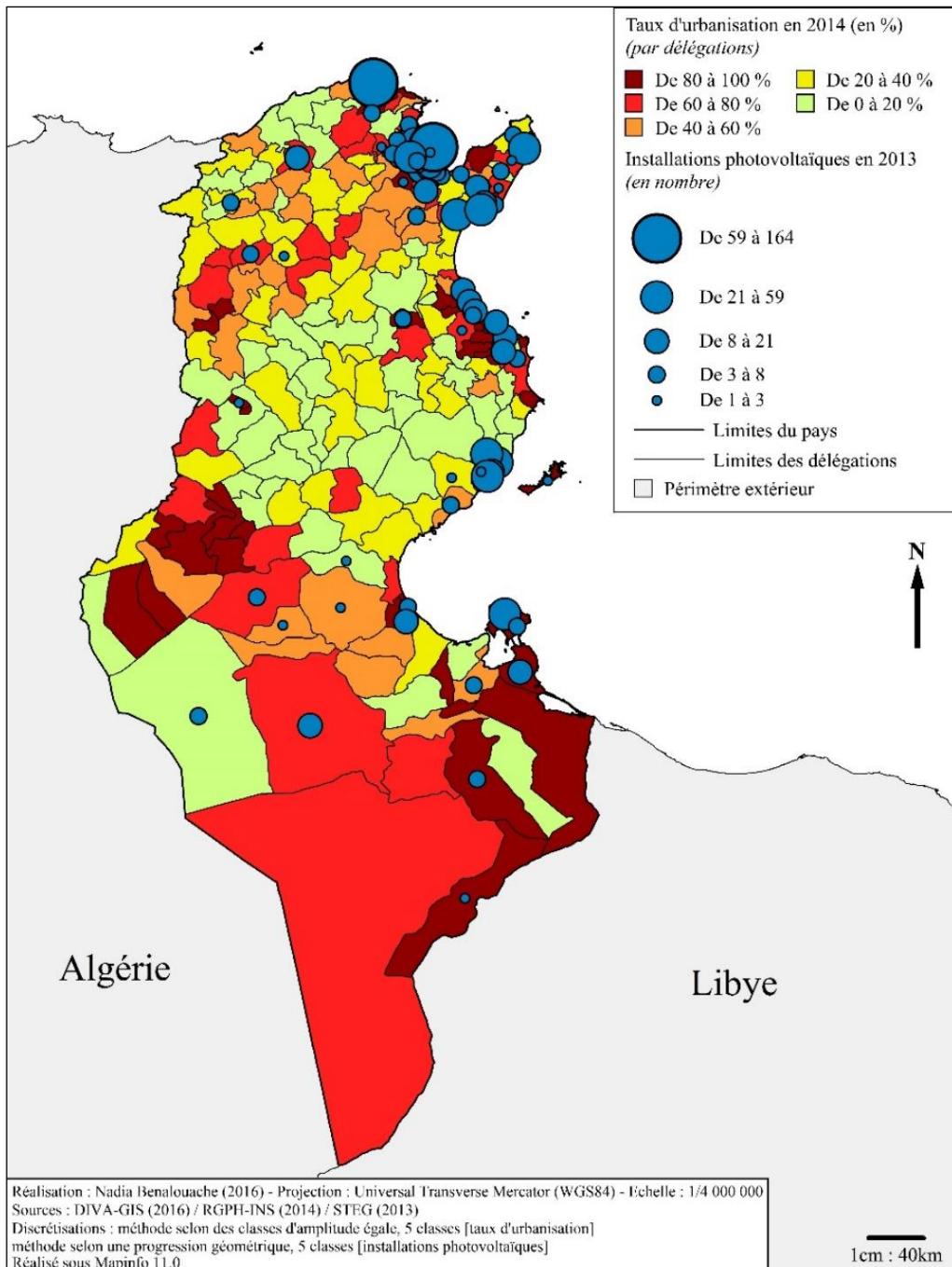
2- Une forte littoralisation des IPV en Tunisie.

À la différence des unités solaires et hybrides au sol réparties essentiellement dans les zones intérieures et dans le Sud, il existe une forte corrélation entre le nombre d'IPV et les bassins de consommation les plus denses [cf. carte 19].



Carte 19 – Nombre d'installations photovoltaïques en 2013 et densité de population en 2014 par Délégations en Tunisie

La confluence entre le lien de production et de consommation dans le cas de ces unités de production décentralisée explique en grande partie cette répartition. Cela explique l'influence positive de la variable "population communale" mise en évidence par l'ACP sur le nombre d'IPV.



Carte 20 – Nombre d'installations photovoltaïques en 2013 et taux d'urbanisation en 2014 par Délégations en Tunisie

La nécessaire connexion au réseau, dans le cadre du système du net-metering (logique bidirectionnelle) est un autre facteur majeur favorable à la présence d'IPV en milieu urbain dense. Le réseau électrique est très maillé en milieu urbain en Tunisie. Le "raccordement au réseau STEG", une des variables interrogées dans l'ACP, est assuré à 100% en milieu urbain. Il

est indispensable dans le cadre du système du net-metering. Ainsi, ce sont les gouvernorats de Bizerte, de l'Ariana, de Sousse, de Mahdia et de Sfax qui sont pourvus du nombre d'installations le plus élevé. Certaines délégations du gouvernorat de Tunis, par exemple, comme El Menzah ou la Marsa, du gouvernorat de l'Ariana, telles que Ariana ville et La Soukra, ou encore du gouvernorat de Sfax, comme les délégations de Sfax ville, Sakiet Eddaïer, et Sakiet Ezzit, accusent une très forte concentration d'IPV [cf. carte 20].

3- L'importance du type d'habitat dans la diffusion des IPV.

Les exigences techniques ainsi que la surface occupée par les IPV, entreposées sur les toits plats des habitats tunisiens, rendent le logement de type « villas/duplex » ou « logement jumelé » plus adapté. Il faut, en effet, disposer d'une surface suffisante pour supporter les équipements. La surface occupée doit avoir une surface minimum de 100 m² et dans l'idéal de plus de 200 m².

La répartition des IPV montre, dans les délégations du Grand Tunis par exemple, que les délégations les plus concernées sont caractérisées par la présence importante de classes moyennes et supérieures. Ces mêmes zones ont été, dans le cadre d'un redéploiement des politiques urbaines dans les années 1970, ouvertes à l'urbanisation en périphérie, tant au nord qu'au sud du Grand Tunis. Cette phase a été suivie par l'émergence de nouvelles centralités, principalement dans les nouveaux quartiers tels que Manar I et II, les Menzah VI à IX ou encore les Ennasr I et II, au nord du Grand Tunis, qui sont les lieux privilégiés de résidence des couches supérieures et moyennes aisées (Ben Othman Bacha, 2009). Parallèlement à ces opérations, les plaines agricoles de la Soukra au Nord et de Mornag au Sud furent également investies à la même période par des opérations résidentielles, avec pour cible les strates intermédiaires des classes moyennes (Chabbi, 2006 ; 2010).

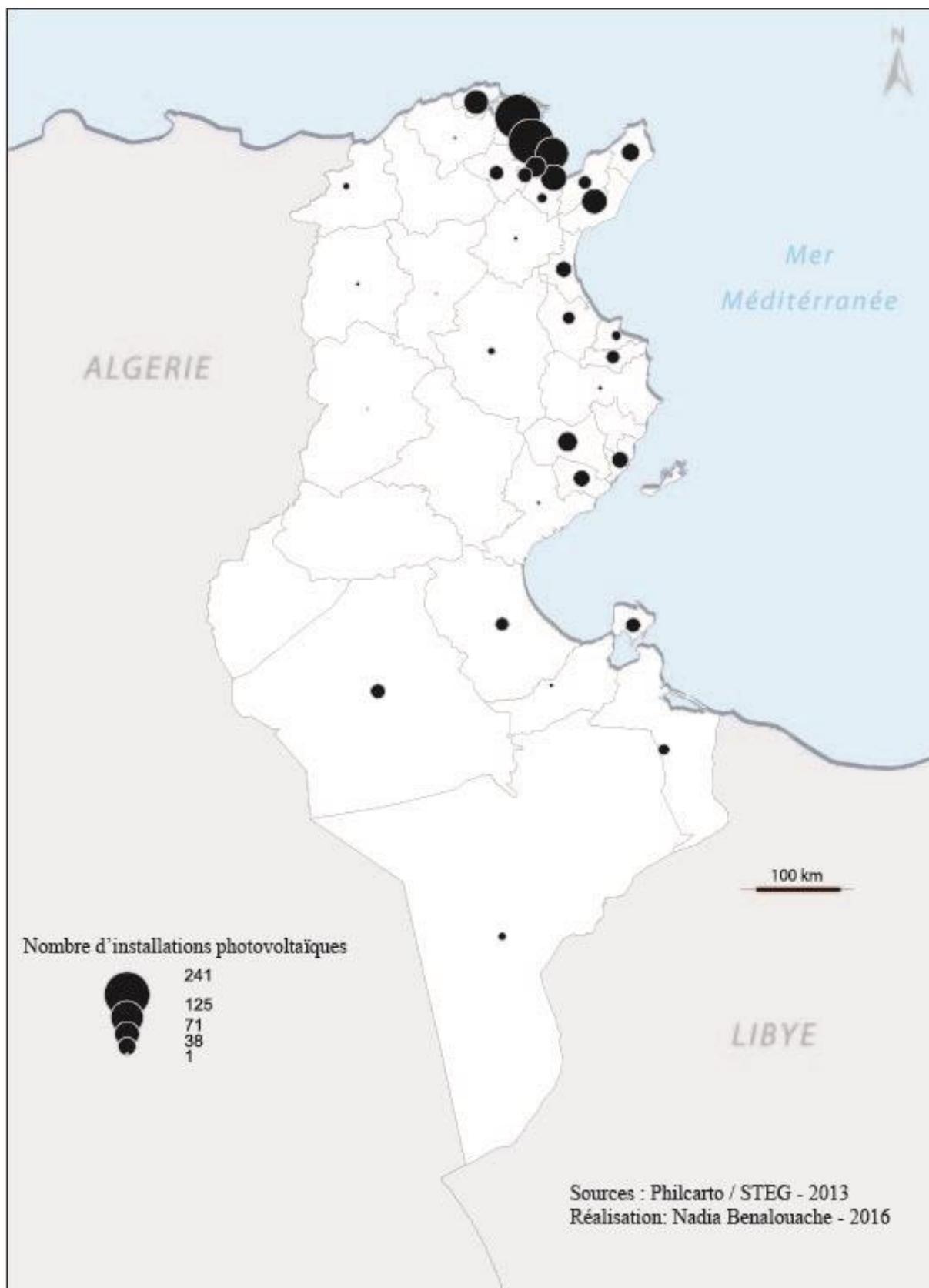
4- Le profil socio-économique des producteurs-consommateurs : un facteur-clé pour l'acquisition d'IPV.

Le secteur résidentiel représente 90 % du marché du photovoltaïque en Tunisie (Benalouache, 2013). La clientèle ciblée est une clientèle solvable. Le recours au système du net-metering exige du consommateur qu'il soit propriétaire de son logement. Le coût d'investissement reste par ailleurs élevé. Ce dernier varie entre 7 000 et 8 000 Dinars Tunisiens, subventions comprises, pour une capacité d'1 kWc, ce qui, comparé au salaire mensuel moyen d'un Tunisien en 2008, soit 400 Dinars Tunisiens, reste excessivement cher. Les ménages doivent pouvoir contracter un crédit à la consommation. Les producteurs-consommateurs doivent avoir un seuil de consommation lui aussi élevé avec une consommation annuelle d'énergie électrique minimale de 2000 kWh pour les installations solaires de 1 kWc et de 4000

kWh pour les installations de 2 kWc. Notre enquête²⁸⁰ a été menée auprès de 30 ménages équipés en panneaux photovoltaïques dans les districts de l’Ariana, El Menzah, Tunis ville et le Bardo, ce qui représente 10 % de l’ensemble des ménages équipés en IPV situé dans les districts STEG de la région de Tunis en 2013. Le district STEG de la région de Tunis est le plus doté en panneaux photovoltaïques [cf. carte 21]. Elle a montré que 64,2 % des échantillonnés exercent une profession libérale et 35,8 % une profession salariale (Benalouache, 2013).

Les IPV réparties dans le Sud, notamment dans les délégations de Houmt Souk, Tataouine Sud, Gabès Ville, et à moindre mesure Douz, sont motivés, quant à elles, par les conditions d’ensoleillement favorables, mais sont aussi et surtout le fait d’une clientèle aisée qui dispose, dans ces régions, de résidences secondaires ou de ménages installés à l’étranger. L’analyse en composantes principales a en effet révélé l’influence positive de la variable « Logement secondaire ou ménages à l’étranger » sur le nombre d’IPV. Cette clientèle consomme, au moment où elle occupe son logement, l’électricité qu’elle a produite durant toute l’année. Une électricité gratuite donc, qui leur assure un retour sur investissement.

²⁸⁰ La méthode d’enquête est celle de l’entretien. Le type des entretiens est semi-directif. La technique utilisée est celle du porte-à-porte.



Carte 21 – Répartition du nombre d'installations photovoltaïques par districts STEG en Tunisie en 2013

La diffusion de ces technologies solaires au Maghreb fait intervenir des acteurs économiques qui tentent d'investir ce marché en pleine expansion, en s'emparant le plus souvent des projets annoncés dans le cadre des programmes ou plans nationaux de développement des énergies renouvelables, ou encore en nouant des partenariats avec des entreprises locales afin d'écouler leurs équipements. En termes d'investissements et de sous-traitance notamment, le marché maghrébin suscite en effet les intérêts des entreprises qui possèdent la maîtrise du processus technologique de fabrication des équipements solaires (Trink, 2009). En effet, « *les grandes firmes de l'énergie sont toutes présentes dans la filière, car, en termes de profit, le secteur dont le marché mondial représentait déjà 90 milliards de dollars en 2011 est promis à un avenir radieux* » (Debeir et alii, 2013, p. 509).

III- La géographie des acteurs économiques sur le marché maghrébin du solaire.

L'objectif de cette section est de dégager une géographie des acteurs industriels des filières PV et CSP à l'œuvre au Maghreb et de vérifier l'hypothèse selon laquelle de nouveaux acteurs économiques investissent le marché maghrébin, principalement les développeurs. Pour ce faire, il a fallu distinguer, de l'amont vers l'aval, les différents segments de la filière et identifier la nationalité de ces acteurs. Nous nous sommes particulièrement intéressés aux segments industriels, au cœur du procédé technologique et à l'origine d'un enjeu de taille, l'intégration industrielle locale. Les choix opérés pour traiter la question des acteurs économiques, tant au niveau des projets que des technologies, renvoient aux modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement de l'énergie solaire préalablement mis en évidence. Suivant la technologique (PV ou CSP) et le type d'infrastructures (au sol/intégration au bâti), nous verrons que la géographie des acteurs industriels est différente. Après avoir proposé un état des lieux des filières PV et CSP dans le monde et évoqué la mise en marché des technologies solaires (A), nous cherchons à dégager une géographie des acteurs industriels de la filière CSP au Maroc (B) et de la filière PV en Tunisie et en Algérie (C). Nous questionnons la présence du partenaire traditionnel européen sur ces créneaux.

A- État des lieux des filières PV et CSP dans le monde et mise en marché.

La chaîne de valeur photovoltaïque est composée de segments d'activités allant de la Recherche & Développement (R&D) à l'installation de l'équipement pour les panneaux photovoltaïques intégrés au bâti ou de la phase de construction, d'exploitation et de maintenance pour les centrales photovoltaïques au sol (CPVS) [cf. figure 53]. La production des *wafers* – semi-conducteurs à base de silicium à conductivité électrique – constitue, avec la fabrication de la cellule solaire²⁸¹, le cœur technologique et industriel de l'ensemble de la chaîne

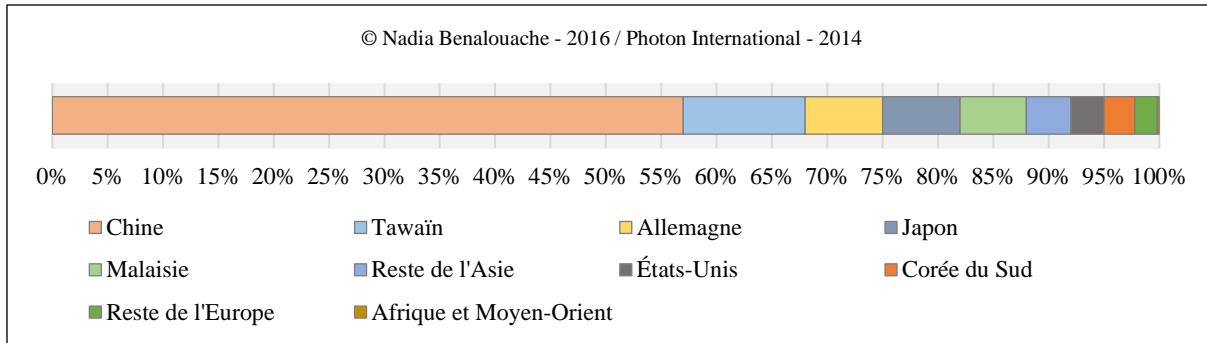
²⁸¹ De manière plus précise, le processus de fabrication des modules, au silicium cristallin par exemple, suit le cycle suivant : (1) obtention du silicium métallurgique par carbo-réduction du quartz, (2) purification du silicium,

de valeur (DGEC, 2011). C'est pourquoi, nous avons choisi de nous concentrer sur cette étape de la fabrication de la cellule et d'étudier la nationalité des acteurs industriels présents sur ce créneau.

Les premières applications PV ont eu lieu dès les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. À partir de 1970, les premières utilisations terrestres concernent l'électrification de sites isolés et pour l'électrification rurale dans les PES. L'électricité solaire PV s'affirme désormais comme une source complémentaire aux sources d'énergie électrique conventionnelles (Bonnal, Rossetti, 2007). La standardisation des méthodes de production, suite à une forte demande mondiale et la délocalisation des lignes de production « clefs en main », notamment allemandes, le plus souvent vers les pays asiatiques a entraîné une baisse de coûts. Plus de 80 % des cellules solaires produites dans le monde en 2012 sont d'origine asiatique. Historiquement dominée par les entreprises allemandes, américaines et dans une moindre mesure japonaises, l'industrie de fabrication des cellules PV connaît aujourd'hui de profondes évolutions avec l'émergence de nouveaux acteurs industriels. Les entreprises asiatiques représentent désormais la principale capacité de production de cellules PV à base de silicium cristallin. L'essor de la filière photovoltaïque se traduit également par une augmentation du nombre d'entreprises spécialisées dans l'assemblage des modules en panneaux et dans l'installation et l'entretien des dispositifs PV.

La répartition géographique de la production des cellules solaires en 2012 révèle un leader incontestable, la Chine, avec 57 % de la production mondiale des cellules, soit un total de 23 GW [cf. graphique 41]. Celle-ci arrive loin devant Taïwan avec 11 % et le Japon avec 7 %. Cinq des dix entreprises leaders sur le marché sont chinoises (YINGLI GREEN ENERGY, SUNTECH POWER, JA SOLAR, TRINA SOLAR, JINKO SOLAR). La Chine produit des volumes importants de cellules solaires à base de silicium en particulier. La production chinoise a bouleversé la géographie du PV dans le monde. Avec 7 % de part de marché, l'Allemagne est le premier pays européen à se positionner. Le reste de l'Europe ne représente que 2 % de la production mondiale de cellules solaires. À partir de 2011, le secteur entre en crise car l'offre excède la demande et que les marchés de consommation sont moins larges, ce qui a contribué à la chute des prix des cellules solaires, de plus en plus concurrentielles.

(3) cristallisation sous forme de lingots (*wafers*), (4) découpe des tranches de silicium de faible épaisseur (plaquettes), (5) fabrication de la cellule, (6) assemblage des cellules en module (Joly, Saloui, 2013) ;

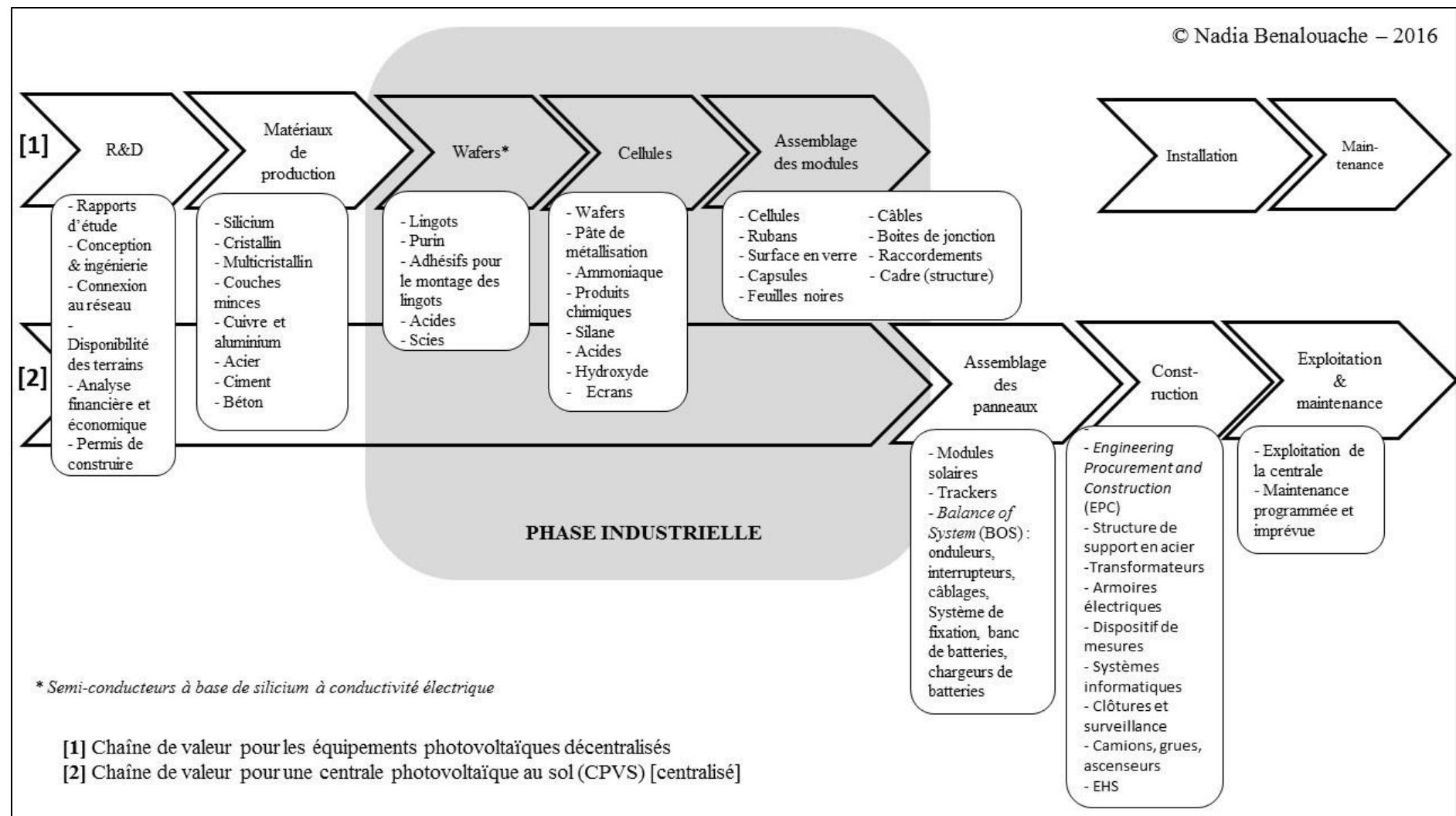


Graphique 41 – Répartition géographique des pays producteurs de cellules photovoltaïques dans le monde en 2013 (en %)

La filière thermodynamique [cf. figure 54] est différente de celle du photovoltaïque [cf. figure 53], essentiellement en ce qui concerne la phase industrielle de fabrication du « *Solar block* » et du « *Power block & Balance of Plant* ». Il s’agit des réflecteurs, des récepteurs, des fluides caloporteurs ainsi que des éléments de structure, d’électronique de contrôle et de suivi du soleil. Dans la plupart des projets, le *Power Block* est essentiellement constitué de la turbine de génération d’électricité et/ou des équipements de récupération de la vapeur produite, à laquelle il faut éventuellement ajouter les dispositifs de stockage. L’industrie du *Solar Block* se développe surtout en Asie, en Amérique du Nord et en Europe, régions qui comptent des pays technologiquement suffisants (DGEC, 2011). Les entreprises qui se positionnent sur ce segment sont par exemple espagnoles (ACCIONA et ABENGOA), états-unisiennes (SOLAR RESERVE, BRIGHTSOURCE ENERGY) ou japonaises (SHENZHEN XINTIAN SOLAR TECHNOLOGY CO, LTD.). L’industrie du *Power Block* n’est représentée que par peu d’entreprises dans le monde, de grands groupes industriels mondiaux pour la plupart, tels que l’états-unien GENERAL ELECTRIC, l’allemand SIEMENS et le suisse ABB [cf. tableau 33].

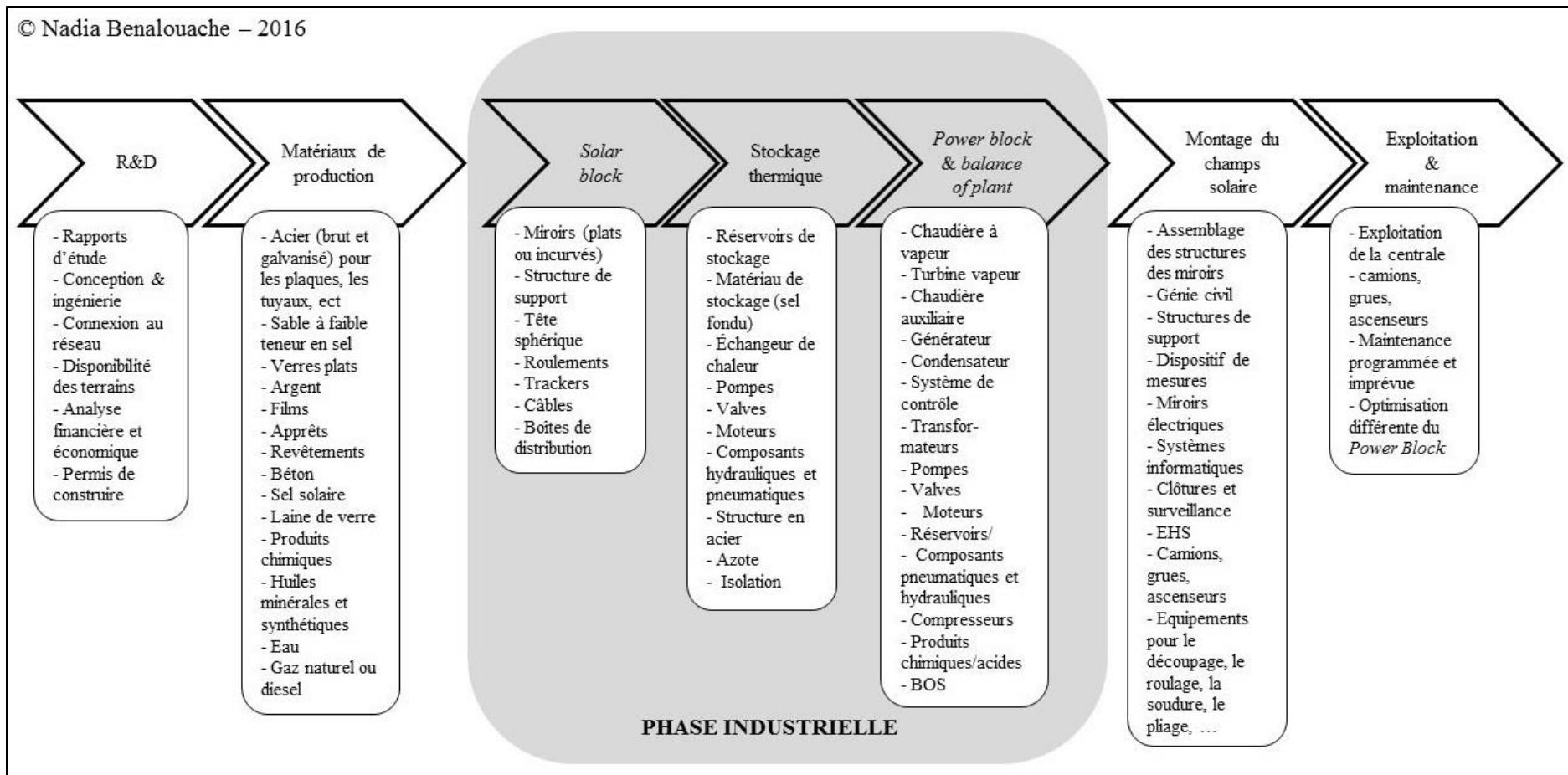
	Asie	Amérique du Nord	Europe
Solar Block	Shenzhen Xintian Solar Technology Co, ltd [Japon]	BrightSource Energy [EU] SolarReserve [EU]	Acciona [Espagne] Abengoa [Espagne] Ferrotaal [Allemagne] Areva [France] Nur Energie [RU]
Power Block & Balance of plant	-	General Electric [EU]	Siemens [Allemagne] Alstom [France] ABB [Suisse]
EU → États-Unis / RU → Royaume-Uni © Nadia Benalouache – 2016 / Baromètre Eurobserv’ER – 2013			

Tableau 33 – Entreprises représentatives de l’industrie thermodynamique par régions du monde en 2013



© Nadia Benalouache – 2016 / EIB, IRENA, EY, ENOLCON (2015) & Données personnelles – 2016

Figure 53 – La chaîne de valeur de la filière PV



© Nadia Benalouache – 2016 / EIB, IRENA, EY, ENOLCON (2015) & Données personnelles – 2016

Figure 54 – La chaîne de valeur de la filière CSP

Les centrales thermodynamiques en activité sont situées en Espagne, aux États-Unis et au Maroc. Ces trois pays sont les seuls à commercialiser l'électricité produite à partir de cette technologie. L'essentiel de la croissance du marché du CSP est attendu aux Etats-Unis, en Espagne, en Afrique du Nord, au Moyen Orient, en Inde et en Australie. Les autres zones identifiées comme favorables, notamment en raison de leur ensoleillement, sont en Afrique australe, au Mexique, au Pérou, au Chili, en Turquie, dans certaines régions du sud de l'Asie centrale, au Brésil et enfin en Argentine (DGEC, 2011).

B- La géographie des acteurs industriels de la filière CSP positionnés sur le marché marocain.

Dès l'annonce du "Plan Solaire Marocain" en juin 2009, la construction de cinq centrales d'une capacité totale de 2000 MW est prévue. Masen doit dès lors décider du type de technologie à développer, décision prise aussi en fonction du développeur sélectionné. La technologie PV a l'avantage du coût et de la maturité tandis que la technologie CSP permet un meilleur rendement, bénéficier d'un système de stockage et est dispatchable. Le premier projet lancé dans ce cadre est le CESO. Il est constitué de quatre phases : Noor I (160 MW), Noor II (200 MW), Noor III (150 MW), et enfin Noor IV (70 MW). La construction des trois premières phases du CESO a été confiée à ACWA POWER, un consortium d'entreprises avec pour chef de file une société saoudienne, l'INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER (ACWA). À la différence des deux premières, dans lesquelles la technologie CSP cylindro-parabolique a été choisie, pour la troisième phase, il s'agit de la technologie CSP à tour. Le choix du CSP tient notamment à la nécessité de couvrir la pointe de consommation électrique qui, au Maroc, atteint un pic aux environs de 20 heures. En effet, « *Si cette pointe n'existe pas, le projet n'aurait pas été le même²⁸²* ». Les constructeurs qui composent le consortium sélectionné ne sont pas toujours les mêmes suivant les tranches du projet CESO. Ainsi pour la première tranche, les constructeurs impliqués dans le consortium sont les espagnols SENER INGENIERIA Y SISTEMAS et TSK ELECTRONICA Y ELECTRICIDAD SA et pour la seconde et la troisième tranches (deuxième phase), l'espagnol SENER INGENIERIA Y SISTEMAS est maintenu mais de nouveaux constructeurs sont sollicités, à savoir les chinois POWER CHINA et SEPSCO III.

La sélection de l'adjudicataire a été effectuée suite à un appel d'offres international soumis par MASEN. Pour notre étude sur le Maroc et afin de mettre en évidence la géographie des entreprises qui se positionnent sur le marché marocain, nous avons pris en compte la liste des consortia²⁸³ pré-qualifiés pour la première phase du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate (CESO). MASEN a retenu 19 consortia d'entreprises partenaires sur les projets. Les résultats ont été rendus publics en octobre 2010. À ce stade, la technologie (CPVS ou CSP)

²⁸² Extrait de l'entretien mené auprès de Mohamed Sahri, chargé de mission-énergie à l'Agence Française de Développement (AFD), le 11 juin 2012 à Rabat.

²⁸³ La composition de ces consortia n'est pas définitive.

n’était pas encore décidée. Pour chacun des consortia, nous avons cherché la nationalité des entreprises qui le composent [cf. tableau 34].

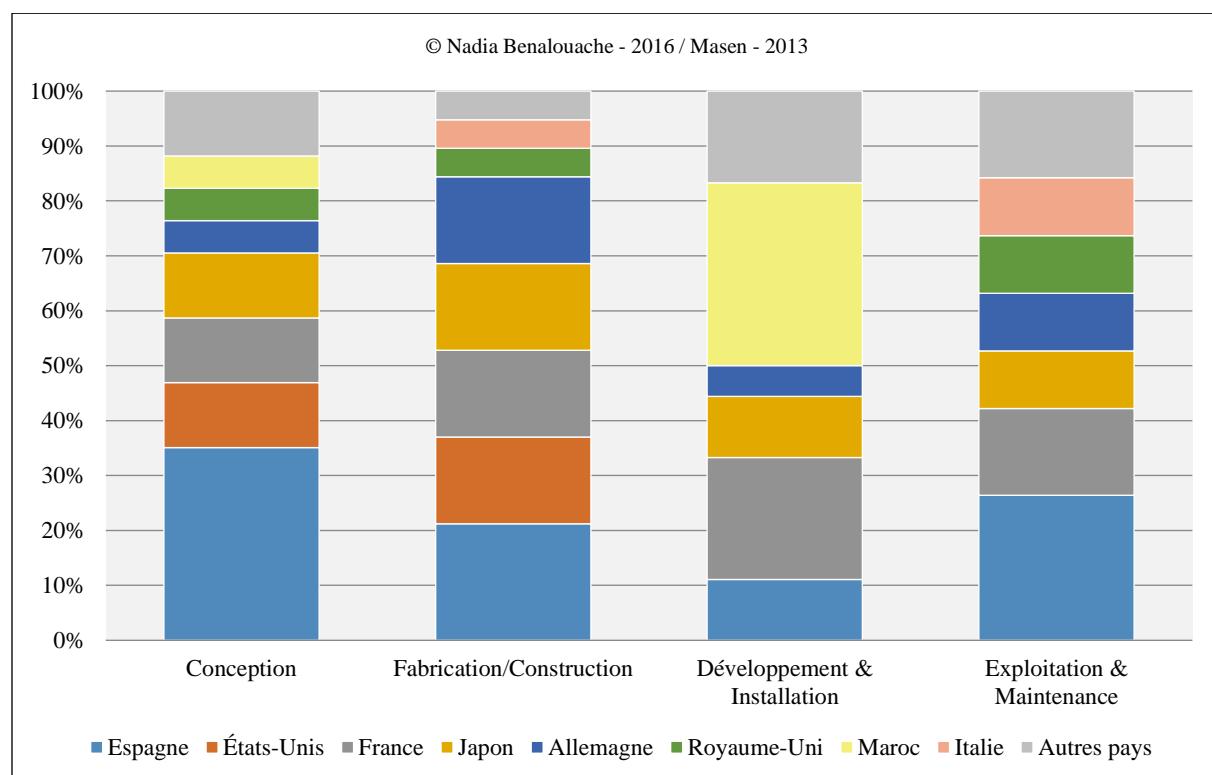
Entreprises impliquées dans le consortium	Pays représentés dans le consortium
ABEINSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN INDUSTRIAL / ABENGOA SOLAR / MITSUI / ABU DHABI NATIONAL ENERGY COMPANY	Espagne – Japon – Abu Dhabi
CROMASOLAR INTERNATIONAL ENERGY GROUP SL	Espagne
DELTA HOLDING / ENERGY CONSULTING GROUP / SOCOPOL	Maroc – EU – Espagne
ENEL S.P.A / ACS SERVICIOS COMUNICACIONES Y ENERGÍA, S.L	Italie – Espagne
ENTREPOSE CONTRACTING / IWB / SOLAR EUROMED- NOVATEC BIOSOL / CEGELEC MAROC / GE O&G	France – Suisse – Allemagne – Maroc – Italie
FORCLUM – GROUPE EIFFAGE / STEG INTERNATIONAL SERVICES / BRIGHTSOURCE ENERGY / CNIM / CAISSE DES DÉPOTS ET CONSIGNATIONS / ALSTOM POWER / ALSTOM MAROC / NUR ENERGIE / SGTM / BROOKSTONE PARTNERS	France – Tunisie – EU Maroc – Royaume-Uni
INFRA INVEST	Maroc
INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER (ACWA) / ARIES INGENIERÍA Y SISTEMAS SA / TSK ELECTRÓNICA Y ELECTRICIDAD SA	Arabie Saoudite – Espagne
INTERNATIONAL POWER / NAREVA HOLDING / MARUBENI CORPORATION / SIEMENS PROJECT VENTURES GMBH	Royaume-Uni – Maroc – Japon – Allemagne
JGC CORPORATION	Japon
KOREA MIDLAND POWER COMPANY, LTD. / DAEWOO ENGINEERING COMPANY / ASEA BROWN BOVERI SA	Corée du Sud-Suisse
LITWIN SA / GROUPE S.E.E.M. / M+W GROUP / YNNA HOLDING / SYTELCO	France – Allemagne – Maroc Canada
LOCKHEED MARTIN/ CBI / COLENERGIE / ZAVALA MOSCOSO / ELECTRIA	EU – Royaume-Uni – France – Espagne – Finlande
MITSUBISHI CORPORATION / AUTO HALL	Japon – Maroc
ORASCOM CONSTRUCTION INDUSTRIES / SOLAR MILLENIUM AG / EVONIK STEAG	Egypte – Allemagne
SHENZHEN XINTIAN SOLAR TECHNOLOGY Co, LTD. (JAP)	Japon
SNC-LAVALIN INC.	Canada
SOLARRESERVE / VEOLIA ENVIRONNEMENT MAROC	EU – France
TORRESOL ENERGY INVESTMENTS / SENER INGENIERÍA Y SISTEMAS	Espagne
© Nadia Benalouache – 2016	

Tableau 34 – Pays représentés dans les consortia candidats pour la première phase du CESO en 2010

Nous avons ensuite redistribué les entreprises de chacun des consortia par segments d’activités. Ces segments d’activité, définis à partir de notre propre typologie, sont : la Recherche & Développement (R&D), la fabrication et construction, le développement et l’installation, et enfin, l’exploitation et la maintenance²⁸⁴. Quelle est la nationalité des entreprises qui souhaitent pénétrer le marché marocain ? Dans quel(s) segment(s) de filière opèrent-elles ? Pour le développement de la technologie CSP au Maroc, l’Espagne, suivie de la France, fait montre de leader sur le marché marocain, tous secteurs d’activités confondus. Les entreprises candidates qui opèrent dans le secteur du « développement et de l’installation » sont en majorité marocaines. Un des points majeurs de cet appel d’offres réside d’ailleurs dans l’engagement des candidats à réaliser au moins 30 % de l’investissement en s’approvisionnant

²⁸⁴ Nous n’avons pas considéré les sociétés d’investissements présentes dans la liste car l’« investissement » ne correspond pas à un des segments de la filière ;

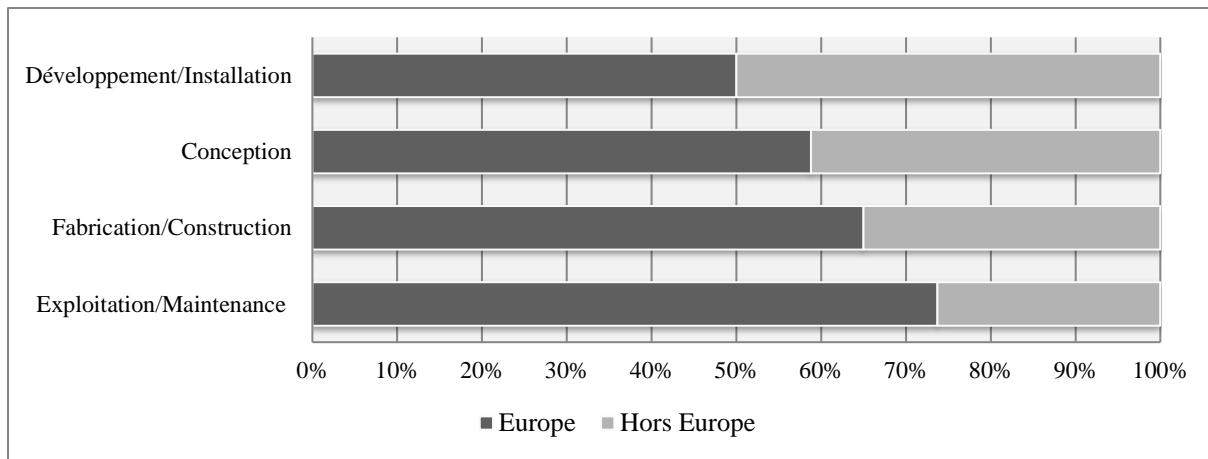
au Maroc²⁸⁵. Pour les composants à haute valeur ajoutée, tels que les verres flottés et les récepteurs, le savoir-faire technologie n'existe pas au Maghreb. En revanche, la fabrication locale de composants tels que les miroirs ou les conduites est tout à fait envisageable. Pour le stockage de la chaleur, des compétences locales ont été identifiées pour le génie civil et la fabrication des réservoirs mais l'approvisionnement en sels fondus est insuffisant pour développer une industrie locale. Les atouts industriels marocains sont importants, à l'instar de la Tunisie, dans le domaine, par exemple, de l'automobile. La fabrication ou l'approvisionnement des matériaux de câblage, électriques, du ciment et de l'acier pour la construction des centrales se font ainsi au niveau local. Les entreprises qui se positionnent sur les différents segments du marché sont en majorité européennes (Espagne, France, Royaume-Uni) [cf. graphique 42]. Sur le segment « Exploitation/Maintenance », par exemple, près de trois quarts des entreprises appartiennent à cette zone [cf. graphique 43].



Graphique 42 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon leur nationalité et leur segment d'activité (en %)

Alors que pour le secteur thermodynamique marocain le partenaire européen est prédominant, en Tunisie et en Algérie, il tient une place relativement secondaire dans celui du photovoltaïque, excepté pour l'Allemagne. Ce sont en effet les entreprises asiatiques qui sont privilégiées. Pour le cas tunisien, nous avons étudié la diffusion des IPV, encouragée dans le cadre du programme Prosol'elec, seul projet à s'être véritablement concrétisé.

²⁸⁵ Communiqué de Presse, Masen - Adjudication par Masen du marché de développement de la première centrale thermosolaire du complexe d'Ouarzazate : un grand pas dans le cadre du déploiement du plan solaire marocain - paru le 24 septembre 2012.



Graphique 43 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon le segment d’activité et selon qu’elles sont ou non européennes

C- Géographie des acteurs industriels de la filière PV en Tunisie et en Algérie.

Notre enquête tunisienne a pour objectif de déterminer l’origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques importés par les entreprises locales. La filière photovoltaïque est composée de différents segments mais la fabrication de la cellule correspond à la phase industrielle. C’est pourquoi, nous nous sommes concentrés sur ce segment. Il a donc fallu remonter la filière pour connaître la marque et/ou le pays d’origine des cellules solaires utilisées dans les panneaux photovoltaïques commercialisés sur le marché tunisien. Nous disposons de deux listes d’entreprises tunisiennes œuvrant dans le domaine photovoltaïque que nous avons croisé pour élaborer un échantillon d’entreprises en activité au 1^{er} janvier 2013. L’une, éditée par l’Agence Nationale pour la Maîtrise de l’Énergie (ANME) recense les entreprises agréées au programme Prosol’elec et l’autre, fournie par la STEG répertorie les clients bénéficiant de la connexion au réseau après l’installation des panneaux photovoltaïques. Pour chacun des clients répertoriés, l’entreprise installatrice a été ainsi mentionnée²⁸⁶.

À partir de ces données, nous avons réalisé une cartographie de l’origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques importés [cf. figure 55]. Parmi les entreprises présentes dans notre échantillon, par exemple, la société tunisienne SINES²⁸⁷, s’approvisionne en panneaux photovoltaïques de la marque SUNPOWER (États-Unis), SOLAR 23 (Allemagne) et KYOCERA (Japon). La société SES importe quant à elle des panneaux photovoltaïques composés de cellules solaires d’origine australienne. Les modes de partenariats noués entre les entreprises locales et étrangères ou le statut des entreprises étrangères implantées en Tunisie prennent différentes formes : distributeur exclusif, *gentleman agreement*, co-entreprise, appartenance à un groupe international, filiale (Benalouache, 2015b).

²⁸⁶ Le croisement de ces sources a permis de répertorier 25 entreprises ;

²⁸⁷ Société INternationale de l’Energie et des Sciences ;

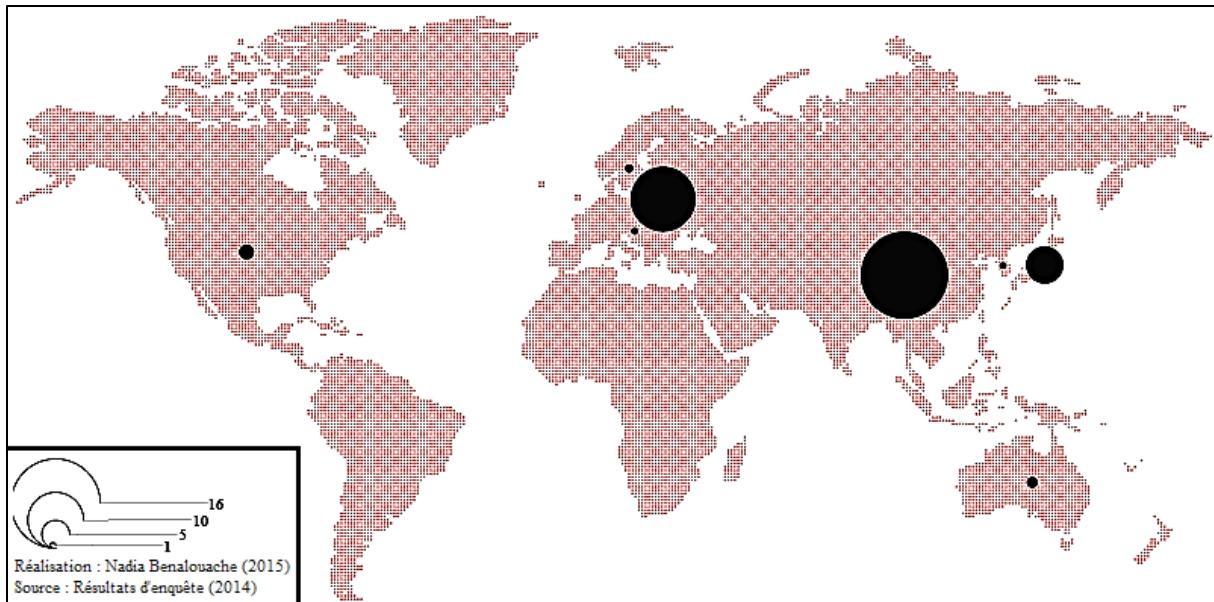


Figure 55 – Origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques commercialisés en Tunisie

Excepté Taïwan, les principaux pays producteurs de cellules solaires dans le monde (Chine, Japon, Allemagne, États-Unis) sont sollicités par les entreprises tunisiennes de l'énergie solaire. Près de 56 % des entreprises tunisiennes choisissent la technologie asiatique lors de l'importation des panneaux photovoltaïques. Alors que l'Allemagne ne représente que 11% du marché mondial de production de cellules solaires, 27,9% des entreprises tunisiennes de notre échantillon importent ou s'approvisionnent (auprès d'un ensemblier local) en panneaux photovoltaïques constitués de cellules de qualité allemande. 33,6 % des cellules utilisées dans les équipements importés sont d'origine européenne contre 13% sur le marché mondial. NRSOL, premier ensemblier implanté en Tunisie²⁸⁸, fournit des équipements à des entreprises locales telles que SATER SOLAR ou PERA SOLAR. Lors de l'assemblage des panneaux photovoltaïques²⁸⁹, NRSOL utilise des cellules solaires de la marque BOSCH SOLAR ENERGY (Allemagne). Ceci explique, entre autres, la présence importante de l'Allemagne dans nos résultats.

En Tunisie, la constitution d'une filière industrielle nationale est en cours, bien que d'un point de vue réglementaire, la bataille entre les entreprises importatrices et celles qui intègrent une partie de la production des composants PV reste déloyale. Là encore, le savoir-faire technologique est limité, notamment en ce qui concerne la phase de fabrication des cellules, c'est-à-dire des composants tels que les wafers, les verres trempés ou les onduleurs. Cependant, il existe un tissu industriel local pour le reste des matériaux nécessaires à la fabrication des panneaux PV.

²⁸⁸ Des assembliers existent également au Maroc (Droben Maroc) et bientôt en Algérie (Rouiba Eclairages).

²⁸⁹ Il s'agit de connecter les cellules entre elles par soudure de rubans de cuivre recouvert de métaux fusibles, et de leur assurer une protection mécanique et chimique grâce à trois éléments (verre trempé transparent aux UV sur la face avant, un polymère de haute résistance contenant des couches fluorées en face arrière et enfin un polymère transparent réticulé de type *Ethyl Vinyl Acetate*) (Joly, Slaoui, 2013).

Dans le cadre du "Projet 400 MW" piloté par la SKTM, qui marque le début de la concrétisation du PNREE, la filiale de la SONELGAZ a lancé un appel d'offres au terme duquel un consortium d'entreprises chinoises (YINGLI SOLAR, POWERCHINA, SINOHYDRO CORP) ainsi que l'entreprise allemande BELECTRIC ont été sélectionnés. Le consortium mené par la compagnie Yingli Solar doit construire 233 MW PV. Le reste est confié à BELECTRIC, notamment les sites de Sedrat Leghzal, El Biodh Sidi Cheikh et Telagh. Ces entreprises opèrent dans le cadre d'un contrat *Engineering Procurement Construction* (EPC). Les zones d'approvisionnement des équipements PV en Tunisie et en Algérie révèlent l'intervention de partenaires non traditionnels, essentiellement asiatiques, sur le marché maghrébin, définissant ainsi un périmètre commercial plus large.

Avec le développement de l'énergie solaire, une nouvelle géographie de l'électricité se dessine au Maghreb. Le déploiement des projets solaires et hybrides offre à l'initiative privée et étrangère une plus grande marge de manœuvre. De nouveaux acteurs électriciens émergent, et contribuent à diversifier la nature des acteurs opérant sur le segment de la production d'électricité. Le segment de la production d'électricité est resté longtemps la chasse-gardée de l'opérateur historique. En effet, les opérateurs-exploitants les centrales classiques au Maghreb relèvent tous du secteur public (SOCIETE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE en Algérie, filiale de SONELGAZ Spa ; la STEG en Tunisie ; l'ONEE au Maroc), exception faite des IPP. Dans le cas des projets solaires et hybrides, des opérateurs-exploitants privés interviennent dans le cadre de sociétés de projets à capitaux publics et privés (ABENER, consortium ACWA POWER) ou plus récemment, suite à la mise en place du régime de l'autoproduction (bénéficiaires du programme Prosol'elec en Tunisie, SOITEC, CIMENTS DU MAROC). Cette réalité doit être néanmoins modérée car certains opérateurs publics dominants exploitent les centrales solaires ou de leur participation dans le capital des sociétés de projet (SKTM, STEG, MASEN, SONATRACH). La nationalité des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin dénote également une plus grande diversification. Des partenaires économiques non traditionnels pénètrent le marché maghrébin du solaire par le biais de partenariats commerciaux, parfois durables (co-entreprise) ou d'appels d'offre. Ils sont japonais (KYOCERA), chinois (YINGLI SOLAR, SUNTECH, JA SOLAR), australiens (SOLARHART) ou saoudiens (ACWA).

La caractérisation des espaces d'implantation des unités électriques solaires et hybrides nous a permis de valider l'hypothèse d'une nouvelle géographie du système productif électrique au Maghreb. Le déploiement de l'énergie solaire bouleverse le paysage électrique traditionnel maghrébin, marqué par une forte littoralisation des unités électriques thermiques classiques. À l'inverse, les unités solaires et hybrides se répartissent majoritairement dans les zones intérieures, dans le Centre (Ouarzazate au Maroc ; Oued Kebrit, Aïn El Melh, El Khoung et Hassi R'mel en Algérie) et le Sud des pays (Adrar, In Salah en Algérie ; Om Somaa, Tozeur et El Borma en Tunisie), ainsi que sur les zones littorales du sud de la Tunisie (Gabès, Akarit) et

du Maroc (Boudjour, Laâyoune, Foum-el-Oued et Tata). Dans le cas des CPVS, un axe principal d'implantation se dégage à l'échelle du Maghreb. Il s'agit d'un vaste ensemble bordant l'Atlas tellien au Nord et l'Atlas Saharien au Sud qui parcourt en diagonale l'Algérie, depuis le sud-marocain (en dehors du Sahara occidental) jusqu'au Nord-Ouest tunisien.

En fonction de la taille de l'unité électrique solaire (dimensionnement et capacité installée), de sa disposition (au sol/intégration au bâti), et de la technologie choisie (PV/CSP), les facteurs de localisation favorables au choix d'implantation sont différents. Il existe une correspondance totale entre les projets de CPVS algériennes et la présence d'un réseau électrique. Pour les unités électriques CSP, le facteur majeur de localisation demeure la disponibilité spatiale. Dans les cadres des unités hybrides solaire-gaz, le choix d'implantation est conditionné par la présence de gisements gaziers ou le passage d'un gazoduc. Enfin, pour les unités électriques PV surimposées au bâti, déployées notamment dans le cadre du programme Prosol'elec en Tunisie, la disponibilité spatiale (habitat d'un minimum de 100 m²) de même que le raccordement au réseau STEG dans le cadre du système du net-metering constituent des éléments majeurs de localisation. La détermination des facteurs de localisation a mis en évidence des facteurs à la fois naturels, infrastructurels et socio-économiques.

