



Ministère de l'Agriculture,
de la Pêche Maritime et des Ressources Hydrauliques
Bureau de la Planification et des Equilibres Hydrauliques



ELABORATION DE LA VISION ET DE LA STRATEGIE DU SECTEUR DE L'EAU A L'HORIZON 2050 POUR LA TUNISIE « EAU2050 »



**Etape 5 : Elaboration des plans d'action détaillés et
leur agrégation sous forme d'un plan d'action global
pour la mise en œuvre de la stratégie à l'horizon 2050**

**NEXUS Eau-Alimentation-Energie
(EAE)**

Version définitive



Juin-2023

Table des Matières

I.	Nexus Eau-Alimentation-Energie	1
II.	Les consommateurs d'énergie	1
II.1.	La SONEDE	2
II.1.2.	Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour la SONEDE :	4
II.1.3.	Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour la SONEDE.....	5
II.2.	La SECADENORD.....	9
II.2.1.	Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour la SECADENORD :	11
II.2.2.	Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour la SECADENORD :	11
II.3.	L'ONAS	16
II.3.2.	Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour l'ONAS :	16
II.3.3.	Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour l'ONAS :	16
II.4.	Raccorder les périmètres irrigués à des centrales PV	18
II.4.1.	Agriculteurs Privé : Recours au PV pour les sites isolés et raccordés au réseau de la STEG	18
II.4.2.	GDA/CRDA :	21
III.	Plan d'action pour la gestion des déchets des installations photovoltaïques.....	21
III.1.	Options de gestion et de valorisation	21
III.1.1.	Panneaux solaires.....	22
III.1.2.	Autres équipements.....	23
III.2.	Analyse des scénarios.....	23
	Annexe : Fiches projet.....	25
IV.	Fiche 1 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour la SONEDE	26
IV.1.	Les conditions initiales.....	26
IV.2.	Les actions en cours et/ou planifiées	26
IV.3.	Les attentes	26
IV.4.	Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)	26
IV.5.	Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante	28
IV.6.	Les bénéficiaires	28
IV.7.	La programmation spatio-temporelle des actions.....	28
IV.8.	Les coûts d'investissement et d'exploitation	29
IV.9.	Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux	30
IV.10.	L'analyse sommaire « coûts/avantages »	30
IV.11.	L'analyse des risques	30
IV.12.	Le financement	31

IV.13.	Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation	31
V.	Fiche 2 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour la SECADENORD	32
V.1.	Les conditions initiales.....	32
V.2.	Les actions en cours et/ou planifiées	32
V.3.	Les attentes	32
V.4.	Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)	32
V.5.	Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante	33
V.6.	Les bénéficiaires	33
V.7.	La programmation spatio-temporelle des actions.....	33
V.8.	Les coûts d'investissement et d'exploitation	33
V.9.	Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux	34
V.10.	L'analyse sommaire « coûts/avantages »	34
V.11.	L'analyse des risques	34
V.12.	Le financement	35
V.13.	Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation	35
VI.	Fiche 3 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour L'ONAS.....	35
VI.1.	Les conditions initiales.....	35
VI.2.	Les actions en cours et/ou planifiées	36
VI.3.	Les attentes	36
VI.4.	Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)	36
VI.5.	Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante	37
VI.6.	Les bénéficiaires	37
VI.7.	La programmation spatio-temporelle des actions.....	37
VI.8.	Les coûts d'investissement et d'exploitation	38
VI.9.	Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux	38
VI.10.	L'analyse sommaire « coûts/avantages »	39
VI.11.	L'analyse des risques	39
VI.12.	Le financement	40
VI.13.	Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation	40
	Annexe 2: Analyse Courbe de charge SONEDE	41
	Annexe 3 : Analyse SECADENORD.....	57

Liste des tableaux

Tableau 2: Evolution de la capacité et de la consommation de l'eau dessalée (SDEM et SDES)	2
Tableau 3: Evolution de la consommation de la SONEDE à l'horizon 2050	5
Tableau 4 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon-SONEDE (MWc).....	7
Tableau 5 : Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par horizon-SONEDE (Millions de TND)	9
Tableau 6- Evolution des indicateurs de la consommation d'énergie électrique par la SECADENORD	10
Tableau 7: Projection de la consommation SECADENORD 2020-2050.....	13
Tableau 8 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon-SECADENORD (MWc)	14
Tableau 9: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par horizon-SECADENORD (MDT).....	14
Tableau 10: Estimations en besoins énergétiques pour les différents scénarios envisagés pour le transfert des eaux à partir de Sidi El Barrak vers Canal Sejnene	15
Tableau 11 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon	17
Tableau 12: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)	17
Tableau 13: Indicateurs d'irrigation -2021	18
Tableau 14: Répartition des équipements des installations PV pour les forages autorisés par région et par période (MWc).....	20
Tableau 15: Répartition des équipements des installations PV pour les GDA par région et par période (MWc).....	21
Tableau 16 : Capacité des nouveaux projets énergies renouvelables par région et par horizon	28
Tableau 17: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de	29
Tableau 18: Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon	33
Tableau 19: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)	34
Tableau 20: Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon	37
Tableau 21: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)	38

Liste des figures

Figure 1: Nexus Eau-Alimentation- Energie	1
Figure 1: Projection de la capacité d'eau dessalée et de la consommation à l'horizon 2050	3
Figure 3: Capacité eau de mer et eau saumâtre dessalée en 2022	3
Figure 4: Capacité eau de mer et eau saumâtre dessalée en 2025	4
Figure 5: Capacité eau dessalée à l'horizon 2050	4
Figure 6: Besoins en photovoltaïques pour la SONEDE à l'horizon 2050.....	9
Figure 5: Infrastructure de la SECADENORD	10
Figure 8: Transfert des eaux du nord	12
Figure 6: Exemple de pompage PV au fil de soleil.....	18
Figure 10: Evolution de l'exploitation des nappes profondes	19

I. Nexus Eau-Alimentation-Energie

Le Nexus eau-alimentation-énergie dans l'Ecosystème signifie que les trois secteurs - la sécurité en eau, la sécurité énergétique, la sécurité alimentaire, sont étroitement liés au système écologique et que des actions dans un des secteurs auront « probablement » des impacts (positifs et négatifs) dans l'un ou les deux autres secteurs :

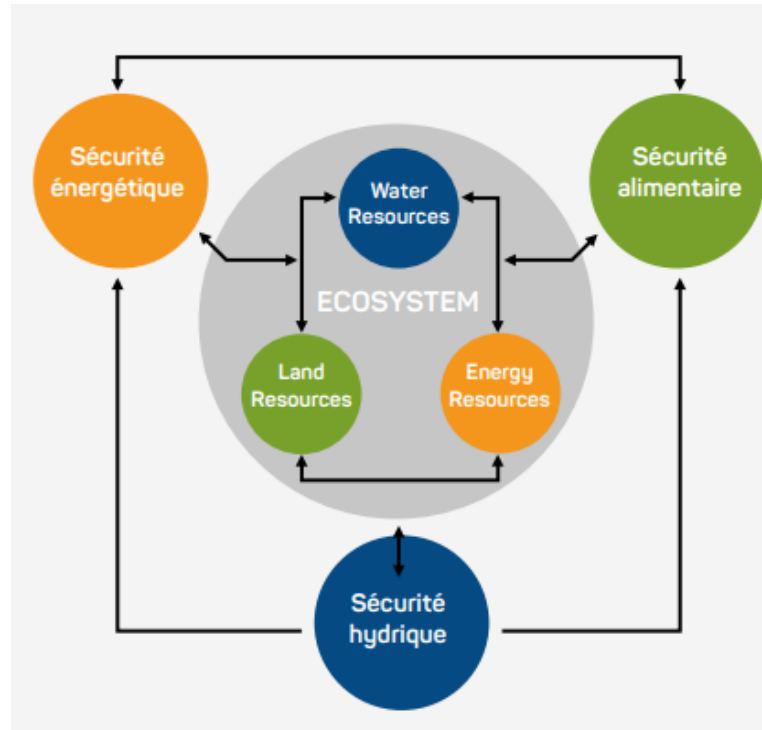


Figure 1: Nexus Eau-Alimentation- Energie

La production, le traitement, le transfert et la distribution de l'eau, nécessitent de grandes quantités d'énergie principalement électrique. Cependant, le contexte énergétique en Tunisie est défavorable avec des ressources énergétiques limitées, une croissance de la demande, une baisse conjointe de la production et une croissance continue du coût de l'énergie. La baisse remarquable de la production énergétique, associée à la hausse de la consommation des produits pétroliers, s'est ainsi traduite par une accentuation du déficit au niveau du bilan d'énergie primaire.

Ainsi la situation énergétique actuelle de la Tunisie est caractérisée par une croissance soutenue de la demande d'énergie et d'une baisse des ressources nationales.

Le Gouvernement Tunisien s'est engagé lors de la Conférence sur le climat à Paris COP21, à atteindre 35% à l'horizon 2030 et 80% à l'horizon 2050 de la part des énergies renouvelables dans le Mix électrique. La transition des énergies fossiles vers les énergies renouvelables devra se faire en établissant des politiques d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique. Les entreprises tunisiennes, en toute responsabilité, s'inscrivent dans l'optique de la vérité des prix de l'énergie, pour contribuer à préserver les équilibres du budget de l'Etat.

II. Les consommateurs d'énergie

Les grands opérateurs (Production, Transfert, Distribution et Traitement) dans le secteur de l'eau et consommateurs d'énergie :

- La SONEDE
- La SECADENORD
- Les CRDA/GDA
- L'ONAS

II.1. La SONEDE

La SONEDE assure l'alimentation en eau potable du milieu urbain et une partie du milieu rural.

La quantité distribuée par la SONEDE totalise 800 millions de m³, la projection en 2050 serait de 1,1 milliard de m³, La SONEDE a indiqué que la capacité du dessalement d'eau de mer atteindrait un volume de 260 millions de m³.

Les sources en eau potable de la SONEDE (2021) :

- Eaux des barrages : le stock des barrages a chuté de 1,005 Mm³ au début de l'année à 763 Mm³ à sa fin.
- Eaux souterraines : 2,198 Mm³ en 2021
- Eaux de dessalement (saumâtre et dessalée) : 58 Mm³/an

Une multitude d'ouvrages hydrauliques sont exploités par la SONEDE, des réseaux d'adduction et de distribution de 56561 km : 19 stations de traitement des eaux de surface, 15 stations de dessalement d'eaux souterraines saumâtres totalisant une capacité de 110 000m³/j ayant une consommation totale de 51,620 GWh/an , une station de dessalement des eaux de mer totalisant une capacité de 50 000 m³/j ayant une consommation de 48,600 GWh/an , d'où une capacité totale d'eau dessalée de 160 300m³/j, soit 57,7 Millions de m³/an, représentant une consommation de 98,420 GWh Cette capacité de dessalement en eaux de mer) va atteindre les 725 000 m³/j à l'horizon 2050 **soit 260 Millions de m³ de capacité cumulée en eau dessalée/ an, ce qui représente une consommation de 678,600 GWh .**

Tableau 1: Evolution de la capacité et de la consommation de l'eau dessalée (SDEM et SDES)

Eau de mer				
	2022	2023-2025	2026-2035	2036-2050
CAPACITE (m3/j)	50000	200 000	275 000	200 000
CAPACITE (Mm3/an)	18	72	99	72
CONSOMMATION (MWh)	46800	187200	257400	187200
CAP CUMULEE (m3/j)	50000	250000	525000	725000
CAPACITE CUMULEE (Mm3/an)	18	90	189	261
CONSOMM CUMULEE (MWh)	46 800	234 000	491 400	678 600
Eau Saumâtre				
	2022	2023-2025	2026-2035	2036-2050
CAPACITE (m3/j)	110300	39000	4000	-
CAPACITE (Mm3/an)	39,708	14,04	1,44	-
CONSOMMATION (MWh)	51620,4	18252	1872	-
CAP CUMULEE (m3/j)	110300	149300	153300	153300
CAPACITE CUMULEE (Mm3/an)	39,708	53,748	55,188	-
CONSOMM CUMULEE (MWh)	51620,4	69872,4	71744,4	71744,4
Eau de mer & Eau saumâtre				
CONSOMMATION TOTALE CUMULEE (GWh)	98,420	303,872	563,144	750,344

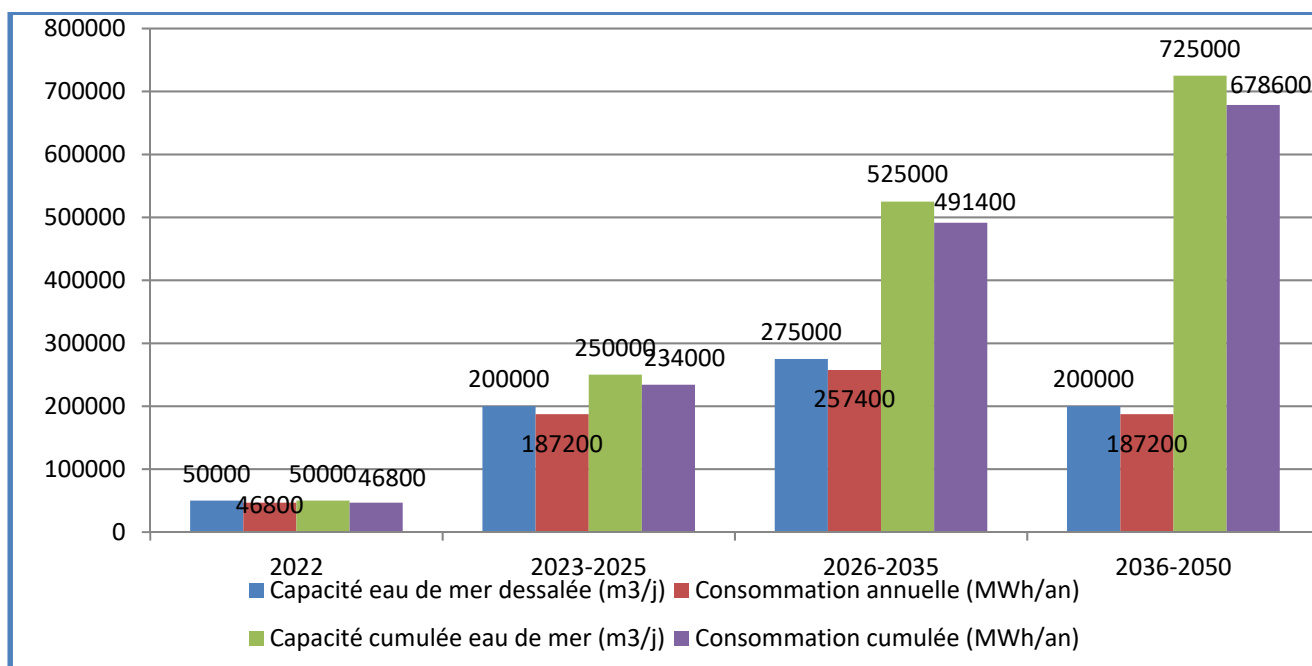


Figure 2 : Projection de la capacité d'eau dessalée et de la consommation à l'horizon 2050

La SONEDE est le premier consommateur d'énergie en Tunisie, sa consommation a atteint, durant l'année 2022, 552 GWh en électricité soit 3% de la consommation nationale, les dépenses énergétiques sont d'environ 137 Millions DT. La part du coût de l'énergie représente 24% du prix de revient de l'eau potable. Le cout du m3 consommé est estimé à 0,300 D/m3

La consommation électrique de la société va dépasser les 1200 GWh à l'horizon 2050.

La figure ci-dessous, représente la répartition par filière :

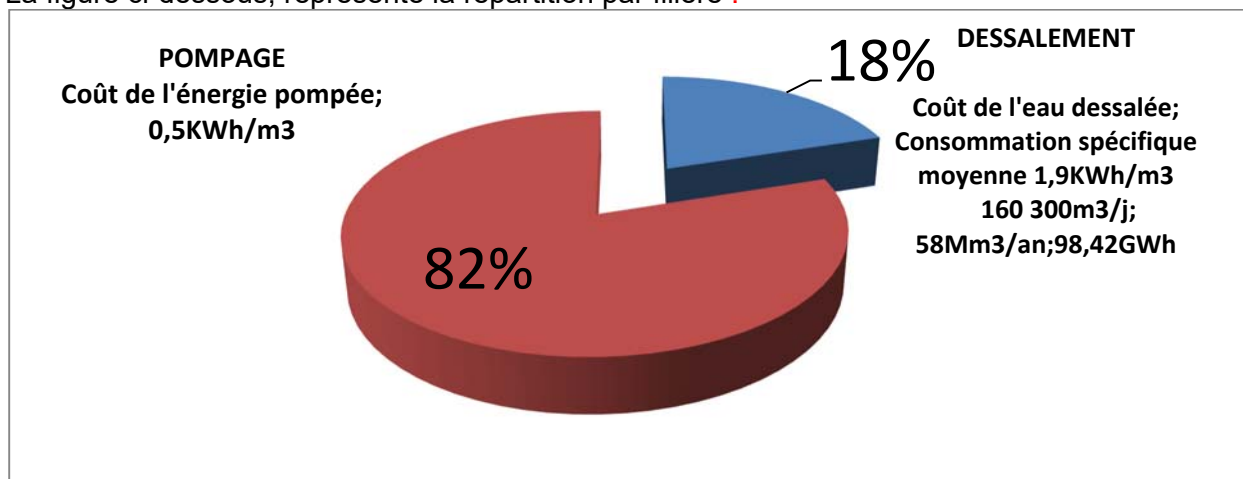


Figure 3: Capacité eau de mer et eau saumâtre dessalée en 2022

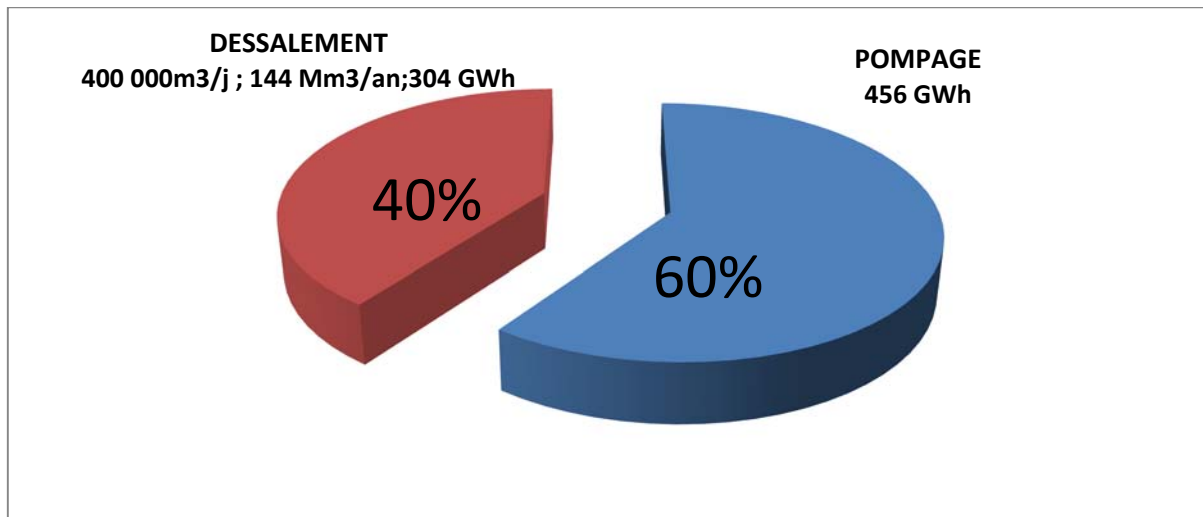


Figure 4: Capacité eau de mer et eau saumâtre dessalée en 2025

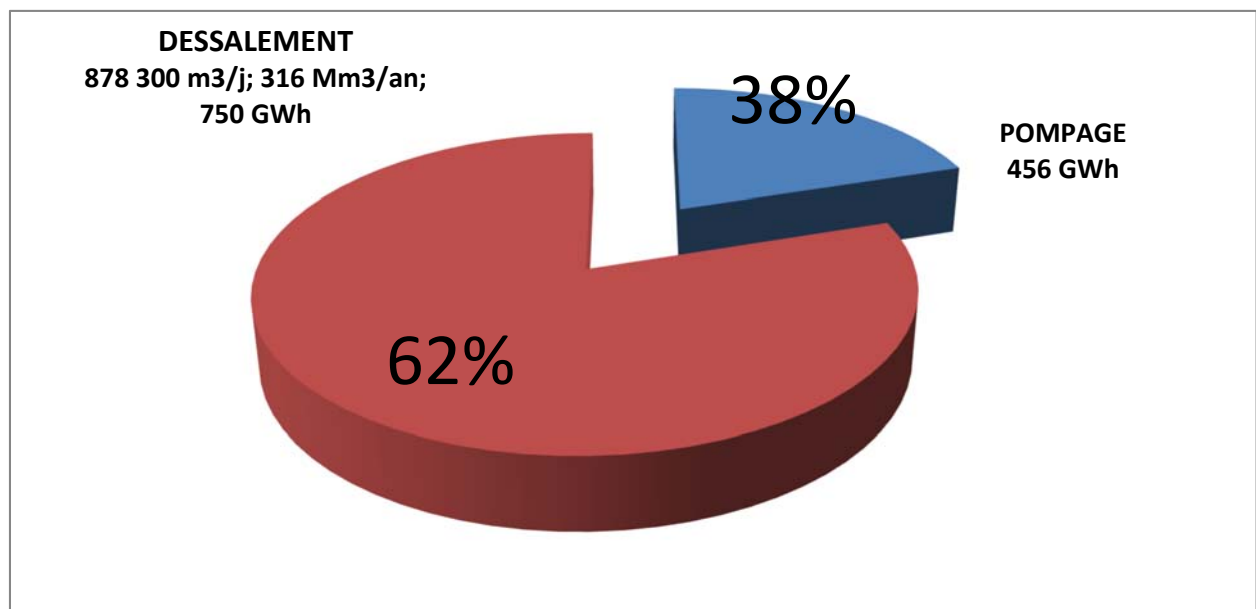


Figure 5: Capacité eau dessalée à l'horizon 2050

Actuellement, et devant cette situation critique (en termes de la facturation énergétique), la SONEDE doit disposer et envisager l'adoption aux énergies renouvelables.

II.1.2. Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour la SONEDE :

En vue de la maîtrise d'énergie et de la réduction de la facture énergétique, la SONEDE doit adopter des mesures techniques telles que :

- Mettre en place des projets en énergies renouvelables
- La mise en place de réseaux d'eau intelligents permettant à la SONEDE une meilleure maîtrise de ses infrastructures : Installation des compteurs intelligents et des systèmes de télégestion des réseaux importants
- Améliorer le pompage par Les variateurs de vitesse dans plusieurs stations ;

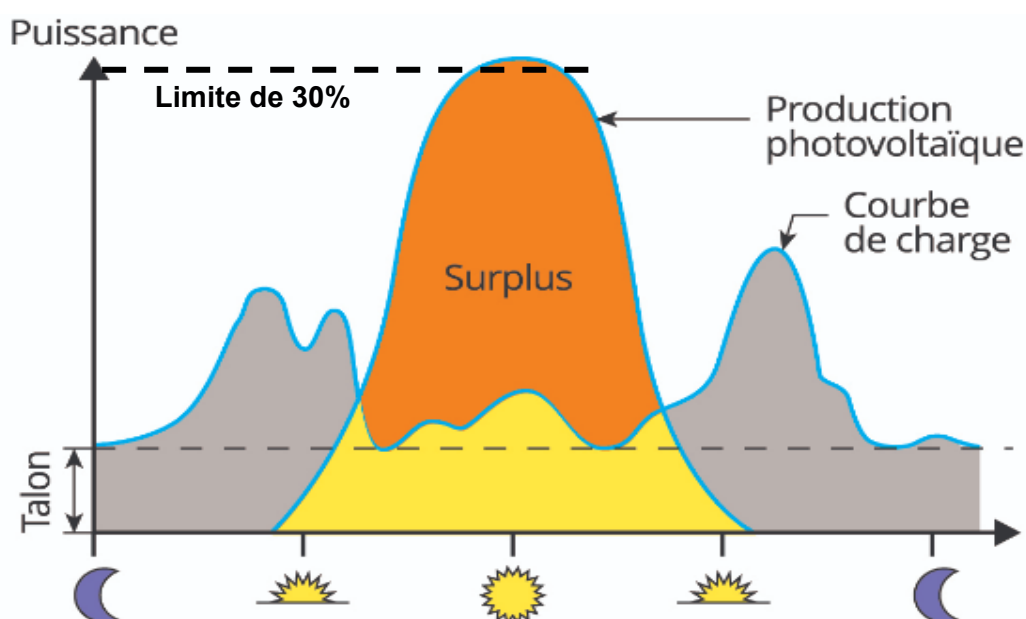
- L'installation progressive du système informatique de gestion des équipements (GMAO) ;
- L'équipement des services de maintenance par des appareils de mesures énergétiques ;
- Installation du système de gestion de l'énergie ISO

II.1.3. Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour la SONEDE

Le tableau ci-dessous résume l'évolution de la consommation de la SONEDE ainsi les puissances prévues en photovoltaïque en se basant sur la courbe de charge de la SONEDE :

Tableau 2: Evolution de la consommation de la SONEDE à l'horizon 2050

Indicateurs	2022	2023-2025	2026-2035	2036-2050
Consommation Dessalement (GWh)	98,4204	205	259	187
Consommation cumulée Dessalement (GWh)	98	304	563	750,34
Consommation pompage (GWh)	456	456	456	456
Consommation totale (GWh)	554	760	1019	1206
% Pompage	82	60	45	38
% Dessalement	18	40	55	62
Puissance PV (*)	240	351	471	558
Cumulée (MWc)				
Taux de couverture par le PV	70%	74%	74%	74%



(*) La loi sur le net billing exige que l'injection de l'excédent (l Surplus) ne dépasse pas les 30%. Voir l'analyse détaillée de la courbe de charge de la SONEDE en annexe I, le taux de couverture est de l'ordre 74%, pour satisfaire la totalité des besoins et atteindre une couverture

de 100% de la SONEDE, on pourra augmenter la puissance à installer en mettant en place un système de stockage BESS (Battery Energy Storage System dont afin de stocker l'excédent dans les batteries. En fait aujourd'hui les batteries Li-Ion ou Li Fe PO4 connaissent une grande révolution mondiale BESS, nous sommes actuellement sur une étude stratégique avec RES4Africa sur le BESS et selon cette étude les coûts des batteries baissent d'une année à l'autre et selon la tendance mondiale ses batteries seront commercialisées à partir 2030 à moins de 100\$/KWh (coût actuel est de l'ordre de 170\$/KWh) , le coût sera divisé par 10 par rapport à 2010, la durée de vie de ces batteries est de 20 ans et la Tunisie dans le cadre des projets PV de concessions et des autorisations va intégrer le BESS dans les futures Appels aux projets et sans ces batteries, le mix électrique de 80% ne sera jamais atteint donc la SONEDE qui est le premier consommateur National doit se pencher sur cette technologie à titre démonstratif dès maintenant.

*(**) Au-delà de 2035, on a considéré que 260 Millions de m3 d'eau potable seront issus de dessalement (eau de mer) et ce en conformité avec la stratégie de dessalement de la SONEDE*

En l'absence de données sur les besoins en énergie pour le pompage, on a estimé la consommation de pompage comme une constante à l'horizon 2050, et ce selon l'action menée par la SONEDE pour l'adoption des variateurs de vitesses permettant d'améliorer une économie d'énergie tout en réduisant la vitesse de la pompe et donc d'ajuster au besoin réel sans perte de rendement en, cette solution s'adaptera dans le temps en augmentant ou diminuant la vitesse selon la fluctuation des besoins.

Donc s'il y'aura un jour une augmentation de la consommation au niveau des stations de pompage, elle sera compensée par des variateurs de fréquences

Comme déjà mentionné ci-dessus et afin **de** réduire le coût de l'énergie de la SON EDE, de réduire l'émission de CO2 ainsi afin d'augmenter l'utilisation des énergies renouvelables afin d'atteindre l'objectif politique national de la transition énergétique qui a annoncé en date du 03/03/2023 d'installer 50% en 2035 (8530 MW) et 80% en 2050,et comme la SONEDE est considérée comme premier consommateur national en énergie, on devra donc suivre l'effort national prévu par le gouvernement Tunisien, ce qui n'aura pas une influence sur le réseau, vu que la STEG a un grand programme d'équipement en ligne de transport de 125 KV et 400 KV y compris la dorsale Nord/Sud de 400KV, des projets et des Appels d'Offres sont en cours d'être lancés qui sont destinés principalement d'intégrer les EnR's tout en suivant le programme national.

D'où le plan d'action qui doit être mis en place est édité ci-après :

- 2022-2024 : La mise en place d'un mini central Hydroélectrique à la station de traitement de Kalaa Kebira d'une puissance de 1,5MW
- 2021-2022 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Ben Guerdane d'une puissance de 402 KWc
- 2021-2022 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de pompage de chott el fejj d'une puissance de 512 KWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Tozeur d'une puissance de 3 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Gafsa Ouest d'une puissance de 2 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Matmata (Gabès) d'une puissance de 2,2 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Kerkennah (sfax) d'une puissance de 1 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de traitement de Lebna (Nabeul) d'une puissance de 1 MWc

- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Meknassy (Sidi Bouzid) d'une puissance de 4 MWc
- 2024-2026 : la mise en place d'une centrale hydroélectrique de 5 MW
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Zarat (Gabès) d'une puissance de 20 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Sousse d'une puissance de 4 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Sfax d'une puissance de 31 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 38 MWc
- 2027-2029 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 40 MWc
- 2028-2030 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 43 MWc
- 2030-2032 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 44 MWc
- 2031-2035 : La mise en place d'une éolienne d'une puissance de 40 MWc à Medenine
- 2032-2035 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 30 MWc
- 2035-2037 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 30 MWc
- 2037-2039 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2039-2040 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2040-2042 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement prévu à Nabeul d'une puissance de 20 MWc
- 2042-2044 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 40 MWc
- 2044-2046 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 10 MWc
- 2046-2048 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2048-2050 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement prévu à Tunis d'une puissance de 20 MWc

Les deux tableaux cités ci-après résument respectivement la capacité des projets renouvelables à réaliser au profit de la SONEDE, exprimé en MW et MWc et les coûts d'investissement en MTND à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 3 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon-SONEDE (MWc)

Programme National		35%	50%	80%
Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Tunis				20
Sousse	1,5 ^(*)	4		
Sfax		31		

Programme National		35%	50%	80%
Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Sidi Bouzid		4		
Nabeul		1		20
Médenine	0,402		40	
Bizerte				40
Gabès	0,512	22,2		
Gafsa		2		
Tataouine		43	44	60
Tozeur		78	50	100
Manouba		5		
Puissance à installer en KWc	0,914	185,2	94	200
Puissance à installer (hydroélectrique)	1,5(*)	5		
Puissance à installer (éolien)			40	40
Puissance totale cumulée (PV)	0,914	186,114	280,114	480
Puissance totale cumulée (hydroélectrique)	1,5(*)	6,5	6,5	6,5
Puissance totale cumulée (éolien)	0	0	40	80
Energie générée par le PV (GWh)	1,4624	297,7824	448,1824	768,1824
Energie générée par l'éolien (GWh)	0	0	103,68	207,36
Energie totale générée par les énergies renouvelables (GWh)	1,4624	297,7824	551,8624	975,5424

(*) : centrale hydroélectrique Kalaa Kebira Sousse

(**) centrale hydroélectrique

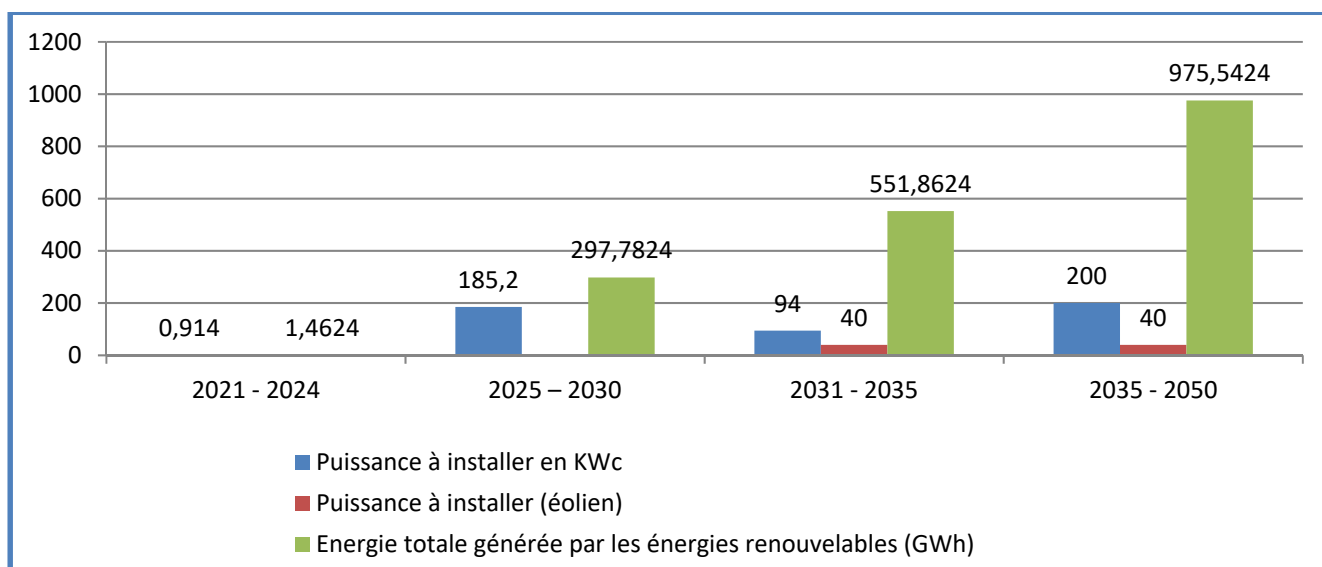


Figure 6 : Besoins en photovoltaïques pour la SONEDE à l'horizon 2050

Tableau 4 : Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par horizon-SONEDE (Millions de TND)

Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Tunis				60
Sousse	1,5	12		
Sfax		93		
Sidi Bouzid		12		
Nabeul		3		60
Médénine	1,206		200	
Bizerte				200
Gabès	1,536	66,6		
Gafsa		6		
Tataouine		129	132	180
Tozeur		234	150	300
Manouba		5		
INVESTISSEMENT (MTND)	4,242	560,6	482	800

II.2. La SECADENORD

Le transport de l'eau est assuré par la SECADENORD. Cet organisme exploite plusieurs ouvrages hydrauliques pour servir la SONEDE et les CRDA.

Parmi ces ouvrages :

- Le Canal Medjerda - Cap Bon et les conduites Joumine Medjerda avec les stations de pompes connexes de Béjaoua et Fondék Jedid ;
- Le complexe Sejnane Joumine avec la station de pompage Taref ;
- Les complexes de pompage Kalaat El Andalous, Herri, Sidi Ismail ;
- Les stations de Sejnane ; Lezdine, Utique,
- Les complexes de pompage Sidi Barrak, Barbra, Zyatine

L'exploitation de ces ouvrages exige des frais énergétiques importants.

La SECADENORD ayant une infrastructure hydraulique comme suit :

- 116 km de canal en béton à ciel ouvert
- 447 km de conduite en charge,
- 10,2 km de tunnels,
- 3,8 km d'aqueducs,
- 36 stations de pompage (SR, S/Forage, ...) regroupées dans 10 complexes.

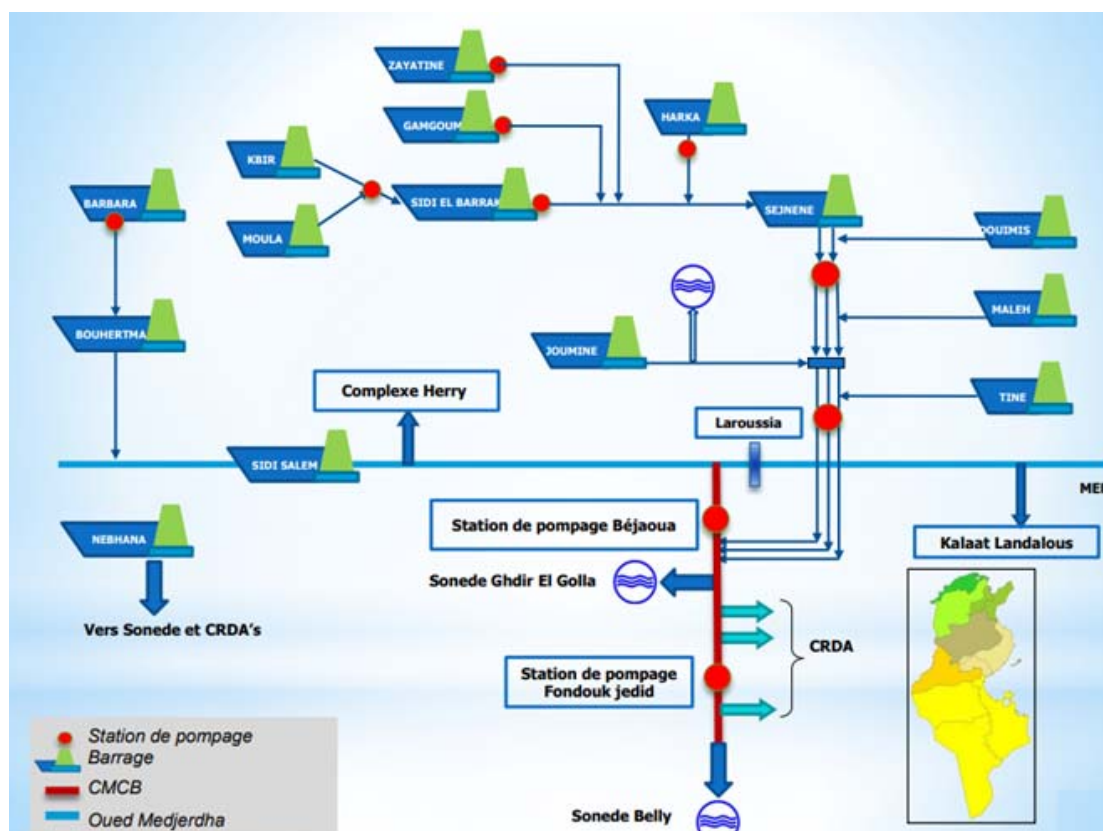


Figure 7: Infrastructure de la SECADENORD

La quantité transférée pompée en 2020 pour la SECADENORD est de l'ordre de 804,894 Millions de m³ dont 412,174 Millions de m³ facturés.

L'exploitation de ces ouvrages entraîne des frais énergétiques importants. L'énergie totale consommée par les complexes de pompage de la SECADENORD a enregistré une augmentation de 102% : 127,645 GWh en 2020, contre 63 GWh en 2019. Par conséquent, les dépenses énergétiques ont atteint 31,311 millions de dinars en 2020, contre 17,469 millions de dinars en 2019, soit une hausse de 79%

Tableau 5- Evolution des indicateurs de la consommation d'énergie électrique par la SECADENORD

Indicateurs	2019	2020	Evolution (%)
Consommation totale (GWh)	63,136	127,645	102
Coût total (MDT)	17,469	31,311	79

Environ 60% de la consommation d'énergie par la SECADENORD, soit 77 Gwh, est engendrée par le transfert des eaux de l'extrême Nord à partir des barrages Sidi Barrak, Barbara et Ziatine.

Le coût de l'énergie de la SECADENORD représente 80% du CA, donc pour réduire la consommation électrique de ces complexes, la SECADENORD a procédé à quelques actions de maîtrise d'énergie :

- Entretien et maintenance nécessaires ;
- Audits énergétiques réguliers
- Installation de batteries de condensateur
- Priorité au transfert gravitaire ;
- Choix adéquat de régime de souscription auprès de la STEG

Il sera encore nécessaire aux recours aux systèmes de production d'énergie solaire pour les utiliser dans l'éclairage et le pompage (partie exhaure des stations).

II.2.1. Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour la SECADENORD :

Actuellement, et devant cette situation critique (en termes de la facturation énergétique), la SECADENORD doit disposer et envisager l'adoption de quelques mesures.

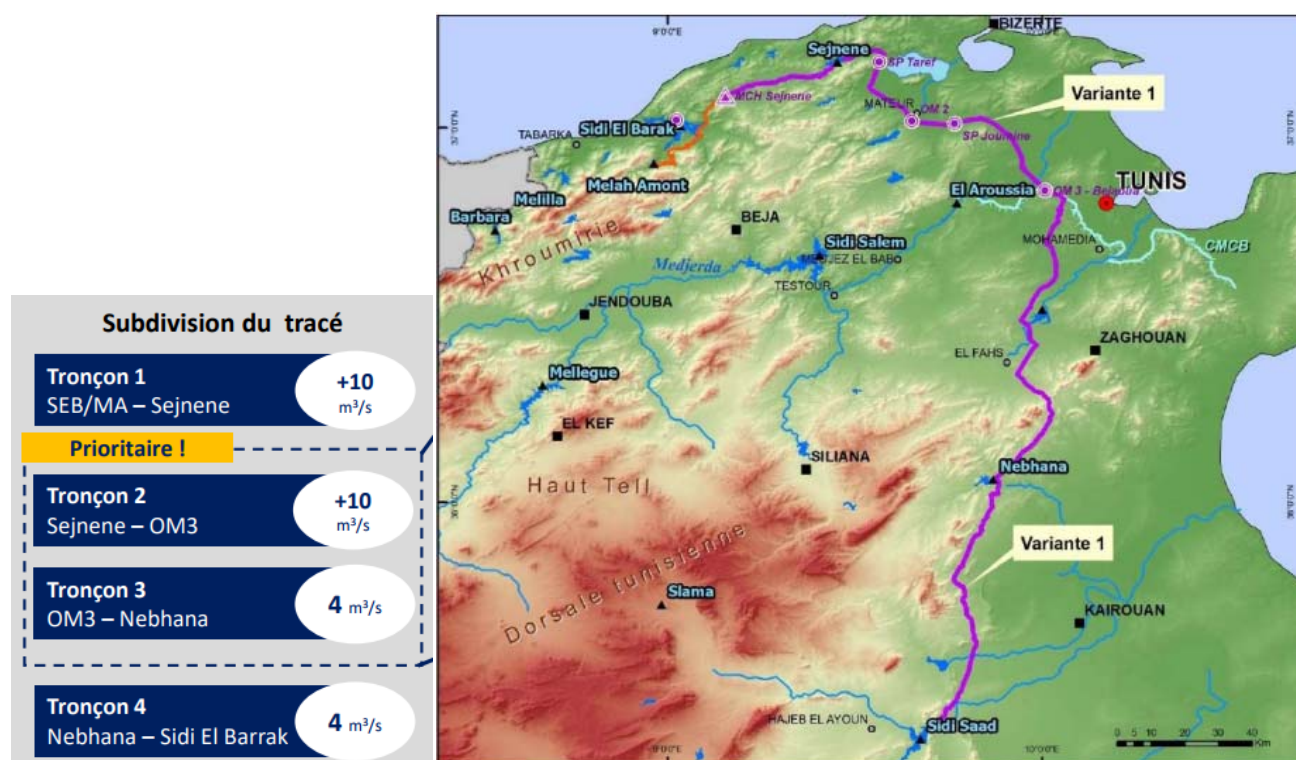
- Optimisation des consommations spécifiques des motopompes électriques ;
- Amélioration des rendements des motopompes ;
- Mise en place d'une plateforme intégrée de gestion d'énergie : Pour le système de transfert des eaux du nord afin de contrôler et optimiser la consommation électrique de ce dit système soit un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA)
- Installation des centrales d'énergie renouvelables (photovoltaïque au sol et/ou flottant ; éolien)

II.2.2. Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour la SECADENORD :

Le Ministère de l'Agriculture des Ressources Hydrauliques et de la Pêche Direction Générale Des Barrages Et Grands Travaux Hydrauliques ont analysé quatre Variantes de Transfert :

- (1a) Sidi El Barrak - Sejnene - CMCB - Nebhana / Sidi Saad
- (1b) Melah Amont - Sejnene - CMCB - Nebhana / Sidi Saad
- (2) Sidi El Barrak - Sidi Salem – Nebhana / Sidi Saad
- (3) Melilla/Barbara - Barrage collinaire Slama - Sidi Saad

La variante de Transfert retenue par la Direction des barrages est la variante 1 : Melah Amont / Sidi El Barrak – Sejnene – CMCB – Nebhana / Sidi Saad, les tracés sont subdivisés comme suit :



Source : Ministère de l'agriculture

Figure 8: Transfert des eaux du nord

Le besoin énergétique pour la variante retenue est estimé à : 236 GWh/an, le tableau édité ci-après résume les besoins d'énergie de pompage correspondants aux volumes additionnels qui ont été estimés par tronçon :

Tronçon	1	2	3	4	Total
	Sidi El BARRAK/Melah Amont-Sejnene	Sejnene-OM3	OM3-Nebhana	Nebhana-Sidi Saad	
Capacité (m3/s)	10	10	4	4	
Volume (Mm3)	53	92	87	82	
Energie (GWh)	40	20	119	56	236

On estime que la consommation de la SECADENORD reste constante pour tous les complexes. À partir de 2030, on a considéré l'entrée en service du pompage Saida- Mornaguia pour une capacité de 30 MW et qui fonctionnera à 4000h/an.

A partir de 2035 la variante Transfert Meleh Amont-Nebhana/sidi Saad qui aura une capacité totale de 236 GWh sera ajoutée.

Le tableau ci-dessous résume l'évolution de la consommation de la SECADENORD ainsi les puissances prévues en photovoltaïque en se basant sur 60% de la consommation de la SECADENORD :

Tableau 6: Projection de la consommation SECADENORD 2020-2050

Complexe	2020	2030	2035	2040	2050
	Consommation (GWh)	Consommation (GWh)	Consommation (GWh)	Consommation (GWh)	Consommation (GWh)
Station Fondouk Jedid	25,562	25,562	25,562	25,562	25,562
Station Bejaoua	15,714	15,714	15,714	15,714	15,714
Station Kalaat Andalous	9,575	9,575	9,575	9,575	9,575
Complexe El Herri	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65
Complexe Sidi El Barrak	53,46	53,46	53,46	53,46	53,46
Complexe Barbara	9,886	9,886	9,886	9,886	9,886
Complexe Nabhana	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Complexe Sejnane/joumine El Meleh	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116
Complexe Zayatine	6,659	6,659	6,659	6,659	6,659
Complexe El et Moula Elkebir	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Pompage Saida-Mornaguia	-	120	120	120	120
Transfert Meleh Amont-Nebhana/sidi Saad	-	-	236	236	236
TOTAL	127,645	247,645	483,645	483,645	483,645

Le coût de l'énergie de la SECADENORD représente 80% du CA, donc pour réduire la consommation électrique de ces complexes, il sera nécessaire aux recours aux systèmes de production d'énergie renouvelable (PV et hydroélectrique) pour les utiliser dans l'éclairage et le pompage (partie exhaure des stations), le plan d'action proposé pour la SECADENORD est cité ci-après :

- 2025-2027 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 16 MWc qui sera réalisée pour satisfaire 43% des besoins du barrage Sidi El Barrak ;
- 2027-2030 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 35 MWc ;

- 2030-2035 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 62 MWc ;
- 2035-2050 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque flottante d'une puissance de 100 MWc qui sera réalisée dans le cadre de la loi transversale pour satisfaire 75 % des besoins totales de la SECADENORD (Soit 75% des 207 GWh additionnel issu du la variante de transfert Melah amont/sidi El Barrak-Sejnene-CMB-Nebhana/sidi Saad)
- 2035-2050 : La mise en place d'une mini-centrale hydroélectrique ayant une récupération d'énergie allant jusqu'à 29 GWh/an.

Les deux tableaux suivants résument respectivement la capacité des projets renouvelables à réaliser, exprimé en MW et MWc et les coûts d'investissement en MTND à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 7 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon-SECADENORD (MWc)

Région	2025 - 2030	2030 - 2035	2035 - 2050
Beja	16		100
Bizerte	35		
Jendouba		62	
Saida (Hydroélectrique)			7
TOTAL PV (MWc)	51	62	100

Tableau 8: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par horizon-SECADENORD (MDT)

Région	2025 - 2030	2030 - 2035	2035 - 2050
Beja	48		600
Bizerte	105		
Jendouba		186	
Saida (hydroélectrique)			5
TOTAL PV flottant (MWc)	153	186	605

Des estimations en besoins énergétiques pour les différents scénarios envisagés pour le transfert des eaux à partir de Sidi El Barrak vers Canal Sejnene sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9: Estimations en besoins énergétiques pour les différents scénarios envisagés pour le transfert des eaux à partir de Sidi El Barrak vers Canal Sejnene

DETAILS PAR VARIANTE		STATION DE POMPAGE				18800																
Coûts unitaires→									1600	4 000 000					3 500 000	2%	2150		4 000 000	3 500 000		
Scénario	Description	Débit(m3/s)	Linéaire ref (m)	HMT (mCE)	Puissance (KW)	Panneaux flottants	Puissance PV (MWc) _ 100% Consommation	Puissance PV (MWc) _ 50% Consommation nécessaire pour ne pas dépasser les 30% vers réseau	Equivalent en Energie électrique (MWh/an)	Coût total PV (MDT)	Puissance d'une éolienne (MW)	Nombre d'éoliennes	Puissance totale Eolienne (MW)	Coût total d'investissement (MDT)	Cout d'opération et monitoring (DT/an)	Equivalent en Energie électriques (MWh/an)	Coût total EO (MDT)	Puissance PV (MWc)	Puissance éolienne (MW)	Equivalent en Energie électrique (MWh/an)	Coût total PV/EO (MDT)	
SEB-EXISTANT (Référence*: Extension 2011)	SP SEB-2 files-BMC-Gravitaire	4,5	1500	131	7229	11010	14,0719545	6,0	9600	24	1,5	3	4,5	15,750	315 000	9 675	16, 065	2	3	9 450	18,710	
Scénario 1 (Branchement sur le transfert M.A)	SP Site 1- Branchement 1	4,5	1000	99	5459		10,62633121	4,7	7520	18, 800	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	SP Site 2- Branchement 2	4,5	5520	170	9382		18,26308599	8,0	12800	32	1,5	4	6	21	420 000	12 900	21,420	2	3	9 450	18,710	
Scénario 2 (Nouveau transfert depuis SEB vers C.SEJ)	Option 1(brise)-site1	4,5	11700	120	6621		12,88815653	5,5	8800	22	1,5	3	4,5	15,750	315 000	9 675	16,065	2	3	9 450	18,710	
	Option 2(tunnel-conduite)-site1	4,5	14000	104	5715	7834	11,12556123	5,0	8000	20	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 3(tunnel -canal)-site1	4,5	11000	101	5584	8624	10,86988265	4,7	7520	18,8	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 3'(tranchée-conduite)-site1	4,5	14000	104	5715		11,12556123	5,0	8000	20	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 4(tunnel-canal)-site2	4,5	11000	101	5584	8624	10,86988265	4,7	7520	18,8	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 5(tunnel-conduite)-site2	4,5	14000	105	5770	7834	11,23298073	5,0	8000	20	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 5'(tranchée-conduite)-site2	4,5	14000	105	5770	7834	11,23298073	5,0	8000	20	0,7	5	3,5	12,50	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	Option 6(Existant améliorée-Nouveau BMC)	4,5	1370	116	6420		12,49724481	5,5	8800	22	1,5	3	4,5	15,750	315 000	9 675	16,065	2	3	9 450	18,710	
Scénario3: Transfert gravitaire depuis SEB vers Ziatine et Gamgoum (O. tampons)	SEB-SP1-Ziatine	4,5	29200	99	5446		10,60202917	4,5	7200	18	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	SEB-SP2- Gamgoum	4,5	35500	104	5728		11,14969613	4,5	7200	18	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	
	SEB-SP2-Ziatine &Gamgoum	4,5	35500	104	5728		11,14969613	4,5	7200	18	0,7	5	3,5	12,250	245 000	7 525	12,495	1	2,8	7 520	13,996	

II.3. L'ONAS

L'ONAS intervient dans 193 communes et exploite 123 stations d'épuration. Dans la situation actuelle, les EUT constituent un potentiel de 288,5 Mm³ par an à l'échelle de la Tunisie. Ces 300 Mm³ d'EUT produites représentent 6 % des ressources globales du pays en année moyenne. A l'horizon 2050, la production d'EUT pourrait atteindre 640 Mm³ par an, soit une augmentation de +106 % par rapport à la situation actuelle.

L'Energie consommée est estimée à 126 Gwh avec une facture énergétique de 22,9 Millions DT. Le besoin électrique sera évolué en 2030 et peut atteindre les 240 GWh/an et qui sera doublée en 2050 et va atteindre 480 GWh.

La situation est en pratique contrastée selon les régions du pays, et ce à plusieurs égards.

Les frais de l'énergie électrique représentent une part importante des dépenses effectuées par l'ONAS pour l'exploitation de ses ouvrages. Les besoins de l'assainissement en énergie vont considérablement augmenter surtout avec l'amélioration de l'accès à ce service.

Pour faire face à cette grande consommation et afin de diminuer l'empreinte écologique de l'élimination des boues d'épuration, la première approche consiste à valoriser les 123 STEP par la digestion anaérobie : le biogaz produit émet de l'électricité à travers des moteurs à gaz, en moyenne l'électricité produite couvre 30% de la consommation globale de la STEP, 50% de la consommation seront couverts par le photovoltaïque et 10% d'Efficacité Energétique, l'autonomie sera alors de 90% si l'Etat décide d'adopter des mécanismes d'encouragement des énergies renouvelables à l'instar d'autres pays..

Pour les stations dont la capacité dépasse les 100 000 habitants, un biogaz valoriser avec un complément de PV sera réalisé pour la production de l'énergie

Pour les petites stations des centrales PV seront réalisées. 3 projets ont été réalisés récemment STEP : Sousse, Mahdia et Nabeul

II.3.2. Mesures et projets de maîtrise de l'énergie et de réduction de la facture énergétique pour l'ONAS :

L'augmentation du nombre des stations d'épuration et de pompage a provoqué une évolution notable au niveau de la consommation énergétique, engendrant une hausse continue de la facture énergétique. Il en résulte une incidence sur les coûts.

Afin de réaliser l'efficacité énergétique, l'ONAS doit entamer la rénovation des procédés de traitement par le recours aux nouvelles technologies économes d'énergie. L'ONAS doit ainsi atteler à équiper les stations d'épuration en systèmes d'aération par fines bulles, à la production d'énergie à travers la méthanisation des boues et au recours à l'énergie solaire. Ces procédés permettront à l'Office de couvrir environ 70% des besoins énergétiques des stations par le biogaz issu de la fermentation de boue et 30% peuvent être produits par EnR..

II.3.3. Plan d'action pour la réalisation des projets en énergies renouvelables pour l'ONAS :

Les actions proposées incluent :

- Valorisation des boues de STEP ONAS à Chotrana (moteur 2x500KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Ben Arous
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Nabeul (moteur 2x250KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Sousse Hamdoun (moteur 5x527KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Gafsa
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Mahdia
- Centrale photovoltaïque à Kairouan 1,1 MWc

- Centrale photovoltaïque à Djerba Aghir 330 KWc
- Centrale photovoltaïque à Frina Monastir 420 KWc
- Centrale photovoltaïque au sud 4,8 MWc
- Centrale photovoltaïque au Centre 7 MWc
- Centrale photovoltaïque au Nord 5 MWc
- Centrale photovoltaïque à Ben Arous 3 MWc
- Centrale photovoltaïque à Grand Tunis 6 MWc

Les deux tableaux suivants résument respectivement la capacité des projets renouvelables à réaliser, exprimé en KW et MWc et les coûts d'investissement en MTND à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 10 : Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon

Région	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 - 2040	2041 - 2050
Valorisation boues de STEP				
Choutrana	2x500			
BEN AROUS				
NABEUL	2x250			
Sousse Hamdoun		2x527		
Gafsa				
Mahdia			4x106	
Photovoltaïque				
Kairouan	1,1			
Djerba Aghir	0,330			
Frina Monastir	0,420			
Sud	4,8			
Centre		7		
Nord		5		
Ben Arous		3		
Grand Tunis				6
TOTAL PV (MWc)	6,65	15		6

Tableau 11: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)

Région	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 - 2040	2041 – 2050
Valorisation boues de STEP				
Chotrana		30		
BEN AROUS		30		
NABEUL	5,5			
Sousse Hamdoun		10		
Gafsa		5		
Mahdia			10	
Photovoltaïque				
Kairouan	2,75			
Djerba Aghir	0,825			
Frina Monastir	1			
Sud	12			
Centre		17		
Nord		12,5		
Ben Arous		7,5		
Grand Tunis				15
TOTAL PV (MWc)	16,575	37		15

II.4. Raccorder les périmètres irrigués à des centrales PV

II.4.1. Agriculteurs Privé : Recours au PV pour les sites isolés et raccordés au réseau de la STEG

L'irrigation en Tunisie est l'activité la plus consommatrice d'eau, soit de l'ordre de 75% (d'après les dernières estimations relatives à l'année 2021) du volume exploité. Le secteur irrigué s'étend sur près de 500 000 ha en 2021,.

Le tableau suivant résume les chiffres clés en irrigation :

Tableau 12: Indicateurs d'irrigation -2021

Nombre de puits de surfaces équipés	115 001 Unités
Exploitation des nappes phréatiques	914 Mm3
Nombre total des points d'eau aux nappes profondes	35 428 Unités
Nombre de forages autorisés	14 149 Unités
Nombre de forages non autorisés	21 279 Unités
Exploitation des nappes profondes	1 922 Mm3
Exploitation totale des ressources souterraines	2 836 Mm3

L'application du PV non raccordé au réseau électrique pour le secteur agricole se présente essentiellement au niveau de l'équipement des puits de surface et des forages qui se trouvent éloignés du réseau de la STEG et utilisant actuellement les motopompes fonctionnant au gasoil. Les puits de surface permettent d'irriguer environ 48 % des superficies irriguées alors que les forages profonds et les barrages assurent respectivement 25 % et 21 % de ces superficies. Le reste des superficies, soit 6 %, est approvisionné à partir de sources diverses telles que le pompage sur oueds, les lacs et les barrages collinaires, les eaux usées traitées, ...etc..

La part des puits de surface équipés en motopompes fonctionnant au gasoil représente environ 44 % des puits équipés à l'échelle nationale.

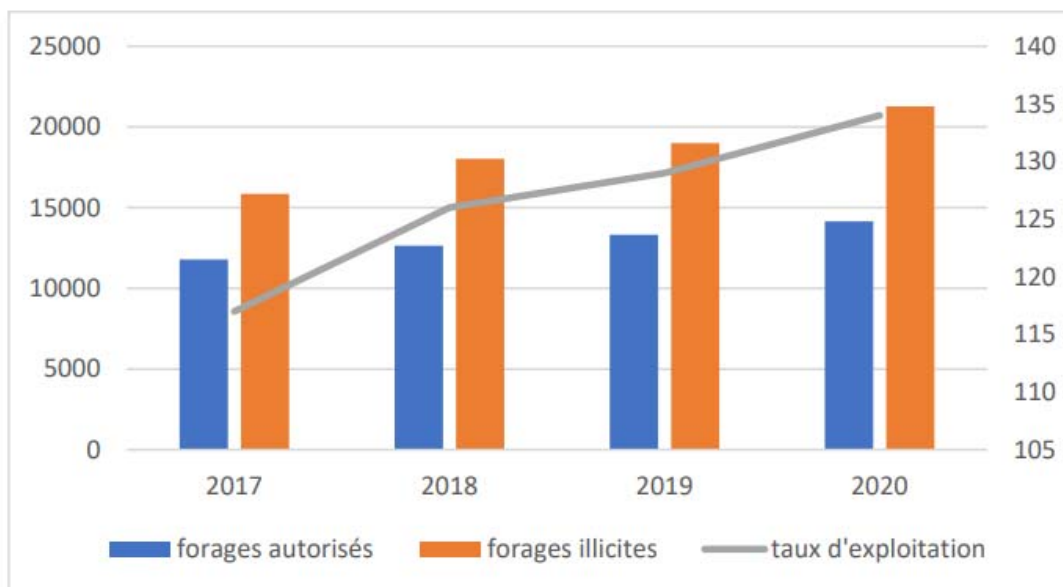


Figure 9:Exemple de pompage PV au fil de soleil

Le nombre total des forages illicites et autorisés s'élève à 35 428 forages, dont 14 149 forages autorisés représentant 40% des forages qui prélèvent environ 1381 Mm³

Les 21 279 forages non autorisés sont équipés dans la majorité des cas, par des systèmes motopompes diesels, d'autres sont raccordés de façon illicite au réseau électriques, 5% de ces forages, soit 1064 forages sont équipés par des systèmes de pompage PV autonomes.

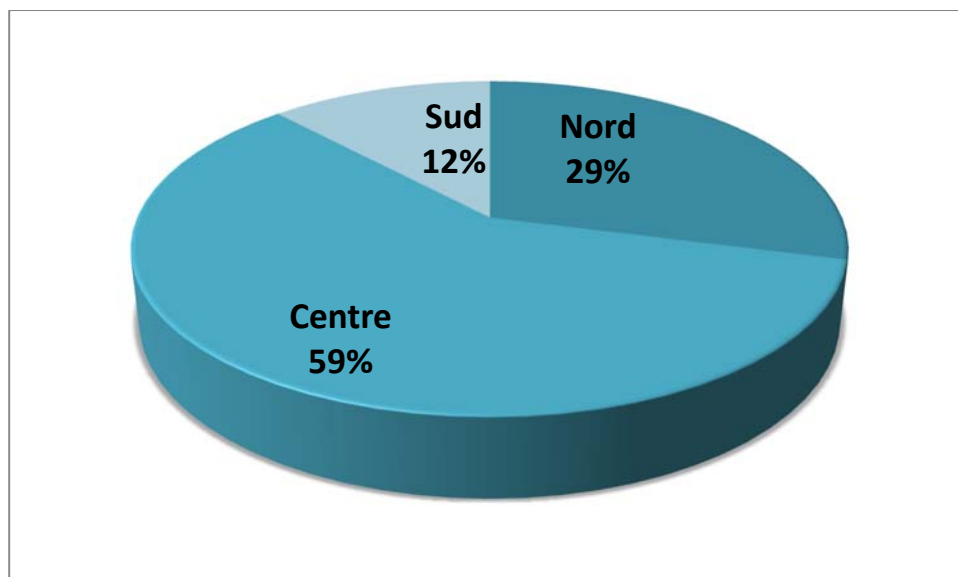
Est-il judicieux de laisser faire les exploitants illicites de recourir aux systèmes de pompage PV sachant que le pompage PV est au fil de soleil, la nappe se repose le soir, très peu sollicité l'hiver ce qui préservera en quelque sorte la nappe, comparer à des exploitations avec des motopompes diesel qui accélère l'assèchement des nappes.



Source : Ministère de l'agriculture

Figure 10: Evolution de l'exploitation des nappes profondes

Selon une étude réalisée par la GIZ en 2019, la capacité totale photovoltaïque nécessaire pour équiper ces forages autorisés et non équipés par des installations PV et non raccordées au réseau de la STEG est estimée à 108 MWc dont la part la plus importante se trouve dans la région du centre comme le montre le graphique suivant :



Le tableau cité ci-après présente la répartition des installations PV par région et par période à l'horizon 2050, et ce en suivant la stratégie nationale (50% renouvelable en 2035) :

Tableau 13: Répartition des équipements des installations PV pour les forages autorisés par région et par période (MWc)

Région	Gouvernorat	Potentiel Total	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 – 2035	2035 - 2050
Nord	Tunis	0,2	0,05	0,03	0,1	0,07
	Ariana	0,3	0,05	0,045	0,15	0,105
	Manouba	1,2	0,04	0,18	0,6	0,42
	Ben Arous	1	0,04	0,15	0,5	0,35
	Nabeul	12,2	0,03	1,83	6,1	4,27
	Bizerte	7,1	0,05	1,065	3,55	2,485
	Beja	1,5	0,03	0,225	0,75	0,525
	Jendouba	1,4	0,025	0,21	0,7	0,49
	Le Kef	3,2	0,02	0,48	1,6	1,12
	Siliana	2,1	0,01	0,315	1,05	0,735
	Zaghuan	1	0,01	0,15	0,5	0,35
	Total Nord	31,2	0,325	4,68	15,6	10,92
Centre	Sousse	2,5	0,02	0,375	1,25	0,875
	Monastir	1,3	0,015	0,195	0,65	0,455
	Mahdia	2,6	0,025	0,39	1,3	0,91
	Sfax	5,8	0,065	0,87	2,9	2,03
	Kairouan	21	0,15	3,15	10,5	7,35
	Kasserine	11	0,1	1,65	5,5	3,85
	Sidi Bouzid	19,5	0,05	2,925	9,75	6,825
	Total Centre	63,7	0,425	9,555	31,85	22,1
Sud	Gafsa	4	0,03	0,6	2	1,4
	Gabès	2,5	0,015	0,375	1,25	0,875
	Médenine	0,6	0,01	0,09	0,3	0,21
	Tozeur	5,2	0,02	0,78	2,6	1,82
	Kébili	0,2	0,01	0,03	0,1	0,07
	Tataouine	0,5	0,02	0,075	0,25	0,175
	Total Sud	13	0,105	1,95	6,5	4
TOTAL (MWc)		108	0,855	16,185	53,95	37,02
Coût total d'investissement (MDT)			3,42	64,74	215,8	148,08

II.4.2. GDA/CRDA :

Les Groupements de Développement Agricole (GDA) représentent l'institution locale principale pour la gestion participative des systèmes d'eau (AEP et PI) et des infrastructures qui leur ont été transférées par les CRDA.

La participation des usagers se fait à travers les GDA.

En 2021, on compte 2688 GDA (contre 2 694 GDA en 2020) dont :

- 1 330 GDA d'AEP rural ;
- 1 229 GDA de PPI ;
- 129 GDA mixtes.

Ces GDA desservent 1,548 millions d'habitants en eau potable et environ 229 000 ha de PPI (soit plus de 80% de la surface totale des PPI).

On prévoit, un système photovoltaïque de 30 KWc pour chaque GDA, soit donc une capacité totale en PV de 80 MWc qui seront répartis comme suit :

Tableau 14: Répartition des équipements des installations PV pour les GDA par région et par période (MWc)

	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 – 2040	2041 - 2050
GDA	10	10	30	30
TOTAL	10	10	30	30
Coût total d'investissement (MDT)	30	30	90	90

III. Plan d'action pour la gestion des déchets des installations photovoltaïques

Cette section recense différentes opportunités de valorisation des déchets solaires, et évalue le scénario le plus optimisé pour la filière.

III.1. Options de gestion et de valorisation

La plupart des composants contenus dans les équipements solaires sont recyclables. Deux options principales existent pour chaque type de déchets solaires générés :

L'export des déchets pour traitement et recyclage à l'étranger ;

Le traitement partiel ou total des déchets sur le territoire, à travers des solutions existantes ou à développer.

Des nuances existent par types de déchets, tel que synthétisé dans la figure ci-dessous, et détaillé ci- après

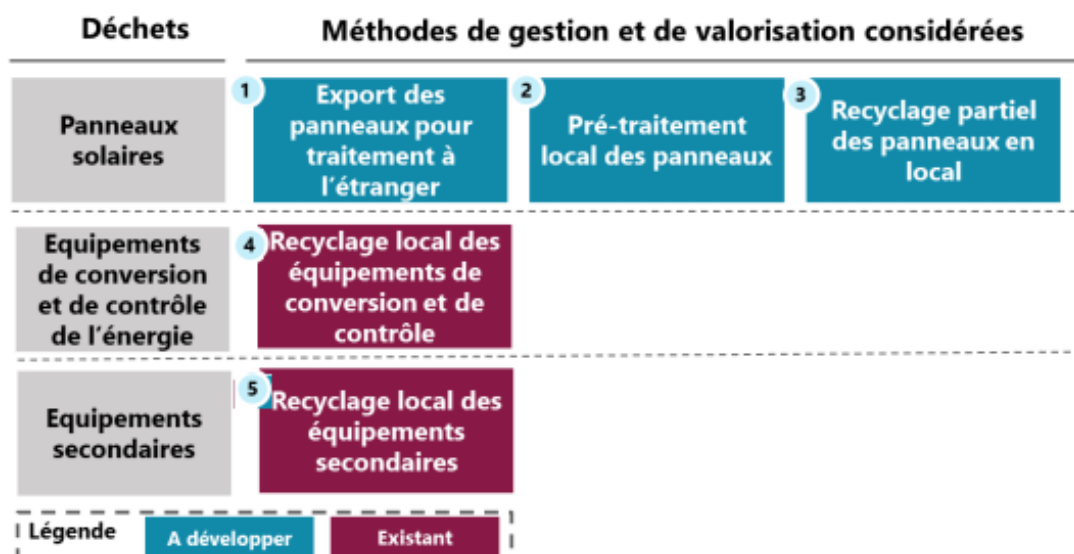


Figure 11 : Synthèse des options de gestion et de valorisation considérées

III.1.1. Panneaux solaires

Pour les panneaux solaires, trois options ont été identifiées.

- 1. Export des panneaux pour traitement à l'étranger :** Cette méthode consiste en la collecte des panneaux en fin de vie pour les exporter vers les centres de recyclage existant à l'étranger. Les déchets de panneaux solaires seraient collectés et stockés au niveau d'un site intermédiaire. Une fois la quantité de déchets de panneaux solaires nécessaire pour remplir un container de 40 pieds atteinte, une opération d'exportation serait organisée pour le recyclage en Europe (Belgique par exemple). Même s'il est techniquement possible de séparer le cadre aluminium avant l'expédition des panneaux, cette opération n'est pas recommandée.

En effet, le coût de traitement appliqué par les centres européens serait alors plus élevé, pour prendre en compte la différence de revenu qui pourrait être tirée de la vente de l'aluminium.

- 2. Pré-traitement local des panneaux :** Une solution intermédiaire entre l'export et le recyclage local des panneaux, consisterait à effectuer un pré-traitement en local. Selon cette méthode, le cadre aluminium serait démantelé, et l'aluminium pourrait être vendu localement - puisque la Tunisie dispose d'une fonderie capable de valoriser les déchets aluminium. Le reste des panneaux serait broyé dans l'objectif d'être utilisé dans d'autres industries, telles que les bâtiments et travaux publics (BTP).
A titre d'exemple, ce broyat pourrait être utilisé par les acteurs du BTP pour la construction de routes. A noter qu'une étude de marché devra être menée auprès des acteurs concernés en Tunisie, pour confirmer leur capacité et leur intérêt à utiliser ce type de déchets (ainsi que le potentiel économique).
- 3. Recyclage partiel des panneaux en local :** Le recyclage à l'échelle industrielle des modules photovoltaïques est peu généralisé au niveau international - des usines ayant été recensées en France, en Belgique, aux Etats Unis, en Allemagne, en Malaisie, en Afrique du Sud et au Japon à ce stade. Le recyclage partiel des panneaux solaires en local serait possible à travers l'achat de la technologie auprès de l'un de ces fournisseurs

étrangers. Cette technologie permet de séparer les différents composants du panneau solaire : verre, cadre aluminium, et plaque de cellules photovoltaïques. Les différentes matières pourraient ainsi être recyclées dans des filières de valorisation spécifiques :

- L'aluminium serait acheminé vers les fonderies d'aluminium en local ;
- Les plaques de cellules photovoltaïques seraient acheminées vers des raffineries au Japon (filière confirmée) ou en Europe (filière non confirmée à ce jour) ;
- Le verre serait séparé et mis en décharge localement en attendant la disponibilité d'une solution de valorisation locale (verrerie). Un recyclage total des différents composants des panneaux solaires en Tunisie impliquerait par ailleurs la mise en place de filières de recyclage du verre et de valorisation des plaques de cellules photovoltaïques en Tunisie

III.1.2. Autres équipements

Les équipements de conversion et de contrôle de l'énergie, et les équipements secondaires pourront rejoindre la filière classique de gestion des déchets électroniques qui assurera leur prise en charge.

III.2. Analyse des scénarios

Sur base des options de gestion et de valorisation des déchets solaires, trois scénarios stratégiques peuvent être envisagés à terme, chacun porteur d'une vision distincte pour le développement de la filière :

- **Un scénario ambitieux**, dont la priorité est le développement de filières locales de recyclage pour l'ensemble des déchets solaires générés. Dans ce scénario, des investissements sont effectués pour assurer un traitement de bout-en-bout au niveau local, pour tous les types d'équipements.
- **Un scénario minimaliste**, misant sur l'utilisation des capacités locales actuelles pour traiter le flux de déchets solaires arrivant sur le marché. Seuls les acteurs et technologies déjà présents sont mobilisés, permettant la gestion des équipements de conversion et de contrôle de l'énergie, ainsi que des équipements secondaires. Les déchets émanant de panneaux solaires seraient exportés, après identification de partenaires à l'étranger pouvant assurer leur gestion.
- **Un scénario optimisé**, intégrant des options intermédiaires de gestion des déchets solaires en Tunisie, dans la double optique de développement des capacités locales et de rentabilité de la filière à terme.

Les options de gestion et de valorisation des déchets constituant chacun des scénarios, sont résumées dans la figure ci-dessous

Méthodes de gestion et de valorisation considérées par type d'équipement	Scénarios	A Scénario ambitieux	B Scénario minimaliste	C Scénario optimisé
	Description	Développement d'une filière locale de recyclage pour l'ensemble des déchets solaires	Mobilisation des capacités de recyclage existantes et export pour le reste	Scénario intermédiaire (cible pour la stratégie de gestion des déchets solaires)
	Panneaux solaires	3 Recyclage partiel des panneaux en local	1 Export des panneaux pour recyclage à l'étranger	2 Pré-traitement local des panneaux
	Equipements de conversion et de contrôle de l'énergie	4 Recyclage local des équipements de conversion et de contrôle de l'énergie		
	Equipements secondaires	5 Recyclage local des équipements secondaires		

Figure 12 : Présentation des scénarios considérés

Ces scénarios stratégiques devront être évalués selon deux critères principaux : (i) le potentiel technique et financier d'implémentation de ces scénarios, (ii) leur potentiel d'impact sur les populations et l'environnement.

- i. Le potentiel d'implémentation est évalué d'une part à travers le soutien financier requis pour développer la filière, et d'autre part à travers le potentiel de montée en capacité technique (développement de nouvelles technologies et compétences en local)
- ii. Le potentiel d'impact est évalué en considérant le potentiel de génération d'activités économiques au niveau local, et la quantité de produits toxiques et de CO2 évitée par chaque solution proposée.

Annexe 1 : Fiches projet

IV. Fiche 1 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour la SONEDE

IV.1. Les conditions initiales

La production, le transfert et la distribution de l'eau à travers l'infrastructure hydraulique complexe et diversifiée de la SONEDE, nécessitent une grande consommation d'énergie, ce qui la place comme l'un des plus gros consommateurs d'énergie en Tunisie.

Sa consommation a atteint, durant l'année 2021, 525 GWh en électricité soit 3 % de la consommation moyenne nationale, les dépenses énergétiques sont d'environ 137 Millions DT. La part du coût de l'énergie représente 24 % du prix de revient de l'eau potable.

Selon la SONEDE, la consommation électrique de la société va dépasser les 1000 GWh à l'horizon 2030

En termes de répartition par filière :

- Le pompage représente 80 % de la consommation d'énergie, avec un coût unitaire de 0,5 kwh/m³,
- Dessalement représente 20% de la consommation d'énergie, avec une consommation spécifique de 3 Kwh/m³.

IV.2. Les actions en cours et/ou planifiées

Pour faire face à sa situation critique (en termes de la facturation énergétique), la SONEDE doit envisager et disposer l'adoption aux énergies renouvelables

IV.3. Les attentes

Cette action a pour objectif la réduction de la facture énergétique de la SONEDE dans le cadre de la production/distribution de l'eau potable.

Il s'agit donc de déployer des technologies PV dans le secteur de l'eau (dessalement, transfert et pompage, etc

IV.4. Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)

Les actions proposées s'inscrivent dans la continuité des projets engagés par la SONEDE. La réalisation de ces actions contribuera à :

- La réduction du coût de l'énergie
- La réduction de l'émission de CO₂
- L'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables afin d'atteindre l'objectif politique de la transition énergétique soit 50% du renouvelable en 2035 et 80% en 2050
- La sécurité énergétique,
- L'équité énergétique et la gouvernance
- Le développement durable.

Les actions proposées incluent :

D'où le plan d'action qui doit être mis en place est édité ci-après :

- 2022-2024 : La mise en place d'un mini central Hydroélectrique d'une puissance de 1,5 MW
- 2021-2022 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Ben Guerdane d'une puissance de 402 KWc
- 2021-2022 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de pompage de chott el fejj d'une puissance de 512 KWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Tozeur d'une puissance de 3 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Gafsa Ouest d'une puissance de 2 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Matmata (Gabès) d'une puissance de 2,2 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Kerkennah (sfax) d'une puissance de 1 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de traitement de Lebna (Nabeul) d'une puissance de 1 MWc
- 2024-2026 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Meknassy (Sidi Bouzid) d'une puissance de 4 MWc
- 2024-2026 : la mise en place d'une centrale hydroélectrique de 5 MW
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Zarat (Gabès) d'une puissance de 20 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Sousse d'une puissance de 4 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement de Sfax d'une puissance de 31 MWc
- 2025-2027 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 38 MWc
- 2027-2029 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 40 MWc
- 2028-2030 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 43 MWc
- 2030-2032 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 44 MWc
- 2031-2035 : La mise en place d'une éolienne d'une puissance de 40 MWc à Medenine
- 2032-2035 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 30 MWc
- 2035-2037 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 30 MWc
- 2037-2039 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2039-2040 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2040-2042 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement prévu à Nabeul d'une puissance de 20 MWc
- 2042-2044 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tozeur d'une puissance de 40 MWc

- 2044-2046 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 10 MWc
- 2046-2048 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à Tataouine d'une puissance de 20 MWc
- 2048-2050 : La mise en place d'une centrale photovoltaïque à la station de dessalement prévu à Tunis d'une puissance de 20 MWc

IV.5. Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante

- Le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Industrie
- La SONEDE
- La STEG
- ANME
- Les Bureaux d'étude

IV.6. Les bénéficiaires

L'ensemble de la population tunisienne et la SONEDE

IV.7. La programmation spatio-temporelle des actions

Les travaux seront engagés de façon à assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique, notamment pour le secteur électrique qui dépend quasi exclusivement du gaz naturel ainsi la réduction de la facture énergétique.

En photovoltaïque connecté au réseau, on ne peut pas assurer l'équité régionale pour des raisons d'ensoleillement, les sites les plus ensoleillés ayant un gisement solaire très important sont localisés dans le sud Tunisien ce qui permet de "rentabiliser" ces espaces désertiques.

Le tableau suivant donne la capacité des projets renouvelables à réaliser, exprimé en MW et MWc à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 15 : Capacité des nouveaux projets énergies renouvelables par région et par horizon

Programme National		35%	50%	80%
Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Tunis				20
Sousse	1,5 ^(*)	4		
Sfax		31		
Sidi Bouzid		4		
Nabeul		1		20
Médenine	0,402		40	
Bizerte				40
Gabès	0,512	22,2		
Gafsa		2		
Tataouine		43	44	60

Programme National		35%	50%	80%
Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Tozeur		78	50	100
Manouba		5		
Puissance à installer en KWc	0,914	185,2	94	200
Puissance à installer (hydroélectrique)	1,5(*)	5		
Puissance à installer (éolien)			40	40
Puissance totale cumulée (PV)	0,914	186,114	280,114	480
Puissance totale cumulée (hydroélectrique)	1,5(*)	6,5	6,5	6,5
Puissance totale cumulée (éolien)	0	0	40	80
Energie générée par le PV (GWh)	1,4624	297,7824	448,1824	768,1824
Energie générée par l'éolien (GWh)	0	0	103,68	207,36
Energie totale générée par les énergies renouvelables (GWh)	1,4624	297,7824	551,8624	975,5424

(*) : centrale hydroélectrique Kalaa Kebira Sousse

(**) centrale hydroélectrique

IV.8. Les coûts d'investissement et d'exploitation

Les coûts d'investissement de réalisation des centrales photovoltaïques sont estimés en tenant compte des éléments suivants :

- Étude de faisabilité et conception
- Travaux génie civil
- Fourniture, transport, installation mécanique et électrique, mise en service et essais de la centrale PV

Le tableau suivant récapitule les coûts d'investissement nécessaires pour les centrales photovoltaïques en Millions de DT par région et par période de planification.

Tableau 16: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)

Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Tunis				60
Sousse	1,5	12		
Sfax		93		
Sidi Bouzid		12		
Nabeul		3		60
Médénine	1,206		200	
Bizerte				200

Région	2021 - 2024	2025 – 2030	2031 - 2035	2035 - 2050
Gabès	1,536	66,6		
Gafsa		6		
Tataouine		129	132	180
Tozeur		234	150	300
Manouba		5		
INVESTISSEMENT (MTND)	4,242	560,6	482	800

IV.9. Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux

L'impact économique :

- Réduction de la facture énergétique de la SONEDE ;
- Contribuer à un développement durable en montrant l'engagement du gouvernement tunisien à réaliser sa stratégie énergétique et à atteindre les objectifs fixés pour les sources d'énergies renouvelables ;
- Accroître l'autonomie énergétique en s'appuyant sur une ressource énergétique indigène, inépuisable et majoritairement indépendante des importations
- Faible maintenance

Impact social :

- Amélioration des conditions socio-économiques en offrant des opportunités d'emploi et de services.
- Chaque personne présente sur le site devra suivre un programme de formation de base en matière de sécurité et avoir connaissance du contenu du plan d'urgence
- Amélioration de la performance des usines de la SONEDE

L'impact environnemental :

- Permettre de réduire la consommation de gaz naturel utilisé dans les centrales thermiques pour la production d'électricité et de réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les émissions de polluants atmosphériques
- Pas d'émission de substance nocive, dispositif meilleur pour la santé des usagers
- Le fonctionnement d'un parc photovoltaïque produit très peu de déchets, en revanche, ils sont pour beaucoup classés dans la catégorie des déchets industriels spéciaux. Il s'agit principalement de déchets issus des activités de maintenance, et donc de pièces et matériaux usées : Déchets électriques et électroniques issus de la maintenance des installations solaires et électriques. Cette catégorie de déchets est celle principalement produite par l'activité du site lors du remplacement de pièces usées ou défectueuses.

IV.10. L'analyse sommaire « coûts/avantages »

Etant donné les impacts, sociale, économique et environnementale du projet, le programme est toujours justifié sur tous les plans économiques, sociaux et environnementaux.

IV.11. L'analyse des risques

Un risque d'ordre réglementaire et managérial pourrait provenir d'un manque d'appropriation et d'adhésion des populations et de la faible capacité des opérateurs pour l'exploitation des parcs photovoltaïque.

Ce risque sera atténué par la mise en place des dispositions suivantes :

- Une démarche participative associant les bénéficiaires et les gestionnaires des infrastructures,
- Un programme d'accompagnement sur l'exploitation des systèmes à mettre en place,
- La restructuration de la SONEDE, visant le renforcement du contrôle, de la gouvernance et de la décentralisation.
- La mise en place d'un cadre de planification et programmation des projets ;
- Elaboration d'un code des ENRs et mise en cohérence de l'ensemble des législations ayant un lien avec le développement du renouvelable.
- Planification et accélération des projets d'amélioration de l'intégration des ENRs dans le système électrique de la SONEDE retenue relative aux mesures techniques.

IV.12. Le financement

Il s'agit des projets à grand investissement nécessitant d'être financé par des ressources des bailleurs de fonds (BAD, BERD, BEI, BM, KfW, AFD, CE, JICA, GKW, GIZ, etc.) sous forme de prêts, et/ou de don s'ajoutant à la contrepartie nationale.

IV.13. Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation

- Une assistance technique afin d'appuyer la SONEDE dans l'élaboration des études techniques,
- Des études d'impacts environnementales et sociales sont à élaborer pour chaque sous-projet,
- Une assistance technique afin d'appuyer la SONEDE dans l'élaboration des études environnementales et sociales complémentaires prévues dans le Plan d'Action Environnemental et Social (PAES),
- Un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) détaillé à préparer pour chaque phase du projet (construction, exploitation, démantèlement
- Développement institutionnel, formation et amélioration de l'exploitation,
- Renforcement des capacités techniques et managériales de la SONEDE (Etudes d'exécution, assistance technique, formation, communication, consultation du public, assistance concernant la maîtrise des rejets industriels, ...etc.).
- Mise en place d'un programme de diagnostics énergétiques :
- Optimisation du pompage suivant les prix des postes horaires d'électricité,
- Actualisation et mise à jour des critères de choix des équipements hydro-électro-mécaniques
- Réhabilitation des stations de pompage et équipements connexes
- Renforcement des capacités des techniciens en matière de maintenance, gestion visant l'économie d'énergie,
- Le recours à l'innovation technologique : installation des variateurs de vitesse dans les armoires des SP

V. Fiche 2 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour la SECADENORD

V.1. Les conditions initiales

Le transfert de l'eau à travers l'infrastructure hydraulique complexe et diversifiée de la SECADENORD, nécessitent une grande consommation d'énergie.

La quantité transférée par pompage en 2020 par la SECADENORD est de l'ordre de 428 millions m³ avec une consommation de 128 GWh et des dépenses de 31,2 millions TND.

Le coût de l'énergie de la SECADENORD représente 80 % de son chiffre d'affaires. Pour réduire la consommation électrique de ces complexes, il sera nécessaire de faire recours aux systèmes de production d'énergie solaire pour l'éclairage et le pompage (partie exhaure des stations).

V.2. Les actions en cours et/ou planifiées

Actuellement, et devant la situation critique (en termes de la facturation énergétique), la SECADENORD doit disposer et envisager l'adoption aux énergies renouvelables

La SECADENORD qui est une entreprise énergivore œuvre pour devenir un acteur dans le développement d'énergies renouvelables, et faire face à ses besoins énergétiques.

V.3. Les attentes

Cette action a pour objectif la réduction de la facture énergétique de la SECADENORD dans le cadre du Pompage de l'eau potable.

Il s'agit donc de déployer des technologies PV dans le secteur de l'eau (transfert et pompage).

V.4. Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)

Les actions proposées s'inscrivent dans la continuité des projets engagés par la SECADENORD. La réalisation de ces actions contribuera à :

- La réduction du coût de l'énergie
- Réduction de l'émission de CO2
- L'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables afin d'atteindre l'objectif politique de la transition énergétique soit 35% du renouvelable en 2030 et 80 % en 2050
- La sécurité énergétique,
- L'équité énergétique et la gouvernance
- Le développement durable.

Les actions proposées :

- 2025-2027 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 16 MWc
- 2027-2030 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 35 MWc

- 2030-2035 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque d'une puissance de 62 MWc
- 2035-2050 : La mise en place d'une grande centrale Photovoltaïque flottante d'une puissance de 100 MWc pour satisfaire 75 % des besoins totales de la SECADENORD (Soit 75% des 207 GWh additionnel issu du la variante de transfert Melah amont/sidi El Barrak-Sejnene-CMB-Nebhana/sidi Saad)
- 2035-2050 : La mise en place d'une mini-centrale hydroélectrique ayant une récupération d'énergie allant jusqu'à 29 GWh/an

V.5. Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante

- Le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Industrie
- La SECADENORD
- La STEG
- ANME
- Les Bureaux d'étude

V.6. Les bénéficiaires

La SECADENORD et la population desservie

V.7. La programmation spatio-temporelle des actions

Les travaux seront engagés de façon à assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique, notamment pour le secteur électrique qui dépend quasi exclusivement du gaz naturel ainsi la réduction de la facture énergétique.

En photovoltaïque connecté au réseau, on ne peut pas assurer l'équité régionale pour des raisons d'ensoleillement, les sites les plus ensoleillés ayant un gisement solaire très important sont localisés dans le Sud Tunisien ce qui permet de "rentabiliser" ces espaces désertiques.

Le tableau suivant donne la capacité des projets renouvelables à réaliser, exprimé en MW et MWc à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 17: Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon

Région	2025 - 2030	2030 - 2035	2035 - 2050
Beja	16		100
Bizerte	35		
Jendouba		62	
Saida (Hydroélectrique)			7
TOTAL PV (MWc)	51	62	100

V.8. Les coûts d'investissement et d'exploitation

Les coûts d'investissement de réalisation des centrales photovoltaïques sont estimés en tenant compte des éléments suivants :

- Étude de faisabilité et conception
- Travaux génie civil

- Fourniture, transport, installation mécanique et électrique, mise en service et essais de la centrale PV

Le tableau suivant récapitule les coûts d'investissement nécessaires pour les centrales photovoltaïques en Millions de DT par région et par période de planification.

Tableau 18: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)

Région	2025 - 2030	2030 - 2035	2035 – 2050
Beja	96		600
Bizerte	210		
Jendouba		372	
Saida (hydroélectrique)			5
TOTAL PV flottant (MWc)	306	372	600

V.9. Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux

L'impact économique :

- Réduction de la facture énergétique de la SECADENORD ;
- Contribuer à un développement durable en montrant l'engagement du gouvernement tunisien à réaliser sa stratégie énergétique et à atteindre les objectifs fixés pour les sources d'énergies renouvelables ;
- Accroître l'autonomie énergétique en s'appuyant sur une ressource énergétique indigène, inépuisable et majoritairement indépendante des importations
- Faible maintenance

Impact social :

- Amélioration des conditions socio-économiques en offrant des opportunités d'emploi et de services.
- Chaque personne présente sur le site devra suivre un programme de formation de base en matière de sécurité et avoir connaissance du contenu du plan d'urgence
- Amélioration de la performance des usines de dessalement de la SECADENORD

L'impact environnemental :

- Permettre de réduire la consommation de gaz naturel utilisé dans les centrales thermiques pour la production d'électricité et de réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les émissions de polluants atmosphériques
- Pas d'émission de substance nocive, dispositif meilleur pour la santé des usagers
- Le fonctionnement d'un parc photovoltaïque produit très peu de déchets, en revanche, ils sont pour beaucoup classés dans la catégorie des déchets industriels spéciaux. Il s'agit principalement de déchets issus des activités de maintenance, et donc de pièces et matériaux usés : Déchets électriques et électroniques issus de la maintenance des installations solaires et électriques. Cette catégorie de déchets est celle principalement produite par l'activité du site lors du remplacement de pièces usées ou défectueuses.

V.10. L'analyse sommaire « coûts/avantages »

Etant donné les impacts, sociale, économique et environnementale du projet, le programme est toujours justifié sur tous les plans économiques, sociaux et environnementaux.

V.11. L'analyse des risques

Un risque d'ordre réglementaire et managérial pourrait provenir d'un manque d'appropriation et d'adhésion des populations et de la faible capacité des opérateurs pour l'exploitation des parcs photovoltaïque.

Ce risque sera atténué par la mise en place des dispositions suivantes :

- Une démarche participative associant les bénéficiaires et les gestionnaires des infrastructures,
- Un programme d'accompagnement sur l'exploitation des systèmes à mettre en place,
- La restructuration de la SECADENORD, visant le renforcement du contrôle, de la gouvernance et de la décentralisation.
- La mise en place d'un cadre de planification et programmation des projets ;
- Elaboration d'un code des ENRs et mise en cohérence de l'ensemble des législations ayant un lien avec le développement du renouvelable.
- Planification et accélération des projets d'amélioration de l'intégration des ENRs dans le système électrique de la SECADENORD retenue relative aux mesures techniques.
-

V.12. Le financement

Il s'agit des projets à grand investissement nécessitant d'être financé par des ressources des bailleurs de fonds (BAD, BERD, BEI, BM, KfW, AFD, CE, JICA, GKW, GIZ, etc.) sous forme de prêts, et/ou de don s'ajoutant à la contrepartie nationale.

V.13. Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation

- Une assistance technique afin d'appuyer la SECADENORD dans l'élaboration des études techniques,
- Des études d'impacts environnementales et sociales sont à élaborer pour chaque sous-projet,
- Une assistance technique afin d'appuyer la SECADENORD dans l'élaboration des études environnementales et sociales complémentaires prévues dans le Plan d'Action Environnemental et Social (PAES),
- Un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) détaillé à préparer pour chaque phase du projet (construction, exploitation, démantèlement
- Développement institutionnel, formation et amélioration de l'exploitation,
- Renforcement des capacités techniques et managériales de la SECADENORD (Etudes d'exécution, assistance technique, formation, communication, consultation du public, assistance concernant la maîtrise des rejets industriels, ...etc.).

VI. Fiche 3 : Programme de réalisation des projets Energies renouvelables pour l'ONAS

VI.1. Les conditions initiales

Les frais de l'énergie électrique représentent une part importante des dépenses effectuées par l'ONAS pour l'exploitation de ses ouvrages de pompage et traitement. La quantité d'eau traitée est de 275 Millions m3 en 2018 et atteindrait 501 Millions de m3 en 2050. L'Energie consommée est estimée en 2022 à 110 GWh avec une facture énergétique de 20 Millions DT, cette consommation va atteindre la valeur de 240 GWh en 2031.

Les frais de l'énergie électrique représentent une part importante des dépenses effectuées par l'ONAS pour l'exploitation de ses ouvrages de pompage et de traitement. Les besoins en énergie du secteur de l'assainissement vont considérablement augmenter surtout avec l'amélioration de l'accès à ce service.

La question de recouvrement de ces coûts est cruciale pour l'ONAS car son déficit d'exploitation persiste depuis plusieurs années. Ces difficultés financières aboutissent à des tentatives de réduction des coûts liés à l'énergie en particulier, au détriment de la qualité des services d'assainissement.

VI.2. Les actions en cours et/ou planifiées

Pour faire face à la grande consommation énergétique de l'ONAS, la première approche consiste à valoriser les 119 STEP par la digestion anaérobie : le biogaz produit émet de l'électricité à travers des moteurs à gaz, en moyenne l'électricité produite couvre 30% de la consommation globale de la STEP, 50% de la consommation seront couverts par le photovoltaïque et 10% d'Efficacité Énergétique, l'autonomie sera alors de 90%.

Pour les stations dont la capacité dépasse les 100 000 habitants, un biogaz valorisé avec un complément de PV sera réalisé pour la production de l'énergie

Pour les petites stations des centrales PV seront réalisées 70% de la part de consommation énergétique pourront être produites par le biogaz issu de la fermentation de boue et 30% peuvent être produites par EnR.

VI.3. Les attentes

Cette action a pour objectif la réduction de la facture énergétique de l'ONAS ainsi de diminuer l'empreinte écologique de l'élimination des boues d'épuration, Il s'agit donc de déployer des technologies PV et des stations de biogaz.

VI.4. Le contenu en actions de la composante et le rapport avec les attentes (évaluation de la pertinence)

Les actions proposées s'inscrivent dans la continuité des projets engagés par l'ONAS La réalisation de ces actions contribuera à :

- La réduction du coût de l'énergie
- Réduction de l'émission de CO2
- L'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables afin d'atteindre l'objectif politique de la transition énergétique soit 35% du renouvelable en 2030 et 80% en 2050
- La sécurité énergétique,
- L'équité énergétique et la gouvernance
- Le développement durable.
- La production d'énergie
- La réduction des quantités des boues à évacuer et la diminution des nuisances olfactives
- En mettant en place un tel projet de valorisation des boues de STEP, les filières de traitement de l'eau et d'élimination des boues ont un bilan énergétique positif. Ces effets améliorent l'image de la STEP et de la commune auprès des citoyens.

Les actions proposées incluent :

- Valorisation des boues de STEP ONAS à Chotrana (moteur 2x500KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Ben Arous
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Nabeul (moteur 2x250KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Sousse Hamdoun (moteur 5x527KW)
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Gafsa
- Valorisation des boues de STEP ONAS à Mahdia
- Centrale photovoltaïque à Kairouan : 1,1 MWc
- Centrale photovoltaïque à Djerba Aghir 330 KWc
- Centrale photovoltaïque à Frina Monastir : 420 KWc
- Centrale photovoltaïque au sud 4,8 MWc
- Centrale photovoltaïque au Centre 7 MWc
- Centrale photovoltaïque au Nord : 5 MWc
- Centrale photovoltaïque à Ben Arous : 3 MWc
- Centrale photovoltaïque à Grand Tunis : 6 MWc

VI.5. Les acteurs de la réalisation et de la mise en œuvre de la composante

- Le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Industrie
- L'ONAS
- La STEG
- L'ANME
- Les Bureaux d'étude

VI.6. Les bénéficiaires

L'ensemble de la population et l'ONAS

VI.7. La programmation spatio-temporelle des actions

Les travaux seront engagés de façon à assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique, notamment pour le secteur électrique qui dépend quasi exclusivement du gaz naturel contribuant ainsi à la réduction de la facture énergétique.

En photovoltaïque connecté au réseau, on ne peut pas assurer l'équité régionale pour des raisons d'ensoleillement, les sites les plus ensoleillés ayant un gisement solaire très important sont localisés dans le Sud Tunisien ce qui permet de "rentabiliser" ces espaces désertiques.

Le tableau suivant donne la capacité des projets renouvelables à réaliser, exprimé en KW et MWc à réaliser par région et par période de planification.

Tableau 19: Capacité des nouveaux projets renouvelables par région et par horizon

Région	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 - 2040	2041 - 2050
Valorisation boues de STEP				
Choutrana	2x500			
BEN AROUS				
NABEUL	2x250			
Sousse Hamdoun		2x527		

Gafsa				
Mahdia			4x106	
Photovoltaïque				
Kairouan	1,1			
Djerba Aghir	0,330			
Frina Monastir	0,420			
Sud	4,8			
Centre		7		
Nord		5		
Ben Arous		3		
Grand Tunis				6
TOTAL PV (MWc)	6,65	15		6

VI.8. Les coûts d'investissement et d'exploitation

Les coûts d'investissement de réalisation de ces projets sont estimés en tenant compte des éléments suivants :

- Étude de faisabilité et conception
- Travaux génie civil
- Fourniture, transport, installation mécanique et électrique, mise en service et essais

Le tableau suivant récapitule les coûts d'investissement nécessaires pour les projets en Millions de DT par région et par période de planification.

Tableau 20: Coût d'investissement des projets énergies renouvelables par région et par période de planification (MDT)

Région	2021 - 2024	2025 - 2030	2031 - 2040	2041 – 2050
Valorisation boues de STEP				
Chotrana		30		
BEN AROUS		30		
NABEUL	5,5			
Sousse Hamdoun		10		
Gafsa		5		
Mahdia			10	
Photovoltaïque				
Kairouan	2,75			
Djerba Aghir	0,825			
Frina Monastir	1			
Sud	12			
Centre		17		
Nord		12,5		
Ben Arous		7,5		
Grand Tunis				15
TOTAL PV (MTD)	16,575	37		15

VI.9. Les effets économiques, sociaux, environnementaux et territoriaux

L'impact économique :

- Réduction de la facture énergétique de l'ONAS ;

- Contribuer à un développement durable en montrant l'engagement du gouvernement tunisien à réaliser sa stratégie énergétique et à atteindre les objectifs fixés pour les sources d'énergies renouvelables ;
- Accroître l'autonomie énergétique en s'appuyant sur une ressource énergétique indigène, inépuisable et majoritairement indépendante des importations
- Faible maintenance

Impact social :

- Amélioration des conditions socio-économiques en offrant des opportunités d'emploi et de services.
- Chaque personne présente sur le site devra suivre un programme de formation de base en matière de sécurité et avoir connaissance du contenu du plan d'urgence
- Amélioration de la performance des usines de dessalement de la SECADENORD

L'impact environnemental :

- Permettre de réduire la consommation de gaz naturel utilisé dans les centrales thermiques pour la production d'électricité et de réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les émissions de polluants atmosphériques
- Pas d'émission de substance nocive, dispositif meilleur pour la santé des usagers
- Le fonctionnement d'un parc photovoltaïque produit très peu de déchets, en revanche, ils sont pour beaucoup classés dans la catégorie des déchets industriels spéciaux. Il s'agit principalement de déchets issus des activités de maintenance, et donc de pièces et matériaux usés : Déchets électriques et électroniques issus de la maintenance des installations solaires et électriques. Cette catégorie de déchets est celle principalement produite par l'activité du site lors du remplacement de pièces usées ou défectueuses.
- Intégration paysagère délicate : Insertion paysagère délicate de l'installation de digestion.
- Production d'énergie à partir d'un déchet : valorisation d'une ressource inépuisable : les boues.
- Economie d'énergie fossile : Substitution des énergies fossiles au profit du biogaz pour le chauffage et la production électrique.
- Energie stockable : Energie renouvelable stockable, le biogaz peut être stocké en prévision des pics de consommation.
- Codigestion : Introduction possible de bio-déchets ou de cultures énergétiques pour augmenter la production.
- Réduction de la MO : 30 à 50% de la MO des boues sont converties en biogaz et ne sont pas retournés au sol
- Gestion locale de la MO : La MO est traitée sur le territoire, dans le cas de l'épandage elle est retournée au sol. Gestion durable de la MO.
- Limitation GES : Organisation de la fermentation en enceinte close, capture du CH₄ (Pouvoir de Réchauffement Globale équivalent à 23 fois celui du CO₂). Une fois digérée, 60 aucune fermentation spontanée des boues n'est possible lors du stockage, pas d'émission de méthane dans l'atmosphère
- Hygiénisation : Réduction du nombre de pathogènes présents dans les boues.

VI.10. L'analyse sommaire « coûts/avantages »

Etant donné les impacts, sociale, économique et environnementale du projet, le programme est toujours justifié sur tous les plans économiques, sociaux et environnementaux.

VI.11. L'analyse des risques

Un risque d'ordre réglementaire et managérial pourrait provenir d'un manque d'appropriation et d'adhésion des populations et de la faible capacité des opérateurs pour l'exploitation des parcs photovoltaïque.

Ce risque sera atténué par la mise en place des dispositions suivantes :

- Une démarche participative associant les bénéficiaires et les gestionnaires des infrastructures,
- Un programme d'accompagnement sur l'exploitation des systèmes à mettre en place,
- La restructuration de l'ONAS, visant le renforcement du contrôle, de la gouvernance et de la décentralisation.
- La mise en place d'un cadre de planification et programmation des projets ;
- Elaboration d'un code des ENRs et mise en cohérence de l'ensemble des législations ayant un lien avec le développement du renouvelable.
- Planification et accélération des projets d'amélioration de l'intégration des ENRs dans le système électrique de la SECADENORD retenue relative aux mesures techniques.

VI.12. Le financement

Il s'agit des projets à grand investissement nécessitant d'être financé par des ressources des bailleurs de fonds (BAD, BERD, BEI, BM, KfW, AFD, CE, JICA, GKW, GIZ, etc.) sous forme de prêts, et/ou de don s'ajoutant à la contrepartie nationale.

VI.13. Les mesures d'accompagnement, plus particulièrement en termes de cadre réglementaire et institutionnel et de renforcement des capacités dont la : recherche-innovation, le recrutement de compétences et la formation

- Une assistance technique afin d'appuyer l'ONAS dans l'élaboration des études techniques,
- Des études d'impacts environnementales et sociales sont à élaborer pour chaque sous-projet,
- Une assistance technique afin d'appuyer l'ONAS dans l'élaboration des études environnementales et sociales complémentaires prévues dans le Plan d'Action Environnemental et Social (PAES),
- Un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) détaillé à préparer pour chaque phase du projet (construction, exploitation, démantèlement
- Développement institutionnel, formation et amélioration de l'exploitation,
- Renforcement des capacités techniques et managériales de l'ONAS (Etudes d'exécution, assistance technique, formation, communication, consultation du public, assistance concernant la maîtrise des rejets industriels, ...etc.).
- Assurer une qualité conforme à la norme NT106-20 relative aux matières fertilisantes de type boues des ouvrages de traitement des eaux usées urbaines,
- Assurer une bonne gestion de la qualité des boues produites par la création de centres de stockage des boues à proximité des exploitations agricoles.
- Préparation d'un Plan Directeur de la REUT dans différents domaines (agricole, industriel, touristique, recharge de nappes, etc.) en concertation avec la DGGREE et l'ONAS.

Annexe 2 : Analyse Courbe de charge SONEDE

Consommation SONEDE 2022 :

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie

Autoproduction MT et HT avec transport

Rapport de synthèse imprimé le dd avril yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	690 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	691 000 000	DT
Taille de l'installation PV	230 000	kWc
Région (site PV)	Tataouine	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	552 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

**** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées**

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 1

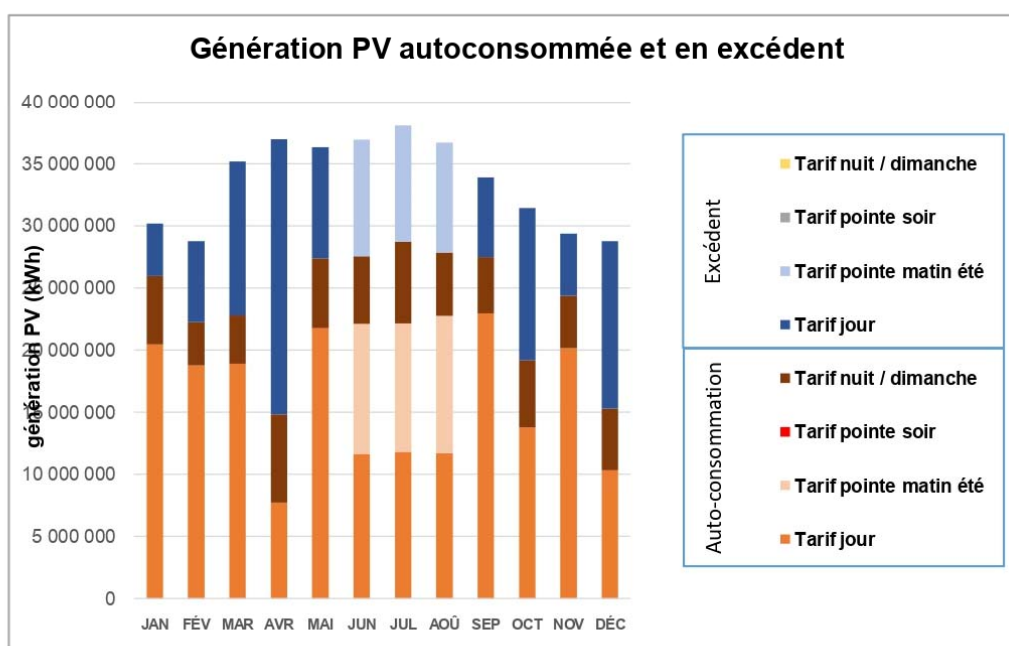
Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	552 000 000	kWh
Production annuelle	402 500 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	283 591 606	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	283 591 606	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	118 908 394	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	73%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	0	DT/an

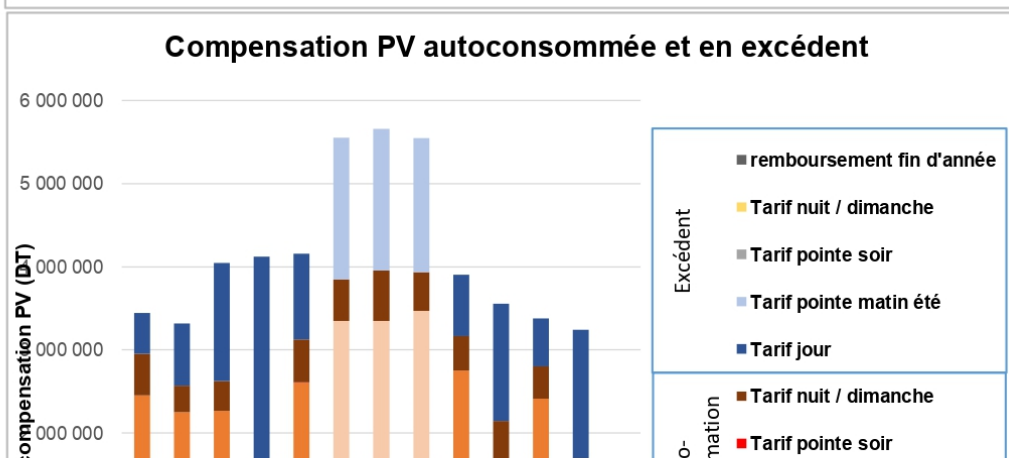
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,185	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	154 582 853	DT/an
Facture annuelle avec PV	71 071 175	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	15 522 004	DT/an
Temps de retour sur investissement	6,5459	années
Taux de rentabilité interne du projet	16,6%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	4 588 500	tonnes équivalen t CO2

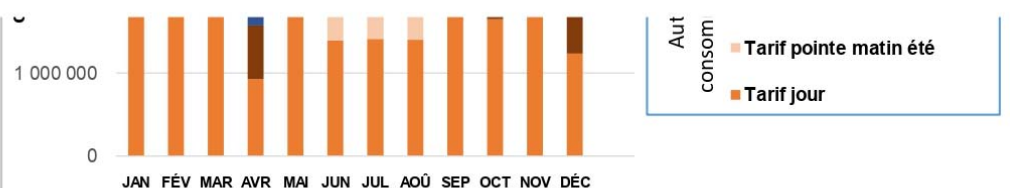
Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2



Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleues), par mois et par poste horaire.

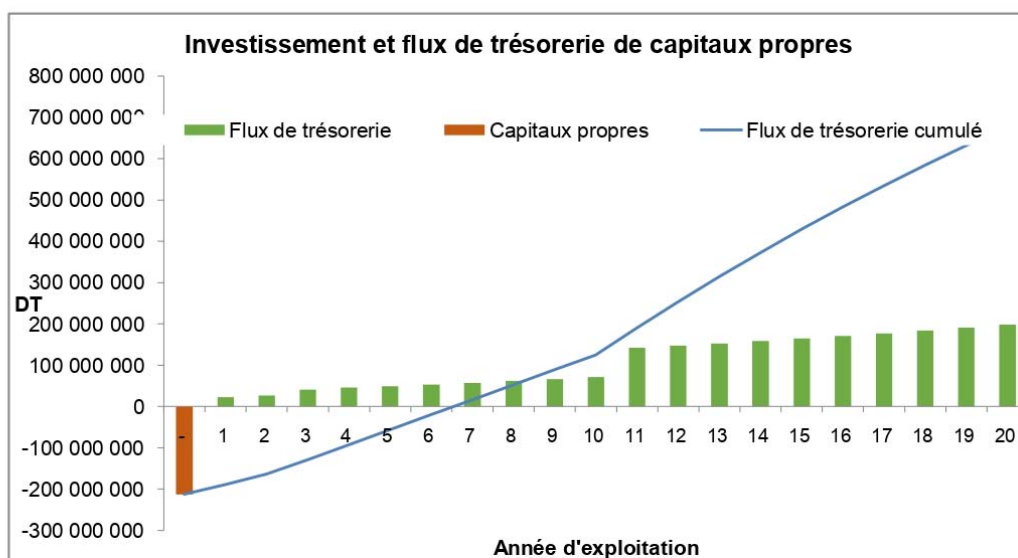




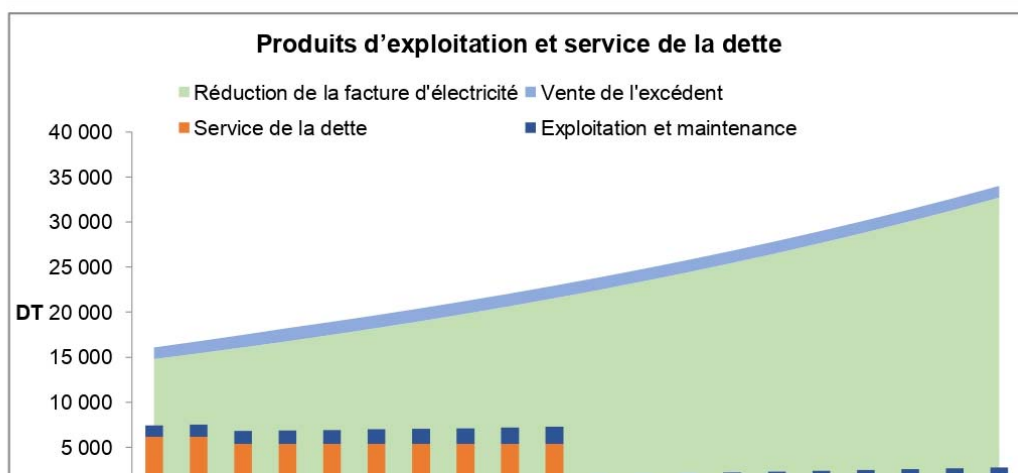
Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.

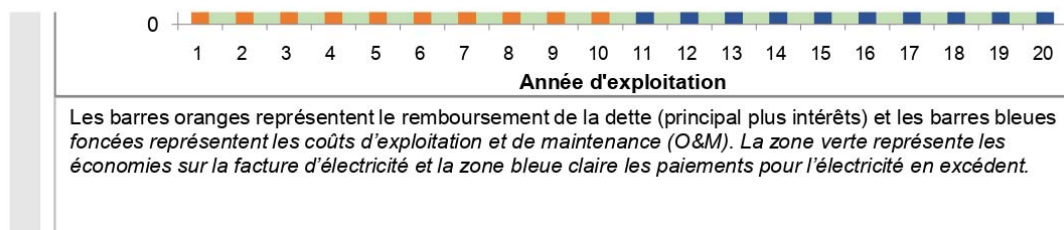
Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 3



La barre rouge représente la partie du coût initial du système PV venant des capitaux propres (c'est-à-dire, la partie qui n'a pas été empruntée d'une banque). Les bars vertes montrent le rentrées (ou les dépenses) nettes annuelles venant de l'exploitation du système et du remboursement de la dette. La ligne montre la somme cumulative des barres rouge et verte ; le temps de remboursement est quand elle croise l'axe des abscisses.





Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)
Page 4

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie
Autoproduction MT et HT avec transport
Rapport de synthèse imprimé le dd avril yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	960 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	961 500 000	DT
Taille de l'installation PV	320 000	kWc
Région (site PV)	Tataouine	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	760 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

*** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées*

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

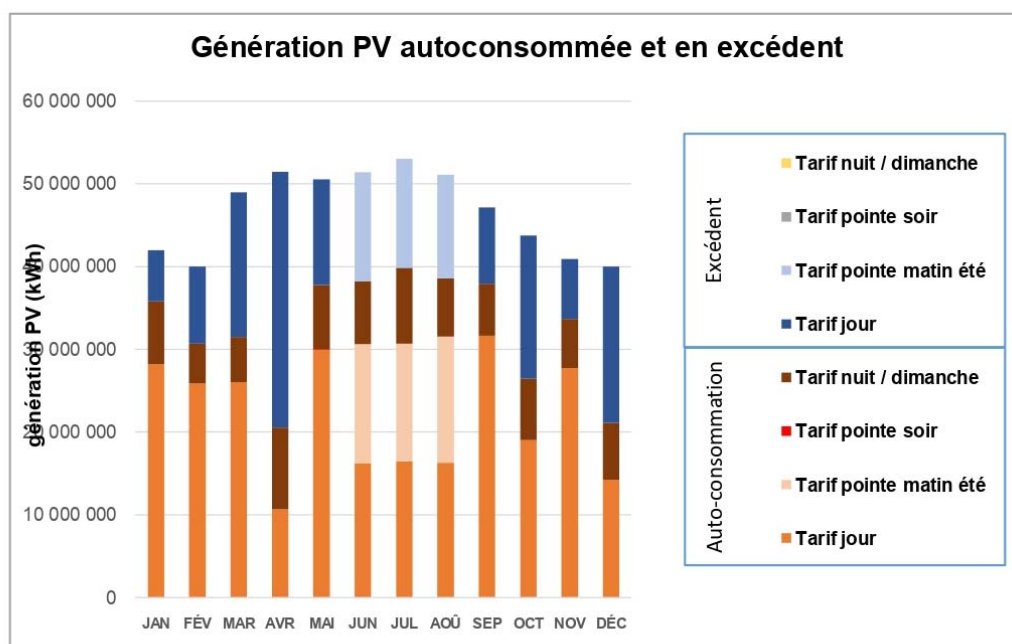
Page 1

Résultats

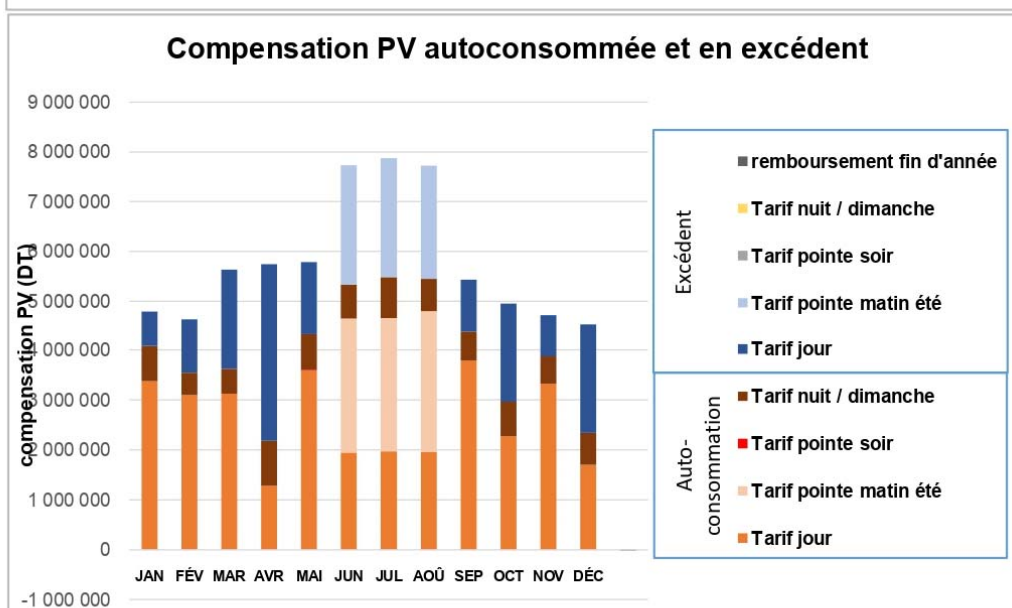
variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	760 000 000	kWh
Production annuelle	560 000 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	391 857 252	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	391 857 252	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	168 142 748	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	74%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	18 625	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,173	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	212 831 465	DT/an
Facture annuelle avec PV	97 497 908	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	21 919 213	DT/an
Temps de retour sur investissement	6,6131	années
Taux de rentabilité interne du projet	17,2%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	7 980 000	tonnes équivalen t CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2

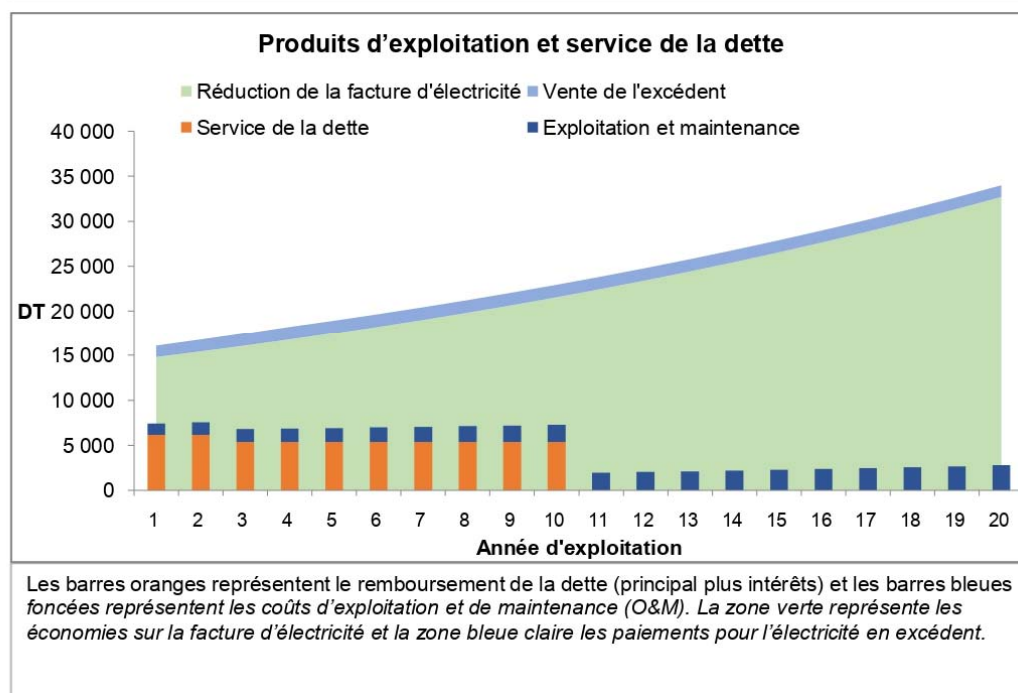
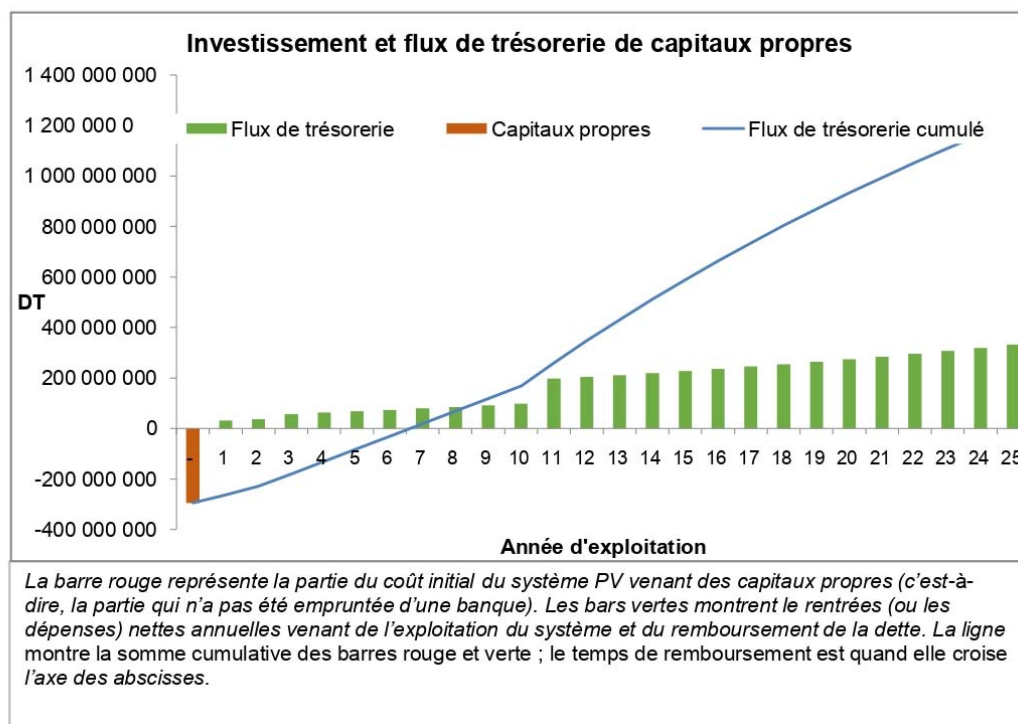


Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.



Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)



Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie

Autoproduction MT et HT avec transport

Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	1 620 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	1 621 000 000	DT
Taille de l'installation PV	540 000	kWc
Région (site PV)	Tataouine	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	1 282 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

**** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées**

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

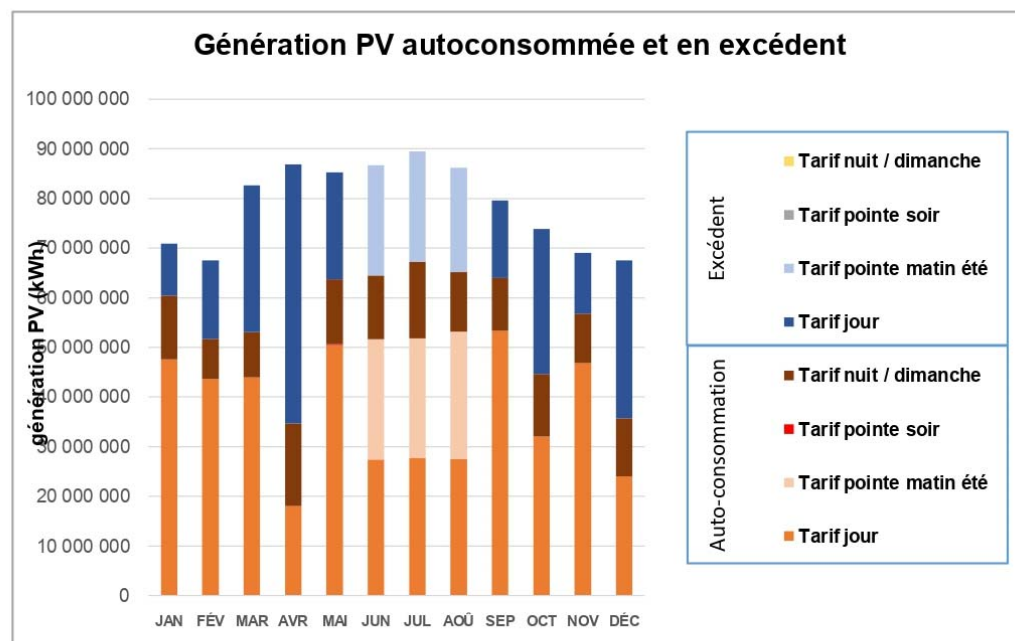
Page 1

Résultats

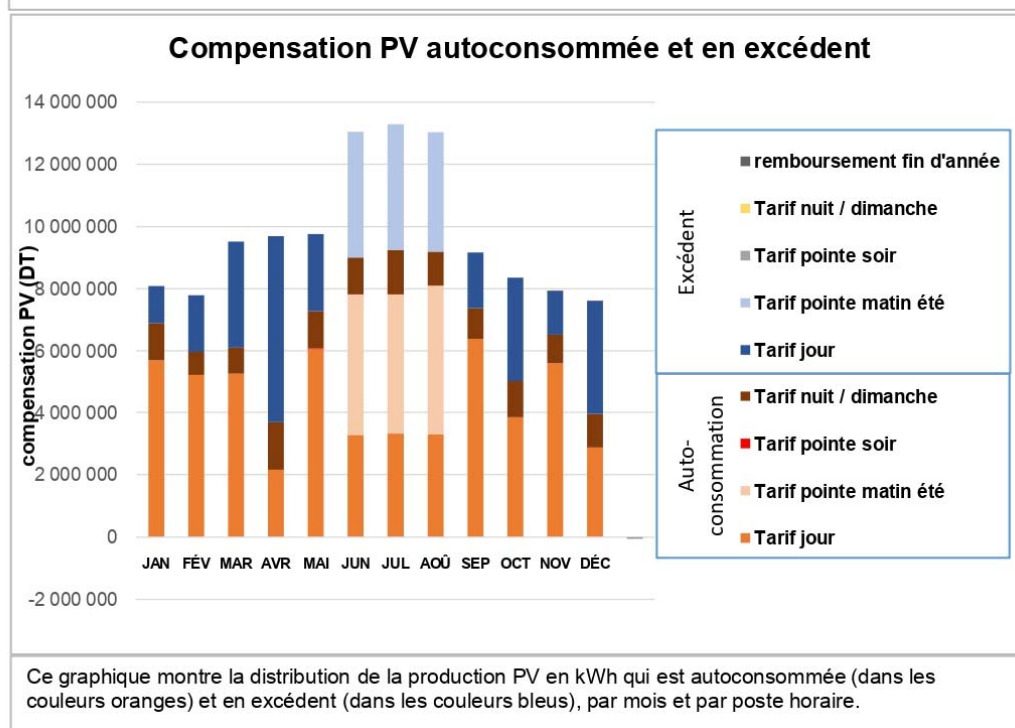
variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	1 282 000 000	kWh
Production annuelle	945 000 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	661 090 051	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	661 090 051	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	283 909 949	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	74%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	53 486	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,185	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	359 013 076	DT/an
Facture annuelle avec PV	164 441 236	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	36 987 990	DT/an
Temps de retour sur investissement	6,6012	années
Taux de rentabilité interne du projet	16,5%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	10 773 000	tonnes équivalen t CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

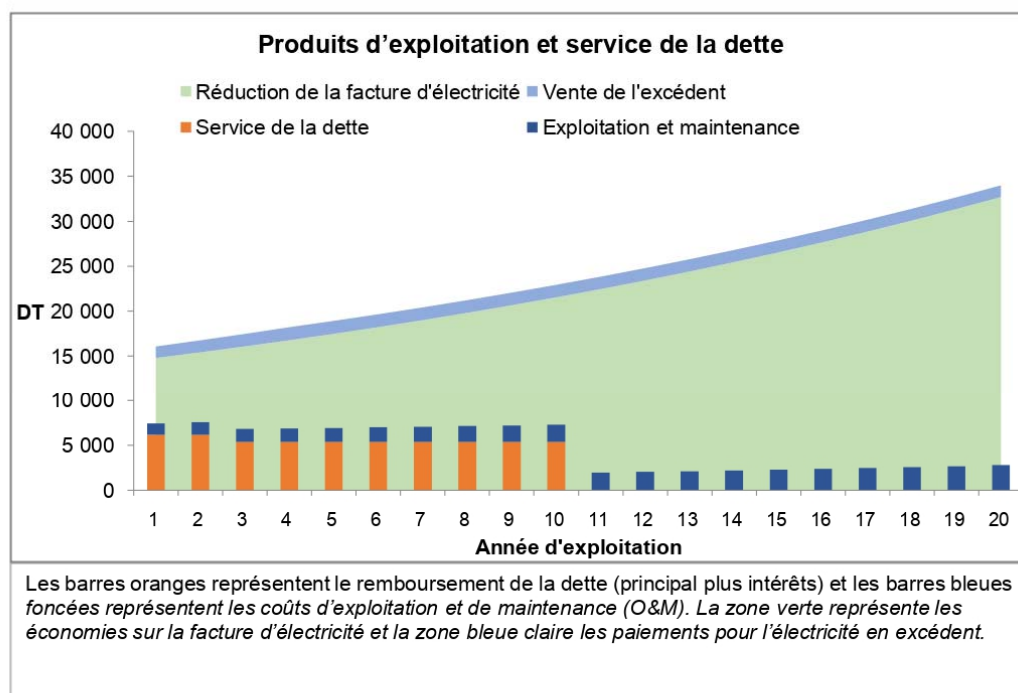
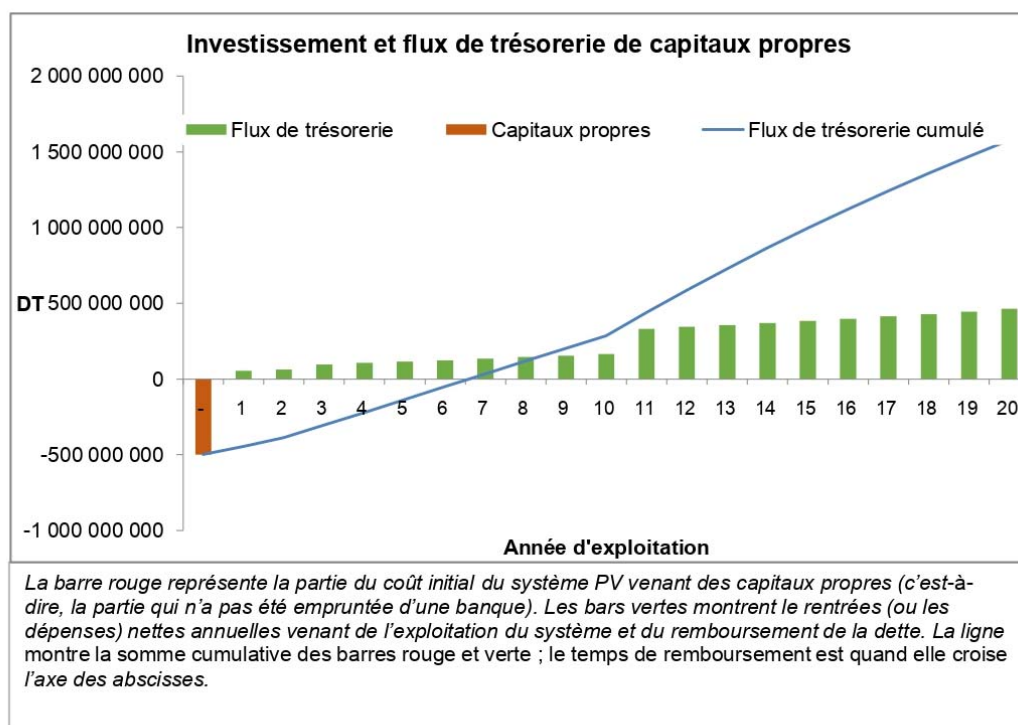
Page 2



Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.



Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.



Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie

Autoproduction MT et HT avec transport

Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	1 680 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	1 681 000 000	DT
Taille de l'installation PV	560 000	kWc
Région (site PV)	Tataouine	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	1 331 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 1

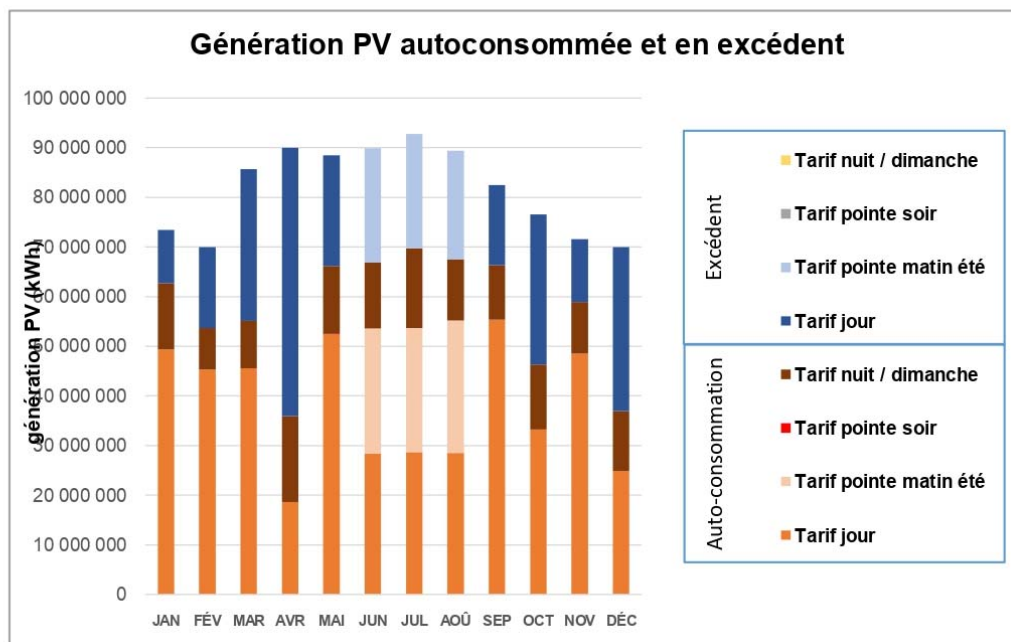
Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	1 331 000 000	kWh
Production annuelle	980 000 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	686 088 313	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	686 088 313	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	293 911 687	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	74%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	0	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,185	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	372 735 105	DT/an
Facture annuelle avec PV	170 794 304	DT/an

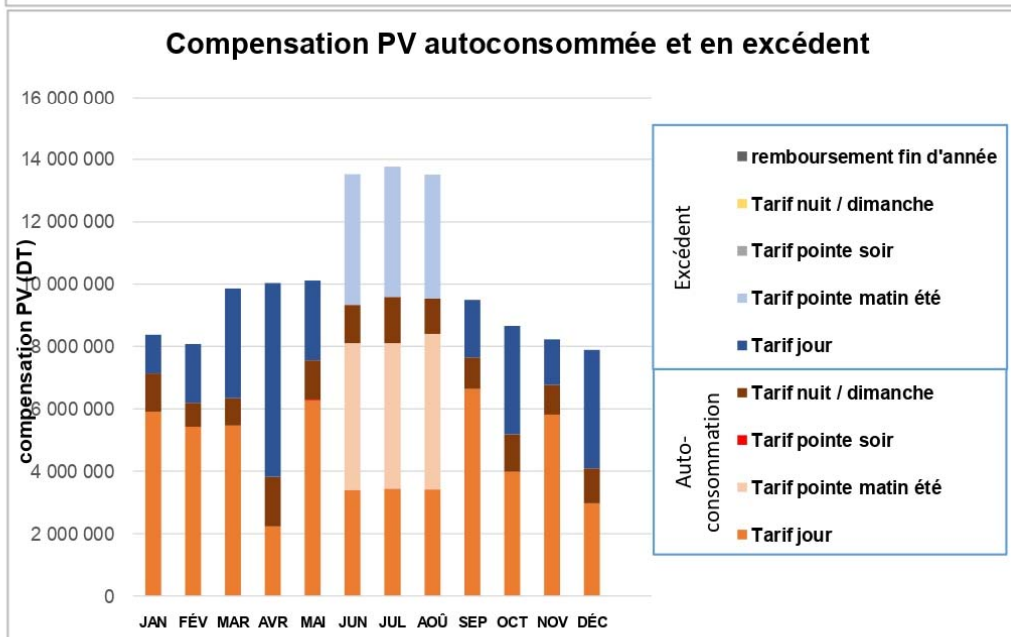
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	38 348 464	DT/an
Temps de retour sur investissement	6,5901	années
Taux de rentabilité interne du projet	16,5%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	11 172 000	tonnes équivalen t CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2



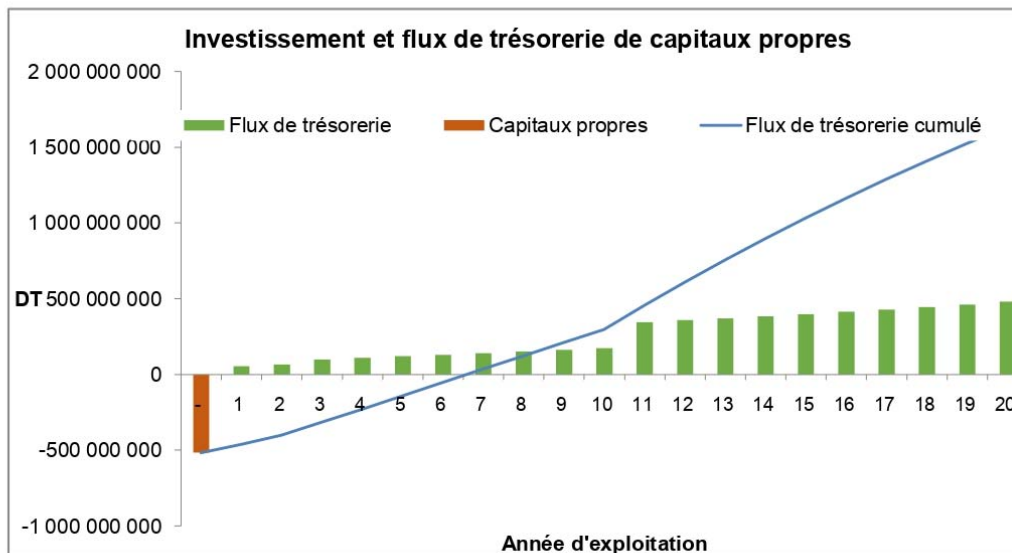
Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleues), par mois et par poste horaire.



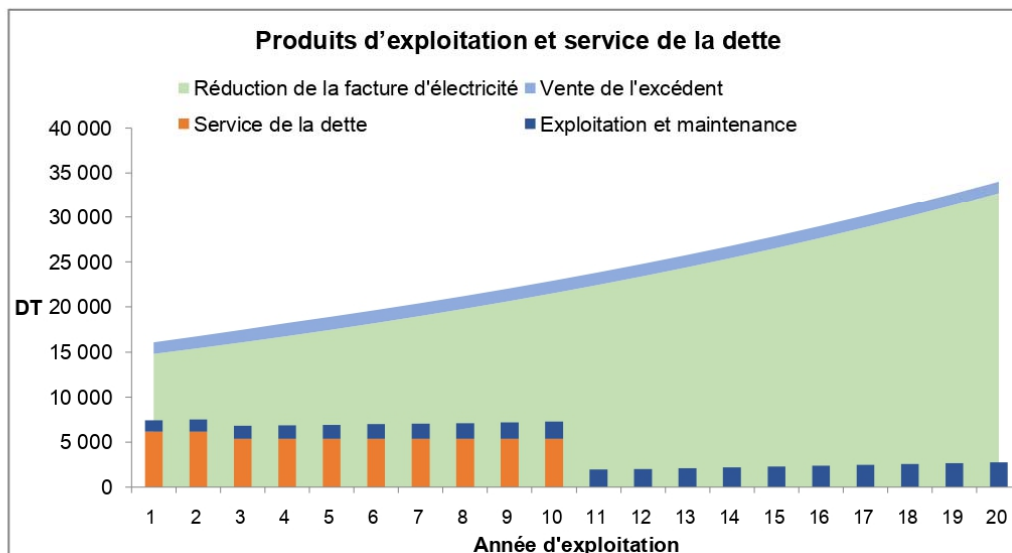
Ce graphique montre la distribution de la production PV en kWh qui est autoconsommée (dans les couleurs oranges) et en excédent (dans les couleurs bleus), par mois et par poste horaire.

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 3



La barre rouge représente la partie du coût initial du système PV venant des capitaux propres (c'est-à-dire, la partie qui n'a pas été empruntée d'une banque). Les bars vertes montrent le rentrées (ou les dépenses) nettes annuelles venant de l'exploitation du système et du remboursement de la dette. La ligne montre la somme cumulative des barres rouge et verte ; le temps de remboursement est quand elle croise l'axe des abscisses.



Les barres oranges représentent le remboursement de la dette (principal plus intérêts) et les barres bleues foncées représentent les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M). La zone verte représente les économies sur la facture d'électricité et la zone bleue claire les paiements pour l'électricité en excédent.

Annexe 2: Analyse SECADENORD

Analyse PV flottant Sidi El BARRAK 16 MWc (2025-2027)

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie **Autoproduction MT et HT avec transport** **Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy**

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	96 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	103 000 000	DT
Taille de l'installation PV	16 000	kWc
Région (site PV)	Beja	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	53 460 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

*** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées*

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)
Page 1

Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	53 460 000	kWh
Production annuelle	23 200 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	16 437 936	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	0	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	6 762 064	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	43%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	29%	-
Pourcentage de la production transportée	0%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	0	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,386	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	13 691 550	DT/an
Facture annuelle avec PV	7 579 947	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	500 889	DT/an
Temps de retour sur investissement	13,7249	années
Taux de rentabilité interne du projet	12,1%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	330 600	tonnes équivalent CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2

Analyse PV flottant 35 MWc-SECADENORD (2027-2030)

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie

Autoproduction MT et HT avec transport

Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	210 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	230 000 000	DT
Taille de l'installation PV	35 000	kWc
Région (site PV)	Bizerte	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	74 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)
Page 1

Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	74 000 000	kWh
Production annuelle	54 250 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	38 288 083	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	38 288 083	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	15 961 917	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	73%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	29%	-
Pourcentage de la production transportée	71%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	0	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,336	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	19 191 958	DT/an
Facture annuelle avec PV	8 130 146	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	1 230 248	DT/an
Temps de retour sur investissement	13,6128	années
Taux de rentabilité interne du projet	11,5%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	773 063	tonnes équivalent CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)
Page 2

Analyse PV flottant 62 MWc- SECADENORD (2030-2035)

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie
Autoproduction MT et HT avec transport
Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	372 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	392 000 000	DT
Taille de l'installation PV	62 000	kWc
Région (site PV)	Jendouba	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	120 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

**** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées**

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 1

Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	120 000 000	kWh
Production annuelle	89 900 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	62 786 724	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	62 786 724	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	27 113 276	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	75%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	11 027	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,345	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	31 122 094	DT/an
Facture annuelle avec PV	13 047 318	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	2 075 664	DT/an
Temps de retour sur investissement	14,0719	années
Taux de rentabilité interne du projet	11,1%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	1 281 075	tonnes équivalent CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2

Analyse PV flottant 100 MWc- SECADENORD (2035-2050)

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie

Autoproduction MT et HT avec transport

Rapport de synthèse imprimé le dd mai yyyy

Hypothèses de bases

variable	valeur	unité
Coût de l'installation Hors Taxes, Hors Subvention	600 000 000	DT
Subvention	0	DT
	0%	%
Coût net total de l'installation TTC, Subvention comprise)	630 000 000	DT
Taille de l'installation PV	100 000	kWc
Région (site PV)	Bizerte	
Orientation des panneaux	Sud	
Site 1 (avec système PV)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	-	
Tarif Souscrit STEG	-	
Site 2 (à distance)		
Courbe de charge	SONEDE	
Consommation annuelle moyenne	207 000 000	kWh
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 3 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	200 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	
Site 4 (à distance)		
Courbe de charge	Aucun	
Consommation annuelle moyenne	150 000	
Tarif Souscrit STEG	Tarif à Poste Horaire	

*** Voir modèle excel pour hypothèses détaillées*

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 1

Résultats

variable	valeur	unité
Consommation brute annuelle	207 000 000	kWh
Production annuelle	155 000 000	kWh
Energie autoconsommée annuelle, tous sites	107 968 364	kWh
Transport d'énergie PV annuelle	107 968 364	kWh
Energie cédée annuelle (excédent)	47 031 636	kWh
Taux de couverture totale (Ratio Production PV : Consommation)	75%	-
Pourcentage de la production cédée (excédent)	30%	-
Pourcentage de la production transportée	70%	-
Montant à rembourser à la fin de l'année	40 950	DT/an
Coût Moyen Actualisé de l'Énergie (LCOE) avec subvention	0,322	DT/kWh
Facture annuelle sans PV	53 685 612	DT/an
Facture annuelle avec PV	22 532 282	DT/an
Vente annuelle de l'excédent à la STEG	3 581 732	DT/an
Temps de retour sur investissement	13,2778	années
Taux de rentabilité interne du projet	11,8%	-
Réduction d'émissions de gaz à effet de serre sur la vie du système PV	2 208 750	tonnes équivalent CO2

Outil d'analyse de la rentabilité des projets PV en Tunisie (version juin 2020)

Page 2