

Étude de Benchmarking et d'Opportunité

Création d'un réseau d'experts spécialisés dans le Contrôle Technique et le Diagnostic des projets photovoltaïques

Projet: Renforcement de l'infrastructure qualité pour l'énergie photovoltaïque – phase II

Numéro de projet : 95349 / Numéro BMZ : 2019.2111.3

Coopération technique avec la Tunisie

Pays | Région : Tunisie/ Afrique du Nord

Ville | Pays : Tunis/Tunisie

Durée : 01/08/2020 au 31/01/2024

Dans le présent document, le genre masculin est utilisé comme générique sans discrimination, dans le seul but de ne pas alourdir le texte.

Rapporteur : Serkan Ibrahimoglu
Fonction : Consultant/Expert en énergie solaire photovoltaïque
Date : Mai 2023



Abréviations | Définitions

ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
ATPG	Association Tunisienne du Pétrole et du Gaz
BT	Basse Tension
CE	Conformité Européenne
CETIME	Centre Technique des Industries Mécaniques et Électriques
COFRAC	Comité français d'accréditation
CONSUEL	Comité National pour la Sécurité des Usagers de l'Électricité
CSPV	Chambre Syndicale du Photovoltaïque de Tunisie
CTER	Commission Technique des Énergies Renouvelables
CTMCCV	Centre Technique des Matériaux de Construction, de la Céramique et du Verre
DGEER	Direction Générale de l'Électricité et des Énergies Renouvelables
DGIIT	Direction Générale de l'Infrastructure Industrielle et Technologique
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz/ Loi allemande sur les énergies renouvelables
EnR	Énergies renouvelables
EPC	Engineering, Procurement and Construction/ Ingénierie, Approvisionnement et Construction
EPI	Équipements de Protection Individuelle
EUR	Euro
EÜAŞ	Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. / Société publique de Production d'Électricité en Turquie
FIT	Feed-in Tariff / Tarif de rachat garanti
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit / Agence allemande de coopération internationale pour le développement
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
Ha	Hectare
HT	Haute Tension
IEA	International Energy Agency / Agence internationale de l'énergie
INES	Institut National de l'Énergie Solaire
INNORPI	Institut National de la Normalisation et de la Propriété Industrielle
INRS	Institut National de Recherche et de Sécurité
IPP	Independent Power Producer / Producteur indépendant d'électricité
IQ	Infrastructure Qualité
IRVE	Infrastructure de Recharge de Véhicules Électriques
ITES	Institut Tunisien des Études Stratégiques
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau / Banque de développement allemande
kW	Kilowatt
LCoE	Levelised Cost of Electricity / Coût actualisé de l'électricité
mEUR	Million d'euros
MIME	Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie Tunisien
MT	Moyenne tension
mtep	Mégatonne d'équivalent pétrole
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt-crête
NRV	Netzregelverbund / Organisme de coordination des opérateurs de réseau en Allemagne
O&M	Operation and Maintenance / Exploitation et Maintenance

OEC	Organisme d'Évaluation de la Conformité
ONEM	Observatoire National de l'Énergie et des Mines
PPA	Power Purchase Agreement / Contrats d'achat d'électricité
PR	Performance Ratio / Ratio de Performance
PST	Plan Solaire Tunisien
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt / Institut national de métrologie allemande
PV	Photovoltaïque
QCM	Questionnaire à choix multiples
R&D	Recherche et Développement
RGE	Reconnu garant de l'environnement
SER	Syndicat des Énergies Renouvelables
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
STEG-ER	STEG Énergies Renouvelables
TCR	Règles techniques de raccordement
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. / Société de distribution publique en Turquie
TEEP	Transition énergétique dans les établissements publics
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. / Société de transmission publique en Turquie
TND	Dinar tunisien
UL	Underwriters Laboratories / Conformité aux normes aux États Unis et au Canada /
USD	US Dollar/ Dollar américain

Table des Matières

1. INTRODUCTION	8
1.1. Objectif de l'étude	8
1.2. Méthodologie	9
2. ANALYSE DE LA SITUATION ACTUELLE EN TUNISIE	10
2.1. Le mix électrique	10
2.2. Organisation du marché et institutions	13
2.3. Stratégies énergétiques et analyse rétrospective	13
2.4. Marché PV	19
2.4.1. Contexte législatif et régimes de production	19
2.4.2. Nombre d'employés	21
2.4.3. Financement international	20
2.4.4. Coût de l'électricité	23
3. ESTIMATION DE LA TAILLE DU MARCHE EN TUNISIE	28
3.1. Évolution du secteur bâtiments solaires – Basse Tension (BT)	28
3.2. Données sur les installations autorisées/réalisées	29
3.3. Nombre de clients par type de connexion	32
4. ANALYSE DES MARCHES DU BENCHMARK SELECTIONNES	34
4.1. La situation mondiale	34
4.2. Secteur de l'électricité dans les pays benchmarks	35
4.2.1. Rétrospective/ Situation Actuelle/ Objectifs	35
5. STRUCTURATION DU SECTEUR QUALITE / PARTIES PRENANTES	45
5.1. Application de la conformité	46
5.2. Chaîne de qualité et risques	48
5.3. Systèmes de gestion de la qualité dans les pays benchmarks	50
5.3.1. France	51
5.3.2. Allemagne	66
5.3.3. Turquie	72
6. CONTRÔLES ET DIAGNOSTICS TECHNIQUES	77
6.1. La pyramide de la qualité	77
6.2. Cadre et phases d'un contrôle technique/audit	79
6.3. Prestataires de service tiers	79
6.4. Interventions principales	81
6.5. Interventions supplémentaires	86
6.6. Certification de la centrale	87
6.7. Exemples de formations techniques pour les installations PV	88
6.7.1. Photovoltaïste	88
6.7.2. Installateur	90
6.7.3. Personnel pour l'exploitation et la maintenance	93
6.7.4. Auditeur / évaluateur système PV	93
6.7.5. Autres	94
6.8. Profil de client	96
7. CONCLUSION et PERSPECTIVES POUR LA TUNISIE	100
7.1. Étapes et procédures en Tunisie	100
7.1.1. Installations PV raccordées en basse tension	100
7.1.2. Les installations PV d'autoproduction raccordées en moyenne/haute tension	101
7.2. Conclusions de l'étude de benchmarking	102

7.3.	Recommandations pour l'Infrastructure Qualité en Tunisie	105
7.3.1.	Une approche holistique pour l'IQ	105
7.3.2.	Répondre aux besoins divergents des institutions	106
7.3.3.	Le rôle du « Contrôleur Technique et Diagnostiqueur »	108
7.3.4.	Déroulement d'un contrôle technique approfondi	111
7.3.5.	Points de vigilance	111
7.4.	Besoins en matière d'effectifs – Analyse préliminaire	112
7.5.	Compétences, outils et formations	114
7.5.1.	Compétences	114
7.5.2.	Boîte à outils	115
7.5.3.	Formations pour le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur	117
7.5.4.	Certification des Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs	123
7.6.	Prochaines étapes	123
	REFERENCES	126
	ANNEX 1. Liste des entretiens	128
	ANNEX 2. Exemples des organismes dans les pays de benchmark	130
	ANNEX 3. Procès-Verbal de réception technique de la STEG	131

Liste des Figures

Figure 1 : Le mix électrique – puissance installée, fin 2022.....	11
Figure 2 : Production d'électricité en Tunisie par source entre 2000 et 2022. Données de (ATPG, 2022) et (ONEM, 2023).....	12
Figure 3 : Production de gaz et consommation de gaz pour la production d'électricité depuis 2010. Données de (PEN DATA, 2021) et (ONEM, 2023)	12
Figure 4 : Le marché de l'électricité en Tunisie	12
Figure 5 : Le taux d'indépendance énergétique. Données de (ITES, 2016) et (ONEM, 2023). 13	
Figure 6 : Sources d'approvisionnement en gaz naturel - ktep. Données de (ONEM, 2023) et (ONEM, 2022).....	15
Figure 7 : Evolution des importations cumulées d'électricité 2020-2022 (GWh). Données de (ONEM, 2023) et (ONEM, 2022).....	14
Figure 8 : Potentiel d'énergie PV en Tunisie © 2020 Banque mondiale, Source : Global Solar Atlas 2.0, Données sur les ressources solaires : Solargis (SOLARGIS, 2023)	16
Figure 9 : Capacité solaire PV, des sources renouvelables et totale en Tunisie entre 2016 et 2022 Données de (IRENAa, 2023) et (MIME, 2023)	17
Figure 10 : Contexte marché énergétique en Tunisie.....	19
Figure 11 : Cadre réglementaire autoconsommation en Tunisie. Adapté de (GIZ, 2023)	20
Figure 12 : Dates clés pour la réalisation des projets EnRs. Adapté de (GIZ, 2019) et (CETIME, 2020)).....	21
Figure 13 : Création d'emplois dans la filière PV. (GIZ, 2023).....	21
Figure 14 : Coûts actualisés moyens pondérés mondiaux de l'électricité pour les grands systèmes PV. Données de (IRENAb, 2023)	23
Figure 15 : Coûts d'installation totaux moyens pondérés mondiaux pour les grands systèmes PV. Données de (IRENAb, 2023)	23
Figure 16 : Tarifs d'électricités pour MT et HT à compter du 01/10/2022 (STEGa, 2023) et (STEGb, 2023)	24
Figure 17 : Tarifs d'achat de l'électricité par la STEG pour le mécanisme Net FIT. (STEGc, 2023).....	25
Figure 18 : Tarifs proposés par les porteurs de projets pour les régimes de concessions et des autorisations (ATPG, 2022)	26
Figure 19 : Tarifs moyens proposés par les porteurs de projets en dollars pour les quatre premiers Rounds de la régime autorisation. Données de (ATPG, 2022).....	27
Figure 20 : Evolution du marché PV – Basse Tension. Données de (ONEM, 2023) et (GIZ, 2023).....	28
Figure 21 : Prosol Elec Projections. (Consommation annuelle > 1800kWh) (GIZ, 2023)	29
Figure 22 : Nombre d'abonnés par tension d'alimentation. Données : (ATPG, 2022).....	32
Figure 23 : Consommation annuelle par type de connexion. Données : (ATPG, 2022)	33
Figure 24 : Capacité photovoltaïque mondiale par segment, scénario principal, 2010-2027. Données de (IEA, 2022)	34
Figure 25 : Production photovoltaïque par technologie – Pourcentage de la production annuelle mondiale. (Fraunhofer ISE, 2023).....	35
Figure 26 : Evolution de la puissance solaire PV raccordée. Données de (SDES, 2023)	36
Figure 27 : Le marché de l'électricité en France.....	37
Figure 28 : Capacité solaire photovoltaïque installée en Allemagne (BmWK, 2023).....	38
Figure 29 : Pourcentage de capacité annuelle ajoutée par taille et type de système PV. Données de (Fraunhofer ISE, 2023).....	39
Figure 30 : Nombre total des installations PV connectées au réseau, par type et capacité – Fin 2021. Données de (Fraunhofer ISE, 2023).....	40
Figure 31 : Le marché de l'électricité en Allemagne	41

Figure 32 : 'Organisation du marché de l'électricité en Turquie.....	42
Figure 33 : 'Évolution de la puissance solaire PV en Turquie. Données de (EIGM, 2023).....	42
Figure 34 : Capacité d'électricité par source en fin 2022 en Turquie. Données de (TEIAS, 2023).....	43
Figure 35 : Capacité d'électricité par type de accès au marché. Données de (TEIAS, 2023) ..	44
Figure 36 : Essais de conformité pendant les phases du projet. Adapté de (IRENA, 2022).....	45
Figure 37 : Le système de qualité.....	51
Figure 38 : Modalités d'intervention pour les habitations.....	53
Figure 39 : Qualifications RGE pour le solaire PV.	58
Figure 40 : Le cycle RGE de 4 ans. (QualiPV, 2023)	61
Figure 41 : Répartition des installateurs professionnel. Données de (CONSUEL, 2023), (CONSUEL, 2022), et (CONSUEL, 2021)	63
Figure 42 : Système de classification des habilitations électriques. (INRS, 2023)	65
Figure 43 : 'Ensemble des risques à maîtriser 'sur un projet PV	77
Figure 44 : Pyramide de qualité pour les centrales PV.....	78
Figure 45 : Interventions proposées par les sociétés réalisant des contrôles techniques.	82
Figure 46 : Procédure et intervenants pour un projet en basse tension. (Jrad, 2023)	100
Figure 47 : Charge de travail déséquilibrée entre les districts.	101
Figure 48 : Procédure pour la réalisation d'un projet PV d'autoproduction en MT et HT (Jrad, 2023).....	102
Figure 49 : Modèle d'organisation pour des services de contrôle qualité dans le secteur PV en Tunisie.	109

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Indicateurs clés – fin décembre 2022	11
Tableau 2 : Etat des projets en cours. Adapté de (ONEM, 2023).....	30
Tableau 3 : Capacités installées et autorisées par mécanisme en Turquie.....	45
Tableau 4 : Infrastructures qualité et chaîne de valeur PV. Adapté de (PTB, 2016)	47
Tableau 5 : Les attestations de conformité visées par le CONSUEL entre 2020 et 2022. Données de (CONSUEL, 2023), (CONSUEL, 2022) et, (CONSUEL, 2021)	52
Tableau 6 : Attestations de conformité visées par puissance et type de bâtiment. Données de (CONSUEL, 2023), (CONSUEL, 2022) et, (CONSUEL, 2021).....	53
Tableau 7 : Tarif CONSUEL pour les installations de production en vigueur depuis le 1 ^{er} septembre 2022 (CONSUEL, 2023)	53
Tableau 8 : Bilan de non-conformité pour le PV résidentiel. Données de (CONSUEL, 2023) et (CONSUEL, 2022)	57
Tableau 9 : Critères de qualification RGE pour les installateurs de systèmes solaires PV.	60
Tableau 10 : Minimum normes de conformité pour les composants.....	73
Tableau 11 : Déroulement de la formation « Photovoltaïste » de l'INES. (INESa, 2023)	89
Tableau 12 : Formations QualiPV en France pour les installateurs de systèmes PV.....	90
Tableau 13 : Déroulement des formations Quali'PV. (Qualit'EnR, 2022)	91
Tableau 14 : Formation auditeur centrale PV par TÜV Rheinland.....	94
Tableau 15 : Programme de formation des bureaux de contrôle mise en œuvre par la GIZ... ..	94
Tableau 16 : Formation « travail sous haute tension » . (EKAT en turc)	95
Tableau 17 : Profil de client par tâche. (TÜV Rheinland, 2023) et (PTB, 2016)	98
Tableau 18 : Nombre de contrôleurs pour les prestations de contrôle qualité.....	113
Tableau 19 : Modules d'une formation longue pour un électricien sans connaissances sur le PV.	117
Tableau 20 : Formation courte – Contrôleur Technique et Diagnostiqueur centrale PV.....	120

1. INTRODUCTION

1.1. Objectif de l'étude

« **L'étude de benchmarking et d'opportunité** » est la première étape d'un processus de création d'un nouveau corps de métier en Tunisie : un réseau d'experts/d'auditeurs spécialisés dans le contrôle et le diagnostic techniques des projets et systèmes photovoltaïques visant à renforcer les services d'assurance qualité dans le secteur.

Pour cette première étape, l'objectif est d'analyser les structures et les processus d'audit indépendants des systèmes photovoltaïques installés dans les pays sélectionnés ainsi que le profil et la formation des auditeurs/experts.

Le benchmark est réalisé dans trois pays sélectionnés selon deux catégories :

- Deux pays européens : l'Allemagne et la France
- Un pays en transition : la Turquie

Cette étude d'opportunité a pour objectif de présenter une base de discussion pour les partenaires locaux et de guider la décision de créer ou non un réseau d'experts techniques.

La décision devra être basée sur :

- Les besoins du marché et des acteurs tunisiens,
- L'évaluation des enjeux, des principaux risques, des bénéfices, des coûts, des ressources, des parties prenantes, etc.,
- La définition du rôle et le fonctionnement en cohérence avec les autres acteurs des services d'assurance qualité, notamment avec les bureaux de contrôle et la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG),
- Les recommandations de l'étude.

En fonction des résultats de cette étude et des conclusions retenues avec les partenaires, une deuxième étude devrait suivre pour la création du réseau.

Cette deuxième phase définira une roadmap et les actions stratégiques nécessaires à la mise en place d'un nouveau corps de métier en Tunisie, un réseau d'experts/d'auditeurs spécialisés dans le contrôle et le diagnostic techniques des projets et systèmes photovoltaïques.

Il convient de souligner que cette deuxième phase ne fait pas partie de la mission actuelle et sa mise en œuvre potentielle est laissée à l'appréciation des parties concernées.

1.2. Méthodologie

Cette première étude est menée par un consultant avec une expérience professionnelle dans la réalisation des études et des benchmarks dans le domaine des énergies renouvelables notamment sur le solaire photovoltaïque. La recherche est basée à la fois sur des données primaires et secondaires et conçue en quatre temps. Premièrement, les rapports et la littérature existants sur les infrastructures qualité (IQ) dans les centrales solaires photovoltaïques en Tunisie et dans trois autres pays de benchmark sont rassemblés et examinés. Par la suite, une série d'entretiens avec différentes parties prenantes seront menés, notamment des sociétés EPC, des promoteurs, des autorités locales, des partenaires locaux, des financiers, des assureurs et autres. Ces entretiens avec des organismes publics et privés permettront de confirmer et de compléter les informations initialement recueillies. Par suite de ces entretiens, une première version de l'étude comprenant les principales conclusions et recommandations sera partagée avec les acteurs locaux et présentée lors d'une discussion de groupe. Enfin, l'étude sera ajustée une dernière fois en incluant les suggestions reçues par les participants à l'atelier.

2. ANALYSE DE LA SITUATION ACTUELLE EN TUNISIE

2.1. Le mix électrique

Du fait de sa position historique d'exportateur de gaz et de pétrole, le mix électrique Tunisien est très peu diversifié et dominé quasi exclusivement par le gaz naturel. Fin 2022, la capacité installée tunisienne était d'environ 5,8 gigawatts (GW), dont 510 mégawatts (MW) d'énergies renouvelables réparties entre : éolien (240 MW), solaire photovoltaïque (208 MW) et hydraulique (62 MW).

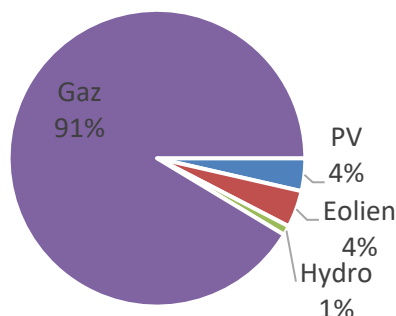


Figure 1 : Le mix électrique – puissance installée, fin 2022

Pourtant, depuis les années 2010, la production de gaz a largement diminué alors que la demande d'électricité a augmenté. En 2019, la production nationale de gaz naturel a été au plus bas avec 1,58 Mtep, soit 42 % en dessous des valeurs observées en 2010, et le taux de dépendance aux importations de gaz était de 66 %. (ITES, 2022)

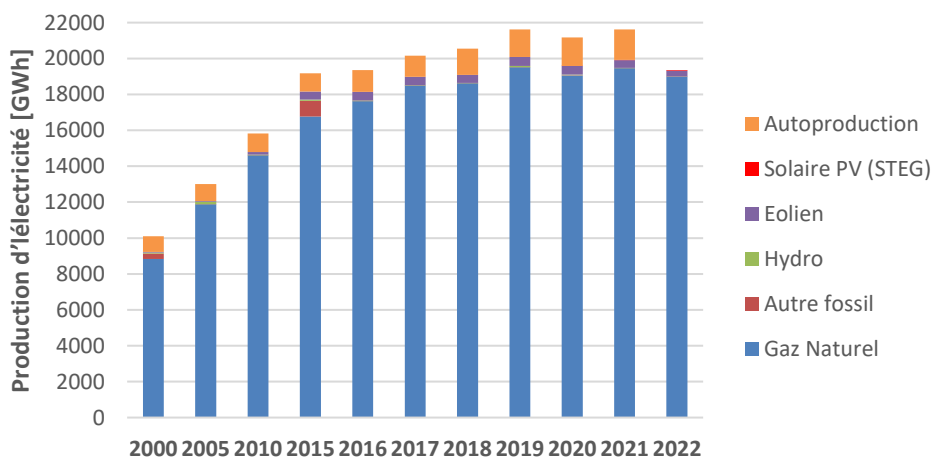


Figure 2 : Production d'électricité en Tunisie par source entre 2000 et 2022. Données de (ATPG, 2022) et (ONEM, 2023)

En 2021, la production de gaz a légèrement augmenté, atteignant 1,95 mégatonne d'équivalent pétrole (mtep), mais restant toujours 30 % inférieure aux valeurs de 2010 et impliquant un déficit énergétique et commercial.

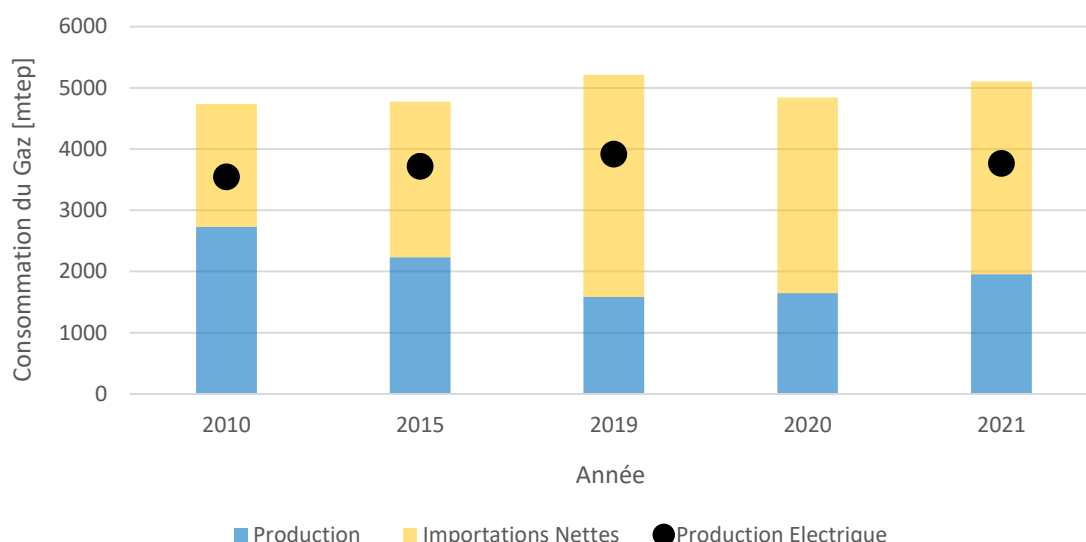


Figure 3 : Production de gaz et consommation de gaz pour la production d'électricité depuis 2010. Données de (PEN DATA, 2021) et (ONEM, 2023)

Pendant la dernière décennie, les questions de sécurité énergétique et, plus globalement, d'utilisation des énergies fossiles pour la production d'électricité ont entraîné la mise en œuvre d'un programme national d'énergie et d'un cadre pour le développement des énergies renouvelables dans le pays.

Tableau 1 : Indicateurs clés - fin décembre 2022

Taux d'indépendance énergétique	50 %
Production totale d'électricité	19 516 GWh
Electricité disponible pour le marché national	22 089 GWh
Puissance totale installée	5810 MW
Capacité des énergies renouvelables (EnR)	515 MW
Capacité solaire PV	210 MW

2.2. Organisation du marché et institutions

Le marché tunisien de l'électricité est en cours de transition, passant d'une structure « verticalement intégrée » vers un « marché de l'électricité régulé ». Au cours des dix dernières années, le cadre réglementaire a évolué pour permettre aux nouveaux entrants d'avoir accès aux réseaux existants. Cela dit, à ce jour, la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité en Tunisie sont dominés par la Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG).

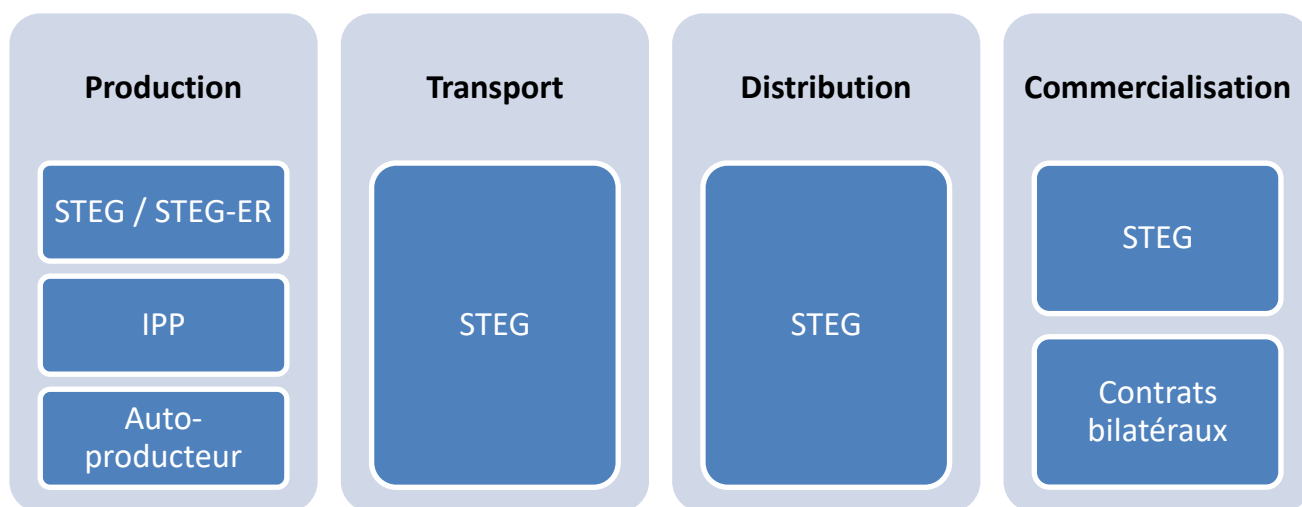


Figure 4 : Le marché de l'électricité en Tunisie

Historiquement, Carthage Power Company était le seul producteur indépendant d'électricité (IPP) en exploitation, principalement avec sa centrale à gaz Rades 2 d'une capacité de 470 MW. En 2022, après 20 ans d'exploitation, la centrale a été remise aux services de la STEG.

Par ailleurs, de nombreuses autorisations et concessions ont été fournies ces dernières années – surtout dans le domaine des EnR – et le nombre d'IPP devrait augmenter prochainement.

Le rôle des autorités publiques liées au secteur de l'électricité peut être résumé comme suit :

- **Le ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines** est l'autorité régulatrice. Elle définit les orientations stratégiques du secteur, fixe les tarifs et assure la tutelle du secteur en matière de fabrication de composants. Au sein du Ministère, la Direction Générale de l'Électricité et des Énergies Renouvelables (DGEER) traite des questions se rapportant aux EnR et publie les appels d'offres.

Il convient de noter qu'en 2018, le Ministre en charge de l'énergie a annoncé la création d'une autorité de régulation du secteur électrique, mais à ce jour cette autorité indépendante n'existe pas encore.

Par ailleurs, l'État tunisien a mis en place des structures spécialisées pour la supervision et la planification des projets EnR :

- **Au sein du Ministère, la Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE)** se prononce sur les modalités de choix des concessionnaires de projets d'IPP. Ses prérogatives chevauchent en partie celles de la **Commission**

Technique de production privée d'électricité à partir des Énergies

Renouvelables (CTER) qui émet des avis sur les projets de production destinés à l'autoconsommation, sur les demandes d'autorisation de réalisation de projets et sur l'octroi de concessions de production d'électricité à partir d'EnR. (CETIME, 2020)

- **L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME)**

Placée sous la tutelle administrative du ministère de l'Énergie, sa mission est de concevoir et de mettre en œuvre la politique de l'État pour la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, le développement des énergies renouvelables et la transition vers une énergie plus respectueuse de l'environnement.

L'ANME gère le Fonds de Transition Énergétique et s'occupe du mécanisme de subvention pour les installations photovoltaïques (PV) qui a été mis en place en coordination avec la STEG et les banques locales.

- **L'autorité spécialisée**

Responsable de l'examen des problèmes relatifs aux refus de l'accord/autorisation et aux litiges entre le propriétaire de la centrale et la STEG lors de l'exécution du contrat ou de son interprétation.

2.3. Stratégies énergétiques et analyse rétrospective

En Tunisie, les centrales à gaz couvrent 95 % de la consommation totale d'électricité et le taux de dépendance énergétique aux importations est aux alentours de 50 %.

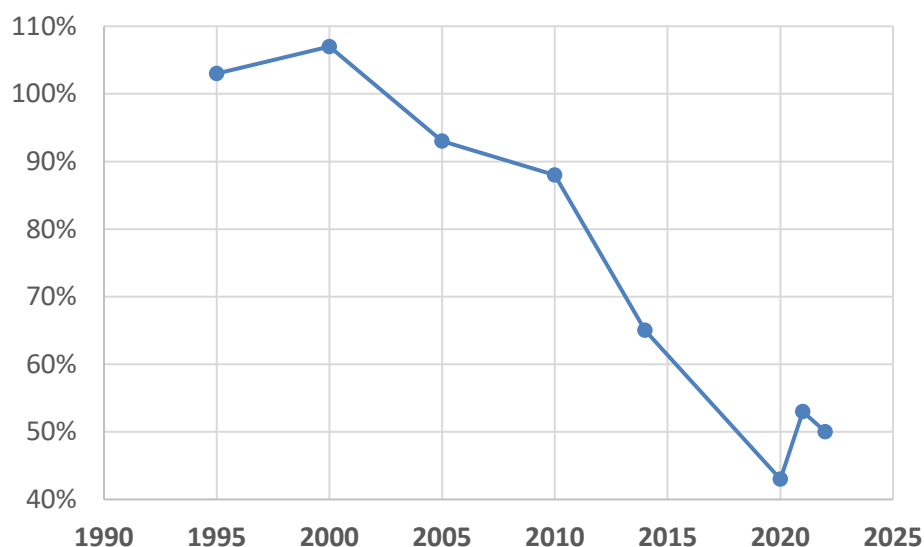


Figure 5 : Taux d'indépendance énergétique. Données de (ITES, 2016) et (ONEM, 2023)

En 2022, environ 97 % de l'électricité dans le pays était produite à partir de gaz naturel, dont 48 % sont des imports venant principalement d'Algérie.

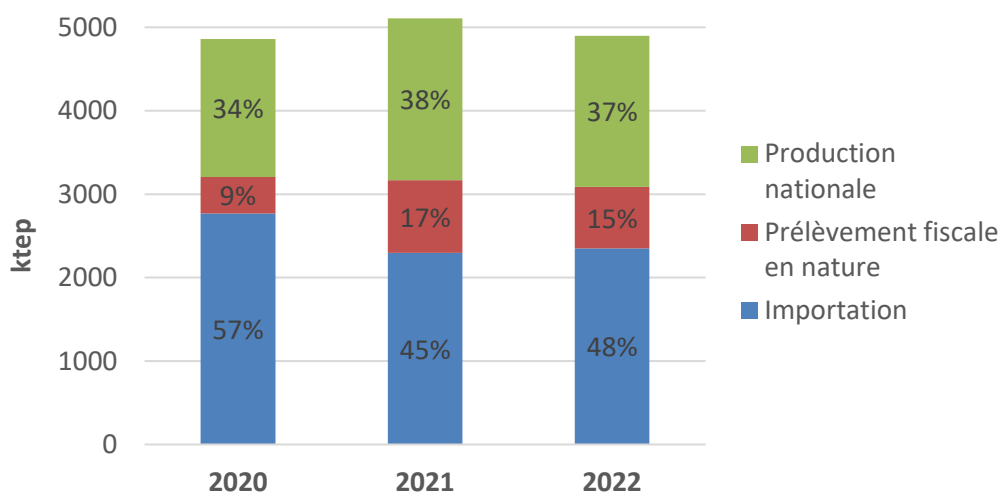


Figure 6 : Sources d'approvisionnement en gaz naturel - ktep. Données de (ONEM, 2023) et (ONEM, 2022)

L'importation d'électricité est aussi à la hausse en Tunisie. En 2022, les importations d'électricité depuis l'Algérie étaient au niveau de 2 598 GWh, ce qui a permis de couvrir 11,82 % des besoins du marché local. Comparé aux importations de 52 GWh en 2020 et de 1 062 GWh en 2021, la dépendance aux achats d'électricité hors Tunisie augmente rapidement. (ONEM, 2023)

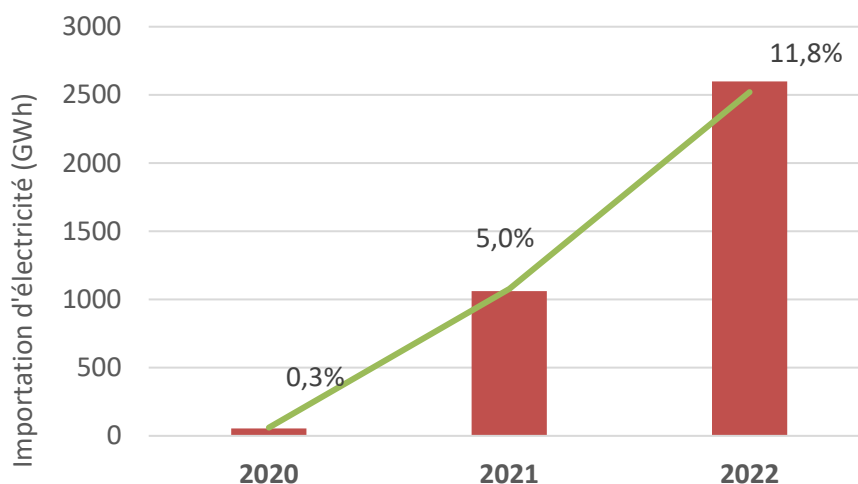


Figure 7 : Evolution des importations cumulées d'électricité 2020-2022 (GWh). Données de (ONEM, 2023) et (ONEM, 2022)

Un autre indicateur important pour dimensionner le réseau national est le pic de consommation électrique, ce dernier bat de nouveaux records tous les ans. Le pic de consommation en septembre 2022 a été à son maximum historique avec 4 677 MW, ce qui représente une hausse de 5 % par rapport à 2021 et de 38 % par rapport à 2016.

Pour réduire sa forte dépendance aux énergies fossiles et aux importations, la Tunisie a élaboré un plan qui vise à atteindre une plus grande ouverture aux EnR dans son mix énergétique. Depuis sa première version publiée en 2009, le Plan Solaire Tunisien (PST) a été actualisé en 2015 et 2018 avec un objectif de 30 % d'EnR (principalement éolien et photovoltaïque) dans la production d'électricité à l'horizon 2030. Depuis sa promulgation, la mise en œuvre de ce plan a encouru des retards. En 2022, le plan national prévoyait une part de 35 % d'EnR dans le mix, soit environ 3 815 MW pour une puissance totale de 11 000 MW en 2030.

Ce plan énergétique trouve son origine dans le fort potentiel du solaire PV avec une moyenne de 1 700 kWh/kWc/an et une irradiation horizontale globale moyenne de 1 934 kWh/m²/an. Les ressources solaires sont plus importantes dans le sud du pays, culminant à plus de 2 000 kWh/m²/an et un potentiel de production d'électricité PV de 1 895 kWh/kWc.

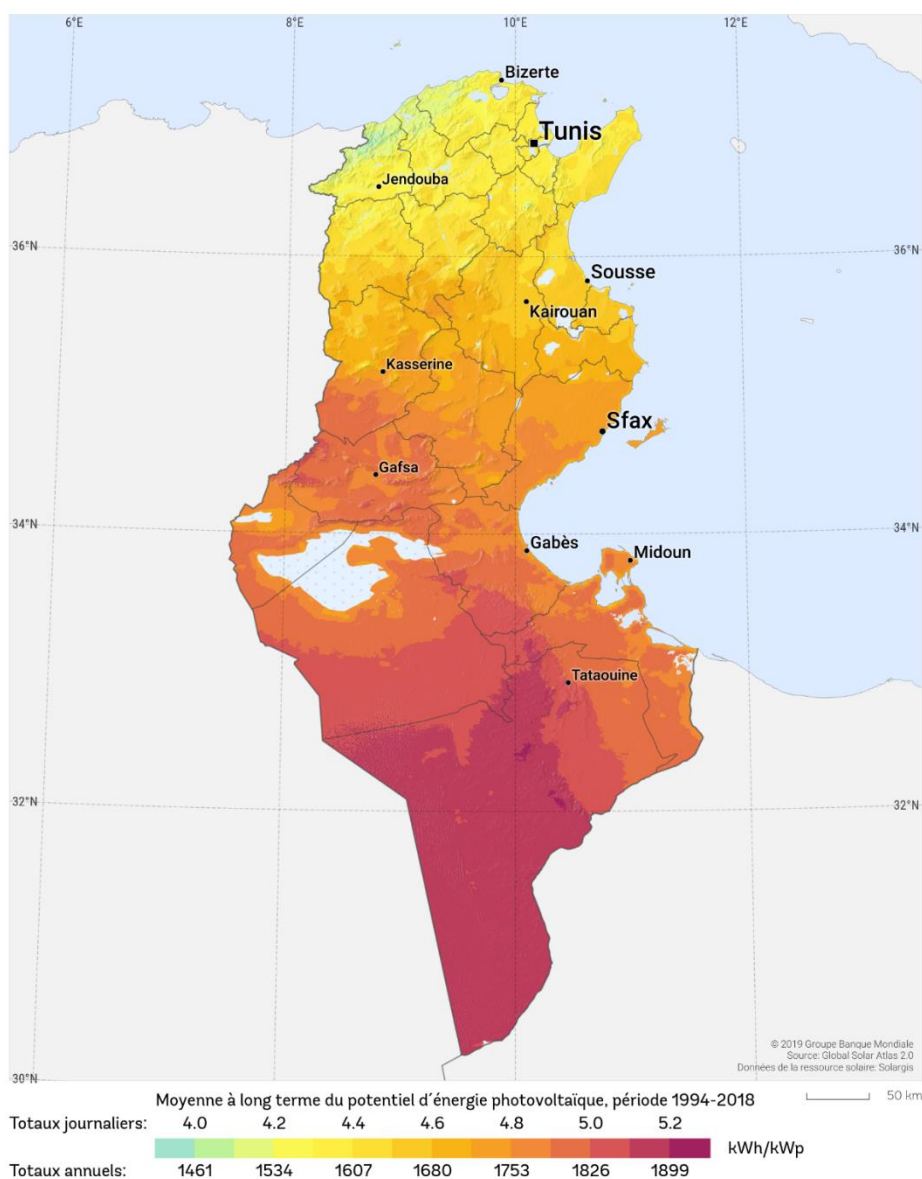


Figure 8 : Potentiel de l'énergie PV en Tunisie. © 2020 Banque mondiale, Source: Global Solar Atlas 2.0, Données sur les ressources solaires: Solargis (SOLARGIS, 2023)

Dans ce contexte énergétique, le fort potentiel solaire de la Tunisie présente une opportunité de développement d'un marché attractif, tout en réduisant la dépendance du pays aux imports d'énergie.

Cela dit, actuellement, le réseau de transmission entre le sud du pays (où les ressources solaires sont importantes et les terres sont disponibles) et les centres de consommation du nord du pays nécessite des améliorations considérables.

Des proportions plus élevées de production solaire et éolienne dans le mix électrique ne seront possibles qu'avec une capacité de transmission plus élevée.

Au cours des prochaines années, un renforcement significatif du réseau 400 kV est attendu avec la construction de nouvelles liaisons entre le sud et le nord du pays.

Depuis 2017, la ressource solaire est de plus en plus exploitée, représentant une capacité installée de 213 MW fin 2022.

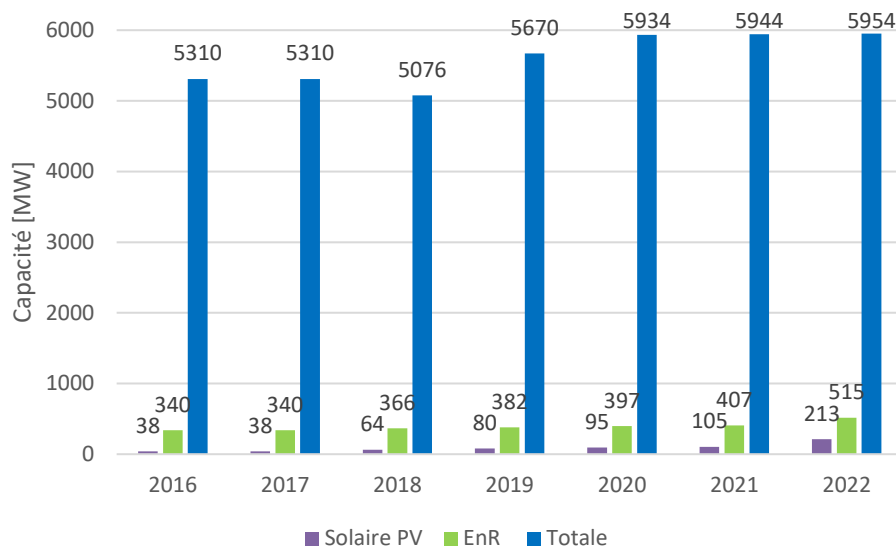


Figure 9 : Capacité solaire PV des sources renouvelables et totale en Tunisie entre 2016 et 2022 Données de (IRENA, 2023) et (MIME, 2023)

Encadré 1 – L’interconnexion avec l’Europe

Les pays de la rive sud de la Méditerranée disposent de deux avantages : la proximité des marchés européens et le potentiel remarquable du solaire avec un minimum de compromis pour l’utilisation des surfaces disponibles. Ces ressources sont largement suffisantes pour fournir la demande locale ainsi que celle des pays européens qui sont souvent prêts à payer le prix fort pour une électricité renouvelable.

La réalisation de cet échange nécessite plus d’interconnexion entre les pays et de flexibilité des réseaux électriques, ce qui passe par une coopération internationale avec une convergence réglementaire.

Le projet d’infrastructure « ELMED », prévu à l’horizon 2025, représente une opportunité en créant une ouverture vers les marchés européens de l’énergie et en assurant une valeur de capacité de transfert nette de 600 MW. (MEDREG, 2020)

Opportunités	Risques	Axes stratégiques
• Ressources solaires • Possibilité d'interconnexion avec l'Europe	• Déséquilibre du bilan énergétique • Sécurité d'approvisionnement • Dépendance aux importations • Risques économiques • Pic de demande en hausse • Capacité du réseau de transport d'électricité	• Sécurité énergétique • Maîtrise énergétique • Équité • Développement durable • Développement des ressources et des infrastructures énergétiques • Renforcement des interconnexions avec les pays méditerranéens.

Figure 10 : Contexte du marché énergétique en Tunisie.

2.4. Marché PV

2.4.1. Contexte législatif et régimes de production

Le cadre législatif régissant le développement des EnR en Tunisie a fortement évolué pendant la dernière décennie. Cette partie présente les piliers de cette évolution, en particulier la loi 2015-12 qui détaille notamment les régimes réglementaires possibles des installations EnR.

- Le régime de l'**autoconsommation** – principalement utilisé par les consommateurs résidentiels et les industries énergivores avec des installations PV sur site. Le surplus est vendu à la STEG (Loi 2009-7) dans la limite de 30 % de la production annuelle d'énergie.

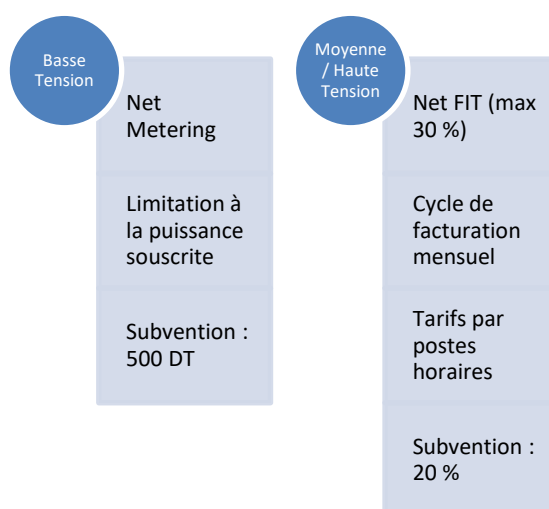


Figure 11 : Cadre réglementaire pour l'autoconsommation en Tunisie. Adapté de (GIZ, 2023)

L'électricité produite pour les besoins du marché local tunisien est commercialisée dans le cadre d'un Contrat d'Achat d'Électricité (PPA) à conclure entre le producteur et la STEG pour une durée de 20 ans, prolongeable de 5 ans. Celui-ci est divisé en deux régimes :

- Le régime des **autorisations** : Les projets supérieurs à 1 MW et inférieurs à 10 MW pour le solaire sont attribués sur appel d'offres.
- Le régime des **concessions** : Les projets supérieurs à 10 MW pour le solaire sont attribués via des concessions sur appels d'offres.

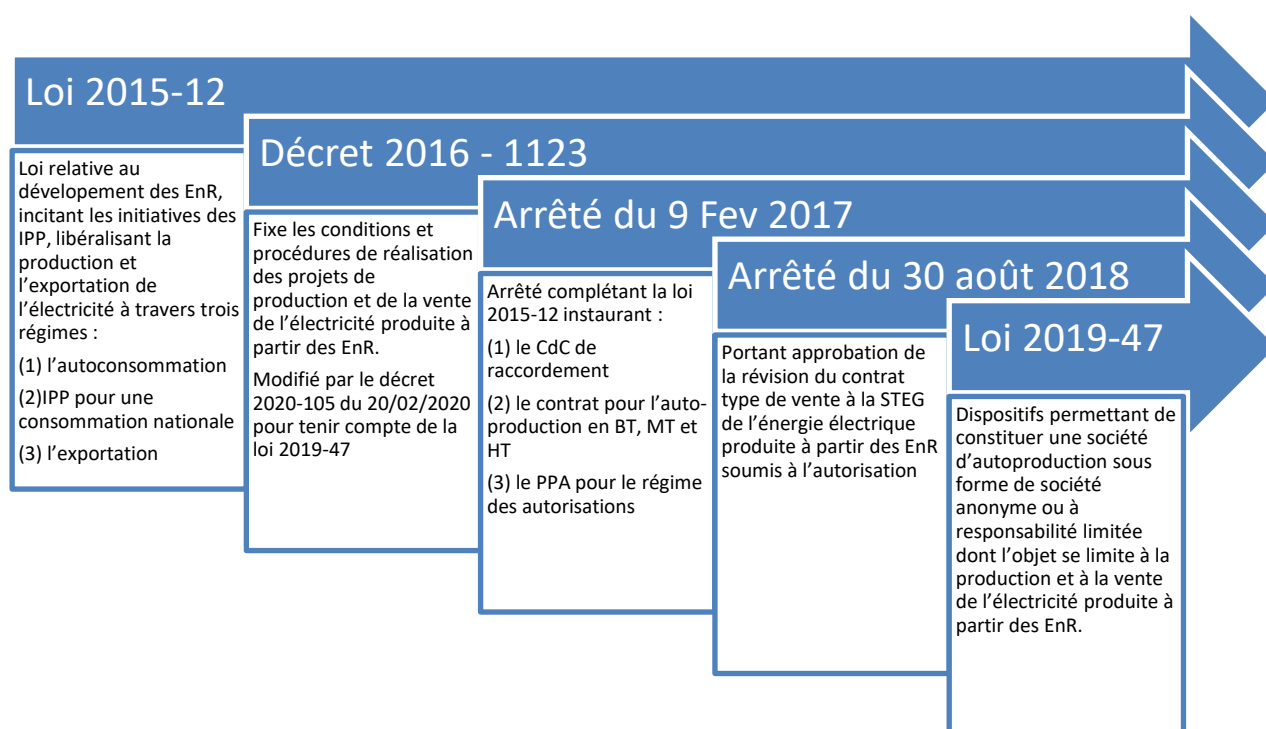


Figure 12 : Dates clés pour la réalisation des projets EnR. Adapté de (GIZ, 2019) et (CETIME, 2020))

2.4.2. Nombre d'employés

Le nombre de personnes employées dans le secteur du PV est en constante augmentation avec une moyenne annuelle de plus de 20 % depuis 2016. Les estimations les plus récentes de la GIZ indiquaient au niveau de 1200 d'emplois en 2021 dans la filière PV en Tunisie.

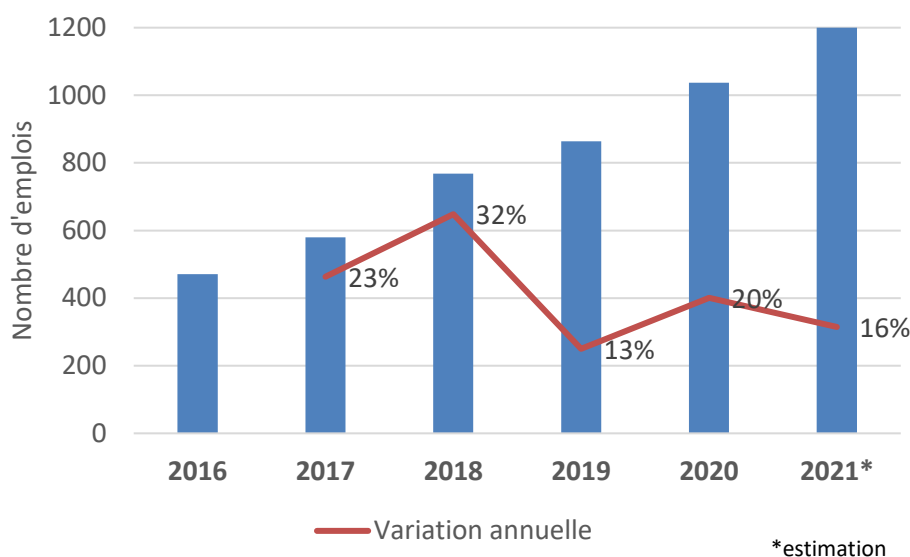


Figure 13 : Création d'emplois dans la filière PV. Données de (GIZ, 2023)

Les données de la Chambre Syndicale du Photovoltaïque de Tunisie (CSPV) révèlent que la Tunisie compte environ 500 installateurs de systèmes, la plupart étant des petites entreprises composées de 3 à 4 personnes. Par ailleurs, en 2022, le marché PV Tunisien abritait 5 fabricants de modules, 18 centres de formation et 40 bureaux d'études.

2.4.3. Financement international

Pour le financement des projets PV, les banques et agences internationales sont de plus en plus actives en Tunisie. (SPE, 2022)

- *Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD)* : La BERD organise le renforcement des capacités techniques de la STEG et fournit des liquidités pour une garantie souveraine. Elle a également fourni un financement par emprunt à deux projets PV de 50 MW, remportés par Scatec dans le cadre du régime de concession.
- *Agence Française de Développement (AFD)* : L'AFD a créé une ligne de crédit « Sunref », offrant des conditions améliorées et des possibilités de subventions. L'Agence apporte également une assistance financière et technique à la STEG pour le développement d'un smart grid à Sfax.
- *International Financial Corporation (IFC)* : L'IFC a fait un prêt de 40 millions d'euros à Attijari Bank pour soutenir des projets liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables pour de petites entreprises. L'IFC est aussi sollicitée pour la recherche de financements de projets sous le régime de la concession.

- *La Banque Allemande de Développement (KfW)* : Les deux premières grandes centrales PV en Tunisie – Tozeur I (10 MW) et Tozeur II (10 MW) – sont financées par la KfW. Un autre programme (TEEP) visant l’amélioration de l’efficacité énergétique des bâtiments publics et l’installation de systèmes PV sous le régime de l’autoproduction est en cours avec l’ANME.
- D’autres institutions telles que *le Fonds vert pour le climat (GCF)*, *la Banque islamique de développement (BID)*, *la Banque européenne d’investissement (BEI)* et *la Banque africaine de développement (BAD)* ont également des activités liées aux énergies renouvelables en Tunisie.

2.4.4. Coût de l’électricité

2.4.4.1. Coût actualisé de l’électricité (LCoE) des systèmes PV

Le coût total moyen global pondéré pour les grands systèmes photovoltaïques était de 876 USD/kWc en 2022. Au même moment, le coût moyen pondéré mondial de l’électricité pour les grands systèmes photovoltaïques était de 0,049 USD/kWh (49 USD/MWh).¹

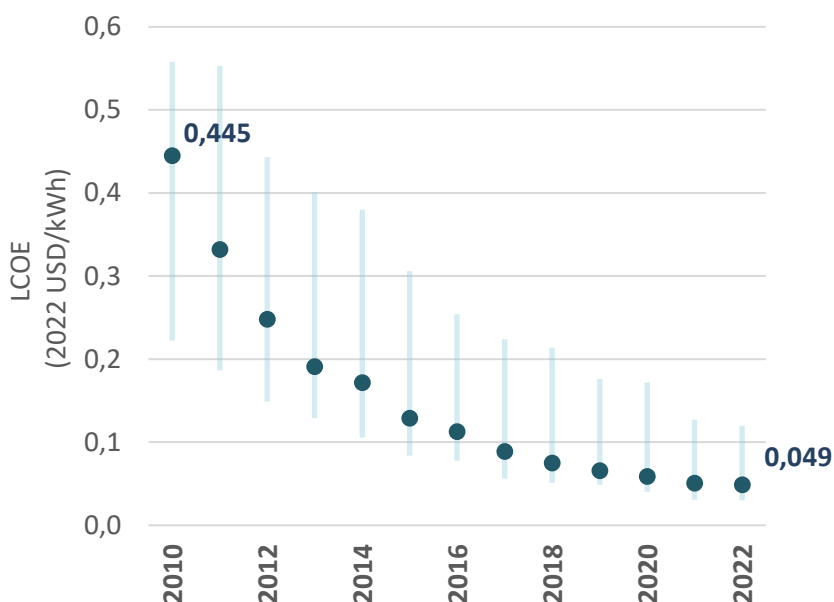


Figure 14 : Coûts actualisés moyens pondérés mondiaux de l’électricité pour les grands systèmes PV. Données de (IRENAb, 2023)

¹le 18/04/2023 – Taux de change : 1 Dinar Tunisien (TND) = 0,327 USD

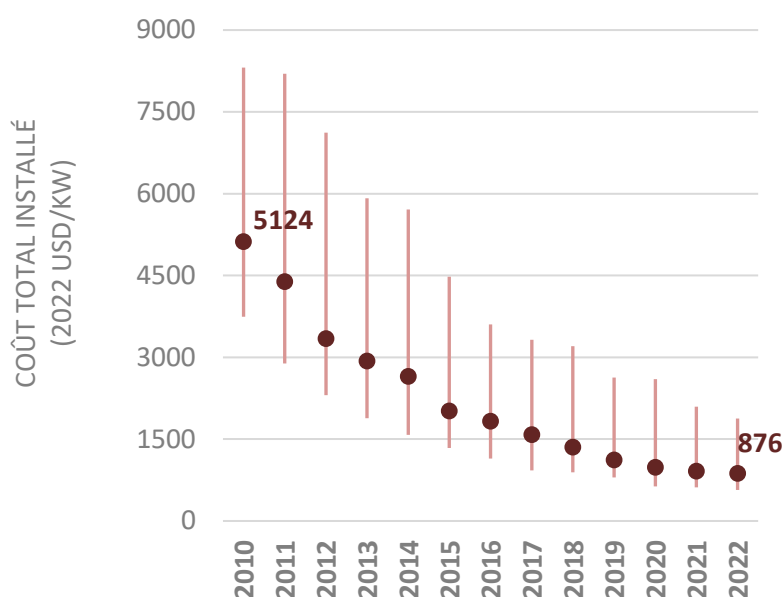


Figure 15 : Coûts d'installation totaux moyens pondérés mondiaux pour les grands systèmes PV. Données de (IRENAb, 2023)

La Tunisie bénéficie d'excellentes ressources solaires et de faibles coûts de main-d'œuvre. Dans les premiers stades de développement du marché, les coûts du financement et de l'assurance devraient toutefois être plus élevés que sur des marchés établis et économiquement stables. Ces observations indiquent que le LCoE en Tunisie devrait suivre des tendances similaires aux coûts globaux.

2.4.4.2. Tarif de l'électricité pour les clients moyenne tension (MT) et haute tension (HT)

Les tarifs de l'électricité sont principalement réglementés et subventionnés par l'État tunisien. Récemment, un contexte économique défavorable, la hausse des prix du pétrole et l'augmentation des importations (gaz et électricité) ont engendré des coûts supplémentaires pour la STEG. Les ajustements tarifaires sont souvent insuffisants pour couvrir la hausse des coûts, et l'électricité est toujours subventionnée à hauteur de 20 à 30 % par l'État.

Les tarifs valables à compter du 01/10/2022 pour les clients commerciaux et industriels branchés sur les réseaux de MT et HT sont présentés à la

Tarifs	Redevance de Puissance ⁽¹⁾ (millimes/kW/mois)	Prix d'énergie (millimes/kWh) ^{(1) (2)}			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
MT					

<i>Uniforme</i>	5 000 ⁽³⁾		291		
<i>Postes horaires</i>	11 000	290	417	377	222
<i>Pompage pour irrigation</i> ⁽⁴⁾	-	374	Non Applicable	Effacement	301
<i>Irrigation agricole</i>	-	283	Effacement	339 ⁽⁵⁾	217
<i>Secours</i>	6 000	330	462	421	256
HT⁽⁶⁾					
<i>Quatre postes horaires</i>	10 000	238	364	332	179
<i>Secours</i>	5 200	260	395	358	187
(1) La Taxe sur la valeur Ajoutée (TVA) est à appliquer aux taux de : (*) 19% sur toutes les redevances et sur le prix d'énergie (hors taxes) des usages autres que l'irrigation. (*) 7% sur le prix de l'énergie (hors taxes) de l'usage irrigation. (2) A majorer de la surtaxe municipale : 5 mill/kWh (3) (mill/kVA - mois) (4) Ce tarif n'est plus accordé (5) Effacement uniquement en pointe soir en hiver (Septembre à Mai). Tout kWh consommé pendant le poste pointe soir en été est facturé à 339 millimes (6) En plus de la surtaxe municipale et la TVA, le prix d'énergie à majorer de la taxe au profit du Fonds de Transition Energétique (FTE) : 1 mill/kWh.					

Figure 16.

Tarifs	Redevance de Puissance ⁽¹⁾ (millimes/kW/mois)	Prix d'énergie (millimes/kWh) ^{(1) (2)}			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
MT					
Uniforme	5 000 ⁽³⁾		291		
Postes horaires	11 000	290	417	377	222
Pompage pour irrigation ⁽⁴⁾	-	374	Non Applicable	Effacement	301
Irrigation agricole	-	283	Effacement	339 ⁽⁵⁾	217
Secours	6 000	330	462	421	256

HT ⁽⁶⁾					
Quatre postes horaires	10 000	238	364	332	179
Secours	5 200	260	395	358	187
(1) La Taxe sur la valeur Ajoutée (TVA) est à appliquer aux taux de : (*) 19% sur toutes les redevances et sur le prix d'énergie (hors taxes) des usages autres que l'irrigation. (*) 7% sur le prix de l'énergie (hors taxes) de l'usage irrigation. (2) A majorer de la surtaxe municipale : 5 mill/kWh (3) (mill/kVA - mois) (4) Ce tarif n'est plus accordé (5) Effacement uniquement en pointe soir en hiver (Septembre à Mai). Tout kWh consommé pendant le poste pointe soir en été est facturé à 339 millimes (6) En plus de la surtaxe municipale et la TVA, le prix d'énergie à majorer de la taxe au profit du Fonds de Transition Energétique (FTE) : 1 mill/kWh.					

Figure 16 : Tarifs de l'électricité pour la MT et la HT à compter du 01/10/2022 et (STEGb, 2023)

- **Régime autoconsommation pour MT/HT**

Les tarifs « Net FIT » concernent l'achat par la STEG de l'excédent de l'électricité (maximum 30 % d'excès) issue des producteurs en autoconsommation.

Poste Horaire	Les tarifs « Net FIT » (millimes/kWh)
<i>Jour</i>	115
<i>Pointe matin été</i>	182
<i>Pointe Soir</i>	168
<i>Nuit</i>	87

* Prix fixés par décision du ministre de l'Industrie,
de l'Energie et des Mines du 2 Juin 2014

Figure 17 : Tarifs d'achat de l'électricité par la STEG pour le mécanisme Net FIT. (STEGc, 2023)

- **Régimes d'Autorisation et de Concession**

Ces deux régimes sont basés sur les contrats d'achat avec la STEG attribués via des appels d'offres.

Les tarifs du kWh proposés pour les projets retenus dans le cadre des autorisations ou des concessions accordées par le ministère de l'énergie sont présentés à la

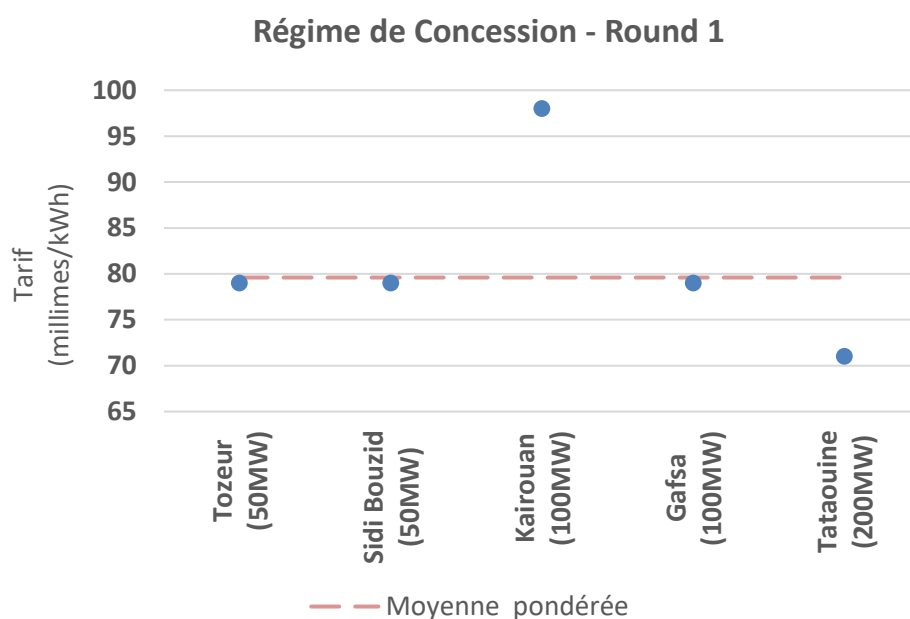


Figure 18. Pour le régime de concession, le prix s'établit autour de 70 millimes et pour le régime des autorisations, les prix varient entre 125 millimes pour les projets de 10 MW et

200 millimes/KWh pour les projets de 1 MW. Ces tarifs de vente ne prennent pas en considération les coûts supplémentaires de transport et de distribution de l'électricité.

Pour la première session d'appels d'offres, les tarifs n'étaient pas indexés sur une devise forte (USD, EUR), obligeant ainsi les développeurs à s'appuyer sur des financements locaux. Cependant, les changements défavorables dans le contexte économique entre novembre 2017 (lorsque les offres ont été faites) et le moment du financement ont rendu les projets à peine bancables et ont largement ralenti leur réalisation.

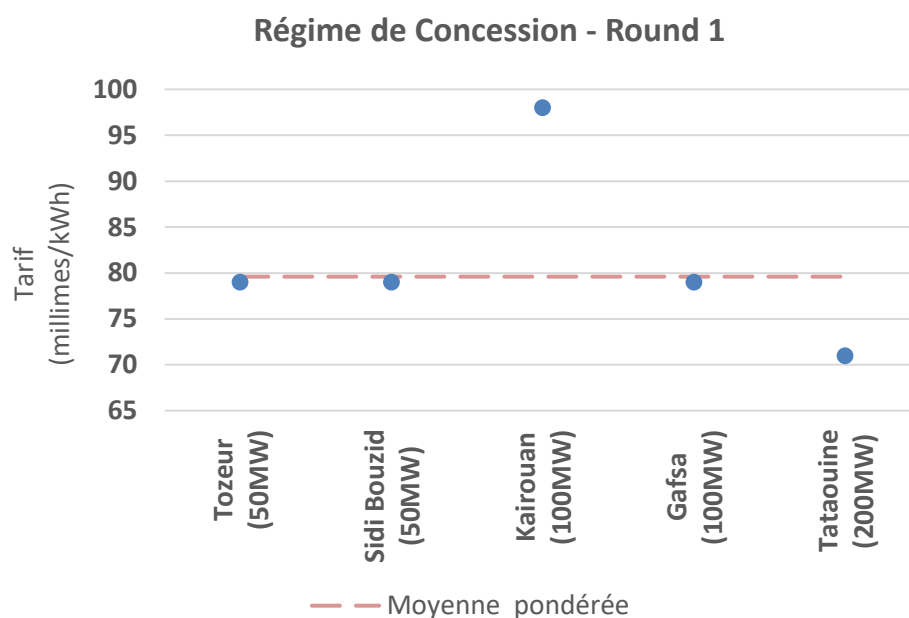


Figure 18 : Tarifs proposés par les porteurs de projets pour premier Round du régime de concession. Données de (ATPG, 2022)

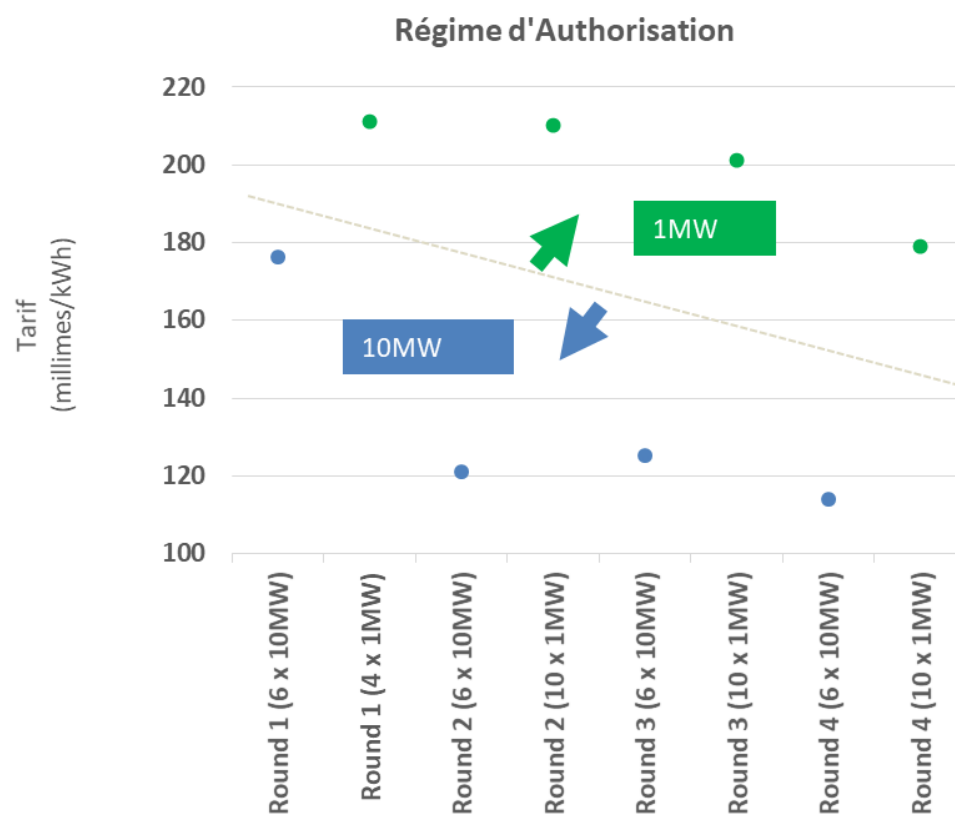


Figure 19 : Tarifs proposés par les porteurs de projets pour les quatre premiers Rounds du régime d'autorisation.
Données de (ATPG, 2022)

3. ESTIMATION DE LA TAILLE DU MARCHE EN TUNISIE

3.1. Évolution du secteur bâtiments solaires – basse tension (BT)

Jusqu'à récemment, le marché du solaire PV en Tunisie était porté principalement par les projets raccordés en basse tension. Même si la capacité installée (autour de 160 MW) est encore modeste en 2022, le nombre de nouvelles installations montre la volonté et le gain d'expérience des acteurs impliqués.

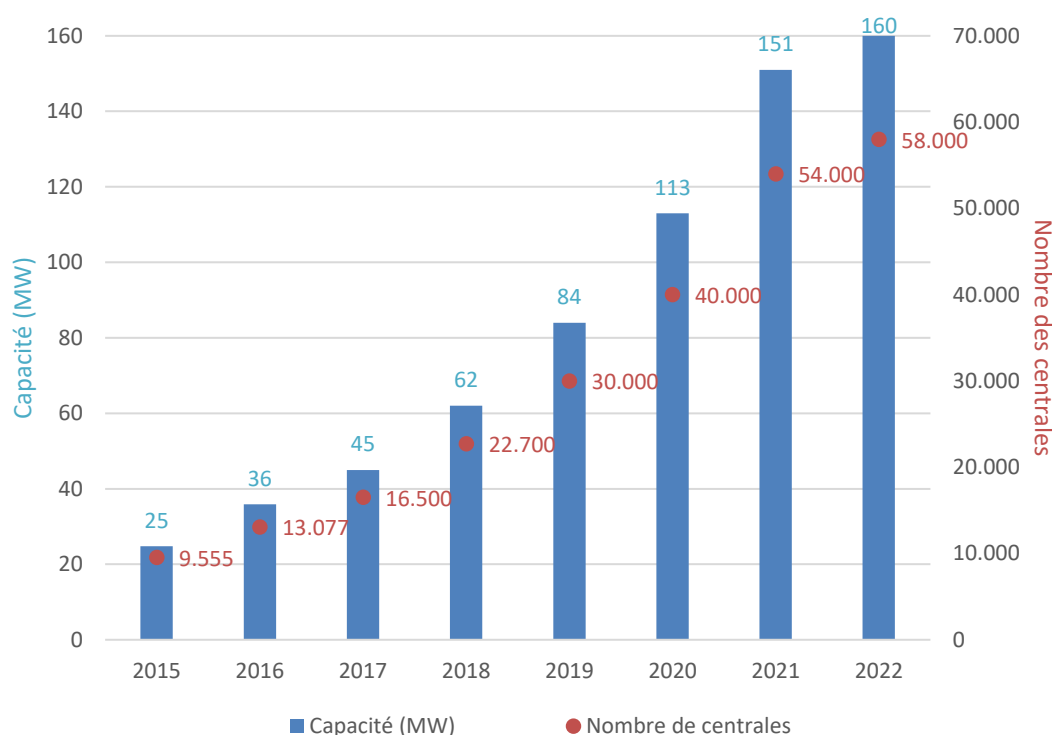


Figure 20 : Évolution du marché PV – basse tension. Données de (ONEM, 2023) et (GIZ, 2023)

Au niveau résidentiel, la direction des énergies renouvelables de l'ANME, soutenue par la STEG et plusieurs entités financières, a lancé le projet PROSOL Elec. Cette initiative a fourni des mécanismes de soutien efficaces pour développer l'utilisation des panneaux photovoltaïques au niveau résidentiel. PROSOL Elec a largement contribué à la création de l'industrie PV dans le pays et constitue toujours une part considérable du nombre de systèmes et de la capacité installée.

Les projections de l'ANME estiment qu'en 2027, Prosol Elec aura permis d'installer 46 000 systèmes PV représentant une capacité de 124 MW, ce qui correspond à des valeurs 2,5 fois plus élevées qu'en 2022.

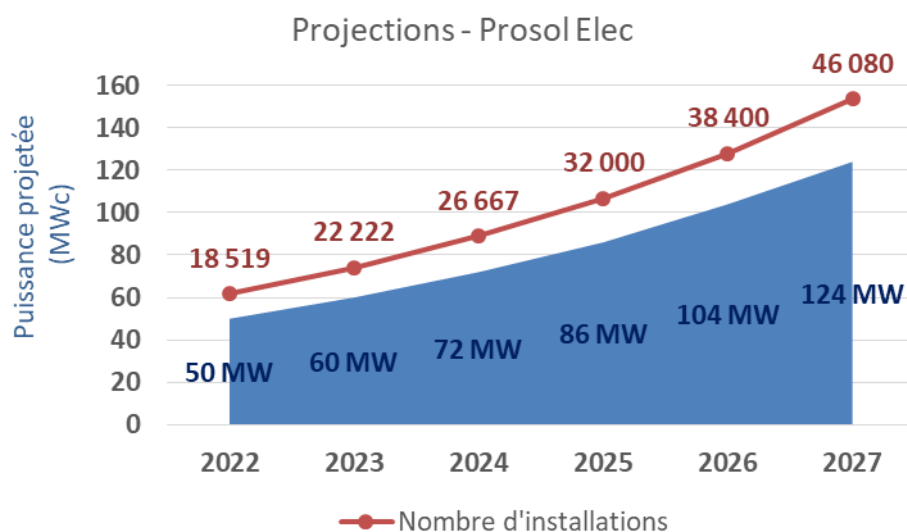


Figure 21 : Projections Prosol Elec. (Consommation annuelle > 1 800 kWh) (GIZ, 2023)

Un autre programme dénommé « Programme de la Transition Énergétique dans les Établissements Publics » (TEEP) vise l'implication des établissements publics dans la stratégie nationale de transition énergétique. Une partie du programme TEEP est consacrée à la promotion de l'autoproduction d'électricité par l'énergie solaire photovoltaïque au niveau de ces institutions alors que le deuxième programme (Programme EE) a été mis en place pour encourager les établissements publics à investir dans l'efficacité énergétique. Le coût total du Programme PV s'élève à 42,5 millions d'euros (mEUR). Il a été financé à hauteur de 34 mEUR sous forme de prêt bonifié par la Banque Allemande de Développement (KfW).

Le Programme PV prévoit une capacité PV totale d'au moins 30 mégawatts-crête (MWc) sous forme d'installations d'autoproduction pour les bâtiments publics et leur exploitation et maintenance.

3.2. Données sur les installations autorisées/réalisées

Le nombre et les capacités des projets PV en Tunisie par régime sont présentés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : État des projets en cours. Adapté de (ONEM, 2023)

RÉGIME	PROJETS	DÉTAIL PROJETS	ÉTAT D'AVANCEMENT
CONCESSION	Appel d'offres de 500 MW Sites proposés par l'État	Tozeur – 50 MW Sidi Bouzid – 50 MW Gafsa – 100 MW Kairouan – 100 MW Tataouine – 200 MW	En phase avancée de développement de projet. Le démarrage des chantiers est prévu pour 2023.
AUTORISATION	Appel à projet mai 2017 10 accords de principe	4 projets de 1 MW 6 projets de 10 MW	Pour le moment seulement 1 MW à Enfidha en service. 30 MW à Tataouine en cours de raccordement 1 MW à Matmata-Gabes en production Les autres projets sont en phase de construction ou de financement
	Appel à projet mai 2018 16 accords de principe	10 projets de 1 MW 6 projets de 10 MW	Un projet de 1 MW à Fawar-Kébili est en cours de raccordement. Les autres projets sont en phase de financement.
	Appel à projet juillet 2019 16 accords de principe	10 projets de 1 MW 6 projets de 10 MW	Les projets sont en phase de financement.
	Appel à projet août 2020 7 accords de principe	3 projets de 1 MW 4 projets de 10 MW	Résultat annoncé en nov. 2022.
AUTOPRODUCTION	BT	158 MW	Raccordé Majoritairement résidentiel
	MT/HT	302 autorisations pour une puissance totale de 68 MW	<u>Seulement quelques MW en exploitation</u>
STEG	Tozeur 1	10 MW	Début d'exploitation 2021
	Tozeur 2	10 MW	Début d'exploitation 2022

Encadré 2 – Appel d'offres à venir

- **Appel d'Offres n°01-2022 « Centrales PV sites promoteurs en concession »**

Dans le cadre du programme national de développement des ENR, le ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie a l'intention de sélectionner huit projets de production d'électricité à partir d'énergie solaire PV d'une capacité individuelle par projet plafonnée à

100 MW_{ac} (puissance maximale injectée dans le réseau) sur la période 2022-2025 en quatre rounds avec deux projets par round selon les dates limites de soumission suivantes :

- 1^{er} round : jeudi 15 juin 2023
- 2^e round : mars 2024
- 3^e round : novembre 2024
- 4^e round : septembre 2025

- **Appel d'offres n°03-2022 « Centrales PV de Hecha et Khobna »**

Dans le cadre du programme national de développement des ENR, le ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie invite les promoteurs intéressés à soumettre des offres pour la réalisation de deux projets de production d'électricité à partir d'énergie solaire PV en concession situés à Hecha, gouvernorat de Gabes de 300 hectares (Ha), et à Khobna, Gouvernorat de Sidi Bouzid de 270 Ha. La date limite de dépôt était le jeudi 18 mai 2023.

Cette analyse suggère que d'ici 2027, la Tunisie devrait avoir installé ou commencé la construction de :

- 13 centrales photovoltaïques en régime de concession d'une capacité de 1 300 MW,
- 54 centrales en régime d'autorisation d'une capacité de 247 MW,
- 2 centrales de la STEG (Tozeur I et II) d'une capacité de 20 MW,
- Environ 100 000 projets connectés depuis BT avec une capacité de 400 MW et
- 500 projets connectés depuis MT/HT avec une capacité de 300 MW.

3.3. Nombre de clients par type de connexion

Le nombre total de clients à l'échelle nationale par type de connexion (BT/MT/HT) et son évolution d'une année sur l'autre sont deux indicateurs efficaces pour estimer la taille potentielle du marché PV et des fournisseurs de services.

L'analyse des données de l'ATPG montre un ralentissement de la croissance du nombre de clients et de leur demande d'électricité cumulée pour tous les types de raccordement sur les deux dernières décennies.

Le raccordement en haute tension ne concernait que 23 clients en 2021. Le nombre de clients raccordés en moyenne tension a doublé au cours des 20 dernières années pour atteindre 20 284 clients en 2021. La basse tension est de loin le plus grand groupe de clients avec plus de 4,3 millions de consommateurs en 2021.

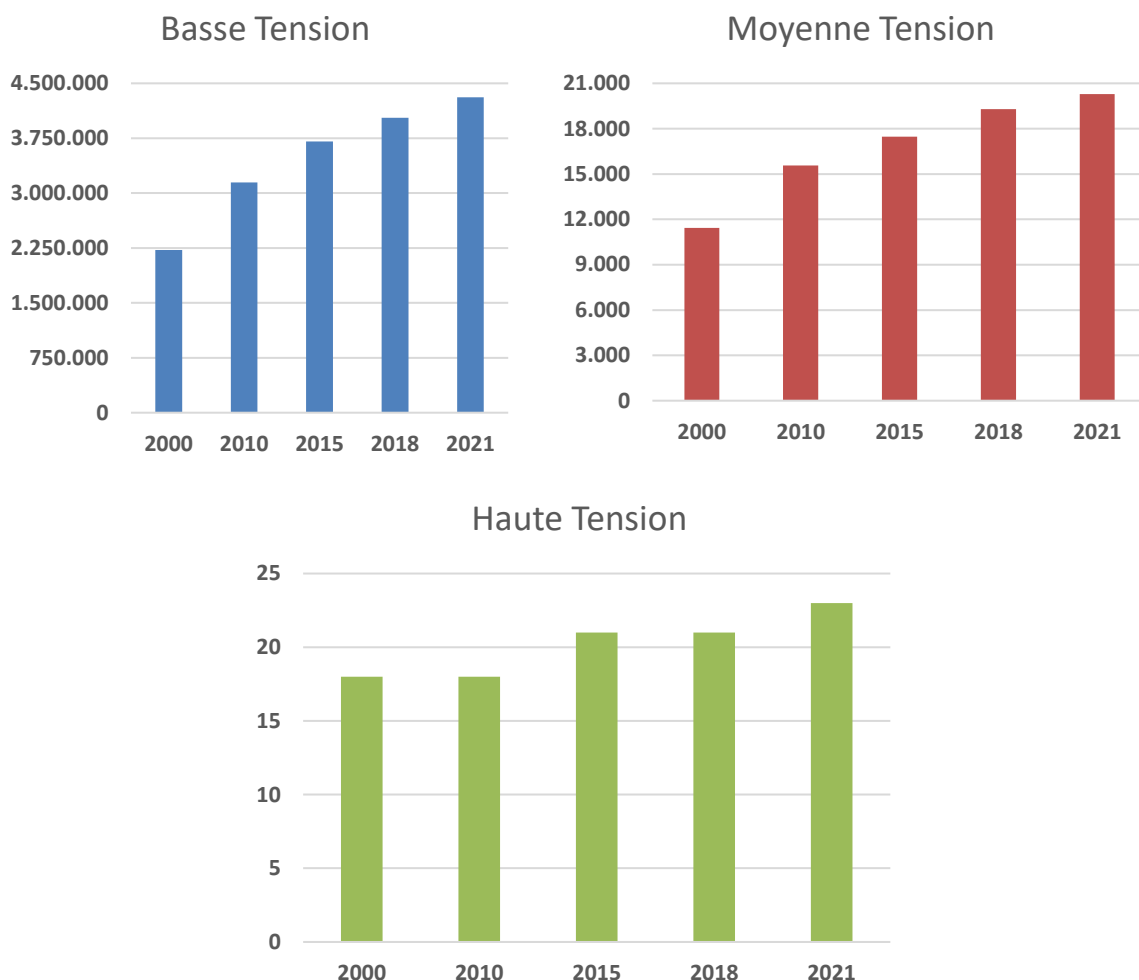


Figure 22 : Nombre d'abonnés par tension d'alimentation. Données de (ATPG, 2022)

Si l'on compare la consommation électrique des types de raccordement au nombre de clients, la consommation moyenne annuelle par client est de 1,92 MWh pour la BT, de 334,2 MWh pour la MT et de 59 GWh pour la HT.

Une estimation approximative tenant compte des ressources solaires locales et d'une autoproduction de 100 % impliquerait en moyenne un système solaire photovoltaïque de 2 kW pour les clients BT, de 200 kW pour les clients MT et de 40 MW pour les clients HT.

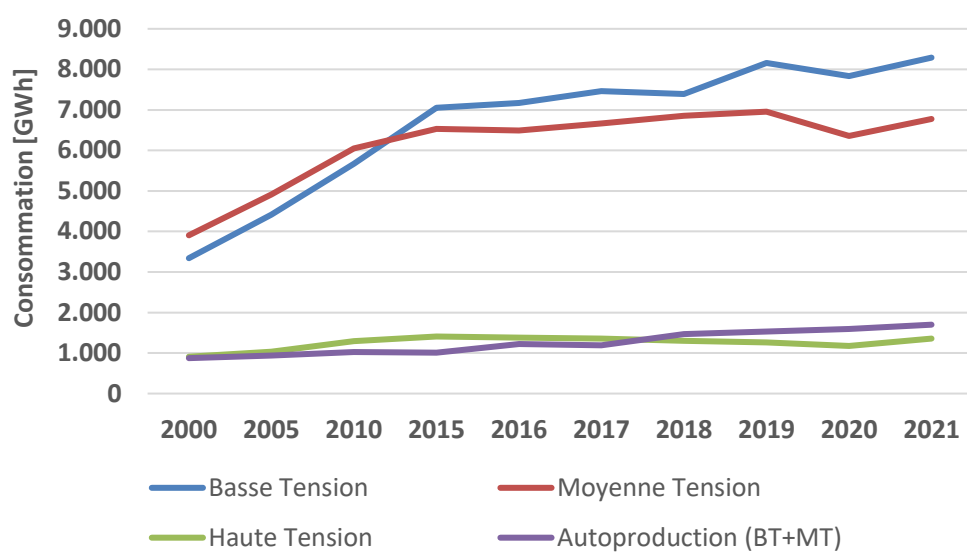


Figure 23 : Consommation annuelle par type de connexion. Données de (ATPG, 2022)

4. ANALYSE DES MARCHÉS DU BENCHMARK SÉLECTIONNÉS

4.1. La situation mondiale

La capacité mondiale installée en solaire PV a connu une augmentation exponentielle, passant de 100 GW en 2012 à 302 GW en 2016 pour atteindre plus de 1 100 GW en 2022. Ce développement a été motivé au niveau international par des politiques de sécurité pour l’approvisionnement énergétique d’une part, et par la lutte contre le changement climatique d’autre part.

Aujourd’hui, dans la plupart des systèmes électriques, la parité du réseau est atteinte grâce aux économies d’échelle, au développement technologique et à l’augmentation des prix des combustibles fossiles. Depuis 2016, les investissements mondiaux dans les énergies renouvelables ont dépassé les investissements dans les moyens conventionnels de production d’électricité.

L’augmentation exponentielle devrait se poursuivre au cours des cinq prochaines années, portant la capacité totale installée au niveau de 2 400 GW d’ici fin 2027. Alors que la plus grande partie de la capacité installée est composée de projets à l’échelle des services publics, les projets commerciaux et résidentiels devraient augmenter plus rapidement en nombre et en capacité dans les prochaines années.

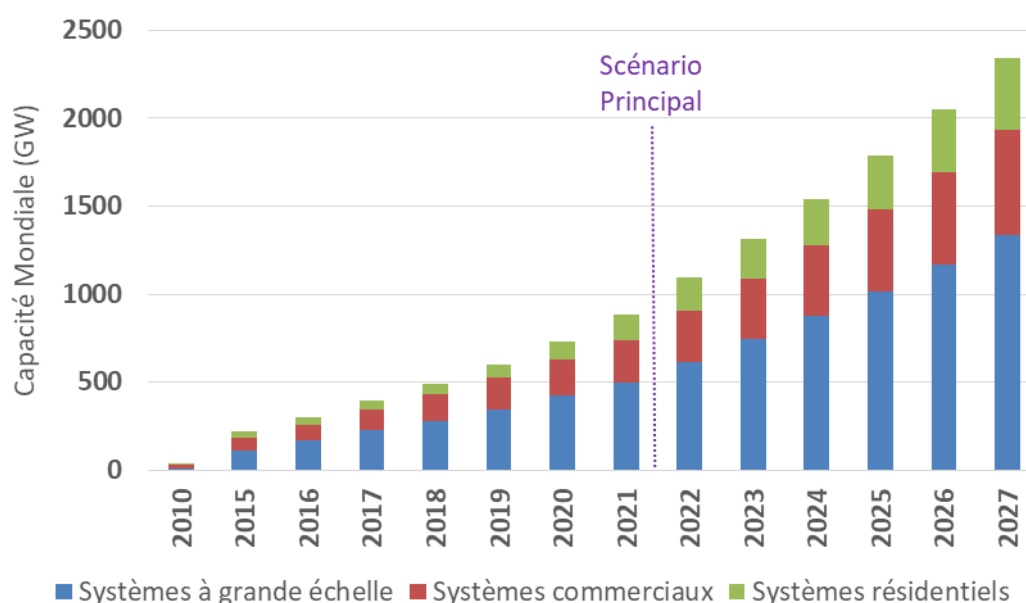


Figure 24 : Capacité photovoltaïque mondiale par segment, scénario principal, 2010-2027. Données de (IEA, 2022)

La filière PV se déploie rapidement partout dans le monde et offre de larges perspectives pour l'ensemble des acteurs qui doivent intégrer tout un ensemble d'enjeux pour répondre à la demande en toute sécurité.

Aujourd'hui, plus de 80 % de la production mondiale de modules solaires est basée sur la technologie mono-Si, contre 30 % en 2017. Les développeurs de projets et les laboratoires d'essais/certification doivent tenir compte de cette tendance dans leurs plans d'investissement.

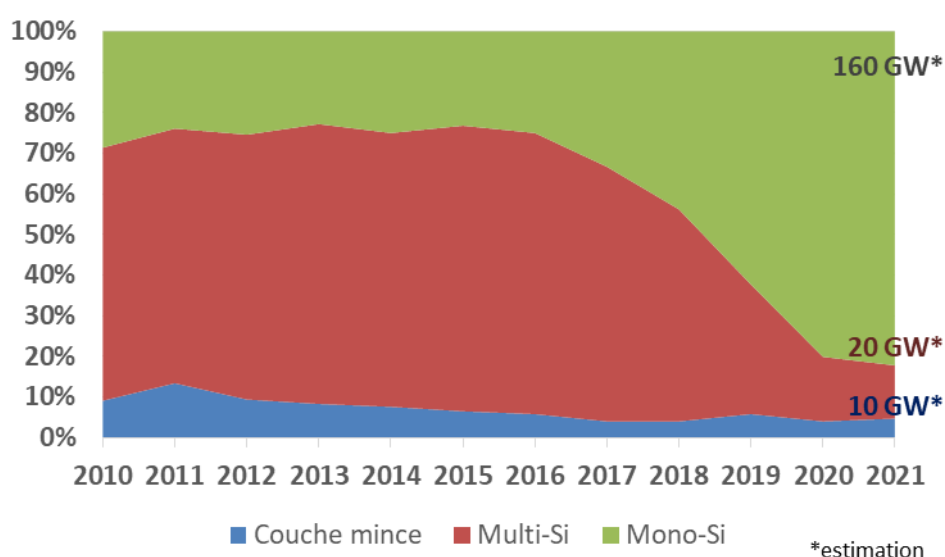


Figure 25 : Production photovoltaïque par technologie - Pourcentage de la production annuelle mondiale.
Données de (Fraunhofer ISE, 2023)

4.2. Le secteur de l'électricité dans les pays benchmarks

4.2.1. Rétrospective/situation actuelle/objectifs

4.2.1.1. France

En France, l'énergie solaire PV représentait plus de 16 GW fin 2022, ce qui représente une progression de 17 % par rapport à 2021.

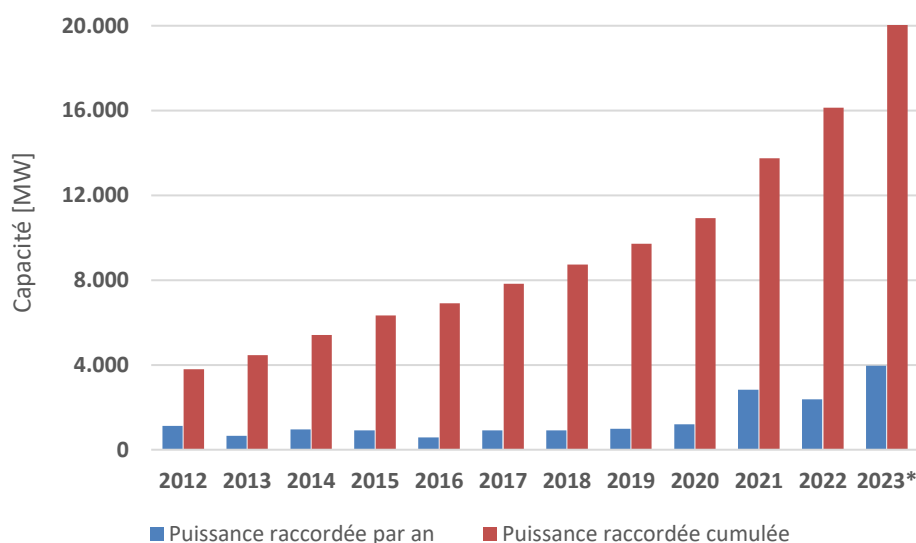


Figure 26 : Évolution de la puissance solaire PV raccordée. Données de (SDES, 2023)

Les programmations pluriannuelles de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028 prévoient un doublement des capacités photovoltaïques installées au sol à l'horizon 2023, puis en 2028. L'objectif de 20,1 GW de puissance installée à la fin 2023 sera probablement atteint en considérant que la puissance des projets en attente est d'environ 16,9 GW, dont 3,9 GW avec une convention de raccordement signée.

54 % de la nouvelle puissance raccordée en 2022 correspond à des installations de plus de 250 kW qui ne représentent que 0,3 % du nombre de nouveaux raccordements. Les installations de taille plus modeste (inférieure à 9 kW) représentent quant à elles 90 % du nombre d'unités nouvellement raccordées et 14 % de la nouvelle puissance. (SDES, 2023)

Encadré 3 – Des évolutions réglementaires pour accélérer la cadence

Loi Climat et Résilience – Août 2021

Obligation de végétaliser ou de couvrir de panneaux solaires les toitures des bâtiments neufs et parkings couverts de plus de 250 m².

Nouvel arrêté tarifaire (S21) – Oct. 2021

Extension du seuil d'accès donnant droit à un tarif d'achat pour les installations sur bâtiments et ombrières de 100 à 500 kWc.

Arrêtés tarifaires modificatifs S21 – Juillet 2022 & Février 2023

Augmentation & gel des tarifs d'achat PV et des primes à l'autoconsommation pour répondre à l'augmentation des coûts du matériel PV et à la hausse des taux d'intérêt.

Loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables – Mars 2023

Objectif : ≥ 100 GW PV installés en 2050

- Obligation d'équiper les parkings extérieurs existants de + de 1 500 m² de panneaux PV sur au moins la moitié de leur surface.
- Obligation pour les bâtiments non résidentiels neufs ou lourdement rénovés (entrepôts, hôpitaux, écoles...) d'une couverture minimum de toitures PV de 30 % en 2023 et 50 % en 2027. Extension aux bâtiments non résidentiels existants en 2028.

En France, avec la libéralisation du marché de l'électricité, les services de production, distribution et transport d'électricité ont été divisés en 2007. Avec cette désintégration, la distribution et le transport de l'électricité restent des services publics, par contre la production et la fourniture sont ouvertes à la concurrence.

EDF a créé des filiales, ENEDIS et RTE, qui ont repris les concessions de service public pour gérer les réseaux de distribution et de transport. Ceux-ci appartiennent aux collectivités locales pour la distribution et à l'État pour le transport. Pour la gestion du réseau de distribution, c'est ENEDIS, filiale d'EDF, qui intervient sur environ 95 % du territoire et, sur les 5 % restants, ce sont les anciennes régions locales d'électricité désormais qualifiées d'Entreprises Locales de Distribution (ELD).

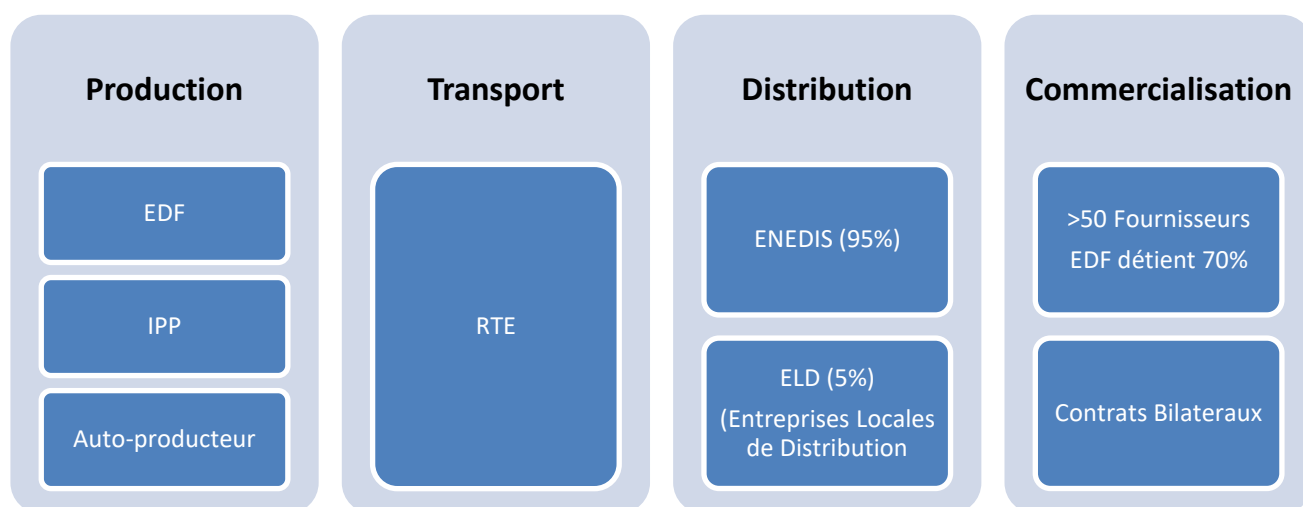


Figure 27 : Le marché de l'électricité en France

4.2.1.2. Allemagne

L'Allemagne a installé 7,3 GW de capacité solaire en 2022, soit une croissance de 28 % d'une année sur l'autre par rapport à 5,7 GW installés en 2021. La capacité solaire photovoltaïque cumulée du pays fin 2022 s'élevait à 67,4 GW.

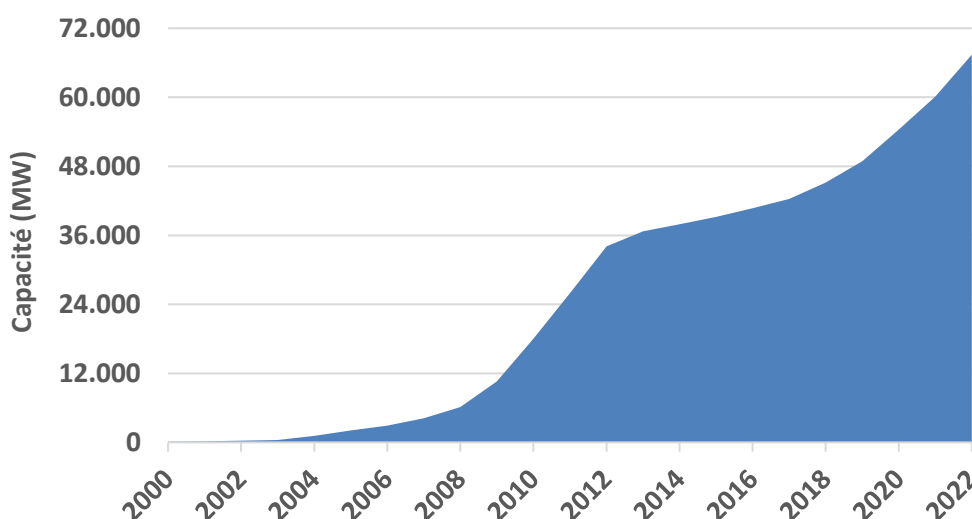


Figure 28 : Capacité solaire photovoltaïque installée en Allemagne. Données de (BmWK, 2023)

La loi allemande sur les sources d'énergie renouvelables (EEG) fixe un objectif d'une proportion d'EnR de 65 % de la consommation brute d'électricité pour 2030. Cela correspond à un ajout PV annuel moyen de 5 à 10 GWc, en fonction de l'évolution de la demande d'électricité et de l'expansion des autres sources d'énergie.

Cependant, en 2022, le pays a fait face à des défis, avec de multiples appels d'offres d'énergie renouvelable sous-souscrits en raison du faible tarif plafond. Par exemple, l'appel d'offres de juin 2022 pour 1 126 GW de projets solaires a été sous-souscrit à hauteur de 412 MW. Le pays a ensuite pris plusieurs mesures pour assurer le succès de tels appels d'offres lancés à l'avenir.

En Allemagne, le marché local est dominé par les installations résidentielles et commerciales sur les toits, qui représentent environ 70 % des ajouts de capacité annuels.

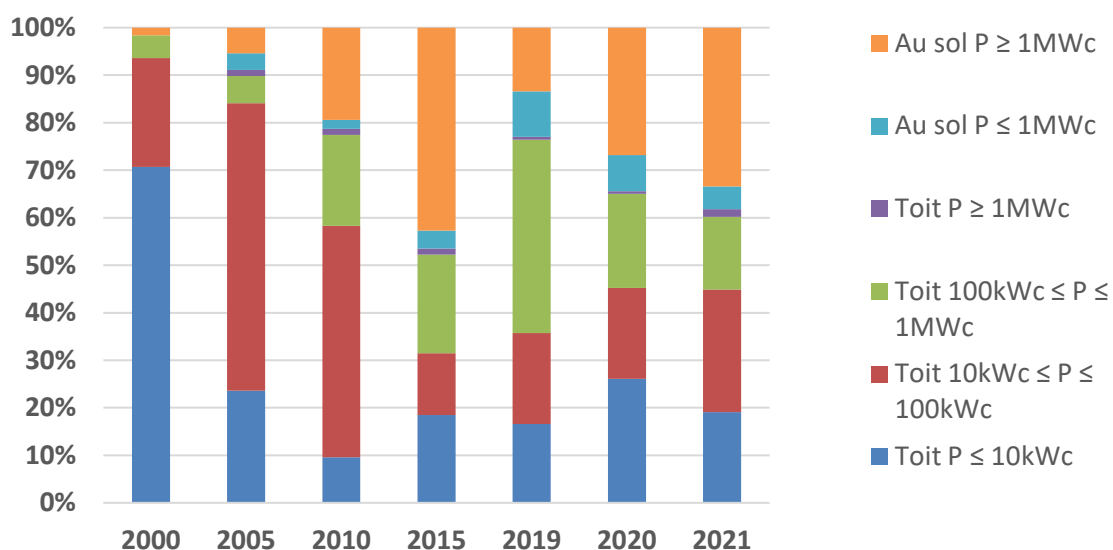


Figure 29 : Pourcentage de capacité annuelle par taille de système. Données de (Fraunhofer ISE, 2023)

Si l'on considère le nombre d'installations, seules 19 074 des 2 248 787 installations ont une capacité supérieure à 500 kW. 64 % de tous les systèmes solaires photovoltaïques ont une capacité inférieure à 10 kW et 17 % entre 10 et 20 kW.

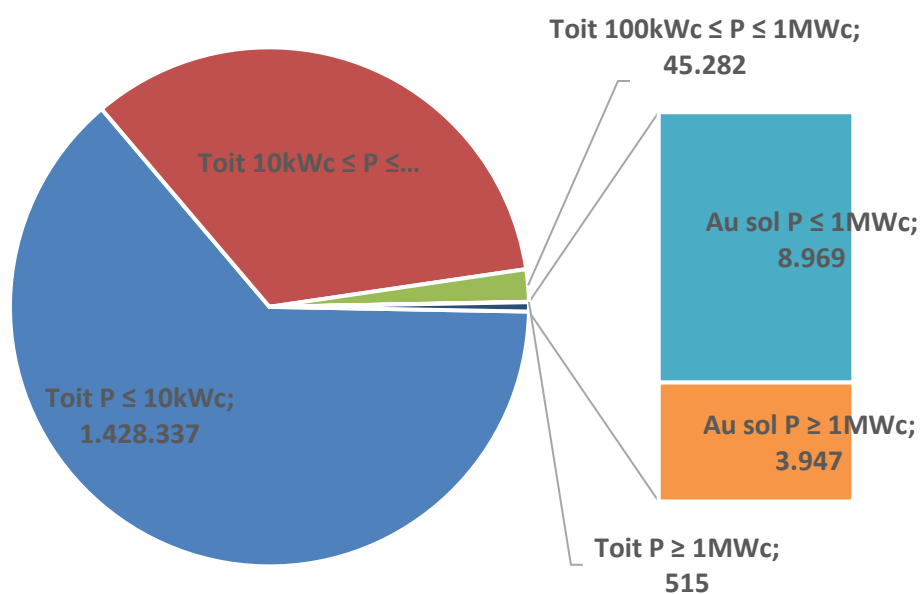


Figure 30 : Nombre total des installations PV connectées au réseau par type et capacité – Fin 2021. Données de (Fraunhofer ISE, 2023)

Pour le transport de l'électricité sous très haute tension (380 kV et 220 kV) et haute tension (150 kV à 60 kV), l'Allemagne est divisée en 4 zones gérées chacune par un opérateur de réseau. Ces quatre opérateurs de réseau sont regroupés en un organisme de coordination dénommé Netzregelverbund (NRV).

La production d'énergie fournie par les éoliennes au nord du pays, alors que les grands centres industriels se situent au sud, a créé des besoins supplémentaires de réseaux haute tension.

La distribution de l'électricité au niveau de la moyenne tension (30 kV à 1 kV) et de la basse tension (400 V ou 230 V) est gérée par 900 opérateurs de réseau de distribution (*Verteilnetzbetreiber*) qui interviennent parfois aussi dans le transport en haute tension (surtout en 110 kV). La plupart de ces opérateurs sont des entreprises locales ou communales.

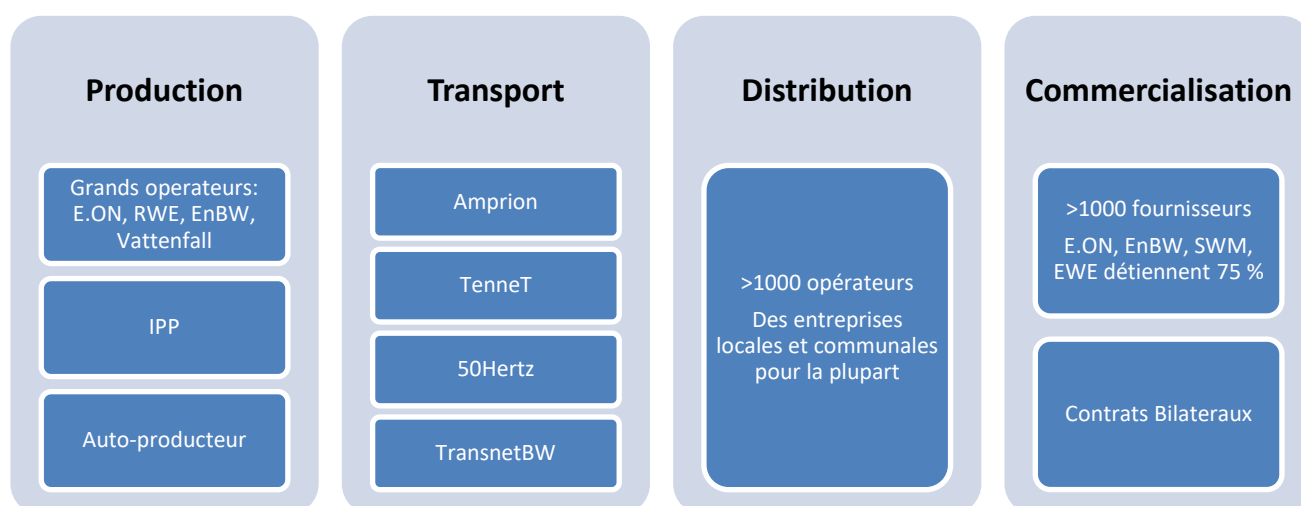


Figure 31 : Le marché de l'électricité en Allemagne

4.2.1.3. Turquie

En Turquie, avec la loi n° 4628 sur le marché de l'électricité entrée en vigueur en 2001, le processus de libéralisation a été engagé. Avant la libéralisation, toutes les activités étaient regroupées sous une institution publique, l'Autorité Turque de l'Électricité (TEK). Au terme de la division, Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) pour la production, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) pour la transmission et Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) pour la distribution ont été créées. Dans ce processus, la Turquie a été divisée en 21 régions de distribution et les activités de distribution d'électricité ont été privatisées. Les consommateurs ont commencé à acheter de l'électricité auprès des sociétés de distribution de leur région. La

dernière évolution du marché a été la création des sociétés de vente au détail d'électricité avec la séparation des activités de vente des sociétés de distribution. La dernière restructuration a permis une nouvelle structure de marché où les consommateurs peuvent choisir entre les fournisseurs d'électricité et les prix sont déterminés en fonction de la concurrence.

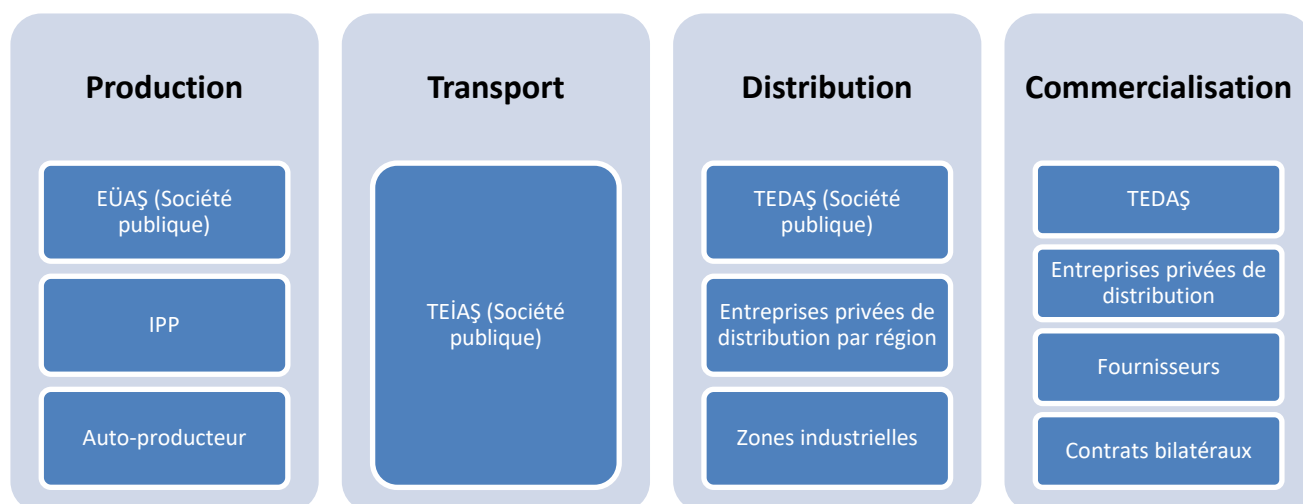


Figure 32 : Organisation du marché de l'électricité en Turquie

Le secteur solaire PV turc a débuté en 2010 avec la révision de la loi sur l'utilisation des ressources renouvelables aux fins de la production d'énergie électrique et l'introduction de YEKDEM (Tarif d'achat et priorité pour les EnR). Malgré l'incertitude législative, la capacité PV installée dans le pays a augmenté rapidement entre 2014 et 2022, avec une moyenne de 1,2 GW de nouvelle capacité installée par an.

Fin 2022, la puissance solaire PV installée en Turquie était de 9 425 MW. L'évolution de la puissance installée au fil des ans est donnée à la Figure 33.

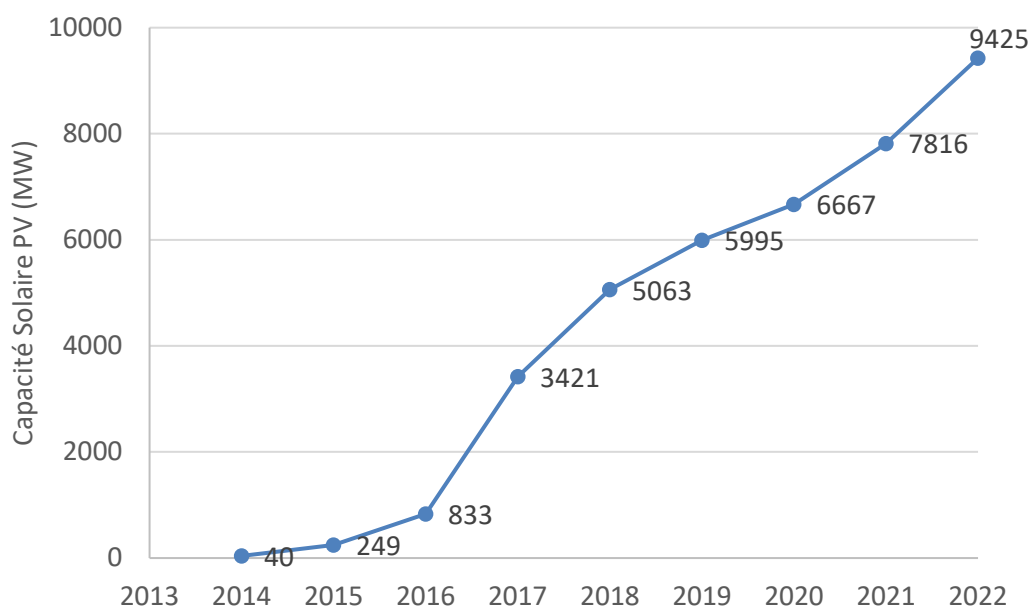


Figure 33 : Évolution de la puissance solaire PV en Turquie. Données de (EIGM, 2023)

Ne bénéficiant d'aucune ressource naturelle majeure, la production d'électricité en Turquie dépend principalement des centrales hydroélectriques et au gaz naturel. Récemment, la sécheresse liée au changement climatique et les problèmes d'approvisionnement en gaz russe ont poussé les décideurs à diversifier la production. Début 2023, la puissance PV représentait 9 % de la puissance totale installée.

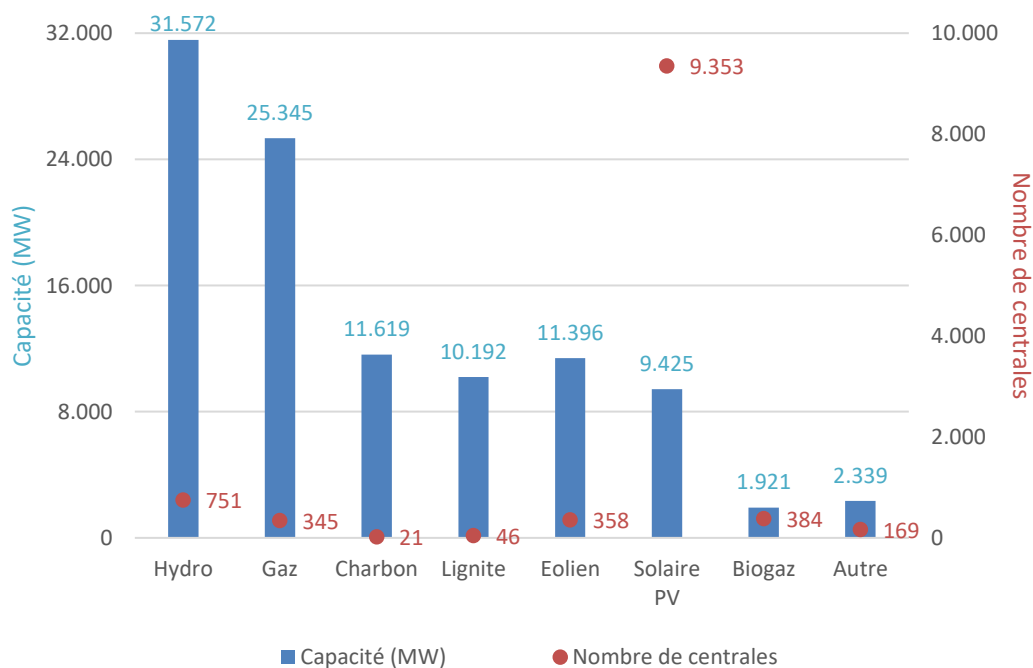


Figure 34 : Capacité électrique par source fin 2022 en Turquie. Données de (TEIAS, 2023)

On observe que 92 % de la puissance installée en Turquie est composée de centrales PV sans licence. La puissance installée sans licence, qui était de 0,4 GW fin 2015, a atteint 8,6 GW en décembre 2022. Ces centrales ont une capacité inférieure à 1 MW et ont toutes bénéficié d'un vide législatif. Jusqu'en 2019, tout consommateur avait le droit d'installer une centrale électrique d'une capacité inférieure à 1 MW sans licence et les centrales électriques renouvelables bénéficiaient d'un tarif d'achat et d'une priorité. Cette directive initialement introduite pour les projets d'autoconsommation a abouti à des milliers de centrales électriques de 1 MW fonctionnant sous un modèle similaire à l'IPP et exploitées par des entreprises sans aucune expérience dans le secteur de l'énergie.

Le règlement sur la production sans licence a été modifié le 12 mai 2019. Avec l'amendement, un minimum de consommation et le système de net-metering ont été introduits.

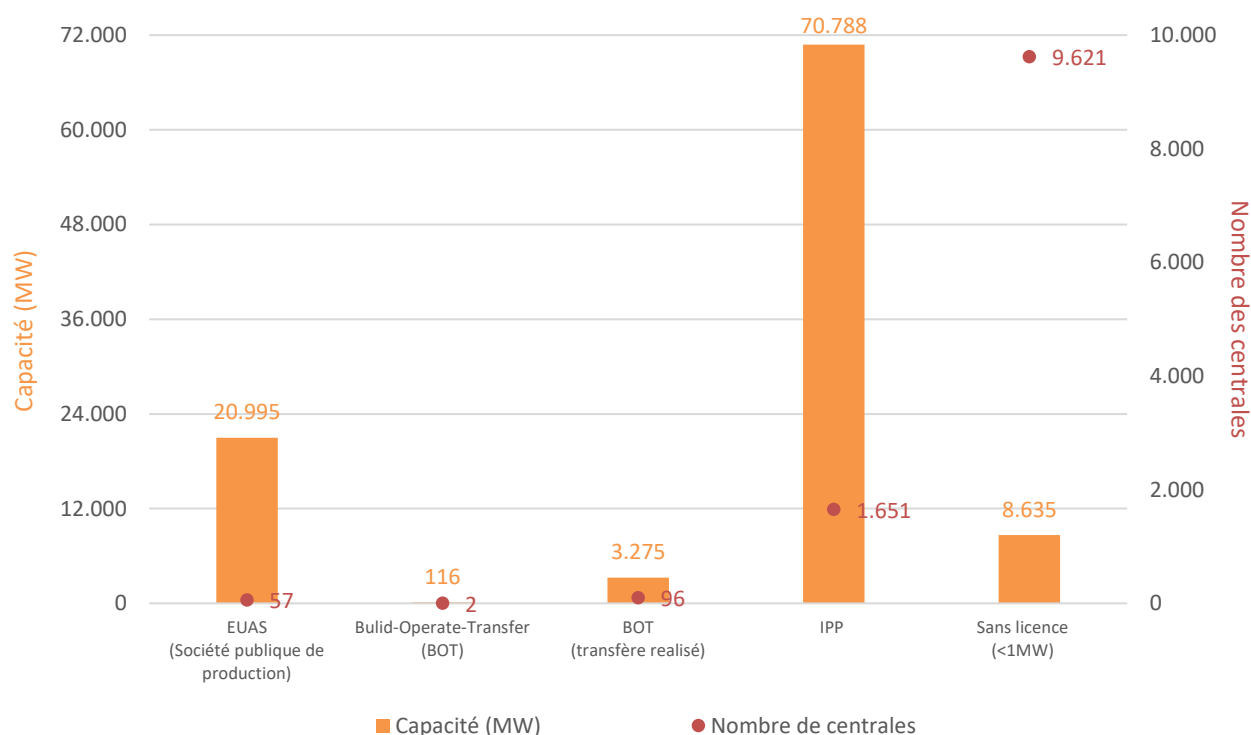


Figure 35 : Capacité électrique par type d'accès au marché. Données de (TEIAS, 2023)

L'environnement législatif en Turquie est très instable avec des modifications fréquentes qui impactent négativement les investisseurs internationaux. Aujourd'hui, ce sont principalement des entreprises locales qui sont actives dans le secteur de l'énergie solaire PV avec le soutien technique et financier des prestataires et d'organisations internationales.

Tableau 3 : Les capacités installées et autorisées par mécanisme en Turquie.

Mécanisme	Commentaires	Capacité installée (fin 2022)	Capacité autorisée
Tarif d'achat pendant 10 ans – sous licence de génération délivrée par EPDK (autorité indépendante) >1 MW	Expiré	790 MW	
Tarif d'achat pendant 10 ans – centrales exemptes de licence <1 MW	A été introduit comme modèle d'autoconsommation mais sans minimum de consommation, ni limite de surplus vendu. Modifié en 2019	8 635 MW	
Enchères YEKA	Modèle actuel pour les concessions. Ces enchères bénéficient d'un PPA pendant 15 ans.	1 000 MW	2 000 MW Mise en service prévue avant 2025
Modèle d'autoconsommation MT/HT <5 MW	Les consommateurs peuvent installer une centrale PV limitée à leur consommation.		
Modèle d'autoconsommation BT <10 kW	L'excès peut être injecté dans le réseau. Net-metering		
Centrales électriques hybrides	Le solaire PV est intégré aux centrales électriques existantes.	250 MW	
Solaire PV avec stockage	La capacité à attribuer aux centrales PV avec un système de stockage	-	~15 000 MW

5. STRUCTURATION DU SECTEUR QUALITÉ/PARTIES PRENANTES

5.1. Application de la conformité

La vérification de la conformité au code des gestionnaires de réseau repose généralement sur des essais. Comment et par qui ces essais sont effectués seront les facteurs déterminants pour le succès du processus de vérification. Les essais doivent être réalisés de manière « raisonnable » pendant les phases de conception, de développement, d'installation et d'exploitation, en tenant compte des défis spécifiques liés à chaque pays.

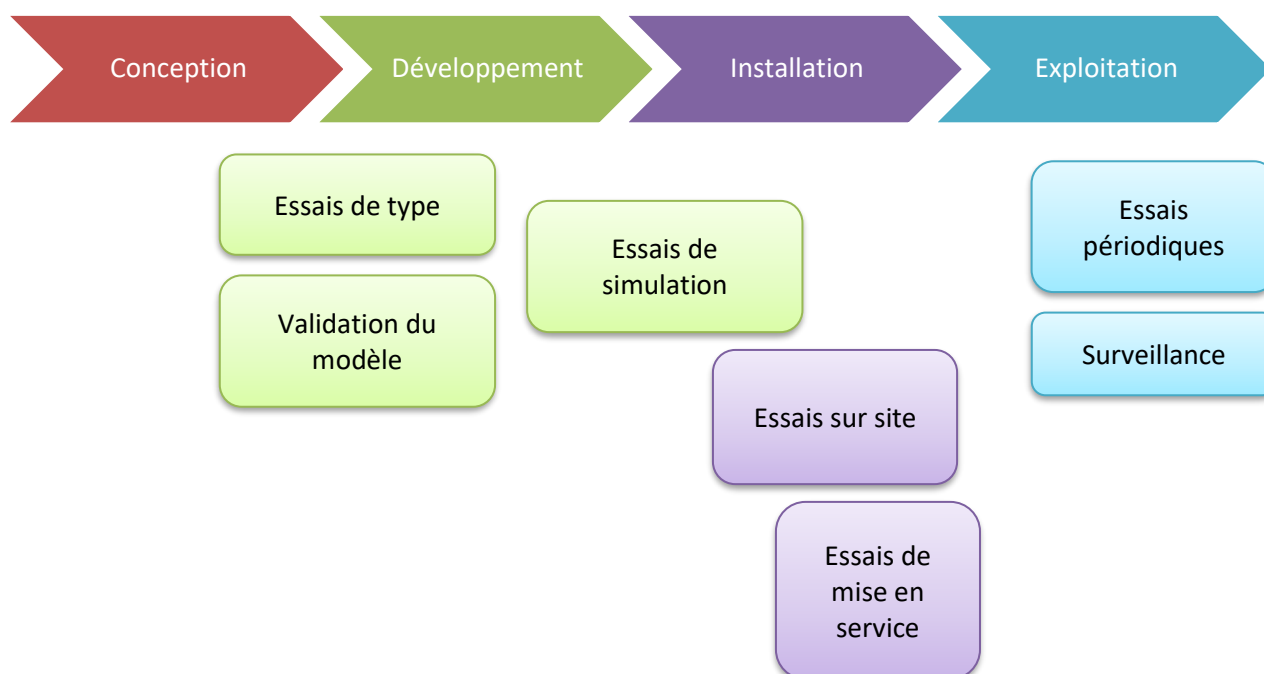


Figure 36 : Essais de conformité pendant les phases du projet. Adapté de (IRENA, 2022)

Essais de type. Les fabricants d'équipements n'ont qu'à prouver la conformité au code de réseau pour un échantillon individuel de chaque type de produit. Si le spécimen testé réussit le test, le fabricant peut garantir que tous les produits du même type satisfont aux exigences techniques correspondantes et émettre une déclaration correspondante. Ces déclarations de conformité sont considérées « suffisantes » pour l'importation du produit sur la plupart des marchés. Pourtant, les essais de type peuvent également être effectués par des organismes indépendants pour obtenir une plus grande confiance, transparence et vérifiabilité. Aujourd'hui, la certification par un tiers est une pratique courante pour les plus grands fabricants.

Les essais sur site. Les essais sur site font référence à des essais des composants, souvent des modules, qui sont exécutés sur site avant les essais de mise en service de la centrale.

Les essais de mise en service sur site sont effectués lorsque les travaux de construction sont terminés et que la nouvelle installation est prête à être raccordée au réseau électrique. Le nombre d'essais à ce niveau est souvent minimisé en raison de leur coût élevé mais c'est le seul moyen pratique de vérifier le comportement électrique de l'ensemble de la centrale et de détecter les erreurs locales.

Les essais de simulation aident à combler le fossé entre les essais de type et les essais sur site, car aucun des deux ne peut vérifier les fonctionnalités requises par les codes de réseau. Par exemple, l'essai de la réponse aux défauts de toute une centrale peut avoir un impact indésirable sur le fonctionnement du réseau. De tels essais peuvent être menés entre les phases de conception et de raccordement d'un projet. Pour rendre les simulations fiables, les modèles et leurs fonctionnalités attendues doivent être spécifiés et leurs performances doivent être vérifiées. Dans les pays où les spécifications et exigences correspondantes ont été élaborées, les essais de simulation sont utilisés avec succès pour compléter les essais de type et les essais sur site.

Une fois que la réception de la centrale est réalisée avec succès, **des essais périodiques** peuvent être effectués pour vérifier que les performances ne se dégradent pas avec le temps. Ces essais permettraient de détecter des problèmes introduits accidentellement lors de travaux de maintenance ou de mises à jour logicielles. Les données recueillies lors de ces essais peuvent également être utilisées pour vérifier et maintenir les modèles de simulation.

Les systèmes de certification consistent en une répartition stricte des responsabilités et s'appuient sur des normes et des règles détaillées pour les étapes de vérification de la conformité avant la mise en service. Tout en introduisant une complexité supplémentaire, ils aident à coordonner la vérification de l'équipement avec les essais de simulation et les essais sur site d'une manière plus rentable que de s'appuyer sur une seule catégorie d'essais pour atteindre des niveaux de confiance similaires dans la conformité au code de réseau.

En Allemagne, la conformité par certification est devenue une pratique courante. Une certification de projet et des essais de conformité supplémentaires sont requis.

Aux Pays-Bas, il n'y a pas de certification de projet mais la conformité par des essais reste un élément essentiel du processus de mise en service et des essais très exhaustifs sont requis. Par contre, la plupart des essais sur site sont effectués au niveau de la centrale et non au niveau des composants (par ex. onduleur).

En Espagne, il n'y a presque pas d'essais de conformité sur site requis ; la norme technique nationale pour l'évaluation de la conformité exige des certificats de composants qui seront délivrés par des certificateurs agréés. Ensuite, la centrale doit être simulée par un organisme de certification accrédité. Si les exigences sont remplies, le projet obtiendra son certificat.

Cependant, il faut noter que les procédures d'essais sont souvent coûteuses et peuvent être longues. Le meilleur rapport entre la conformité et le coût de vérification, sans retarder les projets, peut être atteint si toutes les catégories d'essais sont combinées de manière coordonnée.

5.2. Chaîne de qualité et risques

Les entretiens avec les parties prenantes dans le cadre de cette étude ont confirmé que les problèmes de qualité et de sécurité qui entraînent des pertes de performances et des risques de sécurité dans le secteur PV sont très courants. Les principaux problèmes rencontrés dans les centrales PV sont liés aux mauvaises pratiques d'installation et au manque de suivi pendant les phases d'installation et d'exploitation du projet. Les risques principaux signalés pour les centrales sont les incendies (>50 %), les dysfonctionnements électriques, le manque d'étanchéité (toiture) et les dommages à la structure du bâtiment (toiture). Le Tableau 4 résume les problèmes, risques et solutions concernant la chaîne de valeur PV.

Tableau 4 : Infrastructures qualité et chaîne de valeur PV. Adapté de (PTB, 2016)

Chaîne de valeur	Problèmes de qualité	Risques associés	Solutions pour réduire les risques
Contractualisation Appel d'offres	Absence d'exigences de qualité	Défaillances imprévues et pertes financières	Inclusion et définition claire des critères de qualité et du processus de vérification Inclusion de garanties de performances mesurables
	Processus de vérification inexistant ou insuffisant	Risque pour la santé et la sécurité Pertes de performances Non-conformité au code réseau	
Conception	Manque de données fiables	Estimation de productible inexacte	Mesure sur site Étalonnage des équipements
	Manque d'expérience des prestataires	Incertitude sur la fiabilité des études Erreurs dans la planification Retards Performance réduite Vérification de la qualité insuffisante	Formation et sensibilisation sur les critères de qualité Travailler avec des prestataires certifiés/accrédités

Fabrication	Assurance qualité des produits importés	Le faible coût guide le choix du produit – les produits de mauvaise qualité dominent le marché.	Essais de composants Accréditation des services d'évaluation de la conformité, par ex. essai des modules et des onduleurs.
	Expérience industrielle limitée conduisant à des produits nationaux de moindre qualité	Qualité non fiable des composants produits localement Risques accrus concernant la durabilité	Application des normes internationales Application de systèmes de certification accrédités et internationalement reconnus
	Normes internationales pas totalement adaptées aux conditions locales	Informations insuffisantes sur le longévité et performances des composants dans les conditions locales.	Sensibilisation sur les limites des normes applicables Essais supplémentaires
Transport	Dommages aux composants avant l'installation	Litiges éventuels Difficulté d'attribuer la responsabilité Perte de performances Durée de vie réduite	Tester et documenter la qualité de la marchandise avant l'expédition et à la livraison
Installation	Manque d'expérience des sociétés EPC/sous-traitants	Perte de performances Retour sur investissement réduit Risque pour la santé et la sécurité Augmentation des coûts d'exploitation et maintenance (O&M)	Formation et certification des installateurs Inspection avant mise en service Vérification de l'adoption des meilleures pratiques internationales
	Mauvaise documentation	Coûts plus élevés en raison d'un fonctionnement à moindre rendement	Adoption des normes applicables et suivi du processus
	Procédures de contrôle qualité/mise en service inappropriées	Incertitude sur la performance et la sécurité de la centrale - au début des opérations et pendant la durée de vie financière	Définition et application des procédures selon les meilleures pratiques internationales
Exploitation	Manque d'expérience des prestataires O&M	Réduction de performance Risque pour la santé et la sécurité	Formation et certification des prestataires Travailler avec des prestataires certifiés/accrédités Inclusion de garanties de performance mesurables
	Consignes insuffisantes	Réduction de performance	Mise en place des procédures
	Manque de suivi, de collecte de données et de traitement des données	Incertitude sur les performances du système Détection tardive des pannes et des perturbations	Essais de performance fiables et périodiques

5.3. Systèmes de gestion de la qualité dans les pays benchmark

Un système de gestion de la qualité est un ensemble de processus opérationnels, de méthodes, de politiques, d'information documentés et d'outils visant à confirmer aux parties prenantes (les clients, les partenaires de la chaîne d'approvisionnement, les organismes de réglementation et autres) que les produits ou services concernés répondent aux exigences de qualité et sont conformes aux normes rigoureuses d'un marché spécifique.

L'assurance qualité est une gestion des processus en amont, intervenant avant et pendant le développement d'un projet/marché. Les fabricants et les régulateurs mettent en œuvre l'assurance qualité en définissant et en planifiant le processus, en le documentant, en mettant en place une méthode de suivi et vérification et en formant le personnel en conséquence.

En revanche, le contrôle qualité est souvent effectué en aval, pendant et après l'installation, une fois que le processus d'assurance qualité a été défini. Le contrôle qualité s'appuie sur des tests et des inspections complets pour vérifier que les exigences de qualité sont respectées. En sus de son utilité pour identifier et aider à corriger les erreurs, le contrôle permet de suivre la qualité du produit fini et de fournir un retour à l'assurance qualité pour améliorer le processus. Souvent, des audits périodiques sont exigés pour valider et optimiser l'ensemble du processus opérationnel.

En résumé, l'assurance qualité est une méthode proactive basée sur des processus visant à prévenir et réduire les problèmes rencontrés, pendant le contrôle qualité qui peut être considéré comme une mesure plutôt réactive.

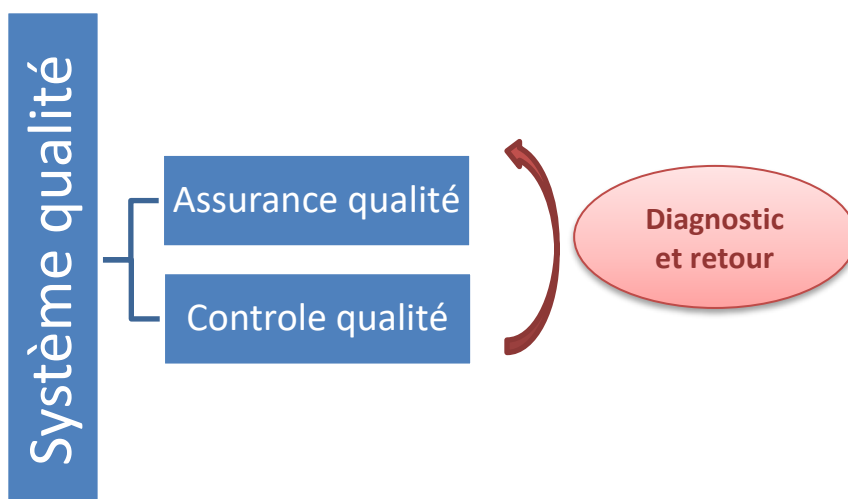


Figure 37 : Le système qualité.

5.3.1. France

5.3.1.1. Contrôle de conformité électrique

Les articles D342-18 à 21 du Code de l'Énergie stipulent que le raccordement au réseau de distribution d'une installation électrique de consommation ou de production est conditionné par la présentation au distributeur d'une attestation de conformité. Le Comité national pour la

sécurité des usagers de l'électricité (CONSUEL) est agréé pour viser les attestations selon les règlements d'intervention et les prescriptions de sécurité en vigueur.

Le CONSUEL est une association reconnue d'utilité publique qui a été créée en 1964 pour consolider la qualité professionnelle de la filière électrique afin de limiter les risques d'accidents. Elle est sous la tutelle de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) qui fixe les tarifs des interventions. Son rôle est d'inciter au respect des prescriptions de sécurité imposées par les règlements en visant les attestations de conformité que les entreprises d'électricité remplissent elles-mêmes sous leur propre responsabilité.

Pour les systèmes intégrés aux bâtiments résidentiels, le CONSUEL contrôle l'installation avant visa de l'attestation de conformité s'il le juge nécessaire. Ces contrôles sont basés sur le principe du sondage et ont pour objectif de vérifier la crédibilité de l'attestation de conformité établie sous la responsabilité de l'installateur.

Pour les systèmes situés sur des sites recevant des travailleurs et/ou du public, le contrôle est assuré par un bureau de contrôle mandaté par l'exploitant ou l'installateur.

Le CONSUEL vérifie le respect des prescriptions de sécurité en vigueur qui sont définies dans la norme NF C 15-100 et dans ses guides d'application UTE C 15-712-1, UTE C 15-712-2, norme expérimentale XPC 15-712-3.

Seul l'installateur ayant réalisé l'installation (ou le maître d'ouvrage lorsqu'il procède lui-même à l'installation ou la fait exécuter sous sa responsabilité) peut acheter un formulaire d'attestation de conformité et le formulaire ne peut pas être rétrocédé à un tiers.

En 2022, le CONSUEL a visé 108 530 attestations de conformité pour installation de production d'électricité, 99,7 % (108 225) étant spécifiques aux installations photovoltaïques.

Tableau 5 : Attestations de conformité visées par le CONSUEL entre 2020 et 2022. Données de (CONSUEL, 2023), (CONSUEL, 2022) et, (CONSUEL, 2021)

<i>Installation</i>	2020		2021		2022	
	<i>Formulaires visés</i>	%	<i>Formulaires visés</i>	%	<i>Formulaires visés</i>	%
PV	43 880	99,3	63 177	99,6	108 225	99,7
Avec stockage	1 308	3,0	753	1,2	1 417	1,3
Sans stockage	42 572	97,0	62 424	98,8	106 808	98,7
Autre type	304	0,7	272	0,4	305	0,3
Avec stockage	3	1,0	1	0,4	3	1,0
Sans stockage	301	99,0	271	99,6	302	99,0

En 2022, parmi toutes les attestations de conformité visées, 89,6 % concernaient des bâtiments résidentiels, 37,5 % ayant une puissance installée inférieure à 3 kW et 52,1 % entre 3 et 36 kW.

Tableau 6 : Attestations de conformité visées par puissance et type de bâtiment. Données de (CONSUEL, 2023), (CONSUEL, 2022) et, (CONSUEL, 2021)

	2020		2021		2022	
Type de Bâtiment	Formulaires visés	%	Formulaires visés	%	Formulaires visés	%
Habitation	36 651	83,0	52 728	83,1	97 241	89,6
P≤3kVA	21 381	48,0	25 178	40,0	40 681	37,5
3≤P≤36kVA	15 259	35,0	27 550	43,0	56 549	52,1
P>36kVA	11	0,0	0	0,0	11	0,0
Autre	7 533	17,0	10 721	16,9	11 289	10,4
Agricole	5 209	11,8	7 353	11,6	7 161	6,6
Tertiaire	1 021	2,3	1 407	2,2	1 681	1,5
Industriel	859	1,9	1 246	2,0	1 504	1,4
Autres	444	1,0	715	1,1	943	0,9

Les modalités de l'intervention du CONSUEL pour les installations de production dans un bâtiment d'habitation, sont bien définies, comme présenté dans la

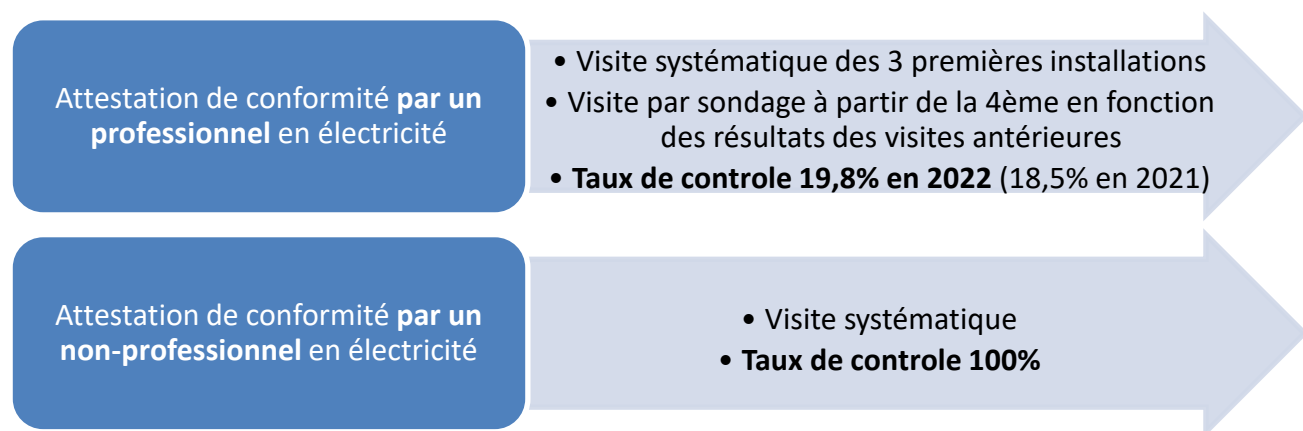


Figure 38.

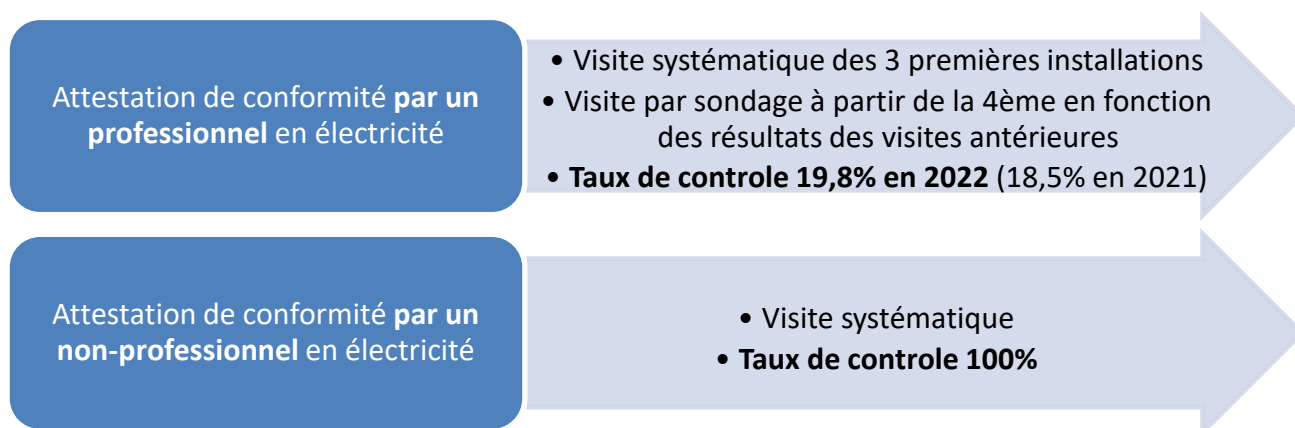


Figure 38 : Modalités d'intervention pour les habitations.

En 2022, les formulaires d'attestation de conformité fournis par des particuliers ou des installateurs n'ayant pas justifié d'une activité en électricité représentaient seulement 2,1 % de l'ensemble des attestations (97 241).

Pour l'ensemble des 97 241 installations de production intégrées dans un immeuble d'habitation, en plus des 20 897 premières visites, le CONSUEL a réalisé 975 contre-visites en 2022, dont 7,8 % de déplacements sans possibilité de visite en raison de travaux incomplets, de l'impossibilité d'accéder à l'installation ou d'une adresse erronée.

Qu'elle ait été réalisée par un professionnel en électricité ou non, chaque installation de production dans les sites soumis à réglementations particulières – recevant des travailleurs et/ou du public – est contrôlée par un organisme mandaté. En 2022, le CONSUEL a réalisé 11 289 contrôles sur ces sites, dont 97 % installés par des professionnels.

Les tarifs pour les formulaires d'attestations de conformité sont similaires pour les professionnels et les non-professionnels, en revanche, les installateurs professionnels peuvent bénéficier d'une dégressivité. L'application du tarif « professionnel » nécessite un justificatif en cours de validité avec la mention « électricité ». Le justificatif doit être fourni lors de la création du compte professionnel sur le site internet du CONSUEL et renouvelé périodiquement.

Les installateurs professionnels en électricité qui commandent pour la première fois doivent fournir une des pièces justificatives suivantes : extrait K bis, extrait registre des métiers, assurance décennale, qualification Qualifelec ou QualiPV domaine électricité.

Tableau 7 : Tarif CONSUEL pour les installations de production en vigueur depuis le 1er septembre 2022. (CONSUELa, 2023)

Prestation	Condition	Montant
------------	-----------	---------

Formulaire attestation de conformité <i>sans stockage</i>	Professionnel et non-professionnel Format électronique Hors sites isolés	186,31 EUR (TTC) Tarif dégressif pour les pros
Formulaire attestation de conformité <i>avec stockage</i>	Professionnel et non-professionnel Format électronique Hors sites isolés	213,30 EUR (TTC) Tarif dégressif pour les pros
Installations >36 kVA	Visite à défaut d'un rapport par un bureau de contrôle.	Sur devis
Visite renouvelée	Vérification de mise en conformité après une visite ayant révélé des non-conformités	216,37 EUR (TTC)
Seconde visite	Visite impossible Chantier fermé, travaux insuffisamment avancés, locaux inaccessibles, visite annulée par l'installateur, etc.	130,66 EUR (TTC)

5.3.1.2. Obligations supplémentaires en cas de soutien financier

Il existe d'autres obligations de contrôle concernant les installations de production d'électricité faisant l'objet de soutien, par contrat d'achat ou de complément de rémunération, hors situations d'exemption prévues par la réglementation, c'est-à-dire installations photovoltaïques de moins de 100 kWc sur bâtiment.

Ces vérifications supplémentaires sont distinctes du contrôle de conformité réalisé par le CONSUEL et visent à vérifier la conformité des installations aux exigences précisées par les arrêtés tarifaires, les cahiers des charges des appels d'offres et les contrats.

Les installations de moins de 100 kWc sont simplement soumises à la transmission d'une attestation sur l'honneur par laquelle le producteur déclare avoir fait construire son installation par des personnes possédant les qualifications requises, employé des équipements conformes aux normes et réglementations en vigueur et respecté les dispositions de sa demande de contrat et de la réglementation applicable à son installation.

Toutes les installations bénéficiant d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération sont soumises aux contrôles initiaux, périodiques et en cas de modification par un organisme agréé.

- **Les organismes de « contrôle » et leurs accréditations**

Les organismes d'évaluation de la conformité (OEC), généralement désignés comme organismes de « contrôle » sont agréés par arrêté du Ministre chargé de l'énergie publié au

Journal officiel de la République Française. L'agrément est délivré pour une période de 5 ans à compter de la date de publication de l'arrêté désignant l'organisme de contrôle.

En 2008, en application d'un règlement européen, l'État a désigné le Comité français d'accréditation (Cofrac) comme instance unique d'accréditation en France. Le Cofrac a pour mission de s'assurer de la compétence et de l'impartialité des organismes de contrôle.

1 800 experts techniques sont missionnés par le Cofrac pour conduire des évaluations de concert avec les 180 collaborateurs en interne.

- **Contrôles initiaux**

Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 a introduit une obligation de contrôle initial de l'installation par un organisme agréé qui délivre une attestation de conformité. La transmission de cette attestation de conformité par le producteur au cocontractant conditionne la prise d'effet du contrat d'achat ou de complément de rémunération.

C'est l'entreprise installatrice qui missionne le bureau de contrôle. Ce bureau vérifie :

- Les tensions en sortie d'onduleur,
- Les organes de coupures,
- La résistance de la prise de terre.

Le rapport de cette vérification est transmis au CONSUEL qui délivre l'attestation de conformité. Enedis fixe la date de raccordement après la réception de cette attestation.

Les producteurs doivent transmettre à l'organisme agréé, préalablement à sa visite, l'ensemble des documents permettant de justifier du respect des prescriptions générales ainsi que les éléments de leurs demandes de contrat, demandes modificatives de contrat et demandes d'avenant. Si nécessaire, les schémas unifilaires électriques et le plan de comptage doivent être transmis à l'organisme agréé.

En fonction des caractéristiques de l'installation et de son emplacement, le bureau de contrôle peut choisir de réaliser les vérifications à distance en communiquant avec l'installateur.

- **Contrôles périodiques**

À l'heure actuelle, il n'y a pas d'obligation de contrôle périodique pour les installations photovoltaïques ; ces contrôles ne concernent que les filières thermiques.

- **Contrôles ponctuels**

Toutes les installations de production d'électricité faisant l'objet d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération, sans exception, peuvent faire l'objet de contrôles ponctuels tout au long de leur vie.

En cas de non-conformité, le code de l'énergie prévoit la mise en œuvre de sanctions administratives et pénales.

- **Missions L et LE**

Ce type de mission de contrôle est différent des missions type sécurité qui servent à vérifier la conformité de l'installation électrique par rapport à la sécurité des personnes, des biens et du réseau national. Ces contrôles valident les notes de calcul des structures par rapport aux surcharges constituées par la pose et la mise en place des modules PV, des ouvrages de fondation et des plans de renforcements du sol.

- Mission L : Ombrières, parcs au sol, PV toiture si bâtiment neuf
- Mission LE : intégration sur bâtiment existant

- **Sanctions administratives et pénales**

En cas de non-conformité pendant les contrôles ponctuels d'une centrale en exploitation, les principales sanctions administratives encourues sont :

- Une sanction financière ;
- La suspension ou la résiliation du contrat d'achat ou de complément de rémunération ;
- En cas de résiliation du contrat, le remboursement des sommes perçues ;
- La suspension ou la fermeture d'établissement et l'interdiction d'exercice d'activité.

Toute opposition à l'exercice des fonctions des agents ou refus de communiquer les éléments nécessaires pour les enquêtes peut donner lieu à une amende de 7 500 EUR et six mois d'emprisonnement.

Toute exploitation d'une installation de production d'électricité sans autorisation peut être punie d'un an d'emprisonnement et de 150 000 EUR d'amende.

5.3.1.3. Bilan de non-conformité dans les bâtiments résidentiels

Les installations pour lesquelles une non-conformité a été constatée lors d'un contrôle par sondage font toutes l'objet d'une déclaration de mise en conformité établie par l'installateur. Le Tableau 8 liste les taux de non-conformité constatés par prescription de sécurité par rapport aux 20 879 installations résidentielles ayant fait l'objet d'un premier contrôle par sondage en 2022 (11 140 en 2021). Il n'a pas été constaté de variation significative des non-conformités entre 2021 et 2022.

Tableau 8 : Bilan de non-conformité pour le PV résidentiel. Données de (CONSUEL, 2023) et (CONSUEL, 2022)

	<i>Partie concernée</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
Signalisation (Etiquetage)	CC, CA	35,4%	36,0%
Mode pose des canalisations	CC, CA	14,2%	17,7%
Conducteur de protection du circuit de l'onduleur	CA	13,3%	8,4%
Certificat de conformité du dispositif de découplage	CA	9,4%	9,1%
Protection contre les surintensités du circuit de l'onduleur	CA	8,9%	7,9%
Liaison équipotentielle principale	CC	7,2%	5,9%
Coupure d'urgence	CA	3,9%	3,7%
Parties actives inaccessibles	CC, CA	3,3%	4,5%
Autres	CC, CA	4,4%	6,8%

CC: Courant Continu, CA: Courant Alternatif

La non-conformité la plus importante (constatée sur 36% des installations) relève d'une signalisation incomplète, notamment pour les installations à courant continu. Si une visite initiale relève 2 non-conformités dont le risque est probable sur la partie à courant alternatif ou 1 non-conformité dont le risque est probable sur la partie à courant continu, le CONSUEL réalise une contre-visite dès réception du règlement fixé par barème et de la confirmation des travaux correctifs.

5.3.1.4. Qualifications pour l'accès à la vente d'électricité et aux aides de l'État

Une installation PV avec une puissance inférieure ou égale à 500 kVA peut être raccordée au réseau sans passer par un installateur professionnel si le propriétaire s'engage à respecter les normes applicables. Dans ce cas-là, le surplus sera injecté gratuitement dans le réseau et aucune aide financière de l'État ne sera accordée.

Pour pouvoir s'assurer d'une pose conforme aux normes, accéder à la vente de l'électricité produite et bénéficier des aides de l'État, il est indispensable que le système soit installé par un professionnel agréé : un artisan porteur du label RGE (reconnu garant de l'environnement), Quali'PV ou Quali'Sol.

Comme les professionnels sont obligés de fournir une assurance contre les défauts et les dégâts liés à l'installation, passer par un professionnel assure l'installation en cas de dommages ou de défauts.

Une qualification consiste à attester qu'une entreprise est qualifiée pour réaliser une prestation donnée. Cela permet notamment d'aider les clients à choisir la bonne entreprise. Les qualifications sont encadrées par la norme NF X50-091 qui impose d'être indépendant du demandeur.

- **Qualifications RGE pour les installateurs**

QualiPV 36 Compétence électricité

- Générateur PV raccordé au réseau, puissance ≤ 36 kVA

QualiPV 500 Compétence électricité

- Générateur PV raccordé au réseau, puissance ≤ 500 kVA

QualiPV Bat Compétence intégration au bâti et en surimposition

- Générateur PV raccordé au réseau, toute puissance

Figure 39 : Qualifications RGE pour solaire PV.

QualiPV 36

La qualification RGE QualiPV 36 est dédiée aux entreprises qui ont les moyens techniques, humains et financiers d'installer des systèmes PV raccordés au réseau électrique d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA liés au bâtiment. Elle est reconnue par les pouvoirs publics pour bénéficier des tarifs d'achat avec vente totale ou partielle de la production et de la prime à l'autoconsommation.

Pour la qualification QualiPV 36, il faut justifier de sa compétence par l'un des critères suivants :

- Formation « Générateur PV raccordé au réseau – compétence électrique » (PV élec) agréée. L'entreprise justifie de la participation du référent technique à une formation PV élec agréée et de la réussite des évaluations (min. 24/30 au questionnaire à choix multiples (QCM) et validation de l'évaluation pratique).
- Formation « Générateur PV raccordé au réseau – haute puissance » (PV haute puissance) agréée. L'entreprise justifie de la participation du référent technique à une formation PV haute puissance agréée et de la réussite des évaluations (min. 24/30 au QCM et validation de l'évaluation pratique).

Les organismes de formation sont conventionnés par Qualit'EnR pour dispenser la formation et les formations sont animées par un formateur dont les compétences ont été validées par

Qualit'EnR. Ce référent doit justifier de sa compétence par l'un des critères suivants dans le domaine d'activité concerné :

- Formation courte agréée réussie et délivrée par un organisme agréé
- Formation longue reconnue

QualiPV 500

La qualification QualiPV 500 est attribuée aux entreprises d'installation de systèmes PV raccordés au réseau électrique d'une puissance inférieure ou égale à 500 kVA liés au bâtiment. Elle est reconnue par les pouvoirs publics pour bénéficier des tarifs d'achat avec vente totale ou partielle de la production et de la prime à l'autoconsommation.

Pour déclarer un référent technique pour la qualification QualiPV 500, il faut justifier de sa compétence par la formation « Générateur PV raccordé au réseau – moyenne et grande puissance » agréée. L'entreprise justifie de la participation du référent technique à une formation agréée et de la réussite des évaluations (min. 24/30 au QCM et validation de l'évaluation pratique).

La demande initiale constitue le point d'entrée du cycle de qualification RGE, elle exige donc le respect des critères généraux, des critères techniques et des engagements qualité, en fonction du système de qualification demandé.

Tableau 9 : Critères qualification RGE pour les installateurs de systèmes solaires PV.

Critères généraux	Activité de l'entreprise	Justificatif d'activité dans le domaine datant de moins de 12 mois
	Assurances	Fournir les attestations d'assurance en responsabilité civile (générale et décennale)
	Moyens matériels	Posséder en interne les équipements et outils nécessaires à l'installation du système
	Moyen humains et financiers	Fournir le chiffre d'affaires, le pourcentage de sous-traitance, l'effectif et le nombre d'installations
	Sinistralité	Fournir un relevé de sinistralité de l'assureur couvrant les 4 dernières années d'activité
	Frais d'instruction	S'acquitter des frais d'instruction forfaitaires en vigueur
Critères techniques	Compétences	
	Expérience	Au moins 2 références d'installation de moins de 48 mois avec devis, facture détaillée et attestation de bonne exécution signée par le client

		Si l'entreprise vient d'être créée, et si par ailleurs elle remplit toutes les autres exigences nécessaires à la délivrance de la qualification, une qualification probatoire de 24 mois maximum peut être demandée pour obtenir ces références.
	Contrôle qualité	Justifier d'un audit dit « Audit 1 » satisfaisant dans les 24 premiers mois de la qualification

Une fois la qualification délivrée, le cycle RGE de 4 ans commence avec des audits annuels et une révision à la fin du cycle.

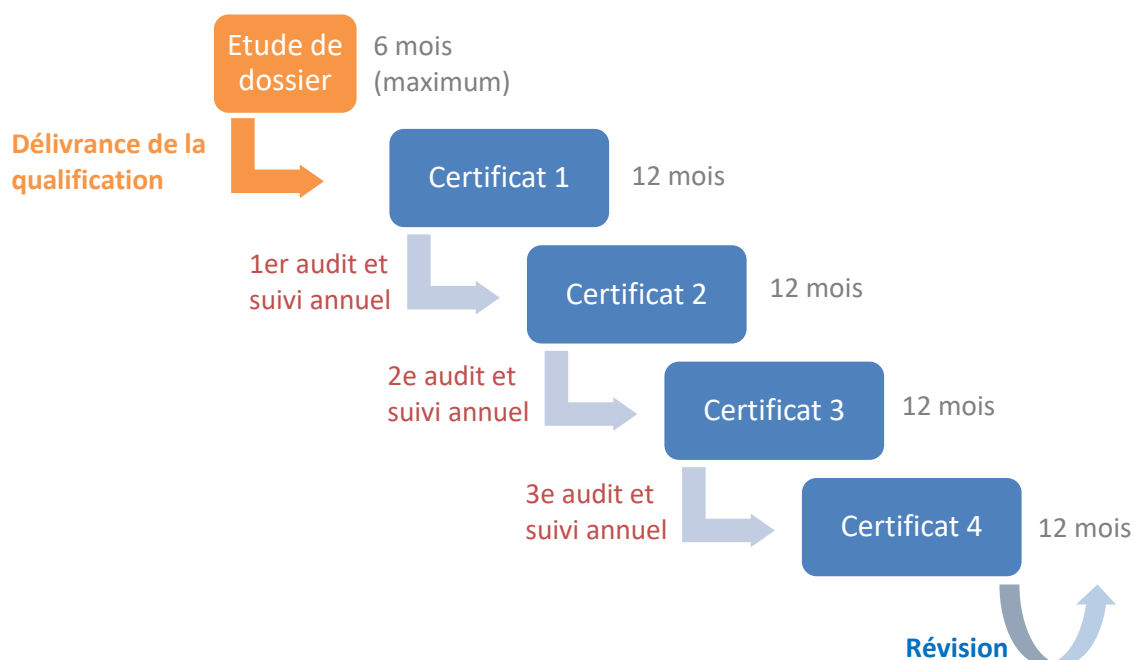


Figure 40 : Cycle RGE de 4 ans. (QualiPV, 2023)

Les installations PV font l'objet de modalités spécifiques en matière de contrôle de réalisation pendant les cycles de qualification QualiPV 36 et QualiPV 500. L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 impose un audit dès les premières installations. À défaut, l'audit est réalisé sous 12 mois sur une ancienne installation, puis en fonction de l'activité, au moins un contrôle pour 14 installations est exigé.

Pour la qualification QualiPV 36, le tarif pour le premier audit est de 250 EUR(HT) et de 179 EUR(HT) pour les audits suivants. Pour la qualification QualiPV 500, le tarif pour chaque audit est de 700 EUR(HT), sauf si l'audit est réalisé sur une installation de moins de 36 kWc, auquel cas la somme de 480 EUR peut être remboursée.

Les tarifs incluent la prestation de l'organisme de contrôle, le déplacement du contrôleur et la production du rapport d'audit. Ils ne couvrent pas les frais éventuels de contre-visite ou d'audit supplémentaire en cas de non-conformité de l'installation.

Pour les installations sur toiture, il est important de noter que le contrôle et le diagnostic d'une bonne partie des problèmes d'étanchéité et électriques ne sont possible qu'au niveau de la toiture. Les expertises depuis le sol seront incomplètes. Cependant, en France, les contrôleurs du CONSUEL et de QualiPV ne sont pas habilités à monter sur une toiture.

Encadré 4 – Audit PV en toiture (INES, 2023)

Dédiée à l'étude et à la prévention des désordres du bâtiment depuis 40 ans, l'Agence qualité construction (AQC) a voulu dresser un état des lieux dans le cadre d'un partenariat avec l'Institut national de l'énergie solaire Plateforme Formation & Évaluation (INES PFE). Ainsi missionné, l'INES PFE a réalisé l'audit d'un échantillon de 11 installations PV en toitures pour définir et valider une méthodologie d'audit dans le but de réaliser, à terme, une campagne de diagnostic du parc solaire installé en France. Cet audit a révélé des :

- **Défauts de serrage des borniers** : Pour 8 installations sur 11, ce défaut est observé. « Le risque d'arc électrique peut être important entre deux conducteurs sous tension en courant continu si l'installation a été mal mise en œuvre ou mal entretenue. Or, avec les dilatations et les rétractations thermiques jour-nuit aux borniers, les connexions se relâchent. Des campagnes de resserrage de tous les borniers et liaisons électriques à serrage par vis sont à préconiser régulièrement, surtout la première année de mise en service. »
- **Câbles de polarités différentes non-jointifs** : « 3 installations sur 11 en présentaient, et peut-être plus car c'est un item difficile à contrôler après la construction, les modules masquant les câbles. »
- **Câbles pendouillant seuls sous les panneaux**
- **Risque d'infiltrations** : des tuiles cassées, des fissures d'étanchéité bitumineuse, des solins percés ou fendus, et des évacuations bouchées ont été inspectés visuellement.
- **Déficits de maintenance/manques de compétence de l'exploitant et du mainteneur** : Les coins de panneaux couverts de boue et les salissures créant des points chauds ; des modules mal fixés et décrochés des supports ; des modules cassés, des cellules micro-fissurées ont été repérés.

- **Défauts de signalétique** : Très fréquemment, les étiquettes sont superposées, dégradées, illisibles, mal positionnées ou absentes. Certains onduleurs, sans écran, nécessitent une interface et les codes d'accès du client qui peuvent rendre difficile l'audit sur place.
-

- **Qualifications Certisolis pour les produits PV**

Certisolis est le laboratoire français d'essai et de certification des panneaux PV, accrédité COFRAC, pour fabricants de panneaux et développeurs de centrales solaires. Ce laboratoire d'essais propose des certifications de conformité aux normes NF-EN et essais à la demande pour les industriels, les développeurs, les investisseurs et les opérateurs.

Certisolis, est aussi l'organisme tierce partie indépendant habilité à délivrer le « Bilan Carbone Simplifié » requis pour déposer des dossiers dans les appels d'offres de la Commission de régulation de l'Énergie (CRE) concernant la construction et l'exploitation des centrales PV. Il est obligatoire d'utiliser un organisme de certification accrédité selon la norme ISO 17065 pour obtenir une validation du bilan carbone.

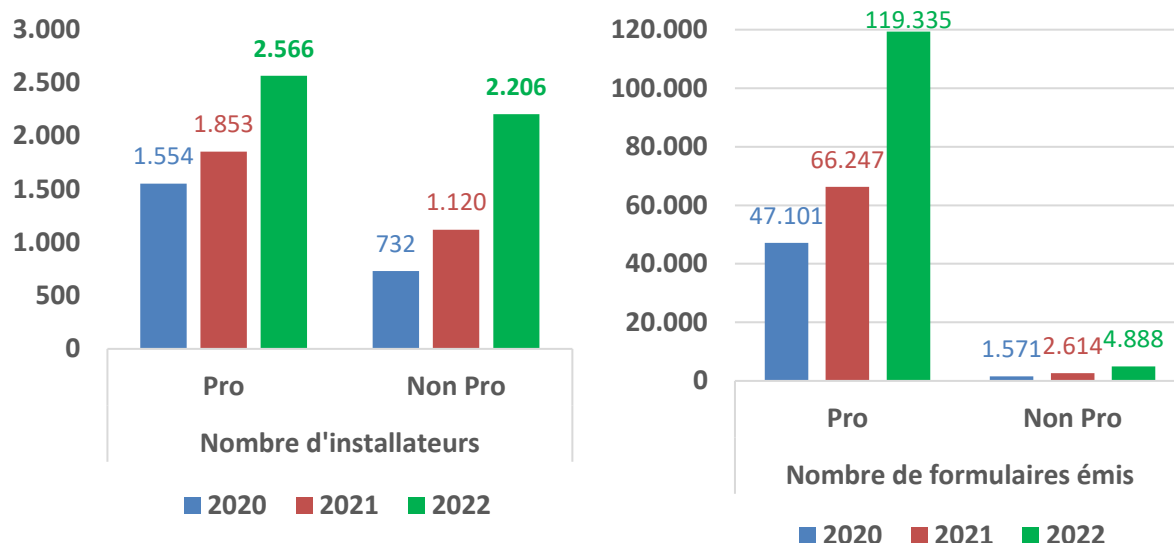
- **AQPV – Contractant général**

Créé en 2013 par le Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) sous le nom « AQPV – Contractant général », cette qualification de qualité destinée aux entreprises de construction et d'ingénierie de la filière PV avait pour objectif de servir de référence pour les maîtres d'ouvrage, privés ou publics, qui souhaitaient avoir recours à des opérateurs maîtrisant l'ensemble des compétences liées aux centrales PV (conception, construction, exploitation, maintenance). En août 2015, le SER a décidé de transférer la gestion de la marque à Certisolis.

Conçu pour le modèle EPC, cette certification les aide à remporter des marchés. Début 2023, seulement trois sociétés étaient labellisées (EDF ENRS, Gensun et Urbasolar).

5.3.1.5. Répartition des professionnels et non-professionnels

66 247 formulaires d'attestations de conformité ont été émis à 1 853 professionnels en électricité, soit en moyenne 36 formulaires par installateur (30 en 2020).



Répartition de la population d'installateurs entre professionnels et non-professionnels

Répartition de l'activité entre professionnels et non-professionnels

Figure 41 : Répartition des installateurs professionnels et non professionnels. Données de (Consuel, 2021) (Consuel, 2022), et Consuel (2023)

5.3.1.6. Habilitation du personnel

L'habilitation est la reconnaissance par les employeurs de la capacité des personnes placées sous leur autorité à exécuter en toute sécurité les tâches qui leur sont confiées.

Les employeurs sont responsables de la santé et de la sécurité de leurs employés et doivent s'assurer que les travaux sur ou à proximité des installations électriques ne sont effectués que par des travailleurs habilités conformément aux dispositions du Code du travail et aux règles techniques de la norme française NFC 18-510 « Opérations sur les ouvrages et installations électriques et dans un environnement électrique – Prévention du risque électrique ». Le non-respect de ces obligations peut engager la responsabilité civile ou pénale de l'employeur. Ce dernier sera redevable envers le salarié des amendes et dommages-intérêts, notamment si le salarié subit un dommage.

Il est à noter que la formation préalable à l'habilitation n'est pas censée fournir des compétences professionnelles ; ces formations ont été conçues pour apporter des connaissances en matière de prévention des risques électriques. L'objectif est de sensibiliser les travailleurs aux risques associés à l'électricité et aux procédures permettant d'intervenir en toute sécurité lors de l'exécution des tâches qui leur sont confiées.

La formation nécessaire pour l'habilitation concernant les travaux sous tension ne peut être dispensée que par des organismes agréés. Cette formation est donc contrôlée dans le cadre de l'agrément. La période de validité du document d'habilitation de sécurité est déterminée par l'employeur. Cependant, l'Institut national de recherche et de sécurité (INRS) recommande 3 ans de remise à niveau (c'est aussi la durée préconisée par la norme NF C18-510). Pour les travaux sous tension, le titre d'habilitation est valable un an.

À chaque type d'habilitation correspond un symbole composé de lettres, de chiffres et, le cas échéant, d'attributs (par ex. B2V pour les chargés de travaux basse tension autorisés à travailler à proximité de pièces nues sous tension).

1 ^{er} caractère	2 ^e caractère	3 ^e caractère	Attributs
B : Basse tension H : Haute tension	0 : Opération d'ordre non électrique 1 : Exécutant opération d'ordre électrique 2 : Chargé de travaux d'ordre électrique C : Consignation R : Intervention BT générale S : Intervention BT élémentaire E : Opérations spécifiques P : Opérations BT élémentaires sur chaîne photovoltaïque F : Travaux en fouilles dans l'environnement des canalisations isolées	T : Travaux sous tension V : Travaux au voisinage N : Nettoyage sous tension X : Spéciale	Essai Vérification Mesurage Manœuvre

Figure 42 : Système de classification des habilitations électriques. (INRS, 2023)

Encadré 5 – Habilitation électrique pour les interventions sur les centrales PV

Les habilitations BR (responsable de l'intervention générale) et BP (chargé d'opérations basse tension élémentaires chaîne PV) sont limitées aux interventions sur les systèmes CC basse tension des systèmes PV.

- Les opérations dédiées aux chargés d'opérations (symbole BP) sont :
- L'installation initiale des chaînes PV dans le réseau basse tension – limitée au montage et démontage des connecteurs,

- La manipulation des modules PV,
- Le raccordement des modules PV dans une même chaîne à l'aide de connecteurs (sauf raccordement des chaînes aux boîtes de jonction).

Lors des opérations de maintenance, sous l'autorité d'un responsable d'intervention (habilitéé BR), une personne habilitée BP peut assurer les capacités d'exécution pour la mise en place et le nettoyage des modules PV.

Les activités dévolues au responsable d'intervention (figurant précisément dans le titre d'habilitation « Champ d'Application PV ») sont les suivantes :

- Effectuer le montage ou le démontage de connecteurs sur conducteurs dans le cadre d'une intervention générale basse tension
- Manipuler les modules PV
- Connecter/déconnecter les conducteurs ; déconnecter et condamner 'une partie d'une installation
- Nettoyer les modules PV
- Procéder aux essais, contrôles et mesures
- Diriger une personne habilitée BP

Les interventions sur batteries stationnaires alimentées par des installations PV sont exclues de l'habilitation du personnel BP ou BR.

Outre l'habilitation électrique, l'habilitation pour le travail en hauteur est également essentielle étant donné que les installations PV nécessitent souvent de travailler en hauteur (sur des toits ou des échafaudages par exemple).

5.3.2. Allemagne

En Allemagne, le contrôle de la conformité par les systèmes de certification est devenu une pratique courante. Ce système consiste en une répartition stricte des responsabilités et s'appuie sur des normes et des règles détaillées pour les étapes de vérification de la conformité avant la mise en service.

5.3.2.1. Règles techniques de raccordement

Les Règles Techniques de Raccordement (TCR) contiennent des points importants qui doivent être respectés lors du raccordement de l'installation d'un client au réseau électrique national. De plus, les TCR contiennent des informations importantes concernant le fonctionnement de ces systèmes.

L'ordonnance sur la justification des caractéristiques électrotechniques (abrégée NELEV en allemand) régit les procédures d'essai et de mise en service pour toutes les centrales électriques décentralisées en Allemagne.

Les règles d'application technique applicables du VDE/FNN sont les suivantes :

- VDE-AR-N 4105 Règles techniques pour les systèmes d'autoproduction sur le réseau basse tension,
- VDE-AR-N 4110 Règles techniques pour le raccordement des installations des clients au réseau moyenne tension,
- VDE-AR-N 4120 Règles techniques pour le raccordement des installations des clients au réseau haute tension,
- VDE-AR-N 4130 Règles techniques pour le raccordement des installations des clients au réseau très haute tension.

Il existe également de nombreuses normes et directives internationales pour l'utilisation de systèmes de production décentralisés. Outre les caractéristiques techniques énumérées ci-dessus, les essais de conformité sont effectués selon les normes suivantes :

- VDE V 0124-100
- VDE V 0126-1-1
- FGW TR3
- FGW TR4
- FGW TR8

5.3.2.2. Le processus de connexion

Puissance inférieure à 135 kW (basse tension)

Les centrales PV d'une puissance inférieure à 135 kW, dont beaucoup sont situées sur des bâtiments résidentiels, constituent la plus grande partie des centrales électriques connectées au réseau en Allemagne. Ces installations doivent être conformes à la règle d'application technique VDE-AR-N 4105:2019 du VDE/FNN. Le code de bonnes pratiques comprend également des exigences sur les accumulateurs qui doivent se comporter comme des centrales électriques lors du processus de décharge.

Pour les raccordements en basse tension – résidentiels et petits commerces – le propriétaire de l'installation de production d'électricité doit s'assurer que son unité de production d'électricité est conforme aux exigences applicables pendant toute la durée de vie de l'installation. Actuellement, les installateurs de systèmes eux-mêmes sont autorisés à confirmer que leurs installations ont été réalisées conformément à la réglementation. Depuis

2021, l'utilisation d'une déclaration du fabricant n'est plus acceptée afin de démontrer la conformité à la règle VDE-AR-N 4105 ; les installateurs doivent s'appuyer sur des certificats d'équipement.

Désormais, certains acteurs majeurs de l'industrie recommandent que les tests de réception soient effectués par des tiers.

De même, dans les trois pays du benchmark, les experts ont suggéré que les installations PV privées devraient être soumises à un test de sécurité obligatoire et régulier.

Puissance supérieure à 135 kW (moyenne tension)

En Allemagne, les installations PV d'une puissance plus de 135 kW AC avec une connexion moyenne tension doivent être conformes à la règle d'application technique VDE-AR-N 4110 du VDE/FNN. Le code d'usage exige que les exploitants de ces systèmes soumettent un certificat à leur opérateur responsable garantissant un fonctionnement conforme aux caractéristiques du réseau électrique national. Ce certificat permet à la centrale PV d'avoir un raccordement permanent au réseau et de bénéficier d'une rémunération. Le processus de certification se termine par la délivrance de la déclaration de conformité.

Le même code définit aussi les exigences des systèmes de stockage à ce niveau de tension.

Selon VDE-AR-N 4110, il convient de distinguer quatre types de certificats d'installations. La procédure de vérification est en corrélation avec la procédure d'autorisation d'exploitation de la centrale concernée :

- **Certification d'unité (*Einheitenzertifizierung*)**

Il s'agit d'une certification pour les fabricants d'unités de production d'électricité standardisés (par ex. convertisseurs, onduleurs, éoliennes, unités de production d'électricité) et de leurs composants (par ex. dispositifs de protection, contrôleurs de système). En tant que fabricant d'une unité de production, cette certification est nécessaire comme preuve que le code de réseau est respecté. Le certificat d'unité est requis pour toutes les unités de production standardisés qui sont installées dans des centrales de production avec un point de connexion au réseau moyenne, haute et très haute tension.

La base de la certification de la centrale est la certification d'unité et différentes directives allemande (telles que celles listées dans la section 5.3.2.1) peuvent être appliquées.

- **Certification des composants (*Komponentenzertifizierung*)**

Étant donné que certains composants ont une influence significative sur les propriétés électriques, l'exigence de certification pour les unités et centrales de production a été étendue aux composants.

La directive VDE-AR-N 4120 stipule que : « Les certificats de composants doivent être délivrés par un organisme de certification pour tous les composants qui influencent de manière significative les propriétés électriques requises. » Les exigences pour certains composants figurent également dans VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110 et VDE-AR-N 4130.

Les certificats de composants sont destinés à confirmer le respect des règles d'application VDE sur les propriétés électriques et la conformité des modèles requis.

En particulier, les composants suivants dans les centrales de production nécessitent des certificats :

- Régulateur de tension,
- Contrôleur,
- Dispositifs de protection (par ex. protection de découplage intermédiaire),
- Relais de protection du réseau et de la centrale électrique,
- Relais de mesure pour la surveillance du flux de puissance.

- **Certificat de système (*Anlagenzertifikat Typ A*)**

Pour les systèmes de plus de 950 kW, la présentation d'un certificat de système de type A à la compagnie d'électricité responsable est requise. Ceci s'applique aux connexions moyenne et haute tension.

Le certificat prouve que toutes les exigences des directives de raccordement au réseau concernant les caractéristiques électriques de la centrale de production sont respectées.

Les documents nécessaires à la création d'un certificat de système sont :

- Les données techniques de la centrale de production,
- Les certificats unitaires (ou des confirmations de prototypes) et les certificats de composants,
- Le schéma de principe du circuit monophasé,
- Le plan de communication,
- Le concept de protection,
- Le questionnaire de l'opérateur de réseau,
- Le plan du site comprenant les coordonnées des unités de production.

- Des documents supplémentaires peuvent être requis pour les connexions en ultra haute tension.

- **Déclaration de mise en service (*Inbetriebsetzungserklärung*)**

La déclaration de mise en service doit être établie par l'exploitant de l'installation lui-même ou par un organisme qualifié désigné par lui (par exemple, planificateur électrique). Elle s'appuie sur les inspections visuelles, les enregistrements de mise en service et les tests de protection. Le propriétaire/exploitant ou l'organisme qualifié doit apporter la preuve que l'installation de production a été réalisée conformément aux spécifications de la Règle d'application VDE et que les spécifications du gestionnaire de réseau ont été prises en compte.

Avec le certificat de l'installation, la déclaration de mise en service constitue la base de la déclaration de conformité de l'installation de production. La directive exige que l'émetteur de la déclaration de mise en service soit indépendant de l'émetteur de la déclaration de conformité.

La documentation suivante est requise pour le processus de certification :

- Protocole de fonctionnement pour le contrôle de la puissance active et réactive
- Vérification de la fonction caractéristique Q ou de l'étendue des données pour P et Q
- Protocole de vérification du comportement en cas d'échec des valeurs par défaut pour P et Q et en cas de panne de communication entre le contrôleur et l'unité de production
- Protocoles d'essai des dispositifs de protection au point de raccordement au réseau et au niveau des unités de production
- Enregistrements de réglage des unités de production
- Enregistrements de réglage du contrôleur
- Enregistrement du bilan de puissance au niveau de la connexion au réseau et de protection intermédiaire
- Dossier de mise en service des transformateurs
- Enregistrement de qualification de défaut d'arc
- Rapports d'essai des transformateurs de courant et de tension
- Enregistrements de la facturation et de la mesure de comparaison
- Rapports d'essai des dispositifs de protection installés (pour les protections externes)

- Déclaration du fabricant sur le jeu de paramètres des unités de production

- **Déclaration de conformité (EZA-Konformitätserklärung)**

C'est la dernière étape de la procédure de vérification. La déclaration de conformité confirme la mise en œuvre correcte des informations présentées dans le certificat du système.

Avec la délivrance de la déclaration de conformité, la licence d'exploitation définitive pour la centrale est accordée. Selon la règle d'application VDE, les déclarations de conformité doivent être délivrées par un organisme de certification accrédité.

- **Mise en service**

Il incombe à l'entreprise d'installation de tester le système PV conformément aux normes applicables avant la mise en service. L'opérateur du réseau ou un mandataire doit avoir la possibilité de participer à la mise en service.

5.3.2.3. Le rôle des assureurs

Outre les directives techniques selon la norme, l'association des assureurs de biens a créé un guide pour les assureurs, VdS 3145:2017-11. Ce guide a été créé spécialement pour les installations PV et fournit des conseils reposant sur l'expérience des assureurs en matière de sélection des composants, de planification, de construction et d'exploitation des systèmes PV connectés au réseau. Thématiquement, ce guide couvre la protection incendie, les aspects mécaniques, électriques et de sécurité ainsi que le recours aux services d'incendie en lien avec les systèmes PV. Les mesures de protection qui y sont énumérées visent à compléter les règles techniques existantes. Elles ne représentent qu'une ligne directrice et chaque assureur est libre d'établir des exigences plus strictes.

Par ailleurs, les exigences des assureurs vont souvent au-delà des obligations des régulateurs et elles représentent un facteur complémentaire pour l'IQ.

5.3.2.4. Bilan des incendies

À ce jour en Allemagne, 0,006 % de l'ensemble des centrales PV a été à l'origine d'un incendie entraînant de graves dommages. Au cours des 20 dernières années, 350 installations solaires ont pris feu, le système PV étant en cause dans 120 de ces cas. Dans 75 cas, les dégâts ont été graves et dans 10 cas, tout le bâtiment a brûlé. (Fraunhofer ISE, 2022)

Si l'on considère que plus de 2 millions de centrales PV sont installées en Allemagne, les données de Fraunhofer ISE montrent que le processus de vérification des systèmes PV est relativement efficace au niveau de la sécurité du public et des biens. La majorité de ces incendies a débuté en raison de défauts dans le câblage et les connexions.

Cependant, même si les fuites d'eau ou les incendies sont plus rapidement déclarés comme sinistres, bon nombre de dysfonctionnements électriques et pertes de performances passent inaperçus des propriétaires. D'où l'intérêt d'un regard expert à l'occasion d'une maintenance régulière ou d'un audit. Il n'existe pas de données récentes (la dernière étude détaillée date de 2014) concernant les pertes de performances et de revenus liées aux problèmes de qualité des centrales solaires PV installées en Allemagne.

Dans tous les cas, faire appel à des installateurs qualifiés pour s'assurer que les réglementations en vigueur sont respectées est la meilleure forme de protection contre les incendies.

5.3.2.5. Qualification du personnel

Tous les travaux sur l'onduleur et le câblage de la centrale doivent être effectués par des électriciens qualifiés. Une personne qualifiée en électricité désigne une personne formée à la manipulation d'installations électriques et connaissant les risques encourus ; une telle personne connaît les normes, directives et lois applicables dans le pays d'installation.

En Allemagne, la norme DIN VDE 1000-10 s'applique à la qualification, l'éducation, l'expérience, le devoir et la sécurité des personnes qualifiées en électricité. Les réglementations de la norme DIN VDE 1000-10 stipulent que les personnes qualifiées en électricité doivent au minimum : (SMA, 2022)

- Connaître le fonctionnement et l'exploitation d'un onduleur,
- Connaître le fonctionnement et l'exploitation des batteries, si applicable,
- Être formées à la gestion des dangers et des risques liés à l'installation, à la réparation et à l'utilisation d'appareils, (batteries) et installations électriques,
- Être formées à l'installation et à la mise en service d'appareils et d'installations électriques,
- Connaître toutes les lois, normes et directives applicables dans le pays d'installation,
- Connaître et respecter le manuel d'utilisation et d'installation de l'onduleur respectif avec toutes les informations de sécurité.

5.3.3. Turquie

5.3.3.1. Processus d'installation d'une centrale

En Turquie, le processus pour l'installation des projets d'autoconsommation sans licence de producteur d'électricité est le suivant :

- Demande d'installation soumise à l'entreprise de distribution locale pour les connexions au niveau du réseau de distribution,
- Demande d'installation soumise à l'opérateur de réseau de transmission nationale pour les connexions au niveau de la transmission,
- En dessous de 3 kW, acceptation automatique de la demande et appel à soumettre le projet à TEDAŞ - l'entreprise de distribution étatique,
- Au-dessus de 3 kW, acceptation de dossier en fonction de la capacité disponible (La capacité totale des énergies PV au niveau du transformateur de distribution ne peut dépasser 50 % de la puissance du transformateur.),
- Si la capacité est disponible, appel à soumettre le projet,
- Projet envoyé à TEDAŞ – l'entreprise de distribution étatique – dans les 90 jours,
- Accord de raccordement s'appuyant sur les documents du projet,
- Installation de la centrale,
- Réception technique et accord d'utilisation du système fourni par l'entreprise de distribution locale,
- Exploitation du système.

Les composants à utiliser dans les installations d'énergie solaire doivent être produits selon les normes internationales et validés par des essais effectués par des organismes accrédités au niveau international conformément à ces normes.

Les certificats avec les résultats des essais doivent être remis avec le produit pour pouvoir effectuer la demande de connexion.

Les composants à utiliser et les normes internationales qui doivent avoir un niveau minimum de conformité sont énumérés ci-dessous.

Tableau 10 : Minimum normes de conformité pour les composants.

Panneaux	Doivent être conforme aux normes IEC 61730 – 61215 (cristallin). Certification Conformité Européenne (CE) obligatoire Les rapports d'essais doivent être soumis.
Onduleur	Doit être conforme à la norme EN 50438 ; des rapports de conformité doivent être soumis.
Structure mécanique	Doit être conforme aux normes TS 498 – 648.
Câbles	Doivent être conformes aux normes IEC 60228 – EN 50618.
Mise à la terre	Doit être effectuée conformément à la norme CEI 62305.

Les professionnels qui feront l'installation doivent être dotés du « Certificat de qualification » de l'institut national des qualifications professionnelles (MYK). A noter que cette qualification n'est pas spécifique aux installations PV, mais valide les compétences électriques.

Tous les travaux à effectuer doivent être réalisés conformément aux lois « 4857 Loi du Travail » et « 6331 Sécurité au Travail » et aux lois sur la « Santé au Travail » ; les précautions de sécurité nécessaires doivent être prises.

De plus, vu le nombre de travailleurs non-déclarés dans le pays, c'est une bonne pratique de vérifier le statut juridique et social des installateurs.

5.3.3.2. Réception des centrales PV

Actuellement, une seule procédure de réception est définie pour les centrales d'autoconsommation. Historiquement, la capacité de la centrale était limitée à 1 MW pour ce régime, mais avec les dernières réglementations, les consommateurs d'électricité ont eu le droit d'installer des centrales PV à hauteur de la puissance de leur raccordement.

La réception pour les centrales PV d'une puissance supérieure à 50 kW est résumée ci-dessous :

- La société de distribution régionale est informée quand les travaux d'installation sont terminés. Les responsables de la société de distribution doivent venir sur le site avant la mise sous tension.
- La société de distribution prépare la mise en service du système en effectuant les réglages du compteur et des relais.

- En demandant une coupure de courant à la société de distribution, la centrale solaire est raccordée au réseau de distribution.
- À ce stade, un protocole de mise sous tension est signé avec la société de distribution et il est précisé que les défauts liés à l'installation relèvent de l'entrepreneur et que ce dernier ne peut prétendre à aucun dédommagement financier concernant l'énergie fournie au réseau dans ce processus.
- Le transformateur et les onduleurs sont mis en service, respectivement.
- Le système doit être maintenu sous observation constante jusqu'à l'acceptation temporaire de TEDAŞ. Les problèmes éventuels doivent être résolus avant l'acceptation.
- Par suite de l'inspection sur le terrain et à l'approbation de la société de distribution, un rapport prêt pour l'acceptation temporaire est préparé.
- Le document est remis à la société de distribution régionale et une lettre d'accompagnement est rédigée à l'attention de TEDAŞ.
- Avant que la délégation de TEDAŞ ne se rende sur le site, les dossiers nécessaires doivent être déposés auprès de la cellule d'approbation des projets.
- Après remise complète des dossiers, la délégation TEDAŞ, une personne habilitée de la société de distribution et un responsable de la centrale se rendent sur le site et procèdent à la réception. Pour les installations sur toiture, un expert statique (obligatoirement affilié à une université) doit être présent pour l'acceptation de la centrale.

La santé et la sécurité au travail sont au cœur de la vérification de l'installation et de son acceptation. Les délégations sont très sensibles aux signaux d'avertissement. La centrale électrique doit automatiquement arrêter sa production en cas de coupure de l'énergie du réseau pour protéger la santé des employés. Par conséquent, le bon fonctionnement des onduleurs et cette fonction de coupure sont testés lors de la réception.

De plus, la conformité de la mise à la terre est vérifiée et les valeurs de résistance sont vérifiées sur l'ensemble de l'installation. Le contrôle des disjoncteurs, sectionneurs et interrupteurs fait également partie des contrôles d'acceptation.

Il est aussi essentiel que les valeurs des transformateurs de courant et de tension soient conformes aux valeurs présentées dans le dossier du projet.

Le point le plus important dans l'acceptation des installations de production d'électricité est que les composants de la demande correspondent au projet réalisé et que l'exécution soit effectuée conformément aux normes spécifiées.

5.3.3.3. Qualification du personnel

En Turquie, il n'y a pas d'obligation de formation concernant spécifiquement les installations PV. Les techniciens en électricité doivent avoir une certification fournie par l'Institut de qualification professionnelle (MYK) conforme à la qualification nationale « 15UY0241-3 ».

Tous les travaux sur les panneaux, l'onduleur et le câblage de la centrale doivent être effectués par des électriciens qualifiés. « Personne qualifiée en électricité » désigne une personne formée à la manipulation d'installations électriques et connaissant les risques encourus ; une telle personne connaît les normes, directives et lois (applicables) en vigueur dans le pays d'installation.

Par ailleurs, depuis plusieurs années, une formation/certification obligatoire pour le personnel responsable des systèmes PV travaillant sur la partie courant continu est en discussion. Alors que trois niveaux de qualifications (Qualifications 15UY0208 Personnel des systèmes d'énergie PV ; Niveaux 3,4 et 5) ont été introduits en 2016, ces qualifications restent pour le moment facultatives. Les formations ne sont pas standardisées pour ces trois qualifications, mais les universités, les chambres professionnelles, les établissements d'enseignement privés et les organismes publics proposent des formations de 4-5 jours.

Personnel responsable des systèmes d'énergie PV

Dans le cadre des systèmes de qualité répondant aux qualifications 15UY0208-3/4/5 et en tenant compte des mesures prédéterminées concernant la santé et la sécurité au travail et l'environnement, le personnel responsable des systèmes d'énergie PV :

- Réalise l'assemblage mécanique des composants et des modules PV conformément aux schémas d'assemblage,
- Effectue l'installation de la structure mécanique conformément aux plans,
- Prépare les outils, l'équipement, les matériaux et les appareils à utiliser pendant l'assemblage,
- Positionne les composants conformément au schéma d'assemblage,
- Assure la propreté et la sécurité du lieu de travail,
- Entretient et nettoie l'équipement utilisé et
- Participe à des activités de perfectionnement professionnel.

La qualification des candidats est vérifiée et certifiée par des organismes agréés par l'Institut de qualification professionnelle. La certification est valable pour une durée de 5 ans.

6. CONTRÔLES ET DIAGNOSTICS TECHNIQUES

6.1. La pyramide de la qualité

Assurer la sécurité des biens et des personnes et celle du réseau électrique national est la préoccupation principale du régulateur du secteur de l'électricité et de l'opérateur du réseau. Alors que la minimisation des risques de sécurité, la stabilité et la conformité sont toujours primordiales, le secteur des EnR ne peut se développer durablement que si l'ensemble des risques techniques, financiers et environnementaux sont mesurés et maîtrisés.

Risques de sécurité	Risques techniques	Risques environnementaux
• Sécurité des intervenants et collaborateurs • Prévention des risques professionnels et amélioration des conditions de travail • Transport et stockage de l'énergie dans des conditions optimales de sécurité et stabilité	• Risque d'incendie • Performance et fiabilité des installations pour la sécurisation des revenus • Conformité avec les réglementations • R&D pour améliorer la flexibilité du réseau électrique • Sécurisation des données et gestion de la cybersécurité	• Amélioration de l'efficacité énergétique • Meilleures pratiques pour minimiser l'impact environnemental et contribuer à l'amélioration écologique du site • Recyclage des composants

Figure 43: Ensemble des risques à maîtriser dans le cadre d'un projet PV.

En imposant une mission de qualité à un programme de mise en œuvre, la probabilité de succès d'un projet peut être considérablement améliorée. Effectivement, des normes reconnues conduisent à une amélioration de la qualité d'un produit donné.

Cependant, la question de l'assurance qualité va au-delà du respect des normes techniques. Pour qu'un programme de mise en œuvre du PV réussisse, il doit être conçu en tenant compte de l'assurance qualité non seulement au moment de l'achat du matériel, mais tout au long du processus de mise en œuvre. L'assurance qualité a des implications importantes, entre autres, au niveau de la conception du programme, la sélection de l'équipement et du fournisseur, la vérification de la conformité des systèmes/composants livrés, l'installation et la mise en service, la maintenance continue et la formation du personnel à différents niveaux.

L'objectif de tout système d'assurance qualité est de s'assurer que la qualité est constante et d'un certain niveau défini, garantissant ainsi que l'utilisateur final obtient un système PV fonctionnel qui a une espérance de vie raisonnable, et que l'organisme de financement va

pouvoir rentabiliser son investissement conformément à ses prévisions. Les services de l'IQ profitent directement à tous les acteurs du secteur solaire PV.

En jouant un rôle majeur en matière de sécurité des biens et des personnes, l'inspection technique des centrales PV est un facteur clé de la confiance des consommateurs, de la chaîne d'approvisionnement et des pouvoirs publics. La pyramide de la qualité présentée à la

Figure 44 résume les niveaux d'exigence des intervenants dans le secteur énergétique, le rôle de ces intervenants et leurs motivations principales.

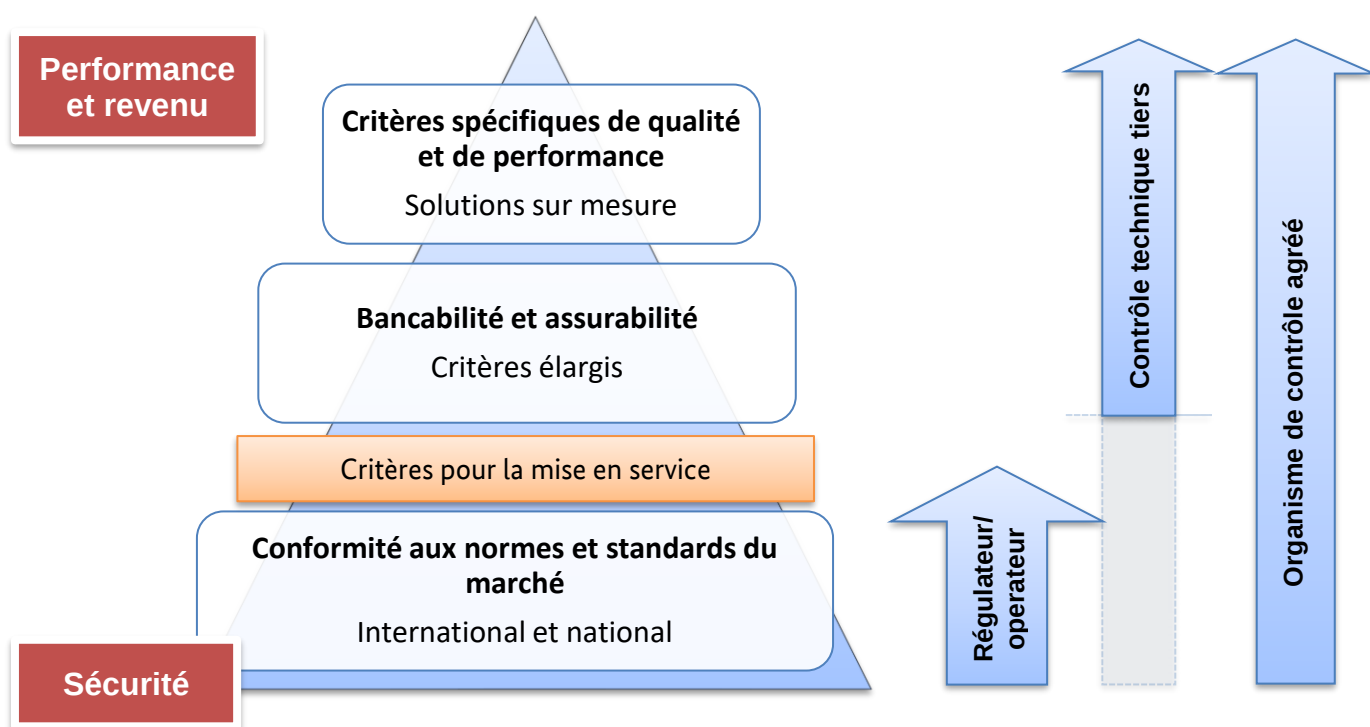


Figure 44 : Pyramide de la qualité pour les centrales PV.

Le contrôle technique tiers joue un rôle dans la vérification de la conformité aux normes, réglementations et bonnes pratiques nationales et internationales, ainsi que dans l'identification des problèmes ou risques techniques potentiels. Il contribue à renforcer la confiance entre les parties prenantes, y compris les investisseurs, les assureurs, les régulateurs et les utilisateurs finaux. En garantissant que les centrales PVs répondent aux normes techniques et de sécurité les plus élevées, les contrôles techniques contribuent à

réduire le risque de pannes, d'accidents ou de sous-performances entraînant des pertes financières ou des atteintes à la réputation.

6.2. Cadre et phases d'un contrôle technique/audit

Une campagne de contrôle technique et de diagnostic nécessite de faire appel à des experts compétents, possédant une longue expérience dans le PV et bien formés à la procédure d'audit. Pour les cas isolés, la méthodologie et les moyens à déployer peuvent être décidés en lien avec les besoins spécifiques d'un projet. Pour les contrôles techniques généralisés, la standardisation d'une méthodologie et d'une procédure serait plus efficace. De même, pour faciliter l'inspection, le développement d'une application numérique sur tablette permettrait d'automatiser l'exploitation des données et la consolidation des résultats.

Pour les interventions dans des conditions présentant un risque accru pour un travailleur isolé, il est recommandé de travailler en binôme. Particulièrement pour les grandes installations, la présence de deux experts sur site facilite la reconstitution de circuits mal documentés.

Les contrôles techniques sont souvent réalisés dans des conditions météorologiques stables avec un rayonnement solaire suffisant et constant afin de garantir la fiabilité des essais.

La plupart des contrôles suivent un processus similaire avec quatre phases principales :

- **Phase de préparation** – les activités avant l'audit, y compris l'identification du besoin, la décision d'effectuer le contrôle et la recherche du prestataire.
- **Phase d'exécution** – la réalisation du contrôle.
- **Phase de documentation** – le rapport du contrôle est l'outil par lequel les constats et les recommandations de l'expert sont partagés
- **Phase de suivi et de clôture** – En cas de non-conformités, un délai doit être défini pour appliquer les actions correctives. Toute correction effectuée pour rectifier la non-conformité doit être vérifiée lors d'un contrôle de suivi.

6.3. Prestataires de service tiers

Une tierce partie est définie comme une personne ou un organisme en dehors des parties impliquées dans un accord ou un conflit. Souvent, les entreprises de fabrication qui produisent des produits à vendre à l'étranger utilisent des organisations tierces pour certifier la conformité de leur produit aux normes UL (Conformité aux normes aux Etats Unis et au Canada) ou CE (Conformité Européenne) par exemple.

Dans le cas des centrales PV, la tierce partie doit être indépendante du fournisseur de service (ou produit) et du client pour garantir qu'il n'y a pas de conflit d'intérêts.

Certaines organisations telles que TÜV Süd et DNV fournissent des services de certification tiers pour les centrales PV reposant sur des essais, des inspections et des audits menés par du personnel qualifié. La certification par une tierce partie encourage une concurrence loyale axée sur la qualité et la performance et stimule également l'amélioration continue dans l'industrie PV, alors que les entreprises ne s'efforcent pas seulement de dépasser les exigences de certification, mais aussi de se démarquer de leurs concurrents.

- **Les entreprises de certification / organismes de contrôle** – par ex. APAVE, Bureau Veritas, TÜV Süd, TÜV Rheinland, DNV – Ce type d'entreprise propose des services à toutes les étapes depuis la conception et la faisabilité jusqu'au démantèlement. Elles sont généralement « agréées » par l'État et/ou accréditées et leurs services comprennent des formations et des inspections obligatoires. Elles offrent également des services de suivi, de diagnostic, d'exploitation et de maintenance. Dans le cas où la maintenance est réalisée par l'une de ces entreprises, il est conseillé d'engager un autre prestataire pour le contrôle et diagnostic technique pour éviter tout conflit d'intérêt.
- **Prestataires de service à toutes les étapes** – Ils offrent des services à toutes les étapes depuis la conception et la faisabilité jusqu'au démantèlement. Ces prestataires sont de plus petite taille que les bureaux de contrôle et ne sont pas agréés par l'Etat. L'accréditation n'est pas une obligation pour ce type de prestataire. Cependant certains prestataires préfèrent valider leurs compétences et se différencier de leurs concurrents au moyen d'une accréditation ou de certifications.
- **Prestataires de service spécialisés** – Ils ne sont actifs que sur une partie du contrôle technique et du diagnostic. Souvent, ils ne sont pas accrédités et leur reconnaissance s'appuie sur leur expérience dans le secteur. Typiquement, ce type de cabinet de conseil indépendant spécialisé dans les énergies renouvelables travaille avec des développeurs de projets, des investisseurs et des organismes de financement avec un rôle de contrôle qualité. Ces prestataires peuvent proposer des services tels que :
 - Due Diligence à la carte – choisir une approche adaptée pour évaluer rapidement risques et opportunités liées à un projet.
 - Accompagnement des projets – améliorer la performance des actifs ou accompagner le développement d'un projet.

- **Prestataires de service de soutien** – Des entreprises qui ne sont pas spécialisées dans le contrôle technique des centrales PV mais qui proposent des services de soutien aux experts techniques, par exemple, services d'inspection visuelle et thermique par drone, sociétés de traitement des images fournies par les caméras thermiques ou visuelles (par ex. Sitemark), laboratoires pour tester les composants, formateurs, etc.
- **Expertise juridique/sapitage** – Pour les procédures juridiques, les juges peuvent faire appel aux experts inscrits sur des listes nationales d'experts par spécialité. Les parties à un litige peuvent aussi choisir un expert qui n'est pas inscrit sur les listes de la Cour de cassation et des cours d'appel. Dans le cadre des pratiques commerciales abusives sous la forme d'une réalisation technique mal achevée, des experts solaires reconnus font valoir leurs constatations.

Le sapitage est légèrement différent de l'expertise juridique. Lorsqu'un expert est désigné dans le cadre d'une expertise judiciaire, il peut prendre l'avis d'un autre technicien, mais seulement dans une spécialité distincte de la sienne : cet autre technicien s'appelle un sapiteur.
- **Audit notarial** – vérification et attestation de conformité d'une installation dans le cadre de la vente ou de l'achat d'un bien immobilier. Le bon fonctionnement et la conformité de l'installation, le prévisionnel de production, l'estimation de la durée de vie de l'installation sont des points à connaître lors d'une transaction immobilière.

6.4. Interventions principales

Afin de surveiller et de mesurer les performances des centrales solaires, des essais selon les normes IEC 62446 et IEC 60891 sont nécessaires. Ces tests sont principalement des mesures de Courbe I-V (courant et tension), des essais thermographiques (manuels ou par drone), des essais EL (électroluminescence), des essais d'isolation, des essais de mise à la terre et des mesures de performances.

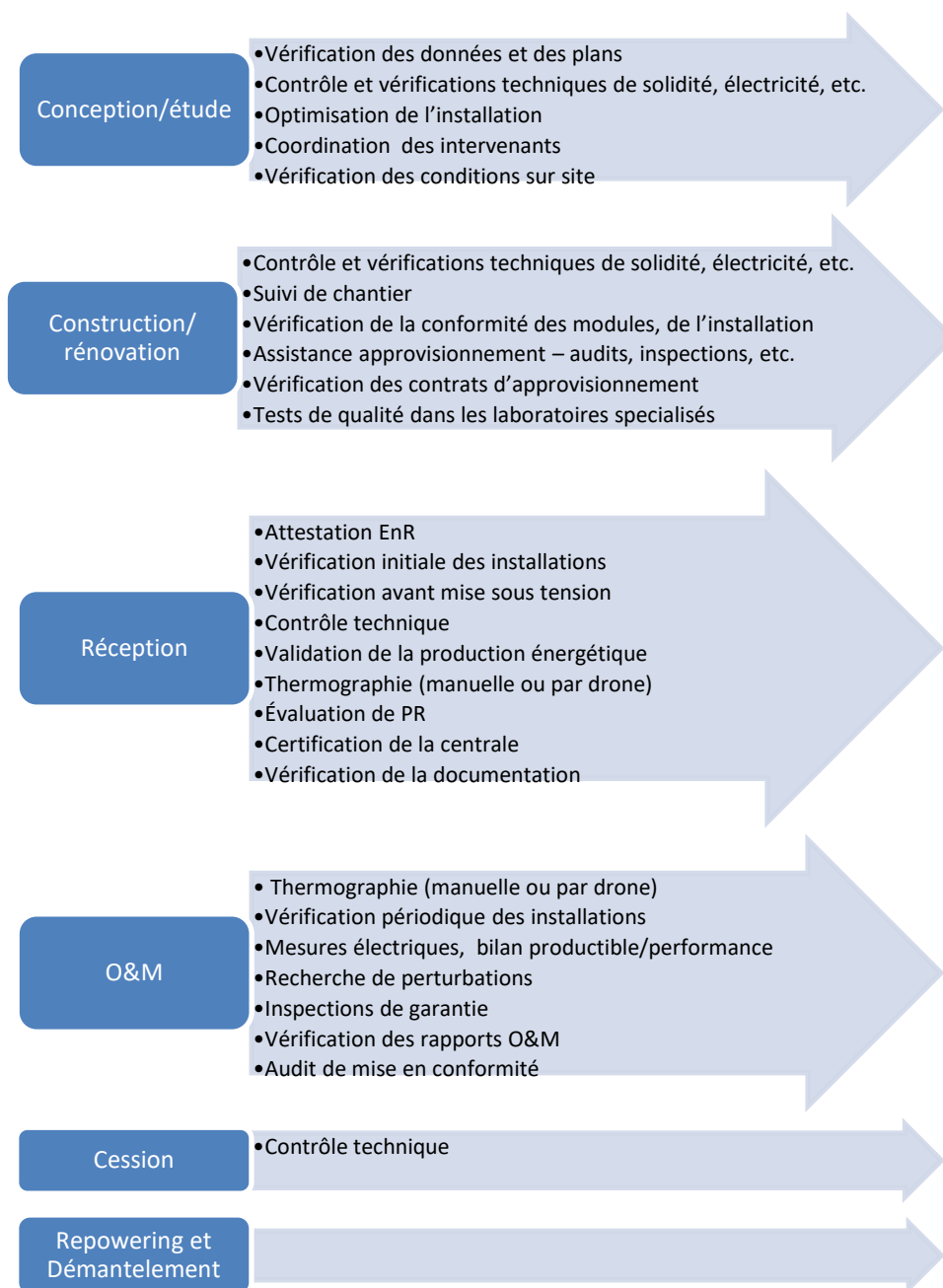


Figure 45 : Interventions proposées par les sociétés réalisant des contrôles techniques.

• Étude de productible

Les experts fournissent des évaluations indépendantes du productible, du ratio de performance (PR) et des cas de dépassement de probabilité de la centrale PV à long et à court terme. Les évaluations prennent en compte les spécificités des projets liés aux ressources solaires, à la conception technique du système, aux déperditions énergétiques et aux éventuelles incertitudes.

- **Due Diligence Technique**

La *due diligence* technique cible la gestion des risques et la faisabilité et englobe les services suivants :

- Évaluation de la faisabilité technique,
 - Gestion contractuelle,
 - Gestion des risques,
 - Inspection et détection des défauts de la conception du système PV, des composants PV, de la construction et des performances,
 - Surveillance de la construction de la centrale,
 - Évaluation de la performance de la centrale sur les prévisions de productible,
 - Détermination de la puissance des modules PV,
 - Contrôle de réception pertinent pour la sécurité,
 - Confirmation de la conformité aux normes nationales et internationales.
- **Suivi de Chantier**
 - Maîtrise des coûts et des délais, tout en assurant la sécurité sur le chantier et son environnement,
 - Suivi du travail fourni par les sous-traitants,
 - Documentation de la qualité et de la performance.

- **Réception et inspection de garantie**

Les propriétaires de centrales PV et leurs investisseurs doivent être certains que chaque projet répond aux spécifications contractuelles, suit les bonnes pratiques de l'industrie et respecte toutes les normes réglementaires applicables. Des centrales fiables fonctionnant à des niveaux de performance élevés garantissent des retours fiables sur leurs investissements.

Des essais d'acceptation finaux et des inspections de garantie pour l'industrie solaire permettent d'évaluer la qualité des équipements et des installations à la mise en service.

- *Réception provisoire*

Lors de la réception provisoire, les experts vérifient que l'actif a été construit conformément aux obligations contractuelles et aux spécifications de conception ainsi qu'aux exigences de qualité respectives. Des essais de performance et de sécurité sont effectués pour garantir aux parties prenantes que la centrale peut fonctionner de manière fiable sur une longue période. D'autres problèmes ne sont acceptables que lorsqu'ils n'ont aucun effet sur la performance ou la sécurité de la centrale.

- *Réception finale*

Lors de la réception définitive, les obligations couvertes par le contrat sont finalisées et la centrale est remise au propriétaire. Les experts vérifient que tous les points d'amélioration de la réception provisoire ont été traités avec succès et s'assurent que la centrale fonctionne comme prévu.

- *Inspection et évaluation de la garantie*

Les garanties sur les équipements sont généralement plus longues que celles couvrant la centrale. Les composants de grande valeur tels que les modules PV, les onduleurs, les structures de montage et les trackers doivent être régulièrement vérifiés pour déterminer s'ils fonctionnent comme prévu. Les experts examinent toutes les garanties et fournissent des rapports complets nécessaires pour appuyer toute demande d'indemnisation.

- **Évaluation du PR**

Pour le propriétaire, l'investisseur, le prêteur ou le développeur, le calcul du PR peut être utilisée pour l'évaluer l'efficacité d'une installation photovoltaïque.

L'évaluation indépendante et précise d'une centrale ou de certains de ses composants, s'appuyant sur les meilleures pratiques reconnues, permet de vérifier la qualité et l'efficacité globales de la centrale PV. À tout moment du cycle de vie de la centrale, les prestataires peuvent fournir aux parties prenantes du projet des informations sur les performances et la qualité de réalisation du système.

- **Expertise pour les litiges**

Les propriétaires, les investisseurs et les gestionnaires d'actifs s'appuient sur des évaluations neutres des sinistres pour optimiser la gestion des risques, renforcer la confiance dans la sécurité des opérations et garantir des investissements rentables. Les défauts, dommages et risques économiques doivent être correctement évalués pour permettre la mise en œuvre de mesures préventives sensées.

Des services complets d'évaluation des sinistres sont nécessaires pour protéger les investissements et les flux de trésorerie, assurer la sécurité des opérations et minimiser les risques commerciaux.

- **Certification des sous-traitants O&M**

Les acteurs de l'énergie solaire recherchent des sous-traitants O&M qualifiés avec des compétences certifiées pour fournir des services techniques optimaux dans leurs centrales

électriques. La certification des entreprises sous-traitantes O&M est basée sur des évaluations de multiples indicateurs industriels s'appuyant sur les normes internationales.

Des entrepreneurs réputés fournissant des services O&M pour les centrales peuvent aussi être formés et certifiés pour aider à maximiser le temps de disponibilité et à prolonger la durée de vie de la centrale.

- **Thermographie/inspections par drone**

Les drones fournissent un complément pratique et sûr aux inspections au sol des systèmes PV dans les zones étendues et/ou difficiles d'accès. Les drones sont utilisés pour surveiller la construction de sites solaires ou pour effectuer des évaluations régulières. L'intégration d'algorithmes d'imagerie infrarouge et d'intelligence artificielle (IA) permet d'identifier la détérioration, les dommages et autres anomalies à un stade précoce. Les inspections solaires aériennes sont une option rapide et rentable qui fournit aux propriétaires de centrales, aux EPC et aux opérateurs des informations détaillées et fiables sur l'état de leurs biens.

- Examen visuel de l'installation effectué par un intervenant confirmé,
- Inspection par thermographie infrarouge au sol,
- Inspection par thermographie infrarouge aérienne par drone.

- **Recherche des perturbations et mise en conformité**

Pour les centrales photovoltaïques existantes, les experts proposent des prestations d'audit (contrôle de conformité aux normes en vigueur et règles de l'art), de campagnes de mesures (contrôles des performances effectives de centrales en fonctionnement), et d'optimisation des installations photovoltaïques (amélioration et/ou correction de centrales opérationnelles).

Une analyse approfondie permet de détecter d'éventuels non-conformités et dysfonctionnements de la centrale afin d'envisager les mesures correctives appropriées et d'accompagner le producteur dans la mise en conformité.

En complément d'une *due diligence* technique, l'audit peut être effectué lors de l'achèvement des travaux dans le cas d'un transfert de propriété des ouvrages (achat par un exploitant d'une centrale réalisée par un tiers en charge de la mission « EPC »).

- **Services dans la chaîne d'approvisionnement**

Analyses de la chaîne d'approvisionnement du début à la fin, depuis l'identification des meilleurs fournisseurs jusqu'à l'inspection sur le site d'installation. Le processus peut être décomposé en quatre phases principales :

- *Développement* : concept de gestion de la chaîne d'approvisionnement, examen de la chaîne de production et de la capacité de chaque fabricant
- *Préproduction* : audit et sélection des fournisseurs potentiels ; essais de qualité et de performance des modules PV
- *Production* : test des composants liés au projet pendant la production sur une base de contrôle ponctuel, confirmation de la qualité et des performances
- *Post-production* : inspection avant et après expédition, tests de pré-installation

- **Essais et certification des produits**

Tests et certification conformément aux normes nationales et internationales.

- Onduleurs PV – IEC 62109 et exigences de connexion au réseau spécifiques à chaque pays.
- Composants électriques PV – Boîtes de jonction (EN 50548), câbles (DIN VDE AK 411.2.3) et connecteurs (EN 50521).
- Systèmes de montage PV – PPP 59029.
- Batteries PV et systèmes de stockage d'énergie (ESS) – IEC 62619 et IEC 62620, ainsi que les exigences et normes de sécurité spécifiques à chaque pays, PPP 58064).
- Trackers PV et systèmes de stockage – combinaison de normes IEC.
- Essais de fiabilité pour les équipements auxiliaires électriques et mécaniques ("Balance of Plant")

6.5. Interventions supplémentaires

- **Évaluation des reflets et de l'éblouissement**

Les rayons du soleil réfléchis par les modules solaires peuvent provoquer un éblouissement involontaire gênant voire dangereux. Il convient en particulier d'éviter l'éblouissement dangereux des participants actifs à la circulation routière et aérienne, mais les personnes dans des bâtiments vitrés ou des locaux résidentiels à proximité doivent également être protégées contre les immissions lumineuses massivement gênantes causées par les reflets de la lumière du soleil.

L'absence de lignes directrices universellement applicables ou de valeurs limites contraignantes pour l'évaluation de l'éblouissement conduit régulièrement à des incertitudes quant à la quantité acceptable d'éblouissement.

Pour les grandes installations ainsi que pour les installations situées à proximité de voies de circulation ou d'aéroports, les autorités locales du bâtiment exigent généralement des

évaluations indépendantes de l'éblouissement avant le début de la construction. Cependant, même pour les petites installations, les évaluations des reflets et de l'éblouissement solaires se sont avérées extrêmement utiles pour prévenir les éclairs soudains de lumière vive l'aveuglement temporaire des personnes et ainsi éviter des procédures judiciaires coûteuses et des modifications nécessaires de la construction.

- **Démantèlement**

Accompagnement à la réhabilitation du site, conseil en gestion des déchets industriels, diagnostic déchets avant démolition, analyses (re)valorisation.

- **Soutien Recherche et Développement (R&D)**

TÜV Süd, par exemple, apporte son soutien lors des essais de composants pendant la phase R&D et contribue à la définition des exigences d'exploitation et de maintenance.

Plusieurs prestataires de services ont développé leurs unités d'électroluminescence à la suite d'études de R&D pour pouvoir réaliser les tests directement sur site en évitant tests coûteux en laboratoire.

6.6. Certification de la centrale

La certification de la centrale s'applique aux vérifications techniques lors de la conception, de la fabrication, du transport, de l'installation, de la mise en service et de l'exploitation pour garantir la qualité, la sécurité et les performances de la centrale dans son ensemble ainsi que de ses composants. En option, chaque phase de projet peut être vérifiée et certifiée indépendamment. Le demandeur typique de certification de projet est le développeur, le propriétaire ou l'exploitant de la centrale PV. Ce type de certificat est souvent utilisé lors du financement pour réduire les coûts financiers en atténuant les risques techniques ou lors de la cession du projet.

DNV propose, par exemple, un schéma de certification basé sur la spécification de service DNVGL-SE-0078 qui contient des exigences procédurales pour l'obtention et la conservation des déclarations de conformité pour toutes les phases du projet et d'un certificat de projet pour la centrale PV. Ce type de certification peut être utilisé dans le monde entier.

Similairement, la certification de TÜV Süd comprend :

- *Un essai d'acceptation final* – Vérification de la documentation du système conformément aux exigences de la norme IEC 62446 alinéa 4 et la vérification initiale ou périodique de l'installation d'un système installé conformément à la norme IEC 62446 alinéa 5,

- *Une évaluation structurelle* – Évaluation de la structure de montage solaire selon les Eurocodes (normes de conception européennes) ainsi que EN 1090-2 ou EN 1090-3. Inspection visuelle des structures de montage et de leurs fondations,
- *Une analyse des données de surveillance à distance* – évaluation du fonctionnement fiable et du rendement maximal d'une installation, assurance de performances élevées et détection précoce des défauts, y compris notifications d'alerte précoce des défauts potentiels. Cette solution offre une évaluation sécurisée des données tout au long de la durée de vie de la centrale.
- *Un essai d'acceptation des performances/essai d'évaluation du PR* – analyse du PR selon la norme IEC 61724 ainsi que du rendement en comparant le productible théorique et réel.

6.7. Exemples de formations techniques pour les installations PV

Il existe différents programmes de formation technique pour les professionnels du secteur PV en fonction de la compétence du stagiaire et de la phase du projet à laquelle il intervient. Quelques exemples observés dans des pays faisant l'objet du benchmark sont présentés ci-dessous.

6.7.1. Photovoltaïste

En France, le service Formation & Évaluation de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES) propose des formations professionnelles courtes (en présentiel et/ou distanciel) ainsi que des formations longues, certifiantes et diplômantes.

La formation longue « Photovoltaïste » a pour objectif de fournir les connaissances nécessaires à la conception, la réalisation, au suivi de chantier, à l'exploitation et la maintenance des différents projets PV. La formation est conçue de façon modulaire avec 4 blocs obligatoires et des blocs optionnels afin de répondre à des besoins spécifiques. Cette certification professionnelle de niveau 6/Licence permet aussi de répondre aux critères de formation des labels RGE Travaux QUALIPV HAUTE PUISSANCE pour les installateurs. Le prix de cette formation qui dure presque 6 mois est de 7 600 € nets de taxe (hors bloc optionnel). Les prérequis sont :

- Avoir un Bac + 2 en électricité ou maintenance ou 2 ans d'expérience professionnelle dans le domaine
- Posséder les habilitations électriques (BT) et BR (PV)

- Posséder les habilitations travaux en hauteur et échafaudage

Le programme et la durée de déroulement pour chaque module sont présentés dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Déroulement de la formation « Photovoltaïste » de l'INES. (INESa, 2023)

CONSEILLER	■ Fondamentaux sur le photovoltaïque raccordé au réseau (partie 1) ■ Fondamentaux site isolé (partie 1) ■ Relation client – Pré-étude ■ Réglementation RE2020 ■ Fabrication/technologie/Fonctionnement d'un système/Procédures administratives/Contrat/Tarif ■ Approche technico-économique ■ Démarches raccordement réseau ■ Contrat d'assurance	7 jours (soit 49h)
DIMENSIONNER	■ Fondamentaux sur le PV raccordé réseau (2^e partie) ■ Fondamentaux site isolé (2^e partie) ■ Réglementation C15-712 (1, 2 & 3), technico-économique ■ Fondamentaux charpente/couverture/étanchéité (1^e partie) & Eurocodes ■ Autoconsommation (scénario consommation-production) ■ QUALIPV Elec HP (0-500kWc) & QUALIPV Bat (1^e partie) ■ Utilisation et compréhension des principaux logiciels PV ■ Fonctionnement d'un site isolé et des micro-réseaux ■ Fonctionnement d'une grande centrale au sol	23 jours (soit 161h)
STAGE	STAGE PROFESSIONNEL orienté bureau d'études	25 jours (soit 175h)
METTRE EN OEUVRE	■ Préparation et sécurisation du chantier, gestion logistique ■ Fondamentaux charpente/couverture/étanchéité (2^e partie) ■ Vérification du dimensionnement : logiciels fabricants ■ Installations dans le respect des recommandations fabricants ■ Autocontrôle/conformité, mesure, mise en service et test de bon fonctionnement ■ Procès-verbal de réception et débrief client ■ QUALIPV Elec HP (0-500kWc) & QUALIPV Bat (2^e partie) ■ Site isolé et micro-réseaux ■ Grande centrale au sol	21 jours (soit 147h)
EXPLOITER / MAINTENIR	■ Supervision – instrumentation pilotage, mesure et analyse de performance ■ Plan de maintenance, points de contrôles sécuritaire/fonctionnel/réglementaire, diagnostic pathologies et mesure électrique, thermique et de performance IV, recherche de panne ■ Contenu et rédaction d'un rapport de maintenance ■ Proposition d'améliorations et de recommandations	9 jours (soit 63h)
STAGE	STAGE PROFESSIONNEL orienté maîtrise d'œuvre	25 jours (soit 175h)

Blocs complémentaires pour la spécialisation en fonction des besoins spécifiques des stagiaires :

- Créer son entreprise
- IRVE (Infrastructure de Recharge de Véhicules Électriques)
- PV Flottant
- Agri PV
- Audit – sapitage

6.7.2. Installateur

En France, l'État a confié à Qualit'EnR une mission d'agrément des organismes de formation et des formateurs dans le respect des modalités définies. Qualit'EnR est le seul organisme conventionné par l'État pour le contrôle de la formation EnR. Qualit'EnR est une association à but non lucratif et les formations développées et/ou agréées par Qualit'EnR visent toutes à accompagner la montée en compétence des professionnels dans une logique de démarche qualité. Chaque référentiel permet d'acquérir les fondamentaux pour répondre à l'attente des clients :

- Conseiller son client sur les plans techniques et financiers,
- Concevoir et dimensionner une installation,
- Réaliser l'installation et sa mise en service, être capable de les expliquer à son interlocuteur,
- Planifier les opérations de maintenance.

Tableau 12 : Les formations QualiPV en France pour installateurs de systèmes PV

Formation	Durée	Tarif*	Prérequis	Intervenants
Générateur photovoltaïque raccordé au réseau – module électricité	3-4 jours	1250 EUR	La maîtrise d'installation électrique BT et l'habilitation électrique BR ou BR(P)	Formateurs agréés par Qualit'EnR
Autoconsommation photovoltaïque raccordé au réseau	2 jours	1 000 EUR	Avoir suivi la formation "Générateur photovoltaïque raccordé au réseau - compétence électrique" (ou être référent QualiPV)	
Générateur photovoltaïque raccordé au réseau – haute puissance	4 jours	1 500 EUR	La maîtrise d'installation électrique BT et l'habilitation électrique BR ou BR(P).	

Formation	Durée	Tarif*	Prérequis	Intervenants
Générateur photovoltaïque raccordé au réseau – module intégration au bâti	3 jours	1 250 EUR	La maîtrise des travaux liés à la couverture, l'étanchéité et des conditions et la prévention des risques liés aux travaux en hauteur.	

*les tarifs sont indicatifs, ils peuvent varier selon le centre de formation

Qualit'EnR applique une approche pragmatique avec des stages courts et centrés sur le geste offrant une place importante à la pratique. Les référentiels pédagogiques sont élaborés par des experts du secteur, souvent eux-mêmes installateurs.

Tableau 13 : Déroulement des formations Quali'PV. (Qualit'EnR, 2022)

Formation	Déroulement	Travaux pratiques
Générateur photovoltaïque raccordé au réseau – module électricité	• Comprendre ce qu'est la parité réseau, ses causes et ses conséquences • Connaître le contexte réglementaire et technique de l'autoconsommation • Comprendre le taux d'autoconsommation et d'autoproduction et les choix qui en découlent • Mieux connaître l'autoconsommation • Connaître les paramètres pour optimiser son autoconsommation • Savoir justifier l'utilisation d'une batterie • Savoir comparer les technologies plomb et lithium-ion • Savoir mettre en œuvre une installation avec batteries	• Remplissage de la fiche de visite technique client • Utilisation d'un ou plusieurs logiciel(s) de dimensionnement, proposition d'installation, présentation de chaque stagiaire • Simulation autoconsommation avec batterie
Générateur photovoltaïque raccordé au réseau – haute puissance	• Être capable de situer le contexte environnemental du PV, l'aspect réglementaire, le marché et les labels de qualité pour un client ; • Être capable d'expliquer à un client le fonctionnement d'un système PV ; • Savoir expliquer à un client les différentes étapes administratives pour la mise en œuvre d'un système	• Exercices sur les modules photovoltaïques (relevé de masques, influence des inclinaisons et orientations, etc.) • Recherche de défaut d'isolement, sertissage de

	photovoltaïque raccordé au réseau ; • Savoir choisir une configuration de système PV en fonction de l'usage et du bâti ; • Savoir analyser l'existant pour la mise en œuvre d'une installation PV ; • Savoir calculer le productible ; • Savoir dimensionner une installation selon sa nature : vente en totalité ou vente en surplus ; • Connaître le module photovoltaïque ; • Être sensibilisé à la protection des personnes ; • Être sensibilisé à la protection des biens ; • Savoir utiliser les équipements de protection individuelle et comment se mettre en sécurité en toiture ; • Connaître la procédure pour une installation PV raccordée au réseau ; • Connaître les points clés de mise en œuvre des modules PV ; • Savoir raccorder les modules PV ; • Connaître les différents points clés d'une maintenance préventive	câbles et étiquetage de sécurité • La mise en service et le contrôle d'une installation PV raccordée au réseau • Fiches action sur les différents risques électriques partie DC et AC • Suivi de production à distance • Contrôle de l'installation par thermographie infra-rouge et analyse de courbe I(V) • Contrôle de la pose des modules PV et de leurs raccordements
--	---	---

En Turquie, les formations pour les installateurs ne sont pas obligatoires. Cependant, plusieurs formations (certifiantes ou non) sont proposées par des centres de formation, des universités, des associations et des organismes publiques. Le déroulement d'une formation de 5 jours proposée pour la qualification « Personnel du Système d'Énergie PV » par une université publique (Suleyman Demirel Universitesi) est présenté ci-dessous à titre d'exemple :

- Fondamentaux du PV
- Composants des systèmes photovoltaïques
- Systèmes photovoltaïques
- Informations réglementaires
- Préfaisabilité des centrales
- Projet PV et paramètres de conception
- Conception de systèmes et exemples de calcul
- Application et formation sur le terrain

6.7.3. Personnel pour l'exploitation et la maintenance

Dans chaque pays benchmark, il existe différents types de formations pour l'exploitation et la maintenance des centrales PV. Des formations modulaires, complémentaires d'autres formations et/ou conçues pour le personnel connaissant les fondamentaux du PV peuvent être organisées sur une courte durée (4 à 5 jours). À titre d'exemple, la formation « Exploitation et maintenance des systèmes solaires PV raccordés au réseau » proposée par INES en France dure 5 jours et n'accepte que les stagiaires ayant suivi les formations TC@1 (Solaire PV raccordé au réseau : les fondamentaux) ou PV1 (Conception et dimensionnement des systèmes solaires PV raccordés au réseau (≤ 250 kWc))

Cependant, les formations sans prérequis de connaissances sur la technologie sont généralement conçues sur plusieurs semaines (voire plusieurs mois). En Turquie, la formation « Installation, exploitation et maintenance des systèmes PV » est une certification développée pour tout public (avec ou sans expérience) et qui prévoit 232 heures de formation sur les sujets ci-dessous :

- Santé et sécurité au travail
- Perçage et vissage
- Dessin schématique électrique
- Fondamentaux du courant continu
- Systèmes d'énergie solaire PV
- Station de mesure
- Assemblage des composants
- Installation de la centrale
- Entretien des panneaux PV
- Entretien de l'unité de stockage
- Entretien de l'unité de charge

6.7.4. Auditeur/évaluateur système PV

Formation courte proposée par TÜV Rheinland en plusieurs modules – Spécialistes et évaluateurs pour les systèmes PV. En cas de réussite, les participants peuvent obtenir une certification en tant qu'évaluateurs d'installations photovoltaïques.

Tableau 14 : Formation auditeur centrale PV par TÜV Rheinland.

Module	Durée	Contenu
Module 1 Installations photovoltaïques, certificat de spécialiste	2 jours	- Bases de la technologie - Planification du système - Pronostic de rendement projeté - Droit de la construction, normes, règles techniques - Installations électriques et mise en service - Coûts et revenus
Module 2 Erreurs typiques dans les installations photovoltaïques	3 jours	- Statique - Erreurs d'installation - Erreurs dans les installations électriques - Problèmes de mise en service - Techniques de mesure et documentation
Module 3 Pratiques et principes d'expertise et appréciations	3 jours	- Introduction aux pratiques et principes de l'expertise ainsi qu'au cadre juridique - Qualifications et preuve d'expertise particulière - Droits et devoirs d'un expert évaluateur - Questions de responsabilité - Évaluateurs privés, évaluateurs judiciaires, arbitres - Démarches lors des rendez-vous sur place et devant le tribunal - Exigences, structure et contenu de l'évaluation - Exemples pratiques

6.7.5. Autres

En Tunisie, la GIZ a mis en place une formation complémentaire concernant le contrôle et la réception technique des installations PV pour les bureaux de contrôle expérimentés dans le domaine des normes et standards applicables aux installations électriques. Cette formation a pour objectif de familiariser les bureaux de contrôle aux normes et standards spécifiques à la technologie PV.

Tableau 15 : Programme de formation des bureaux de contrôle mise en œuvre par la GIZ.

Jour 1	➤ Contexte et enjeux énergétiques tunisiens & monde – PST ➤ Technologie, cellules, et modules PV ➤ Onduleurs ➤ Gisement solaire
Jour 2	➤ Mise en œuvre : différentes architectures des installations ➤ Guide UTC C15-712-1 : référentiel technique ➤ Approche réglementaire : raccordement et régimes d'accès au marché
Jour 3	➤ Approche réglementaire : risques ➤ Montage de projet PV (de la faisabilité à la réception en passant par les essais et les mesures)

	➤ Dimensionnement (travaux dirigés)
	➤ Dimensionnement (corrigés)
Jour 4	➤ Activités pratiques sur site
	➤ Installation PV ANME

En Turquie, la réception technique des centrales est réservée aux électriciens ayant suivi les cours de formation ouverts à cet effet par les institutions et organismes autorisés par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et ayant reçu le « Permis de travail sous haute tension dans les installations à haute tension ». Pour être accepté à cette formation, un diplôme d'électricien est exigé.

Le personnel réalisant les réceptions techniques doit aussi passer la qualification professionnelle « Responsable contrôle pertes-fuites et mesures réseau de distribution d'électricité – niveau 4 (15UMS0481-4) » valable pour une durée de 5 ans.

Tableau 16 : Formation « travail sous haute tension » (EKAT en turc)

Sujet	Méthode	Durée (heures)
Électricité – notions de base	Théorique	12
Mise à la terre	Théorique	3
Transformateurs de distribution	Théorique	6
Compteurs	Théorique	6
Tableaux électriques	Théorique	3
Coupe séparateurs	Théorique	6
Cellules modulaires fermées métalliques	Théorique	3
Protection	Théorique	6
Manœuvres	Théorique	6
Câbles souterrains	Théorique	3
Lignes aériennes	Théorique	9
Sécurité du travail	Théorique	16
Arbre – poteau en métal et béton (monter/descendre)	Pratique	6
Démontage de l'isolant, assemblage (tous types d'isolants)	Pratique	3
BT, MT, HT – conducteur démontage-montage	Pratique	6
Contrôle de l'énergie – application du système d'éclairage à la mise à la terre locale	Pratique	6
Manœuvre dans les systèmes à haute tension (appareils de commutation ouverts et modulaires)	Pratique	6
Manœuvre basse tension et changement de fusible	Pratique	3
Démontage du compteur montage et raccordements	Pratique	6
Mesure de la résistance de mise à la terre	Pratique	3
Mesure et contrôle de l'énergie	Pratique	3
Câble basse et haute tension supplémentaire	Pratique	6
Examen	Théorique et Pratique	3
	TOTAL	136

6.8. Profil de client

- **Entrepreneurs EPC et O&M**

Dans chacun des trois pays du benchmark, les entretiens avec les entrepreneurs EPC ont révélé que des experts indépendants sont fréquemment embauchés pour évaluer la qualité des composants et de l'installation ainsi que des contrats O&M.

Selon TÜV Rheinland, la plupart des problèmes enregistrés pendant les contrôles des centrales photovoltaïques sont liés à la main-d'œuvre et au non-respect des meilleures pratiques. Pour certaines sociétés EPC, ces contrôles permettent de certifier la qualité de leurs installations par un expert indépendant ce qui représente une garantie pour l'EPC et le client. En outre, dans la plupart des cas, les entreprises EPC sous-traitent une partie des travaux de construction et souhaitent faire évaluer la qualité de ces services externes. Les contrôles techniques réalisés par un contrôleur indépendant sont perçus comme une assurance pour les entreprises EPC et certaines d'entre elles les ajoutent systématiquement à leurs contrats.

- **Propriétaires/investisseurs**

Pour les propriétaires et les investisseurs, l'objectif principal des contrôles et des diagnostics techniques pour les centrales PV est de garantir un fonctionnement sûr et efficace de la centrale tout en s'assurant que la performance atteigne les estimations initiales.

Les entretiens avec des experts techniques indépendants en Turquie ont révélé que les propriétaires dont le cœur de métier est l'électricité, sont plus intéressés par ces services. Les propriétaires qui ont d'autres activités et considèrent la centrale comme un investissement accordent peu d'attention à la maximisation de sa performance tant qu'il n'y a pas de pannes nécessitant une intervention.

Cet argument est principalement dû au fait qu'en Turquie, il existe 9 315 centrales solaires photovoltaïques sans licence pour une capacité totale d'environ 8 000 MW. La plupart de ces centrales ont bénéficié d'une législation qui a été préparée pour les projets d'autoconsommation mais principalement utilisée pour la vente d'électricité.

Intentionnellement ou non, pendant plusieurs années, les législateurs n'ont pas fixé de limite au rapport demande/production maximale, autorisant ainsi de nombreuses centrales électriques de 1 MW pour pratiquement tous les consommateurs. Une part importante de ces projets est détenue par des investisseurs qui n'ont aucune formation en électricité et sollicitent rarement des experts tiers pour un contrôle technique.

- **Développeurs**

- Les développeurs de projets sont plus intéressés par le service de due diligence technique d'un projet ou d'un portefeuille, surtout dans de nouveaux marchés ou le développeur n'a pas suffisamment de recul pour évaluer « la qualité » d'un projet. La fusion et/ou l'acquisition d'un projet en phase de développement nécessite de vérifier les caractéristiques techniques communiquées au préalable. Dans plusieurs cas, même si l'acheteur a toutes les connaissances pour évaluer un projet, il ne possède pas suffisamment de ressources en interne pour réaliser la due diligence technique dans les délais nécessaires. **Assureurs et organismes de prêt**

Leurs revenus sont directement liés au bon fonctionnement de la centrale pendant la durée de son exploitation. La communauté financière craint naturellement le risque et cherche à minimiser autant que possible son exposition aux investissements à haut risque. Les systèmes de gestion de la qualité et l'utilisation de services d'IQ sont importants pour fournir une base à l'analyse des risques conventionnels dans l'évaluation des prêts et des opportunités d'investissement pour les équipements PV.

Avec leurs exigences de conformité de la centrale et la nécessité de la certifier, les assurances font partie de l'IQ. Dans plusieurs cas, les réglementations n'obligent pas les contrôles qualité mais définissent les normes et les standards. La vérification et l'évaluation de la qualité sont seulement réalisées si celles-ci sont demandées par l'organisme de prêt et/ou l'assureur de la centrale.

Les assureurs et les organismes de prêt peuvent exiger des contrôles techniques réguliers pour la validité d'un contrat. En Turquie par exemple, Kuweit Bank demande des contrôles techniques annuels pour les projets PV financés par leur organisme.

Généralement, les professionnels de la finance ou assurance impliqués dans les projets PV ne sont pas des experts de cette technologie. Ils s'appuient principalement sur des consultants externes, mais aussi sur la documentation des qualifications d'un individu, d'une organisation ou de l'équipement dans leurs évaluations. Sans une telle documentation, il est difficile pour le professionnel financier d'approuver les prêts. Occasionnellement, en fonction du nombre de dossiers gérés, certains organismes de prêt peuvent créer une division pour évaluer les projets en interne. La banque turque İşbank, par exemple, fait usage d'une telle pratique, mais continue toutefois à solliciter des experts en externe. Les objectifs principaux des assureurs et des organismes de prêt sont :

- De prévenir les risques d'incendies ;
- D'éviter les arrêts de production ;
- D'optimiser le rendement de l'installation ;
- De suivre l'évolution des équipements dans le temps ;
- De faciliter l'assurabilité des installations.

Les différents objectifs par type de client et les services demandés aux contrôleurs techniques sont résumés dans le Tableau 17.

Tableau 17 : Profil de client par tâche. Adapté de (TUV Rheinland, 2023) et (PTB, 2016)

Type de client	Objectif principal	Services demandés
Entrepreneurs EPC et O&M	• Surveiller la performance des sous-traitants • S'assurer de la qualité de l'installation	• Services de la chaîne d'approvisionnement • Évaluation du PR • Évaluation du productible • Certification des entreprises O&M
Propriétaires/investisseurs/développeurs de projet	• Fonctionnement sûr et efficace de la centrale • Performance optimum/revenus maximum • Mise en conformité pour les centrales existantes	• Due diligence technique • Inspections de réception et de garantie • Évaluation de la réclamation • Certification des entreprises O&M • Évaluation du PR • Inspections par drones • Évaluation des reflets et de l'éblouissement
Organisme de prêt	• Garantir la récupération de son investissement dans les délais prévus	• Évaluation du productible • Due diligence technique

Assureurs	• Identifier et quantifier les risques • Éviter des pannes catastrophiques • Minimiser les risques techniques (l'un des risques les plus faciles à gérer) • Évaluer les litiges	• Due diligence technique • Services de la chaîne d'approvisionnement • Évaluation du PR • Évaluation de la réclamation
------------------	---	---

7. CONCLUSION et PERSPECTIVES POUR LA TUNISIE

7.1. Étapes et procédures en Tunisie

7.1.1. Installations PV raccordées en basse tension

L'installateur transmet sa demande en constituant un dossier technique :

- Mémoire descriptif et technique,
- Schéma électrique unifilaire/plan d'implantation,
- Étude de dimensionnement du système,
- Certificat d'homologation des modules PV par l'ANME,
- Certificat d'acceptation de l'onduleur par la STEG,
- Notices techniques de tous les équipements.

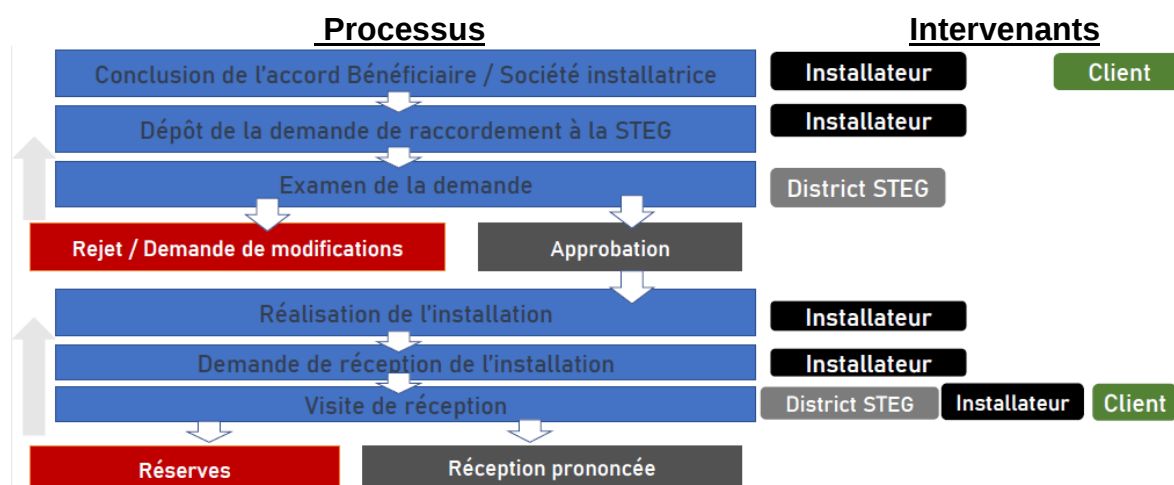


Figure 46 : Procédure et intervenants pour un projet basse tension. (Jrad, 2023)

Pour la mise en service de chaque installation PV, deux salariés de la STEG se déplacent pour réaliser la vérification de la conformité de la centrale au dossier technique approuvé au préalable. De surcroît, ces salariés réalisent des tests de conformité technique au référentiel technique de la STEG.

Les agents de réception de la STEG réalisent, en sus de leurs missions, deux contrôles par jour en moyenne. Cela représente une charge de travail supplémentaire considérable dans les districts les plus équipés en installations PV, comme illustré ci-dessous :

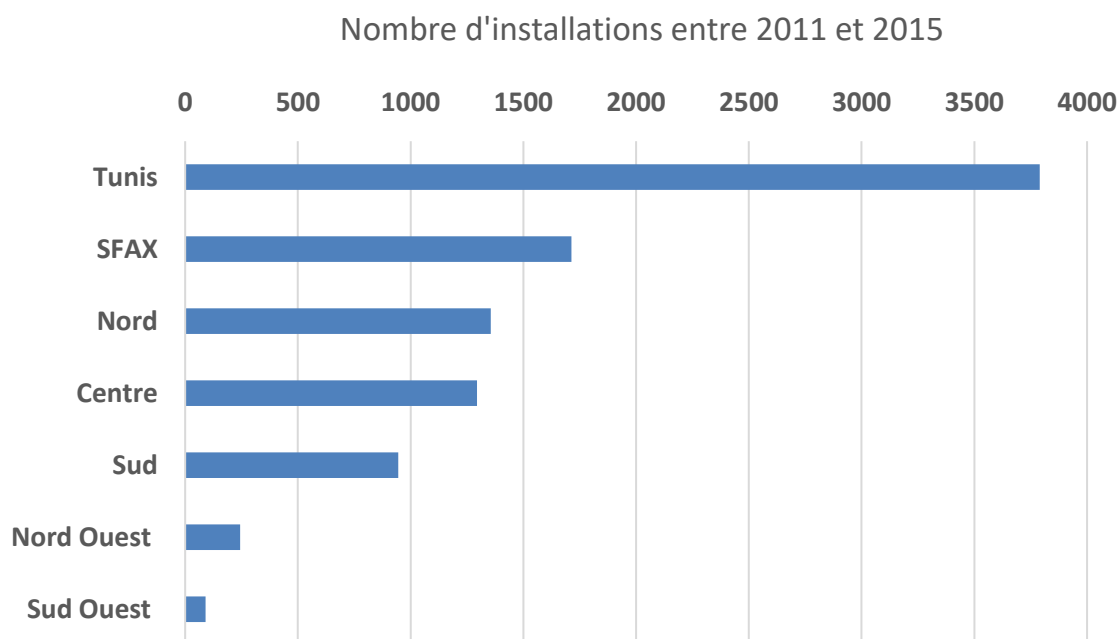


Figure 47 : Charge de travail déséquilibrée entre les districts.

Les chiffres partagés par la STEG indiquent qu'en moyenne 40 % des installations raccordées en basse tension sont non-conformes et nécessitent une deuxième visite.

Les visites durent environ une heure pour les plus petites installations (en résidentiel) et peuvent s'allonger en fonction de la taille et de la complexité de l'installation.

7.1.2. Installations PV d'autoproduction raccordées en moyenne/haute tension

À ce jour, le nombre d'installations raccordées en moyenne/haute tension en Tunisie est très limité, ainsi les réceptions représentent une charge de travail négligeable.

Les étapes d'un tel projet PV depuis la conception jusqu'à sa mise en service sont présentées à la Figure 48.

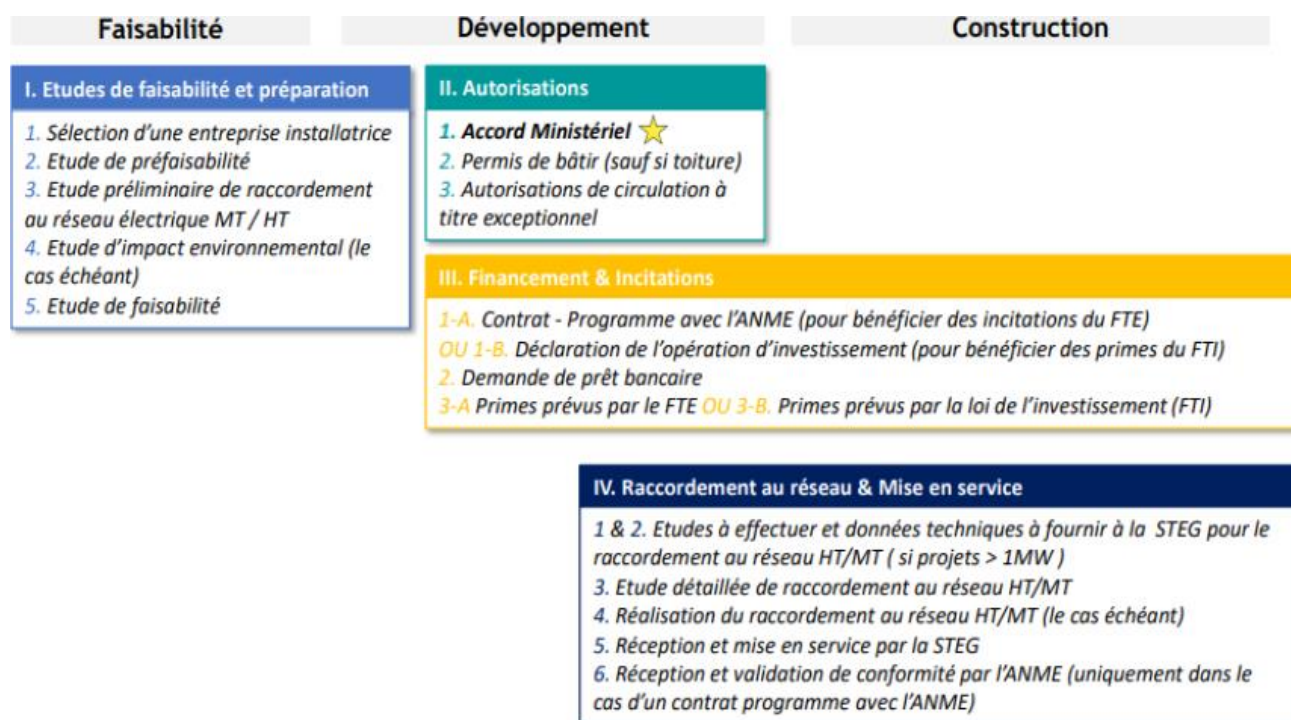


Figure 48 : Procédure pour la réalisation d'un projet PV d'autoproduction en MT et HT (Jrad, 2023)

7.2. Conclusions de l'étude de benchmarking

L'historique et l'organisation du marché de l'électricité des pays objets du benchmark ainsi que le développement du secteur PV jouent un rôle prépondérant dans la régulation et le contrôle de la conformité des installations.

L'Allemagne est pionnière dans la démocratisation des énergies renouvelables sur son sol et le marché local est dominé par des installations résidentielles et commerciales en toiture. Ces dernières représentent chaque année environ 70 % des nouvelles capacités installées.

L'Allemagne est l'un des marchés PV les plus développés et bénéficie à ce titre d'une expérience technique et d'un savoir-faire remarquable sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. De plus, les organismes de prêt et les compagnies d'assurance ont collecté une vaste base de données au cours des deux dernières décennies et ont ainsi pu affiner leurs exigences en fonction de ces retours d'expériences. Dans ce contexte, les processus allemands d'évaluation de la conformité et **d'assurance qualité reposent principalement sur des certifications.**

Pour des installations inférieures à 135 kW, la confiance est de mise et les installateurs de systèmes eux-mêmes sont autorisés à confirmer que leurs installations ont été réalisées

conformément à la réglementation. Afin de démontrer la conformité à la norme VDE-AR-N 4105, les installateurs doivent s'appuyer sur des certificats d'équipement.

Pour les capacités plus importantes, le raccordement des systèmes au réseau national nécessite la certification de la conformité par un tiers.

Par ailleurs, les assureurs jouent un rôle complémentaire pour l'infrastructure de contrôle de la qualité en Allemagne. L'association des assureurs de biens a créé un guide des bonnes pratiques pour les installations PV et fournit des conseils reposant sur l'expérience des assureurs concernant la sélection des composants, la planification, la construction et l'exploitation des systèmes PV connectés au réseau.

Le secteur de l'électricité est largement libéralisé en Allemagne avec une importante participation des acteurs privés. En parallèle, les auditeurs proposent une multitude de services pour l'évaluation de la conformité, de la sécurité et des performances des centrales solaires PV avec une évaluation possible à trois niveaux : auditeurs, experts juridiques et arbitres en cas de litige. Dans ce contexte, il existe des cabinets spécialisés uniquement dans l'expertise pour les installations PV et le contrôle technique des centrales.

D'autre part, **la Turquie** représente un marché en transition. Le marché turc de l'énergie est encore en cours de libéralisation, un processus dans lequelles entités semi-étatiques jouent un rôle important. On observe que 92 % de la puissance installée en Turquie est composée de centrales PV sans licence. Jusqu'en 2019, tout consommateur avait le droit d'installer sans licence une centrale électrique d'une capacité inférieure à 1 MW et les centrales électriques renouvelables bénéficiaient d'un tarif d'achat attribué par le gouvernement et d'une garantie de vente. Cette directive, initialement introduite pour les projets d'autoconsommation, a abouti à des milliers de centrales électriques de 1 MW fonctionnant sous un modèle similaire à l'IPP et exploitées par des entreprises sans aucune expérience dans le secteur de l'énergie.

Dans la directive relative au régime d'autoconsommation, il n'y a qu'une seule procédure d'instruction et de réception des centrales, indépendamment de la taille du projet. De plus, sous ce régime, l'instruction des demandes d'autorisation de grands projets PV a priorité sur les plus petits. Compte tenu de la complexité du processus administratif, le nombre de projets en toiture pour les consommateurs résidentiels et les petits commerces reste très limité dans le pays.

En Turquie, cette organisation sectorielle n'exigeait pas de qualification spécifique du personnel spécialisé dans le PV. Des procédures de vérification et des tests approfondis ont

été imposés par TEDAŞ. Par ailleurs, compte tenu de la taille des projets en jeu (de l'ordre du MW) et des montants d'investissement associés, les organismes de financement et les assureurs exigent désormais des garanties sur les contenus techniques des centrales. La prise en compte de ces exigences associée à la mise en œuvre des procédures TEDAŞ ont abouti à un certain degré de qualité pour les centrales électriques à l'échelle du MW.

Ceci dit, les entretiens menés avec les prestataires de services locaux ont révélé qu'il existe des problèmes au niveau de la compétence des sous-traitants, de la qualité des travaux de construction et de la durabilité des composants.

En Turquie, aucune société spécialisée uniquement dans le contrôle technique des centrales PV en cas de litige n'a été identifiée. Cette prestation est généralement proposée par des sociétés indépendantes d'ingénierie et de conseil technique et ne représente qu'une faible part de leurs revenus annuels (de l'ordre de 3 à 5 % de leur chiffre d'affaires annuel).

Le secteur PV **en France** est le plus régulé parmi les trois pays de benchmark. La France a connu en 2010 une expansion rapide du nombre d'installations PV, et dans ce contexte de croissance accélérée, le secteur résidentiel a fortement souffert des non-conformités en raison de l'incompétence de certains installateurs et de défauts de fabrication de certains composants. Depuis, **la qualité des installations a beaucoup progressé grâce à la mise en place de formations spécialisées, de qualifications professionnelles, de moyens de vérification** et elle a également bénéficié de l'amélioration de la qualité des modules.

En France, le CONSUEL est mandaté pour vérifier la partie risque électrique et la conformité des installations électriques. Il existe d'autres obligations de contrôle concernant les installations de production d'électricité faisant l'objet d'un soutien par contrat d'achat ou par complément de rémunération, hors situations d'exemption prévues par la réglementation, c'est-à-dire installations photovoltaïques de moins de 100 kWc sur bâtiment.

Les installations de moins de 100 kWc sont simplement soumises à la transmission d'une attestation sur l'honneur par laquelle le producteur déclare avoir fait construire son installation par des personnes possédant les qualifications requises (c'est-à-dire QualiPV), avoir employé des équipements conformes aux normes et réglementations en vigueur et avoir respecté les dispositions de la demande de contrat et de la réglementation applicable à son installation.

Si l'attestation de conformité est fournie par un installateur professionnel, le CONSUEL réalise une visite systématique pour les trois premières installations. À partir de la

4^e installation, les visites du CONSUEL sont réalisées par sondage en fonction des résultats des visites antérieures. Par ailleurs, si le système a été installé par un non-professionnel, la visite du CONSUEL est systématique.

Pour les installations supérieures à 100 kWc, les vérifications supplémentaires sont distinctes du contrôle de conformité réalisé par le CONSUEL et visent à vérifier la conformité des installations aux exigences précisées par les arrêtés tarifaires, les cahiers des charges des appels d'offres et les contrats. Les organismes d'évaluation de la conformité (OEC), généralement désignés comme « bureaux de contrôle », sont agréés pour réaliser ces inspections.

Cependant, les contrôleurs du CONSUEL et QualiPV ne sont pas habilités à monter sur la toiture, leurs vérifications se concentrent ainsi sur la sécurité électrique au niveau de l'onduleur et du tableau électrique. Considérant que **la plupart des problèmes électriques et de non-conformité ne peuvent être identifiés qu'en montant sur le toit**, un audit à partir du sol est loin d'être exhaustif.

Aujourd'hui, il n'existe d'obligation de **contrôle technique périodique des installations PV** dans aucun des pays benchmark. Tous les experts et professionnels interrogés dans le cadre de cette étude ont convenu de la nécessité d'audits périodiques pour les centrales PV. Cet audit peut être imposé et suivi par les autorités régulatrices et/ou le certificat d'audit technique peut être exigé par les assurances en cas d'incendie. La question principale est : À qui incomberait le paiement d'une telle prestation obligatoire ?

7.3. Recommandations pour l'infrastructure qualité en Tunisie

7.3.1. Une approche holistique de l'IQ

Le contrôle de la qualité et de la performance est principalement effectué en aval, pendant et après l'installation. En s'appuyant sur des tests et des inspections, le contrôleur vérifie que les exigences définies par les critères d'assurance qualité ont été respectées. La coopération entre les acteurs et la coordination des activités et des politiques de soutien sont essentielles pour rendre l'IQ effective et garantir sécurité et performance dans le secteur PV.

Dans cette perspective, il est important que les exigences de qualité soient renforcées et améliorées avant toute intervention de contrôle. Les points de vigilance identifiés en Tunisie et quelques recommandations peuvent se résumer ainsi :

- Des problèmes de qualité sont courants avec les principaux composants PV.
Autoriser uniquement **l'importation de produits dotés d'une certification valide**

(par ex. CE) serait une première étape. Pour autant, il existe une méfiance quant à l'authenticité des certificats en Tunisie. Une vérification renforcée des certificats et/ou des tests obligatoires à l'importation pour les modules et les onduleurs contribueraient à régler le problème. Il faut bien souligner qu'une telle mesure ne serait efficace qu'avec le déploiement d'une procédure claire et une répartition *ad hoc* des rôles entre les institutions. Une organisation floue, une procédure de contrôle longue d'une durée mal cadrée se traduiraient par des retards dans la mise en œuvre des projets.

- Il est possible d'accélérer la mise en service des petites installations. La procédure de réception technique doit être adaptée à la taille de l'installation et aux risques de sécurité associés. Parmi les pays du benchmark, il n'y a qu'en Turquie que les opérateurs de réseau interviennent pour la réception des petites centrales. Cependant, avec l'objectif de promouvoir les installations inférieures à 10 kWc en toiture, une nouvelle directive est en cours de rédaction dans ce pays pour faciliter la réception des installations.

En Tunisie, la définition d'un **label qualité garantissant la compétence de** l'installateur permettrait de maîtriser la qualité de l'installation PV en amont. Un tel label serait très efficace, notamment pour les plus petites installations, afin de diminuer le nombre d'interventions lors de la réception de fin de chantier. Outre l'obligation de qualification et de certification des installateurs par un organisme agréé, leur performance devrait être suivie méthodiquement pour définir une fréquence de réception des centrales en fonction des résultats obtenus lors des visites de réception antérieures.

7.3.2. Répondre aux besoins divergents des institutions

Les entretiens avec les référents des institutions tunisiennes et les partenaires locaux ont confirmé le besoin d'un métier générique de « **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** » pour les centrales PV revêtant un sens singulier en fonction des parties prenantes ou des situations.

En rapport avec ce métier, les parties prenantes ont exprimé les besoins suivants :

1. Pouvoir faire appel à un expert indépendant en cas de litige :

Le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** interviendrait en tant qu'expert judiciaire en cas de désaccord entre les propriétaires, les fournisseurs, l'opérateur du réseau ou les prestataires de service.

- En cas de réclamations (panne, défauts, malfaçon, etc.), le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** peut réaliser des contrôles indépendants et présenter un rapport.
- En cas de panne et/ou sous-performance de la centrale, le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** agréé peut faire un diagnostic pour identifier la source du problème, permettre de dépanner l'installation et présenter des éléments pour statuer sur la responsabilité.

2. Accélérer la réception des centrales PV :

Actuellement en Tunisie, les installateurs doivent attendre plusieurs mois entre l'installation et le raccordement, alors que la période de mise en service officielle est de 20 jours suivant le dépôt de la demande.

Depuis novembre 2022, une partie du ralentissement était due aux délais d'approvisionnement en compteurs bidirectionnels. Fin mars 2023, la CSPV et la STEG ont signé une convention pour l'acquisition de 11 000 compteurs destinés aux installateurs PV dans l'objectif de débloquer la situation. (CSPV, 2023)

Un deuxième facteur de ralentissement est lié au nombre croissant d'installations et aux effectifs insuffisants pour la réception dans certains districts.

Le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** pourrait réaliser une partie des réceptions à présent réalisées par la STEG pour désengorger les files d'attente. La mise en œuvre d'une telle solution devra recueillir l'assentiment de la STEG.

3. Vérifier le travail de l'installateur (surtout pour le régime d'autoconsommation)

Actuellement, la STEG vérifie la sécurité des installations PV et établit un procès-verbal de conformité (ou de non-conformité). Le périmètre de responsabilité de la STEG s'arrête à la vérification que l'installation ne présente pas de risque pour le réseau.

Le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** pourrait vérifier la qualité de la conception et de la construction de la centrale et assister à la mise en service.

Comme illustré ci-dessus, les attentes variées de ce nouveau métier nécessitent une coopération et une coordination renforcées des acteurs locaux. Les compétences techniques nécessaires pour réaliser les prestations attendues par les partenaires locaux sont globalement harmonisées. Pour les experts qui devraient intervenir en cas de litiges, des connaissances supplémentaires sur les aspects juridiques, les procédures administratives et l'arbitrage seraient nécessaires.

7.3.3. Le rôle du « Contrôleur Technique et Diagnostiqueur »

Le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur pourrait intervenir à trois niveaux : en soutien lors des procédures administratives contrôle qualité et litiges et en soutien aux particuliers et entités privées.

7.3.3.1. Le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur en soutien lors des procédures d'assurance qualité réglementaires

Au cours des entretiens préalables à ce rapport, la STEG a clairement exprimé son intention de conserver la tâche de réception technique des centrales PV. Dans ces conditions, une possibilité pour réduire la charge de travail de la STEG et accélérer les réceptions serait de diminuer le nombre de visites nécessaires. Les données collectées sur la conformité de l'installation et les réclamations clients pourront être traitées afin de noter chaque installateur.

De manière plus ciblée pour les installations résidentielles ou commerciales de petite envergure, la fréquence des réceptions imposée à chaque installateur pourrait être modulée en fonction de l'historique du professionnel et de sa note.

Le métier « **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur**' » peut contribuer à plusieurs niveaux à renforcer l'IQ sans interférer avec l'organisation des réceptions des centrales PV ni avec la sécurité du réseau électrique.

En 2018, l'ANME a mis en œuvre un programme de certification des « installateurs-mainteneurs des systèmes PV raccordés au réseau ». L'obtention du certificat est conditionnée par la réussite d'un examen théorique et pratique organisé par l'Institut National de la Normalisation et de la Propriété Industrielle (INNORPI) en tant que détenteur de ce dispositif.

Pour mieux répondre aux besoins des parties prenantes et vérifier le travail des installateurs, l'État tunisien peut donner l'agrément à un **Organisme de Qualification** avec comme mission d'être garant des compétences des installateurs. En plus de la certification des installateurs, cet organisme aura la responsabilité de suivre et d'auditer le travail de chaque installateur. Pour la réalisation de ces audits, l'Organisme de Qualification peut mandater des **Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs**. Le contenu des audits pourrait être approfondi au niveau de l'installation PV pour rassurer le client et garantir une complémentarité avec les réceptions de la STEG. La méthodologie des audits devra alors être cadrée et standardisée avec une check-list claire. Des applications numériques dédiées et la numérisation des données faciliteraient les contrôles, le traitement des données et leur

documentation. En cas de non-conformité, les résultats du contrôle devront inclure des diagnostics et des solutions. Le retrait ou la suspension de la qualification de l'installateur devra être conditionné par la gravité de la malfaçon et/ou la fréquence des non-conformités observées ainsi que par les antécédents du professionnel.

Il est à noter que les audits des installations par les **Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs** ne doivent en aucun cas remplacer ou impacter les réceptions des centrales PV réalisées par les agents de la STEG.

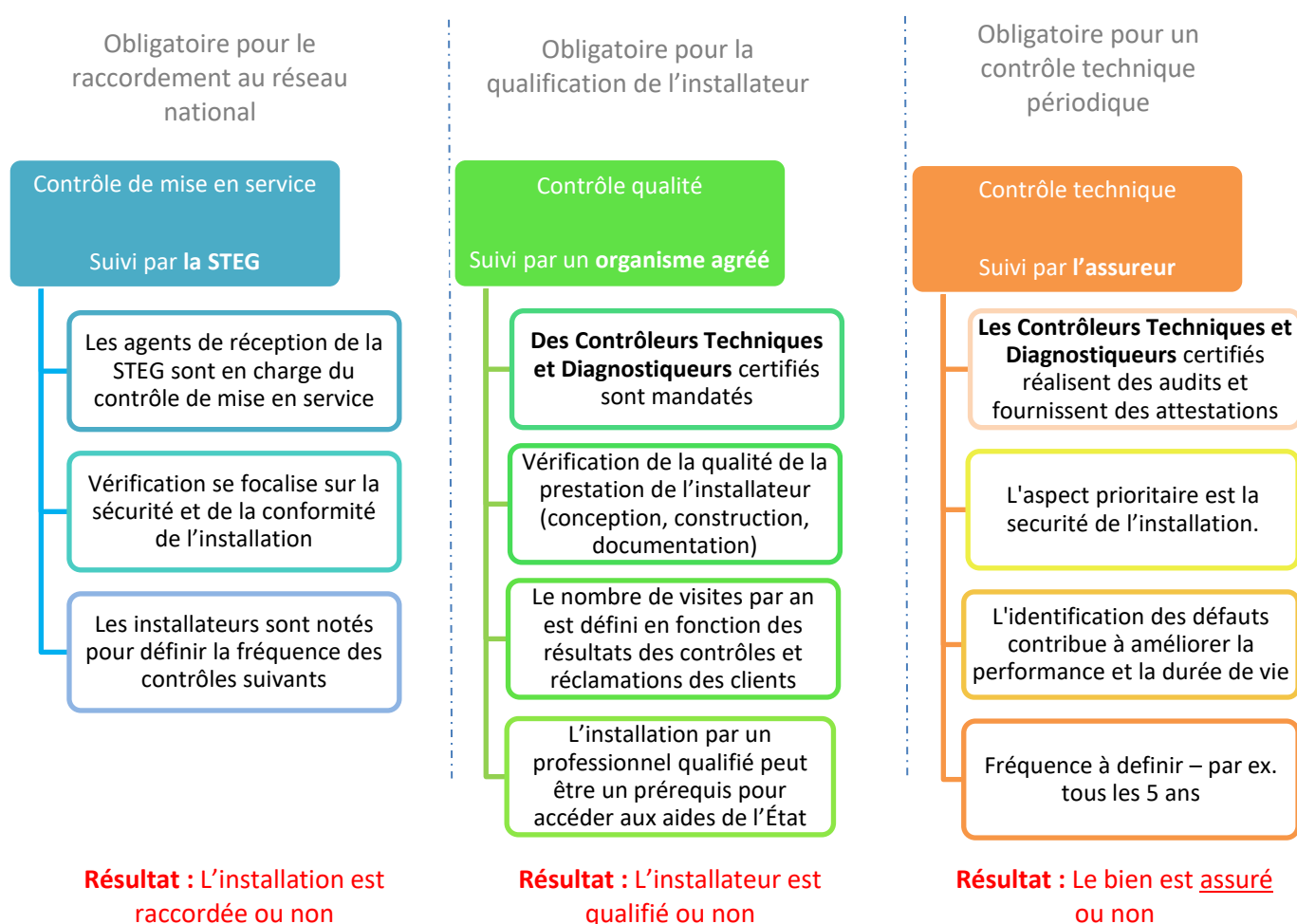


Figure 49 : Modèle d'organisation pour des services de contrôle qualité dans le secteur PV en Tunisie.

Un troisième niveau de contrôles techniques pour l'amélioration de l'IQ devra répondre à un besoin réitéré à plusieurs reprises par les professionnels dans les pays du benchmark. En plus des contrôles obligatoires à la mise en service, il est crucial de mettre en place des contrôles périodiques pour vérifier la sécurité et la performance de la centrale durant son exploitation. Dans les autres secteurs, le respect d'une telle obligation est souvent surveillé

par les assureurs en cas de réclamation, en exigeant une attestation de contrôle valable avant de couvrir les dommages inclus dans le contrat.

7.3.3.2. Le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur en soutien en cas de litiges et de procès judiciaires

Un litige est nécessairement antérieur à un procès qui se base sur un conflit entre deux ou plusieurs parties. Ainsi, le litige peut se résoudre à l'amiable sans intervention d'un tribunal et donc sans procès.

La résolution d'un différend sur un aspect d'ordre technique nécessite généralement la production par les parties d'un rapport d'expertise réalisé par un professionnel indépendant.

Un réseau actif de Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs se traduirait aussi par la création d'un pool de spécialistes indépendants et impartiaux consultables en cas de litige ou procès entre les parties prenantes d'un projet PV.

7.3.3.3. Le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur en soutien aux particuliers et privés

Les Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs pourraient également accompagner les porteurs de projets depuis les phases en amont de la conception jusqu'à la mise en service de l'installation solaire.

Les Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs pourraient dans ce cas proposer aux particuliers et entités privées des services tels que :

- Due diligence technique,
- Suivi de chantier,
- Évaluation de la qualité des composants,
- Évaluation de la conception,
- Évaluation du respect des meilleures pratiques pour la mise en œuvre,
- Tests d'acceptation finaux,
- Inspections de garantie.

Typiquement, ce type de Contrôleur Technique est recherché par des acteurs privés du secteur PV, tels que les propriétaires, les développeurs de projets, les investisseurs et les organismes de financement. Bien que toutes les tailles de projets puissent être concernées, le coût de la prestation est plus facilement justifié pour les clients commerciaux et industriels (C&I) ainsi que les IPPs.

La reconnaissance technique des Contrôleurs s'appuie généralement sur leur expérience dans le secteur. Cependant, certains prestataires préfèrent faire valider leurs compétences et se démarquer de leurs concurrents avec une accréditation ou des certifications.

7.3.4. Déroulement d'un contrôle technique approfondi

Lors de la réalisation d'audits d'installations PV, les auditeurs s'assurent de la conformité, de la qualité et de la sécurité de l'installation et vérifient que cette dernière permettra à la centrale d'atteindre des performances optimales. Le déroulement d'un contrôle technique approfondi devra inclure les vérifications suivantes :

- **Conception et documentation** : Les plans de conception, les calculs techniques et la documentation pertinente pour garantir la conformité aux standards, normes et réglementations sont examinés.
- **Intégrité structurelle** : L'intégrité structurelle du système de montage, y compris les fixations de toit et les supports au sol sont inspectés.
- **Composants électriques** : Les composants électriques, le câblage et l'étiquetage sont vérifiés.
- **Modules PV** : Les modules solaires PV sont inspectés pour détecter tout défaut ou des modules incompatibles. L'intégrité des connexions, de la mise à la terre et du câblage est vérifiée. L'imagerie thermique s'avère très utile pour cette vérification.
- **Sécurité électrique** : Le respect des normes de sécurité électrique est assuré.
- **Performances et efficacité** : Le productible du système devrait être comparé avec les estimations. Les effets de l'ombrage et l'efficacité de l'onduleur sont évalués.
- **Documentation** : La disponibilité et l'exactitude de la documentation (par ex. manuels d'installation, instructions d'utilisation et de maintenance, rapports de test et garanties) sont vérifiées.

7.3.5. Points de vigilance

Le **Contrôleur Technique et Diagnostiqueur** est un observateur objectif et ne doit en aucun cas intervenir sur l'installation. Toute observation, non-conformité, diagnostic ou conseil devra être consigné dans le compte rendu sans possibilité de le modifier par la suite.

La plupart des contrôles nécessite des vérifications au niveau des modules. Pour les installations en toiture, une habilitation de travail en hauteur sera nécessaire. De plus, l'intervenant devra être équipé des équipements nécessaires pour accéder à l'installation (y compris des équipements de protection individuelle – EPI), *a fortiori* pour les toitures difficiles d'accès.

L'accès aux données de l'onduleur et au productible est parfois compliqué (par ex. logiciels des onduleurs protégés par code, composants électriques sécurisés dans des boîtiers fermés à clés, etc.).

Les contrôles doivent être cadrés et réalisés par des experts indépendants et objectifs. Les critères de qualité doivent être clairs sans effrayer les installateurs avec trop de contraintes.

Le coût de la prestation peut être relativement élevé, ainsi la même question se pose encore : Qui en supportera le coût ? Les cotisations des installateurs peuvent couvrir une partie des missions réalisées pour la vérification du travail de l'installateur. L'État et les assureurs pourraient également contribuer à une certaine hauteur puisque cette nouvelle prestation a pour but de renforcer l'IQ, de diminuer le nombre de réclamations et d'encourager de nouvelles installations dans le pays.

7.4. Besoins en matière d'effectifs – analyse préliminaire

En Tunisie, les chiffres communiqués par l'ANME indiquent 58 000 installations solaires PV opérationnelles en 2022. En considérant les objectifs nationaux (le PST) à l'horizon 2030 et la cadence des installations, le nombre d'installations par an entre 2024 et 2030 peut être estimé à environ 10 000.

En considérant que 60 % sont des installations résidentielles, nous pouvons faire l'estimation suivante :

- Résidentiel – 6 000 installations par an – 1 jour/installation pour le contrôle technique et le diagnostic.
- Commercial/industriel – 4 000 installations par an – 2 jours/installation pour le contrôle technique et le diagnostic.

La conversion du nombre d'installations en nombre de jours de contrôle technique et diagnostic signifie : 14 000 jours de contrôles par an si toutes les nouvelles installations sont vérifiées systématiquement.

Dans le cadre de cette analyse, nous allons estimer le nombre de centrales contrôlées à un dixième en moyenne pour vérifier la qualité des installations PV.

Le nombre de contrôleurs nécessaires par an pour réaliser les prestations de contrôle qualité proposées dans cette étude peut être calculé comme résumé dans le Tableau 18 :

Tableau 18 : Nombre de contrôleurs pour les prestations de contrôle qualité

Jours de contrôle systématique	Taux moyen de contrôle	Jours de contrôle nécessaire	Jours de contrôle par contrôleur	Nombre de contrôleurs	Nombre de contrôleurs – travail en binôme
14 000	10 %	1 400	220	7	14

7.5. Compétences, outils et formations

7.5.1. Compétences

- **Habilitation électrique** – Pour réaliser des opérations sur un réseau électrique, il est impératif d'être habilité. Le niveau d'habilitation est à déterminer en fonction du type d'installation et des risques associés.
- **Habilitation travail en hauteur** – Tout employé travaillant en hauteur doit obtenir des habilitations correspondantes. Il s'agit d'une habilitation nécessaire à l'utilisation des équipements de protection individuelle, des consignes de sécurité et des systèmes antichute (hormis le harnais).
- **Sauveteur secouriste du travail** – L'habilitation électrique et l'habilitation de travail en hauteur permettent de prévenir les risques professionnels dans le cadre de l'audit. Il est aussi important d'être en capacité de porter les premiers secours à toute personne victime d'un accident du travail.
- **Connaissances fondamentales en électricité** – Peut être considéré comme un prérequis pour ce type de métier.
- **Connaissances fondamentales de la technologie PV – La connaissance des notions et des caractéristiques électriques de base pour comprendre le fonctionnement d'un système PV.**
- **Connaissances fondamentales des régimes de production et de rémunération –** Une compréhension de base du fonctionnement du marché local et des régimes de production en lien avec les législations locales est essentielle.
- **Normes et standards nationaux et internationaux pour les installations PV** – La vérification des exigences de conformité nécessite une connaissance des normes et standards de sécurité et qualité applicables.

- **Connaissances des critères de bancabilité et d'assurabilité** – Une expérience pratique et des liens professionnels avec les organismes de financement, les assureurs et les banques s'avèrent bénéfiques pour ce métier. De plus, une connaissance du marché local et international est un atout.
- **Les meilleures pratiques lors de l'installation et les erreurs typiques** – L'expérience pratique compose le cœur du métier de contrôleur technique. Un minimum de formation et d'expérience sur site est essentiel.
- **Techniques, outils et procédures d'audit** – L'accès en toute sécurité à une installation et les mesures de précautions sont les premières étapes à maîtriser pour un audit. Ensuite, la phase d'exécution avec les essais et les observations peut commencer.
- **Code de conduite et responsabilités éthiques d'un expert technique indépendant** – Un expert indépendant a une responsabilité légale et éthique vis-à-vis de ses clients et s'engage à garder son impartialité pour toute la durée de son intervention.
- **Aspects juridiques** – Les éléments caractéristiques d'un audit juridique et d'une mission d'arbitrage doivent être maîtrisés.

7.5.2. Boîte à outils

7.5.2.1. Matériel de protection et d'accès

- **Les équipements de protection individuelle (EPI)** – Les EPI sont des dispositifs ou moyens destinés à être portés ou tenus par une personne en vue de la protéger contre un ou plusieurs risques susceptibles de menacer sa santé ou sa sécurité. Ces équipements peuvent prendre différentes formes en fonction de l'échelle et de la complexité de la centrale, ainsi que de la portée de l'audit :
 - Gants électricien,
 - Chaussures de sécurité,
 - Lunettes de protection,
 - Casque,
 - Systèmes d'arrêt des chutes,
 - etc.
- **Échelle** – Pour accéder aux panneaux, onduleurs et autres composants surélevés en toute sécurité, une échelle appropriée et l'équipement de sécurisation pour le travail en hauteur sont nécessaires.

7.5.2.2. Matériel de mesure

- **Caméra thermique** : Les caméras thermiques permettent de repérer les panneaux défectueux, une cellule endommagée, une chaîne mal ou non-raccordée et les effets externes (ombrage, encrassement, etc.) grâce à leur signature thermique. De plus, en scannant les connexions et les boîtes de raccordements, la visualisation des points chauds facilite l'identification des mauvais raccordements ou autres types de dysfonctionnements.

Pour tout auditeur, une caméra thermique manuelle doit être disponible à tout moment. Pour les grandes centrales photovoltaïques, une caméra thermique et visuelle installée sur un drone permet de traiter plus de données en peu de temps. Il existe des prestataires d'imagerie par drone et des fournisseurs de logiciel permettant un traitement des données totalement automatisé utilisant l'intelligence artificielle.

- **Multimètre enregistreur** : Utilisé pour mesurer les tensions, les courants et la résistance dans les circuits électriques du système PV.
- **Pince ampèremétrique** : Permet des mesures de courant non invasives dans les fils ou les câbles sans interrompre le circuit électrique.
- **Testeurs I-V** : La configuration typique de mesure de courbe I-V consiste en un traceur de courbe I-V portable associé à un capteur d'irradiance et à un thermomètre. Les mesures nécessitent une ressource solaire suffisamment élevée et bien constante (ciel bien dégagé en milieu de journée) Les conditions ambiantes sur site étant très différentes des valeurs de laboratoire normalisées, les résultats mesurés doivent être convertis en conditions STC à l'aide de logiciels.
Les mesures de la caractéristique de la courbe I-V permettent d'identifier les défauts de modules (dégradation, fissures de cellules, mismatch, ombrage, encrassement) ou de branchement (connecteurs mal montés/dégradés ; câbles DC mal dimensionnés/dégradés ; boîtes de jonctions dégradées/défectueuses). Le test permet également de quantifier d'éventuelles pertes de puissance pour chaque chaîne.
- **Testeur d'isolement** : Cet appareil mesure la tension, la résistance et la capacité pour évaluer l'intégrité de l'isolation électrique des câbles et des connecteurs et détecter les défauts de mise à la terre.
- **Caméra électroluminescente** : Utilisée plus exceptionnellement pour le diagnostic des défaillances des modules, elle permet d'analyser les altérations non visibles à

l'œil nu (microfissures ou bris de cellules par exemple) et les zones inactives. Ce type d'essai est plus fréquemment réalisé en laboratoire.

- **Analyseur de puissance** : Mesure, analyse et enregistre en temps réel les fluctuations de tension et de fréquence, les harmoniques et autres paramètres électriques pour évaluer la qualité de la puissance de sortie.

7.5.2.3. Outils numériques

- **Logiciel de simulation PV** : Permet de comparer les valeurs réelles de production (MWh/an) et de performance (PR) avec les estimations théoriques basées sur des simulations. De plus, les logiciels permettent de calculer les pertes liées à l'ombrage et à l'encrassement.
- **Une application mobile pour une synthèse numérique** – Un ordinateur portable ou une tablette permet d'enregistrer les observations ainsi que des images et/ou des vidéos, de prendre des notes et de générer des rapports. Une application mobile spécifique à cette tâche et la préparation des rapports automatisés seraient essentielles pour l'efficacité de l'opération. Cette application avec une liste de contrôle prédéfinie pourrait permettre d'analyser les données, d'insérer des images/vidéos/données pour chaque vérification et de préparer des rapports automatisés.

7.5.3. Formations pour le Contrôleur Technique et Diagnostiqueur

7.5.3.1. Formation longue – Spécialiste PV

L'objectif des programmes de formation est de doter les Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs d'installations PV des connaissances et des compétences nécessaires pour évaluer efficacement :

- La sécurité et la conformité des systèmes,
- La performance et la qualité d'installation.

À la fin de la formation, le personnel devra être compétent dans des domaines clés tels que la conception du système, l'inspection des équipements, l'analyse des performances et la conformité réglementaire. De plus, en cas d'identification de non-conformités, défauts, dysfonctionnements ou sous-performances, le contrôleur devra être capable d'établir un diagnostic et de proposer une solution pour remédier au problème. Alors que les diagnostics sont essentiels, en aucun cas, l'auditeur ne doit réaliser des travaux d'entretien ou de réparation qui mettraient en péril la validité de son audit.

Il est conseillé que les formations proposent un éventail de plusieurs modules pour offrir la meilleure combinaison en fonction des compétences et des objectifs du stagiaire. Les modules peuvent être conçus de manière à être accessibles à plusieurs corps de métier. À titre d'exemple, une formation d'exploitation et de maintenance des centrales PV peut être suivie par des agents de maintenance et des Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs en même temps.

Un électricien sans connaissances sur le PV aura besoin d'une formation plus longue pour se familiariser au minimum avec :

- Les bases techniques du PV,
- Les modèles économiques liés au PV,
- Le contexte législatif et juridique
- La conceptualisation, l'installation et l'exploitation des systèmes,
- Les meilleures pratiques et
- Les erreurs typiques.

Le stagiaire devra aussi passer les habilitations électricité et travail en hauteur.

Dans ce cas-là, la totalité du programme peut être conçue pour une durée de 3 à 6 mois, comprenant des sessions théoriques, des exercices pratiques, des évaluations et un (ou plusieurs) stage(s) en entreprise.

Tableau 19 : Modules d'une formation longue pour un électricien sans connaissances sur le PV.

L'objectif de ce programme de certification est de fournir aux électriciens diplômés des connaissances et des compétences spécialisées dans les systèmes solaires PV.	
3 à 6 mois comprenant des sessions théoriques, des exercices pratiques, des évaluations et un stage dans une entreprise active dans le secteur. Les stagiaires sont soumis à des évaluations écrites, des exercices pratiques et un projet final lié à leurs objectifs professionnels.	
Module	Contenu
1- Introduction aux systèmes solaires PV	• Vue d'ensemble de la technologie PV et de ses applications • Principes de base de la conversion de l'énergie solaire • Caractéristiques électriques

	• Types de systèmes PV et leurs composants
2- Ressources solaires	• Énergie solaire • Principes et outils de mesure de l'irradiation • Ressources disponibles et bases de données
3- Analyse du productible	• Méthodes de calcul • Sources de pertes et incertitudes • Logiciels de simulation • Estimations du productible et de la bancabilité
4- Composants du système PV	• Panneaux solaires : types, spécifications et assurance qualité • Onduleurs : types, fonctionnalités, analyse de l'efficacité, qualité de puissance • Transformateur • Systèmes de montage/structures/fondations • Câbles et connecteurs • Réseaux de communication/station météo
5- Cadres légal et réglementaire	• Contexte législatif pour l'installation de centrales solaires et la vente d'électricité. • Comprendre les codes et réglementations électriques locaux
6- Conception et installation	• Les parties prenantes et leurs rôles respectifs • Facteurs de conception pour les systèmes PV • Normes nationales et internationales pour les installations PV • Protocoles de sécurité et meilleures pratiques lors de l'installation
7- Évaluation des performances et maintenance	• Indicateurs de performance : rendement énergétique, facteur de capacité, PR • Évaluation de la dégradation du système • Systèmes de surveillance et d'analyse des données • Techniques de détection des pannes et mesures correctives

	Plan de maintenance, points de contrôles sécuritaire/fonctionnel/réglementaire
8- Techniques et procédures d'inspection	- Préparation d'un audit de centrale PV - Consignes de sécurité électrique pour les systèmes PV - Méthodes d'inspection et listes de contrôle - Rapport et documentation des résultats
9- Problèmes communs et solutions	- Effectuer des visites de sites dans les centrales photovoltaïques opérationnelles - Expérience pratique de l'inspection des équipements et de l'analyse des performances - Exercices pratiques
10- Études de cas	- Analyser les audits de centrales PV dans le monde - Leçons tirées des installations réussies - Aperçu des scénarios de litiges liés aux projets PV - Meilleures pratiques pour un audit efficace
11- Aspects juridiques de l'audit	- Exigences de conformité aux normes de sécurité - Rôle et responsabilités des experts techniques dans les procédures judiciaires - Éthique professionnelle - Aspect assurance professionnelle et risques
12- Documentation	- Structure et contenu des rapports d'expertise pour les litiges - Rédiger des rapports techniques clairs et objectifs - Documenter les preuves - Étayer les conclusions à l'aide de références appropriées

7.5.3.2. Formation courte – Contrôleur Technique et Diagnostiqueur

Un électricien, avec une connaissance et/ou une expérience considérable des installations PV peut se spécialiser dans le contrôle technique et le diagnostic des centrales PV (avec ou sans les modules liés aux aspects juridiques et litiges). Le contenu et la durée du programme de certification peuvent être ajustés en fonction des cadres juridiques

spécifiques et des exigences des litiges solaires PV dans la région cible. De plus, les participants peuvent être tenus d'avoir une expertise technique ou des qualifications préalables dans le domaine des systèmes solaires PV pour s'inscrire au programme. En fonction du contenu des exercices pratiques, les habilitations électrique et travail en hauteur peuvent être des prérequis pour participer à cette formation.

Tableau 20 : Formation courte - Contrôleur Technique et Diagnostiqueur centrale PV.

L'objectif de ce programme de certification est de fournir aux électriciens diplômés les compétences nécessaires pour évaluer, analyser et présenter des informations et des opinions techniques concernant la conformité, la qualité et la performance des installations PV. Le programme vise aussi à doter les stagiaires de l'expertise nécessaire dans un contexte juridique.		
Durée et évaluation : 12 jours comprenant des sessions théoriques, des exercices pratiques et des évaluations. Les stagiaires sont soumis à des évaluations écrites, des exercices pratiques et un projet final lié à leurs objectifs professionnels.		
Certification : Après avoir réussi le programme de certification, les participants recevront une certification en tant qu'experts techniques indépendants sur le solaire PV pour les litiges.		
Intervenants et ressources : Engager des professionnels expérimentés dans les expertises juridiques et solaires PV. Donner accès aux affaires juridiques pertinentes, aux rapports techniques et aux ressources en matière de litiges. Fournir un accès aux outils nécessaires pour réaliser les contrôles techniques et documenter les résultats. Donner la possibilité de s'entraîner à la réalisation de rapports techniques sur démonstrateur PV ou sur une installation témoin.		
Module	Durée	Contenu
1- Ressource solaire et composants du système PV	1 jour	• Bases de la technologie • Planification du système • Types de systèmes PV et leurs composants • Ressources solaires • Coûts et revenus
2- Conception et installation	1 jour	• Les parties prenantes et leurs rôles

		• Considérations de conception pour les systèmes PV • Normes nationales et internationales pour les installations PV • Protocoles de sécurité et meilleures pratiques • Mise en service
3- Évaluation des performances et maintenance	2 jours	• Indicateurs de performance : rendement énergétique, facteur de capacité, PR • Évaluation de la dégradation du système • Systèmes de surveillance et analyse des données • Techniques de détection des pannes et mesures correctives • Plan de maintenance, points de contrôles sécuritaire/fonctionnel/réglementaire
4- Erreurs typiques dans les installations photovoltaïques	2 jours	• Statique • Erreurs d'installation mécanique • Erreurs dans les installations électriques • Problèmes de mise en service • Techniques de mesure et documentation
5- Techniques et procédures d'inspection	2 jours	• Préparation d'un audit de centrale PV • Consignes de sécurité électrique pour les systèmes PV • Méthodes d'inspection et listes de contrôle • Rapport et documentation des résultats
6- Aspects juridiques de l'audit	1 jour	• Exigences de conformité aux normes de sécurité • Rôle et responsabilités des experts techniques dans les procédures judiciaires • Éthique professionnelle, conformité • Évaluateurs privés, évaluateurs judiciaires, arbitres • Aspect assurance professionnelle et risques

7- Documentation	1 jour	• Structure et contenu des rapports d'expertise pour les litiges • Rédiger des rapports techniques clairs et objectifs • Documenter les preuves • Étayer les conclusions avec des références appropriées
8- Exercices pratiques	2 jours	• Audit d'une centrale PV • Rédaction de rapport • Scénarios de litiges

7.5.4. Certification des Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs

Les conditions de certification des contrôleurs à effectuer les contrôles techniques et les diagnostics des centrales PV, devront faire l'objet d'une concertation avec les différents partenaires locaux (par ex. ANME, STEG, TUNAC) ainsi qu'avec les syndicats et les représentants des installateurs et des bureaux de contrôle.

L'accréditation représenterait un moyen pour suivre les compétences des contrôleurs et la qualité de leurs prestations. Alors que cette approche est applicable et bénéfique pour les moyennes/grandes entreprises, les contrôleurs pour des expertises judiciaires en particulier font partie de structures de petite taille avec principalement 2 à 3 employés. Le processus d'accréditation pour ces petites entités n'est pas considéré réalisable d'un point de vue économique.

7.6. Prochaines étapes

L'objectif de cette étude est d'analyser les structures et les processus des contrôles techniques et diagnostics indépendants des installations PV dans les pays benchmark ainsi que le profil et la formation des contrôleurs techniques et diagnostiqueurs.

Les conclusions et les recommandations de cette étude seront présentées aux partenaires locaux pour guider la décision de créer ou non un réseau de contrôleurs techniques et définir son rôle le cas échéant.

La décision devra être basée sur :

- Les besoins du marché et des acteurs tunisiens,

- L'évaluation des enjeux, des ressources, des parties prenantes, etc.,
- La définition du rôle et du fonctionnement en cohérence avec les autres acteurs des services d'assurance et de contrôle qualité, notamment avec les bureaux de contrôles, l'ANME et la STEG,
- Les recommandations de l'étude.

Les conclusions retenues avec les partenaires après concertation seront intégrées dans l'étude actuelle.

En fonction des résultats et des conclusions de cette étude, une deuxième étude devrait suivre pour la mise en place du réseau Contrôleurs Techniques et Diagnostiqueurs.

Il convient de souligner que **cette deuxième phase ne fait pas partie de la mission actuelle et sa mise en œuvre potentielle est laissée à l'appréciation des parties concernées.**

REFERENCES

- ATPG. (2022). *Annales de l'Energie 2021*. Association Tunisienne de Petrole et du Gaz.
- BmWK. (2023, 04 23). *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*. Retrieved from https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html
- CETIME. (2020). *Etat des Lieux et Perspectives de Développement des Composantes de l'Energie Solaire Electrique en Tunisie*.
- CONSUEL. (2021). *Rapport d'activité 2020 - Installations de production*. Retrieved 12 08, 2023, from <https://www.consuel.com/wp-content/uploads/2021/05/RA-2020-installations-production-Web.pdf>
- CONSUEL. (2022). *Rapport d'activité 2021 - Installations de production*. Retrieved 04 06, 2023, from <https://www.consuel.com/wp-content/uploads/2022/05/RA2021-IP-Mars-2022-V1.pdf>
- CONSUEL. (2023). *Rapport d'activité 2022 - Installations de production*. Retrieved 12 08, 2023, from <https://www.consuel.com/wp-content/uploads/2023/04/RA-2022-IP-V2-web.pdf>
- CONSUELa. (2023, 12 4). *Tarifs des attestations de conformité*. Retrieved from <https://www.consuel.com/tarifs-des-attestations-de-conformite/>
- CSPV. (2023, Mars 29). Communiqué de Presse.
- EIGM. (2023, 03 31). Retrieved from <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-gunes>
- Fraunhofer ISE. (2022). *Recent facts about photovoltaics in Germany*. Retrieved 05 02, 2023, from <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/rec-ent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>
- Fraunhofer ISE. (2023). *Photovoltaics Report*. Retrieved 03 28, 2023, from <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- GIZ. (2019). *PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE - Guide Détaillé*.
- GIZ. (2023, 02 07). Evolution du marché de l'Autoconsommation en Tunisie.
- IEA. (2022). *Renewables 2022*. Paris: International Energy Agency, License: CC BY 4.0. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- INES. (2023, 02). Constats et recommandations d'une mission d'audit. *QUALITE CONSTRUCTION*(196). Retrieved 05 08, 2023, from https://www.ines-solaire.org/site/assets/files/9879/article_aqc_qc196-audit_pv-ines_fevrier_2023.pdf
- INESa. (2023). *Programme Formation Photovoltaïste*. Retrieved from https://www.ines-solaire.org/site/assets/files/2103/formation_pvlong-1.pdf?1hgrc4
- INRS. (2023, 05 05). *Habilitation électrique*. Retrieved from <https://www.inrs.fr/risques/electriques/habilitation-electrique-foire-aux-questions.html>
- IRENA. (2022). *Grid codes for renewable powered systems*.
- IRENAa. (2023, 03 10). Retrieved from IRENA RE Capacity Statistics: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf?rev=460f190dea15442eba8373d9625341ae
- IRENAb. (2023). *Renewable power generation costs in 2022*. Retrieved 12 06, 2023, from <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- ITES. (2016). *La Tunisie en 2025 - Les fondements de la croissance et du développement économique*. Retrieved from <http://www.onagri.nat.tn/uploads/Etudes/Rapport-final-economique-Tunisie-2025-28-aout-2017.pdf>
- ITES. (2022). *La sécurité énergétique de la Tunisie à l'horizon 2030*.

- Jrad, B. (2023, 02 13). Présentation: La transition énergétique en Tunisie.
- MEDREG. (2020). *National electricity systems and regional overview - 2018 data*. Retrieved 03 16, 2023, from https://www.medreg-regulators.org/Portals/_default/Skede/Allegati/Skeda4506-450-2020.2.10/ELE_WG_MEMO_FINAL_EN.pdf?IDUNI=bufjlcwhfckcomdosvw5ccd42777
- MIME. (2023, 03 03). Retrieved from Electricité et gaz: <https://www.energiemines.gov.tn/fr/themes/energie/electricite-gaz/electricite/>
- ONEM. (2022). *Conjoncture énergétique, Rapport mensuel - Decembre 2021*. Retrieved 12 05, 2023, from https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docs-u1/Conjoncture_%C3%A9nerg%C3%A9tique_d%C3%A9cembre_2021_Fr_VF.pdf
- ONEM. (2023). *Conjoncture énergétique, Rapport mensuel - Décembre 2022*. Retrieved 12 04, 2023, from https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docs-u1/Conjoncture_%C3%A9nerg%C3%A9tique_d%C3%A9cembre_2022_Vf_-version_Fr.pdf
- PEN DATA. (2021). Retrieved from Industrie Open Data: <http://catalog.industrie.gov.tn/dataset/consommation-mensuelle-du-gaz/resource/f0f2b4e2-3c7c-4a0c-9f3c-cf684d820fe1>
- PTB. (2016). *Quality and Safety Criteria Applied in Financing Photovoltaic Projects*.
- QualiPV. (2023, 04 02). Retrieved from <https://www.qualit-enr.org/qualifications/qualipv/>
- Qualit'EnR. (2022, 12). *Guide des formations agréés*. Retrieved from https://www.formation-enr.org/ckfinder/userfiles/files/FR-FOR-49_Guide%20des%20formations%20agr%C3%A9%C3%A9es%20_Rev05_D%C3%A9cembre2022.pdf
- SDES. (2023, 04 23). *Service des données et études statistiques (SDES)*. Retrieved from <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/527>
- SMA. (2022, 08 18). Retrieved from https://www.my.sma-service.com/s/article/Unit-certificates-VDE-AR-N-4110-2018-11?language=en_US
- SOLARGIS. (2023, 03 15). Retrieved from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/tunisia>
- SPE. (2022). *Tunisia investment opportunities*. Sunpower Europe.
- STEG. (2023, 07 04). *Formulaire F6*. Retrieved from STEG: [https://www.steg.com.tn/\\$J@5cxwBEhCwOhAs7Rc0rePr0tthjKAbGudiekUyX1aA2FW2e-SUMdOnQ0?tknfv=54d0a2be7-a400-4edc-a173-45eda2077p7716n](https://www.steg.com.tn/$J@5cxwBEhCwOhAs7Rc0rePr0tthjKAbGudiekUyX1aA2FW2e-SUMdOnQ0?tknfv=54d0a2be7-a400-4edc-a173-45eda2077p7716n)
- STEGa. (2023, 04 20). *Tarifs -MT*. Retrieved 12 04, 2023, from https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html?tknfv=%3Ed04ab63b-0c12-44d7-882a-dc68a7f81oojoj1
- STEGb. (2023, 04 20). *Tarifs - HT*. Retrieved 12 04, 2023, from https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_ht.html?tknfv=Dd04ab63b-0c12-44d7-882a-dc68a7f8tlwghu6
- STEGc. (2023, 04 20). *Tarifs autoprod*. Retrieved 12 04, 2023, from https://www.steg.com.tn/fr/tarifs/tarifs_auto_production_autre.html?tknfv=e0a68a91c-4d23-462d-85f2-a85c9a426v77600
- TEIAS. (2023). *Aralik 2022 Kurulu Guc Raporu*. Retrieved 03 20, 2023, from <https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporlari>
- TÜV Rheinland. (2023, 06 27). *Services for PV Power Plants*. Retrieved from TÜVRheinland: <https://www.tuv.com/landingpage/en/pv-solar-energy/main-navigation/pv-power-plants/>

ANNEXE 1. Liste des entretiens

Pays	Activité	Organisation	Nom	Rôle
Turquie	EPC	Citus Power	Ahmet Gul	Président
	Prestataire technique	Solarian	Orcun Baslak	Co-fondateur
	Prestataire technique	Solarian	Onur Gunes	Co-fondateur
	EPC/Conseil/prestataire technique	Aran Enerji	Anil Akar	Directeur Général
	Prestataire technique (semi-étatique)	Solar TSE	Bahadir Akgun	Ingénieur
Tunisie	Organisation de mise en œuvre de la coopération internationale allemande	GIZ	Amin Chtioui	Chef de projet Appui à une Transition Énergétique Tunisienne Accélérée
			Mohamed Maghrebi	Coordinateur de Projet
			Mourad Dahem	Expert technique
			Rym Nafti	Coordinatrice Nationale
	Chambre syndicale	CSPV	Ali Kanzari	Président de la CSPV
	Acteur public dans le secteur de l'énergie	ANME	Karim Nefzi	Direction des énergies renouvelables
	Acteur public dans le secteur de l'énergie	STEG	Saafi Khawla	Chef Centrale Tozeur
			Mahbouba Amairi	Direction des énergies renouvelable
			Dhia Soussi	Chef Division Maintenance Centrale PV
			Houda Hammouda	Chef de Service Maintenance Solaire
	Organisation de mise en œuvre de la coopération internationale allemande	KfW	Ali Ben Hmid	Chargé de Mission Senior Energie & Mobilité

	Centre technique public	CETIME	Fadhel Guesmi	Directeur efficacité énergétique
	Centre technique public	CTMCCV	Mohamed Anouar Ben Chaabene	Responsable laboratoire LATEB
	Direction du Ministère (MIME) chargé de l'IQ nationale	DGIIT	Boutheina Messaoudi	
	Institution publique de normalisation et de certification	INNORPI	Maroua Thabouti	Direction certification
			Chahir jhane	Direction normalisation
Allemagne	Prestataire de service d'audit et d'évaluation de la conformité	TÜV Rheinland	Uwe Hupach	Ingénieur Senior
	R&D for PV Systems & Energy Transition	Université Paderborn	Prof. Dr. Stefan Krauter	Professeur
	Prestataire de service d'inspection, d'essai et de certification	PI-Berlin	Echange en interne	
France	Conseil Indépendant	Everoze	Alexia Chappond	Consultant/Associé
	Installation BT/MT	Optimwatt	Matthieu Waechter	Fondateur
	Développeur/EPC/O&M	Urbasolar	Matthieu Accadebled	Responsable PPA
	Bureau d'études/Développeur	Aveil	Grégory Pons	Expert PV
	Expert technique	SOCOTEC	Capucine Logier	Responsable des énergies renouvelables France
	Centre de formation	INES PFE	Olivier Verdeil	Responsable du pôle photovoltaïque
Internationa l	Bureau d'études et conseil en ingénierie	Mott MacDonald	Alberto Cuellar	Responsable des énergies renouvelables – Europe, Africa & Amérique latine

	Développeur/EPC/O&M	Axpo Solar Italia	Manon Méheust-Roux	Directeur Italie
	Investisseur	MPC Clean Energy	Jose Fernando Zuniga	Président

ANNEXE 2. Exemples des organismes dans les pays du benchmark

Exemples des organismes de certification en Allemagne

- M.O.E.
- Net-ing
- TÜV Süd
- TÜV Rheinland
- 8Punkt2
- TÜV Nord
- DNV
- KWS Zert
- FGH Zertifizierung
- ABE Zertifizierung GmbH
- MKH grennenergy Cert GmbH
- windcertification
- Relibell
- KIWA

Liste des organismes agréés (Bureaux de Contrôles) pour la réalisation des contrôles mentionnés aux articles L. 311-13-5, L. 314-7-1, L. 314-25 et R. 314-68 du code de l'énergie en France

(Tableau en vigueur au 20/03/2023)

- APAVE
- BUREAU VERITAS
- DEKRA
- QUALICONSLT
- BUREAU ALPES
- SOCOTEC
- SOCOTEC POWER SERVICES

ANNEXE 3. Procès-verbal de réception technique de la STEG²

Formulaire : F6


Procès Verbal
de réception technique et de mise en service d'une installation
photovoltaïque raccordée au réseau de la STEG

Direction Régionale de Distribution		District		Date	
Nom du producteur		Référence STEG		Latitude	
Adresse				Longitude	
				N° d'Agrément	
Nouvelle IPV ☐		Puissance crête de l'installation en kWc:		Σ Puissances de tous les onduleurs en KW :	
Extension ☐		Marque/Type de(s) onduleur(s)		Nombre d'onduleurs	
		N° de série de(s) onduleur(s)			
		Marque/Type/puissance unitaire Modules		Nombre des Modules	

	Référence : Guide technique de la Distribution Chapitre 23	Oui	Non	BI	Réserve
Check List	A- Modules conformes au dossier technique approuvé	☐	☐	☐	Réception Tech. prononcée : ☐ Oui ☐ Non N° de série de l'ancien CTR "déposé" Index KWh N° de série du nouveau CTR installé Index Imp. Index Exp. ☐ Compteur installé pour la production PV N° de série du CTR Index KWh Mise en Service ☐ Oui ☐ Non Date
	B- Onduleur(s) installé(s) accepté(s) par la STEG	☐	☐	☐	
	C- données du site conformes au dossier technique approuvé	☐	☐	☐	
	1- Modules d'une même chaîne sont de même type et même orientation	☐	☐	☐	
	2- Fixation de la structure est conforme au dossier technique approuvé	☐	☐	☐	
	3- Protection mécanique des câbles conforme au dossier technique approuvé	☐	☐	☐	
	4- Section du câble de mise à la terre (câble vert jaune) ≥ 6 mm ²	☐	☐	☐	
	5- Section du câble de liaison inter-modules ≥ à 2.5 mm ² (ou équivalent Alu)	☐	☐	☐	
	6- Présence d'un parafoudre DC	☐	☐	☐	
	7- Présence d'un parafoudre AC	☐	☐	☐	
	8- Présence et accessibilité d'un organe de sectionnement coté DC	☐	☐	☐	
	9- Présence et accessibilité d'un organe de sectionnement et de protection AC	☐	☐	☐	
	10- Structure et accessoires sont en acier galvanisé ou en aluminium	☐	☐	☐	
	11- Présence des étiquettes de signalisation	☐	☐	☐	
	12- Présence d'un deuxième parafoudre DC coté Module (1)	☐	☐	☐	
	13- Présence d'un deuxième parafoudre AC coté compteur (2)	☐	☐	☐	
14- Résistance de la terre ≤ 25 Ω (3) Valeur : Ω	☐	☐	☐		
15- Boîtes de connexion conformes au dossier technique approuvé	☐	☐	☐		
16- Essais de mise en service probants (joindre rapport d'essais)	☐	☐	☐		

(1), (2): longueur liaison c.f. UTE C15 712 1 BI: réserve bloquante ⚠ Imp: import électricité Exp: export électricité
(3): Si paratonnerre sur le Bâtiment < 10 Ω

Client ou son représentant Nom et prénom 	Représentant de l'Installateur Nom et prénom 	Représentant(s) STEG Nom et prénom / Matricule
date, Signature et Cachet 	date, Signature et Cachet 	date, Signature(s) et Cachet

Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz - 38 Rue Kamel Ataturk 1080 Tunis - Tél : (+216) 71 341 311 site Web: WWW.steg.com.tn

² Document communiqué par la STEG. Disponible sur (STEG, 2023)