

“Liens entre Eau, Énergie et Changements Climatiques - Prospective pour la République Arabe Syrienne à l’Horizon 2030”



Rapport national syrien

Prof. Dr. Mohamad Kordab (Chef de l'Équipe des Études et Expert en Énergie), Dr. Maen Daoud (Expert dans le domaine de l'eau)

Version définitive

Rapport réalisé sous la direction d'Henri-Luc Thibault, directeur du Plan Bleu (2006-2011), et coordonné par Mohammed Blinda, Chargé de mission eau du Plan Bleu.

Auteurs

Moulay Hassan Badraoui et Mohamed Berdai (experts nationaux, Maroc).

Prof. Dr. Mohamad Kordab (Chef d'équipe de l'étude et expert énergie), Dr. Maen Daoud (expert eau)

Relecture

Sara Fernandez, El Habib El Andaloussi, Audrey Mouliérac et Mohammed Blinda (Plan Bleu).

Les experts qui ont contribué ou apporté leurs commentaires

M. Eugène Howard (BEI, Luxembourg), M. Arthur Honoré (AFD/Division Environnement et Equipement, France), Professeur Mladen Borsic (Agence croate de l'énergie), M. Walid Al Deghaili (UN-ESCWA/Chef de Section Energie, Liban), M. Abdenour Keramane (Directeur de la Revue Medenergie, Algérie), Mme Lisa Guarerra (OME, France) et M. Klaus Wenzel (Med-Enec, Beyrouth/Tunis).

Réalisation

Mise en page : Sandra Dulbecco

Cette étude a été financée par le fonds fiduciaire FEMIP. Ce Fonds, établi en 2004, a été financé - jusqu'à ce jour - par 15 Etats membres de l'UE et la Commission Européenne dans l'intention de soutenir le développement du secteur privé via le financement d'études et de mesures d'assistance technique ainsi que par l'apport de capital risque.



Cette étude a bénéficié également du soutien de:



Les analyses et conclusions exprimées dans cette publication sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de la Banque européenne d'investissement, de l'Agencia Española de Cooperación para el Desarrollo ou de l'Agence française de développement

Sommaire

Principaux messages	5
Abréviations	6
I. Introduction	8
1. Historique, problématique et contexte	8
2. Justification et objectif de l'étude	8
3. Approche de développement de l'étude	9
3.1. Scénarios de l'eau	9
3.2. Scénarios relatifs à l'énergie.....	10
3.3. Scénarios d'énergie modifiés.....	11
II. Besoins en énergie pour l'eau à l'horizon 2030	12
1. Les ressources, besoins et déficits hydriques du pays (situation actuelle et tendances à l'horizon 2030)	12
1.1. Ressources en eaux douces (renouvelables naturelles).....	12
1.2. Besoins en eau douce dans tous les secteurs de consommation.....	13
1.3. Déficit en eau douce	14
2. Besoins du pays en énergie pour l'eau (situation actuelle et prévisions d'ici 2030).....	15
2.1. Besoins en énergie pour la fourniture et l'approvisionnement en eau douce "conventionnelle" (pompage de l'eau pour l'irrigation, relevage des eaux souterraines, traitement de l'eau potable, etc.)	16
2.2. Besoins en énergie pour le transport et la distribution de l'eau (douce et de drainage).....	21
2.3. Besoins en énergie pour la collecte, le traitement, l'évacuation et la réutilisation des eaux usées (dans les principaux secteurs de consommation d'eau)	22
2.4. Besoins en énergie pour le dessalement de l'eau de mer ou des eaux saumâtres.....	22
2.5. Autres besoins en énergie dans les réseaux d'eau douce et de drainage (non encore couverts).....	23
3. Vision macro des besoins et des déficits en eau à l'horizon 2030	23
III. Besoins en eau pour l'énergie d'ici 2030	25
1. Ressources énergétiques disponibles du pays et demande prévue (situation actuelle et tendances à l'horizon 2030)	25
1.1. Ressources énergétiques disponibles.....	25
1.2. Prévisions de la demande en énergie en Syrie, à l'horizon 2030.....	33
2. Besoins du pays en eau pour l'énergie (situation actuelle et tendances à venir d'ici 2030)	49
2.1 Besoins en eau pour le secteur de l'approvisionnement en électricité (Hydroélectricité et refroidissement des centrales thermiques - eau douce seulement).....	49
2.2. Besoins en eau pour le secteur de production et d'approvisionnement en pétrole	55
2.3. Besoins en eau des autres secteurs d'approvisionnement énergétique	57
IV. Liens Eau-énergie à l'horizon 2030	58
1. Introduction de besoins en énergie pour l'eau dans la matrice de la demande en énergie	59
2. Introduction des besoins en eau pour l'énergie dans la matrice des besoins en eau	62
3. Nécessité d'adopter une approche de planification intégrée aussi bien pour l'énergie que pour l'eau	64
V. Liens entre Eau, Énergie et Changements Climatiques d'ici 2030	66
1. Changements climatiques en Syrie (évolution des températures, des extrêmes prévues de précipitations dans les cas des scénarios A2 et B2 ou B1)	66
2. Impacts des changements climatiques sur la demande et le déficit des ressources en eau	69
2.1. Impacts des changements climatiques sur les ressources en eau	69
2.2. Impacts des changements climatiques sur les besoins en eau.....	70

2.3. Déficit en eau selon les impacts des changements climatiques	71
2.4. L'énergie supplémentaire nécessaire pour pallier le déficit en eau.....	72
3. Impacts des changements climatiques sur les ressources, la demande et le déficit en énergie	72
3.1. Impacts des changements climatiques sur la demande en énergie	72

VI. Perspectives économiques **77**

1. Estimations des investissements nécessaires pour l'approvisionnement des besoins en énergie et des besoins en eau à l'horizon 2030, hors Impacts des Changements Climatiques (CC)	77
1.1. Estimation des investissements nécessaires pour le secteur de l'énergie pour le Scénario de Référence et le Scénario de Substitution	77
1.2. Estimation des investissements nécessaires dans le secteur de l'eau pour les Scénarios de Référence et de Substitution.....	79
1.3. Le coût des systèmes de refroidissement des centrales électriques	80

VII. Références **83**

VIII. Annexes de l'Etude **84**

IX. Tableau des illustrations **94**

Principaux messages

Les changements climatiques sont devenus une partie intégrante de la vie en République Arabe Syrienne (R.A.S.), entraînant une diminution significative dans les niveaux des précipitations des dernières décennies. Les conséquences engendrées par cette situation sont donc multiples : détérioration des ressources en eaux de surface, diminution du taux de remplissage des réservoirs d'eau souterraine et réduction du niveau statique de l'eau. Ceci s'est traduit à son tour par une faible intensification agricole et par l'utilisation excessive des ressources en eaux souterraines.

La production d'énergie hydroélectrique a été grandement affectée par les changements climatiques, entraînant la diminution des volumes d'eau disponible pour la production électrique et la réduction du niveau d'eau dans les barrages, et ainsi une consommation accrue d'eau dans la production d'énergie.

Ainsi, les changements climatiques réduiraient l'approvisionnement en eau en R.A.S. de 19,2 % selon le scénario A2 du GIEC, et de 23,4 % selon le scénario B2 du GIEC. En conséquence, les précipitations diminueraient de 14,5 % selon le scénario A2 du GIEC et de 29,5 % selon le scénario B2 du GIEC ; l'évaporation – quant à elle - augmenterait de 5,3 % selon le scénario A2 du GIEC et de 6,4 %, en moyenne selon le scénario B2 du GIEC, donnant lieu à l'intensification des déficits hydriques dans différents bassins de la R.A.S., et réduisant la contribution des barrages à l'irrigation et la contribution potentielle des lacs artificiels à l'eau potable et à l'irrigation lors des saisons sèches (détails disponibles dans la partie 1 et 2 du Chapitre V).

Les ressources en eaux non conventionnelles sont une composante essentielle de la politique future de l'eau. La réutilisation des eaux usées traitées pourrait augmenter localement le volume d'eau d'irrigation disponible. Toutefois, ces nouvelles technologies ne seront pas suffisantes pour combler le fossé grandissant entre l'offre et la demande. Il est donc urgent d'adopter des procédures de gestion intégrée (gestion de la demande en eau, économie d'eau, évaluation et instruments économiques) des ressources naturelles (eau, énergie).

La migration vers des méthodes d'irrigation modernes implique une augmentation dans la consommation d'énergie. Toutefois, ces techniques contribuent également à économiser l'eau et donc l'énergie. Le développement des options technologiques efficaces disponibles donnera lieu à des économies d'énergie et d'eau, particulièrement du fait que les énergies renouvelables (énergie éolienne et énergie solaire) contribuent à réduire la consommation de combustibles fossiles pour l'approvisionnement de stations de pompage.

Pour contrôler la demande optimale en énergie en R.A.S., une stratégie nationale de l'énergie a été élaborée pour la période 2005-2010, avec les objectifs ci-après : (1) assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique, (2) garantir la disponibilité et l'accessibilité à l'énergie, (3) diversifier les sources d'énergie, et (4) améliorer l'efficacité énergétique tous secteurs confondus.

Le contrôle optimal des mesures de demande en énergie, de conservation et d'efficacité énergétiques en R.A.S. donneront lieu à une économie d'énergie de 12 % et à la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national de 20 % en 2030.

L'investissement prévu pour la production d'énergie électrique nécessitera plus d'eau pour le refroidissement des centrales thermiques. Ceci exige une planification et une concertation accrues entre le secteur de l'eau et le secteur de l'énergie pour empêcher l'aggravation du déficit hydrique.

Le développement des ressources en eaux non conventionnelles et la gestion des besoins en eau augmenteront la consommation de l'énergie dans le secteur de l'eau ; ceci devra donc être pris en compte dans les plans nationaux de demande en énergie.

Dans le secteur minier phosphatier, les besoins en eau augmenteront de 3,5 - 5,0 MMC/an actuellement à plus de 30,0 MMC/an en 2030 (la quantité consommée en eau varie de 1,0 - 3,0 m³/tonne).

Abréviations

E, E et CC	Eau, Énergie et Changements Climatiques
R.A.S.	La République Arabe Syrienne
R en E	Ressources en eau
MdMC	Milliard de Mètres Cubes
MnMC	Million de Mètres Cubes
Mtep	Million de Tonnes Equivalent Pétrole
ET	Evapotranspiration
SdR	Scénario de Référence (eau et énergie)
SdS	Scénario de Substitution (eau)
SL	Scénario Légal (eau)
BI	Besoins Intérieurs
BI SdR	Besoins Intérieurs selon le Scénario de Référence
BI SdS	Besoins Intérieurs selon le Scénario de Substitution
BI SL	Besoins Intérieurs selon le Scénario Légal
BU	Besoins Urbains
BU SdR	Besoins Urbains selon le Scénario de Référence
BU SdS	Besoins Urbains selon le Scénario de Substitution
BU SL	Besoins Urbains selon le Scénario Légal
SEE	Scénario d'Economie d'Énergie (Énergie)
SRM	Scénario de Référence Modifié (Énergie)
SEEM	Scénario d'Economie d'Énergie Modifié (Énergie)
P	Probabilité
LSE	Législation syrienne dans le domaine de l'eau
MHC	Ministère de l'Habitat et de la Construction
ME	Ministère en charge de l'Électricité
MW	Mégawatt
GW	Gigawatt
KWh	Kilowatt-heure
GWh	Gigawatt-heure
DPMI	Direction de la Planification du Ministère de l'Irrigation
CGRSA	Commission Générale de la Recherche Scientifique Agricole
SP	Système de Pompage
CNE	Congrès National de l'Énergie
RE	Énergie Renouvelable
EE et ER	Efficacité Énergétique et Énergie Renouvelable
GN	Gaz Naturel
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié

M	Mazout
ML	Mazout Lourd
RNI -SY	Rapport National Initial de Syrie
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
EGPTE	Etablissement Général pour la Production et la Transmission de l'Électricité
OAPEP	Organisation Arabe des Pays Exportateurs de Pétrole
MPRM	Ministère du Pétrole et des Richesses Minérales
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
IQMA/SH	Moyenne Annuelle de l'Irradiation Journalière mesurée sur une Surface Horizontale
CECC	Centrale Electrique à Cycle Combiné
TG	Turbine à Gaz
CCTG	Cycle Combiné Turbine à Gaz
AG	Aérogénérateur
PE	Parc d'éoliennes
PV	Photovoltaïque
CSC	Centrale Solaire à Concentration
SCCSI	Systèmes de Cycles Combinés Solaires Intégrés
REGES	Réduction des Emissions de Gaz à Effet de Serre
EE	Efficacité Energétique
MdB / j	Millier de Barils Par Jour
PDCC	Perte de Charge maximale
EPSTE	Etablissement Public de Production et de Transmission d'Électricité
CNRE	Centre National de la Recherche Energétique
GIZ	Coopération Technique Allemande
CSE	Consommation Spécifique en Eau des Centrales Thermoélectriques
VAN	Valeur Actuelle Nette
EetE	Exploitation et Entretien
MCIBR	Moteurs à Combustion Internes à Bas Régime
MCIRM	Moteurs à Combustion Internes à Régime Moyen
DEG	Désulfuration des Effluents Gazeux
RSC	Réduction Sélective Catalytique
DPE	Dispositifs de Précipitation Electrostatique
PPP	Partenariat Public Privé
L S	Livre Syrienne
PEI	Producteur d'Électricité Indépendant
TDR	Termes de Référence
MENA	Moyen-Orient et Afrique du Nord

I. Introduction

1. Historique, problématique et contexte

La R.A.S. expérimente la rareté en eau. Selon les rapports du Ministère de l'Irrigation (2008/09)¹, les ressources d'eau douce renouvelables (ressources en eau) sont estimées à environ 11,770 MMC/an, équivalant à approximativement 526m³/tête/an, soit à peu près le seuil de 500m³/tête/an. Ceci dénote d'une pénurie de ressources en eau et d'une crise potentielle dans ce domaine.

Pour réaliser le développement socioéconomique et satisfaire aux besoins des utilisateurs, la Syrie est déterminée à : (1) conserver et contrôler les ressources en eau, (2) faire face à la rareté des ressources en eau, (3) procéder à une distribution efficace de l'eau pour assurer l'approvisionnement en eau des besoins résidentiels et agricoles et pour l'élaboration des structures d'irrigation; et (4) créer des infrastructures solides et des institutions suffisantes.

Le secteur de l'eau se heurte en plus à plusieurs contraintes et problèmes qui, à défaut d'être gérés convenablement, sont susceptibles de limiter la croissance sociale et économique à laquelle la Syrie aspire.

Ces contraintes et problèmes sont essentiellement liés aux ressources limitées en eau induites par l'impact des changements climatiques, devenus une réalité, et dont les conséquences sont aujourd'hui visibles sur l'environnement (plus de détails dans la Partie V, chapitre 1 et 2).

L'évolution future des ressources en eau, sur la base de la consommation élevée d'énergie, à travers notamment : le dessalement d'eau de mer, la réutilisation des eaux usées traitées et l'utilisation rationnelle de l'eau en agriculture (conversion à l'irrigation au goutte à goutte), présenteront de nouveaux défis pour rendre le secteur de l'eau compatible avec l'évolution du secteur de l'énergie. D'où la nécessité de mettre en oeuvre un programme de travail afin d'évaluer les impacts actuels et futurs des changements climatiques, d'identifier et de quantifier les coûts des changements climatiques et les interactions entre eau, énergie et changements climatiques, et d'identifier des solutions appropriées en vue de l'adaptation aux changements climatiques.

2. Justification et objectif de l'étude

Les objectifs de cette étude sont comme suit :

- Examiner les besoins actuels en eau pour la production de l'énergie, d'une part, et les besoins en énergie pour la production de l'eau et pour le pompage, d'autre part;
- Examiner les travaux réalisés par la R.A.S. pour évaluer les besoins futurs en eau pour l'énergie et les besoins en énergie pour l'eau, en prenant en ligne de compte les "changements climatiques";
- Identifier le manque de données et d'informations pour l'évaluation des besoins actuels et futurs en eau et en énergie;
- Analyser les liens entre l'eau, l'énergie et les changements climatiques à l'horizon 2030;
- Estimer les investissements nécessaires à la satisfaction des besoins en énergie et en eau à l'horizon 2030 (tout en prenant ou non en compte les impacts des changements climatiques);
- Participer à l'échange d'expériences entre les pays méditerranéens dans les domaines de l'eau/l'énergie/les changements climatiques.

¹Babanov Bioter, 2009, Remarques sur le Plan de l'Agriculture Irriguée pour 2007-2008 et réévaluation des ressources en eau, Ministère de l'Irrigation, Damas, République Arabe Syrienne

3. Approche de développement de l'étude

3.1. Scénarios de l'eau

Pour déterminer la demande grandissante des ressources en eau et en énergie à l'horizon 2030 en R.A.S., l'étude se base sur le contenu des documents nationaux disponibles relatifs aux plans nationaux Syriens pour l'utilisation de l'eau et sur les politiques dédiées à l'eau et l'énergie, y compris le Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne sur les changements climatiques. La demande croissante pour les ressources en eau a fait l'objet d'une étude, centrée sur les trois scénarios ci-dessous :

3.1.1. Scénario de Référence (SdR), dont :

- Le taux de croissance de la demande en eau potable et à usage urbain est égal au taux de croissance démographique, qui est de 2,45 % pour la période 2010-2015, de 1,98 % pour la période 2015-2020, de 1,65 % pour la période 2020-2025 et de 1,35 pour la période 2025-2030).
- L'efficacité d'approvisionnement en eau potable actuel est de 69 %. On estime que le taux d'efficacité d'approvisionnement augmente annuellement de 0,5 %, atteignant 82 % à l'horizon 2035,
- En réalité, 83 % de la population syrienne est approvisionnée en eau potable à partir du réseau général d'adduction d'eau, 13 % à partir du réseau spécial d'adduction d'eau indépendant du réseau d'adduction d'eau national, le reste étant approvisionné individuellement par des moyens propres, dont les puits et les sources. Cette situation devrait se maintenir sur l'ensemble de la durée de l'étude,
- Le taux de croissance de la demande en eau pour les besoins industriels est de 2,0 % annuellement ; il devrait également s'y maintenir durant toute la période de l'étude,
- La demande en eau d'irrigation augmentera de 11 % durant toute la période de l'étude, du fait de l'expansion des zones irriguées.

Il est également supposé que les ressources en eau, par ailleurs égales à la moyenne des ressources annuelles en eau au début de la période de l'étude, vont diminuer progressivement pour atteindre le niveau de ressources annuelles en eau sèches, à la fin de la période d'étude.

3.1.2. Scénario de Substitution (SdS)

Il comporte, outre les hypothèses adoptées dans le SdR pour l'efficacité d'approvisionnement en eau potable, une augmentation à hauteur de 82 % en 2022, plutôt qu'en 2035, induite par :

- Les mesures de rationalisation de l'utilisation, de la conservation et de l'efficacité de l'eau dans les secteurs urbains et d'irrigation, et ce par une efficacité accrue entraînée par l'introduction de nouvelles technologies.
- Le taux actuel de l'efficacité d'approvisionnement en eau potable est de 69 %. Il est prévu une augmentation du taux de l'efficacité d'approvisionnement de 0,5 % par an, atteignant 82 % à l'horizon 2035,
- Le renforcement de l'efficacité de la gestion des ressources en eau dans l'ensemble des secteurs économiques; et
- Le renforcement des capacités du personnel administratif et technique des régies d'eau dans le domaine de la gestion de l'eau, tous secteurs confondus.

3.1.3. Scénario Légal (SL)

Selon la Loi syrienne sur l'eau 31/2005, les besoins en gestion de l'eau devront être adoptés pour atteindre l'équilibre entre la disponibilité des ressources en eau, pendant les années sèches (2,5 ans/10 ans) selon une probabilité d'approvisionnement $P = 75 \%$, et la demande en eau pour tous les besoins (réalisation du principe d'équilibre entre la disponibilité et la demande comme principe fondamental de gestion intégrée des ressources en eau) ; dans ce cas la priorité de l'approvisionnement en eau sera comme suit:

- a) L'eau pour les besoins urbains, y compris l'eau potable et l'eau pour le tourisme,

- b) L'eau pour la production de l'énergie,
- c) L'eau pour l'industrie,
- d) Le reste des ressources en eau, en plus des eaux de drainage et les eaux usées traitées devront être utilisés pour l'irrigation, en adoptant des techniques efficaces dans les systèmes d'irrigation.

Il est supposé que les ressources en eau sont égales à celles des ressources annuelles en eau en temps de sécheresse pour l'ensemble de la période de l'étude, en prenant en considération qu'une année de sécheresse peut se produire tous les quatre ans. Dans ce cas, l'efficacité de l'utilisation de l'eau selon le SL dans tous les secteurs sera la même que celle du SdS.

L'équipe responsable de l'étude a supposé que les valeurs des variables climatiques pour les scénarios A2 et B2 des changements climatiques sont liées à leurs valeurs dans la série de référence et dans l'année de base, avec une relation linéaire pendant la période 2010-2039, du fait du manque de modèles mathématiques de calcul de ces scénarios; aussi, ce changement a été adopté pour l'année 2030 de manière linéaire au temps.

3.2. Scénarios relatifs à l'énergie

Pour l'élaboration de la demande en énergie d'ici 2030, deux scénarios ont été adoptés par le Comité National de l'Energie pendant la période 2005-2010 : le Scénario de Référence (SdR) et le Scénario d'Efficacité Energétique (SEE). Ces deux scénarios ont été considérés dans l'étude du schéma directeur de l'EE et de l'ER (préparé par la GIZ-CNRE / le Ministère en charge de l'Électricité) fin 2010. L'équipe responsable de l'étude a modifié ces deux scénarios en vue de les adapter au onzième plan quinquennal en R.A.S., et les a appelé : Scénario de Référence Modifié (SRM) et Scénario d'Efficacité Energétique Modifié (SEEM):

3.2.1. Hypothèses de Scénarios de Référence (SdR)

- La demande en énergie primaire progressera de 4,9 % passant de 25 Mtep en 2005, à 83,3 Mtep en 2030, pour satisfaire la croissance de la demande moyenne en énergie finale en progression de 5,3 %, de 15,249 (Mtep) en 2005 à 55,6 (Mtep) en 2030;
- La production électrique passera de 34,9 TWh en 2005 à environ 148,4 TWh en 2030. Le plan d'agrandissement optimal du SdR montre une augmentation de la capacité installée de 6 200 MW à 29 600 MW pendant la période 2005-2030. La capacité additionnelle est ventilée comme suit : 14 360 MW pour des Centrales Électriques à Cycle Combiné (CECC), 12 200 MW pour les centrales électriques à vapeur alimentées au Mazout Lourde (ML), 900 MW pour les turbines à gaz (TG), 300 MW pour les éoliennes (aérogénérateurs AG) et 1 600 MW pour les deux centrales nucléaires qui s'ajouteront au système en 2020 et 2025, avec 600 MW et 1 000 MW respectivement. D'autres options, comme le photovoltaïque (PV) et les Centrales Solaires à Concentration (CSC) ne sont pas compétitives, selon le SdR, en raison des coûts d'investissements élevés;
- L'utilisation de centrales éoliennes pour produire de l'électricité dans certaines zones venteuses prometteuses en R.A.S. et l'utilisation de centrales solaires photovoltaïques (PV);
- L'importation et l'exportation de l'énergie électrique à travers l'interconnexion des réseaux électriques selon la capacité disponible avec les pays voisins, qui est de 300 MW en 2005 et de 500 MW en 2030;
- L'importation de GN à travers le Gazoduc Arabe à compter de 2008 au taux de 2,74 MMC par jour;
- L'option de production d'électricité d'origine nucléaire commencera par une capacité de 600 MW sur la période 2020-2025, puis 1 000 MW sur la période 2025-2030.

3.2.2. Hypothèses des Scénarios d'Economie d'Energie (SEE)

- La demande en énergie primaire augmentera selon un taux annuel de 4,6 % (comparativement à 4,9 % selon le SdR) et passera de 25Mtep en 2005 à 76,3Mtep en 2030 (par rapport à 83,9Mtep selon le SdR) ce qui signifie une économie de 7,7Mtep en énergie primaire en 2030, une baisse du taux annuel de croissance et une efficacité énergétique accrue, avec une hausse de la consommation d'énergie finale de 61 % en 2005 à 67,4 % en 2030;

- Accroître la contribution de l'énergie solaire en 2030 à 35 % de la demande totale du chauffage de l'eau thermique dans les secteurs résidentiel et tertiaire;
- Prendre en compte la contribution des mini-centrales hydroélectriques avec une capacité supplémentaire à hauteur de 200 MW;
- Accroître la contribution de l'énergie éolienne à 2 000 MW en 2030;
- Réduction graduelle des pertes de transmission et de distribution dans le réseau électrique de 22 % actuellement à 12 % en 2030;
- Procédures d'activation pour l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique pour réduire la demande d'énergie totale finale de 5 % en 2030;
- Accroître la contribution des centrales photovoltaïques à 2 000 MW en 2030;
- Utilisation de l'électricité thermosolaire (CSC) jusqu'à 1 000 MW en 2030;
- Prendre en considération la disponibilité de grandes quantités de GN du champ d'Akaz en Irak de 5 MMC par jour en 2015, et d'environ 10 MMC par jour en 2020>
- Adoption de l'option de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 2020 par une centrale tous les 5 ans, la première d'une capacité de 600 MW et la deuxième d'une capacité de 1 000 MW;
- Augmentation de la part des installations de traitement de GN et en particulier la technologie du Cycle Combiné (CC);
- Prendre en compte les centrales électriques candidates utilisant le gaz naturel liquéfié (GNL).

3.3. Scénarios d'énergie modifiés

Vu les besoins d'approvisionnement régulier en combustibles fossiles importés, nécessaires à l'exploitation des centrales électriques, qui constituent désormais un fardeau pour l'économie nationale, en raison des contraintes d'importation et des coûts élevés, et en prenant en compte les dispositions du onzième plan quinquennal, l'équipe chargée de l'énergie de cette étude a modifié le SdR et le SEE du schéma directeur syrien, préparé par le (CNRE-GIZ), et ce (1) en utilisant dans les deux scénarios davantage de centrales électriques issues des énergies renouvelables (vent, CSC, PV) (2) en exploitant la centrale hydroélectrique de pompage d'Halabieh-Zalabieh sur le fleuve de l'Euphrate pour satisfaire à la charge maximale et pour améliorer le facteur d'utilisation journalier du système électrique syrien (3) en recourant davantage aux centrales électriques alimentées au charbon dans le but de diversifier le combustible importé., (4) en maintenant, dans les deux scénarios modifiés, la demande prévue en énergie électrique de l'étude du schéma directeur mentionné de l'EE et de l'ER, et (5) en procédant à l'exploitation optimale des centrales hydroélectriques existantes, en plus des hypothèses suivantes :

3.3.1. Hypothèses de Scénario de Référence Modifié (SRM)

La demande d'électricité en 2005 qui s'élevait à 34,1 TWh augmentera à 49,2 TWh en 2011 et à 63,2 TWh en 2015 avec une croissance annuelle de 6,5 %.

La demande de pointe en 2005 qui s'élevait à 6 008 MW atteindra 8507 MW en 2011 et 1 0931 MW en 2015.

3.3.2. Hypothèses de Scénario d'Economie d'Energie Modifié (SEEM)

La demande d'électricité en 2005 qui s'élevait à 34,1 TWh augmentera à 48,7 TWh en 2011 et 60,1 TWh en 2015, selon une croissance annuelle de 5,4 %.

La demande de pointe en 2005 qui s'élevait à 6008 MW atteindra 8422 MW en 2011 et 10931 MW en 2015.

II. Besoins en énergie pour l'eau à l'horizon 2030

1. Les ressources, besoins et déficits hydriques du pays (situation actuelle et tendances à l'horizon 2030)

Le calcul des ressources en eau disponible en R.A.S. se base sur les estimations des ressources naturelles renouvelables en eau estimées par le Ministère de l'Irrigation, en fonction de la pluviométrie et des mesures de débits, réalisés grâce au système de suivi des phénomènes hydrologiques adopté en Syrie.

Les calculs ci-dessus sont faits sur la base des coefficients de ruissellement, de la recharge des nappes d'eaux souterraines et d'autres informations et paramètres pertinents estimés suite à l'étude des quatre bassins hydrographiques² pendant la période précédant l'année hydrologique 1981-1982. Certains de ces coefficients et critères ont également été modifiés sur la base d'études de développement menées durant les années suivantes et jusqu'à ce jour, que ce soit par la Compagnie Nationale pour les Etudes sur l'Eau ou en coopération avec les organisations internationales (le Projet de Gestion intégrée du Bassin de l'Orontes en coopération avec des institutions hollandaises, le projet de Gestion intégrée du Bassin d'Alep en coopération avec des institutions allemandes, le Projet de développement du système de suivi des phénomènes hydrologiques de Barada et Awaj et des bassins côtiers, en coopération avec l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA), etc.).

Les quantités d'eaux superficielles et souterraines contrôlées sont déterminées selon le degré de contrôle dans chacun des bassins hydrographiques de base, aussi bien pour les eaux superficielles que pour les eaux souterraines. Les principales utilisations au niveau de chaque bassin sont réparties de sorte à répondre à la demande des différentes utilisations de l'eau : (1) l'eau potable et les utilisations domestiques et urbaines, (2) les besoins industriels, et (3) les besoins de l'irrigation et de l'agriculture. Les autres utilisations traditionnelles de l'eau sous forme de drainage des effluents, d'effluents urbains, d'eaux usées et industrielles, rejoignent le cycle hydrologique (voies navigables publiques et nappes phréatiques souterraines).

Ces ressources non conventionnelles s'ajoutent aux ressources totales en eau, pour former dans leur ensemble - après déduction de l'évaporation des plans et étendues d'eau - les ressources en eau disponibles au niveau de chaque bassin et de chaque pays.

Les ressources en eau du pays (à partir des sources d'eau douces ou à partir des eaux non conventionnelles/réutilisées) sont corrélées aux quantités de précipitations, étant donné que les précipitations constituent le principal élément dans la formation des réserves d'eau en Syrie, ainsi que de la part revenant à la Syrie dans les réserves des ressources hydriques internationales partagées, à l'origine de l'impact induit par les changements climatiques sur les quantités de ressources en eau disponibles pour la perspective de l'étude à l'horizon 2030.

1.1. Ressources en eaux douces (renouvelables naturelles)

Les ressources en eaux douces se composent des débits des eaux de surface des rivières et fleuves permanents et des cours d'eau temporaires, des sources d'eau souterraines ne débouchant pas sur des voies navigables publiques et des aquifères d'eaux souterraines exploitées par des puits. Les ressources en eau du pays se composent de ressources internes (provenant de débits de différentes retenues suite aux précipitations ainsi que des eaux de fonte de neige, formant des eaux de surface et contribuant à la recharge des nappes souterraines aquifères) et des ressources internationales partagées (toutes les voies navigables internationales ou les nappes aquifères communes).

Les ressources en eau en Syrie sont réparties sur sept bassins hydrographiques : le bassin du Yarmouk (Haut Jourdain), de Barada et Awaji, de l'Orontes, le bassin côtier, de Badia, de l'Euphrate et d'Alep et le bassin du

² Les quatre bassins hydrographiques sont : Barada et Awaj (Bassin hydrographique de Damas), d'Alep, d'Orontes et le bassin côtier. Cette étude a été menée en coopération avec la Commission Générale des Grands Projets et l'*Hydrobruket Institute* – Moscou. Le rapport final a été publié en 1984. L'étude a été élaborée ultérieurement pour inclure l'ensemble des bassins hydrographiques.

Tigre et Khabour. Les études du Ministère de l'Irrigation ont révélé que les réserves en ressources renouvelables en eau (eaux de surface et eaux souterraines), sur le long terme, sont estimées à environ 9,03 MMC/an, outre la part de la Syrie des ressources hydriques de l'Euphrate, selon les protocoles et autres accords conclus avec les pays riverains (la part de la R.A.S. est de 42 % de 500 m³/sec s'écoulant depuis la frontière turco-syrienne vers le site de Jarablus), atteignant 6,627 MMC/an, ce qui signifie que les réserves annuelles moyennes à long terme se situent autour de 15,65 MMC/an.

Les réserves en eau du pays, dans un scénario d'année sèche, sont d'environ 13,42 MMC/an; calculées selon la référence de séries chronologiques pour la période 1960 – 1990, dans lesquelles les réserves assurées par l'Euphrate constituent plus de 49 %.

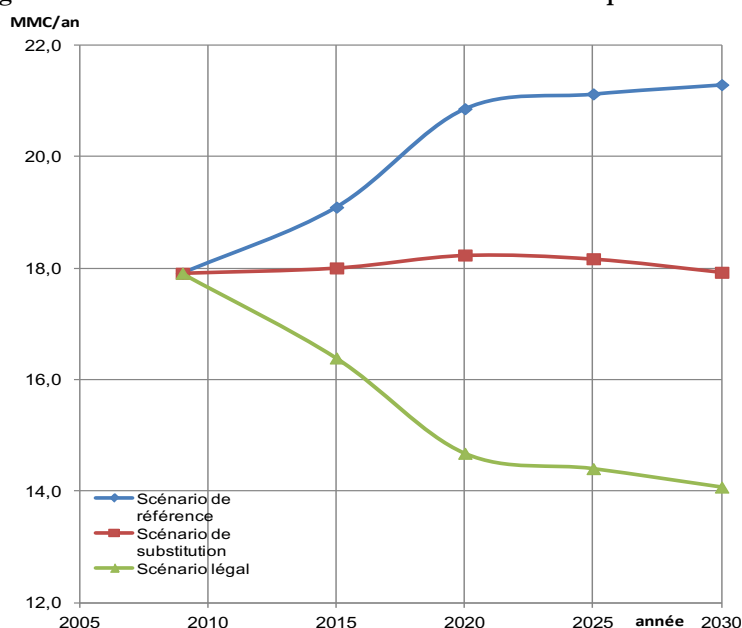
Selon les estimations du Ministère de l'Irrigation pour l'année hydrologique³ 2007–2008, les réserves en eau s'élèvent à 8,88 MMC/an à partir des eaux internes (eaux de surface et eaux souterraines), en plus des 7,78 MMC/an à partir du quota d'eau de la Syrie (42 %) provenant de l'Euphrate et traversant la frontière syro-turque au site de Jarablus, portant les ressources en eau du pays pour cette année hydrologique exceptionnelle à approximativement 16,662 MMC/an.

Les différents scénarios de développement d'approvisionnement en eau en Syrie présupposent que l'approvisionnement des sources internes en eau d'ici 2030 sera proche de celui d'une année sèche, avec un potentiel d'exploitation d'environ 1,25 MMC/an d'eau du Tigre (équivalant à la part revenant au pays au titre des accords conclus avec les états riverains), ce qui établit ces ressources à environ 14,67 milliards m³/an seulement. Les besoins en eau en Syrie devraient décliner sous l'effet des changements climatiques régionaux et mondiaux. Les changements de la demande mondiale à l'horizon 2030 selon les scénarios adoptés apparaissent à la Figure 1 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et à l'Encadré 1.

1.2. Besoins en eau douce dans tous les secteurs de consommation

Les cultures en terrains irrigués sont le plus grand consommateur de l'eau disponible en Syrie, vu que sa demande en eau sur la demande globale tous secteurs confondus (eau potable et usage domestique, industriel, agricole, touristique et environnemental) dépasse en général de 85-88 % tous les besoins en eau (sans consommation ni retraits d'eau). La demande en eau potable et domestique (dont le secteur touristique) représente 6-8 % de la demande globale de l'eau.

Figure 1 - Changements dans les besoins totaux en eau selon scénarios adoptés à l'horizon 2030 (MMC)



Source: Dr M. Kordab, 2011

³L'année hydrologique équivaut à une année civile, commençant le 1^{er} octobre et finissant le 30 septembre de l'année suivante

Selon les chiffres officiels et sur la base des données démographiques actuelles et autres informations fournis par le Ministère de l'Habitat et de la Construction (MHC), la demande d'eau domestique en 2009 a atteint environ 1,21 MMC/an, alors que celle pour les cultures irriguées a atteint environ 16,18 MMC/an pour répondre aux besoins des zones irriguées à exploiter, dont la superficie a atteint en saison de croissance 2008-2009 1,45 millions d'hectares. Les besoins en eau industrielle au titre de la même année se montaient à approximativement 519 MMC/an. Ceci veut dire que la demande totale des ressources en eau des différents secteurs de l'économie a atteint 17,91 MMC/an. Il y a lieu de noter que certains chiffres officiels (Ministère de l'Agriculture et de la Réforme Agraire – MARA) font état d'une demande totale des ressources en eau de 18,25 MMC/an.

Encadré 1 - Le total des besoins en eau devrait connaître une évolution avant l'année cible de 2030, comme suit:

1. **Scénario de Référence (scénario du maintien de la situation actuelle):** augmentation constante de la demande globale en eau jusqu'à la fin de la période de l'étude, selon les estimations des comités gouvernementaux spécialisés, pour atteindre environ 19,09 MMC/an en 2015 et 20,86 MMC/an en 2020, parallèlement à la baisse du rythme de la hausse de la demande globale, pour atteindre 21,13 MMC/an en 2025 et plus de 21,29 MMC/an en 2030.
2. **Scénario de Substitution:** il s'agit de l'inclusion de la rationalisation de l'utilisation des ressources en eau, de l'amélioration de l'efficacité de la gestion des ressources en eau et de la distribution de celles-ci sur l'ensemble des secteurs économiques pertinents mentionnés dans le Scénario de Référence, entraînant l'augmentation de la demande globale en eau durant la première moitié de la période de l'étude, à un rythme ralenti, atteignant quelque 18 MMC/an en 2015, culminant à environ 18,23 MMC/an en 2020, puis diminuant durant la deuxième moitié de la période de l'étude à 18,17 MMC/an en 2025 à 17,93 MMC/an en 2030.
3. **Scénario Légal :** Celui-ci est corrélé au restant entre la demande pour les ressources et leur disponibilité, à condition que la demande globale pour les ressources en eau dans l'ensemble des secteurs économiques ne dépasse pas les réserves d'eau dans le cadre d'une probabilité d'une année sèche, plus tous les effluents (eaux réutilisées) dans tous les secteurs concernés. La baisse constante dans la demande globale en eau (une fois les conditions marginales de ce scénario satisfaites) est prévue, dans laquelle les quantités d'eau douce à utiliser pour tous les usages diminuent à environ 16,39 MMC/an en 2015, puis baissent rapidement à quelque 14,68 MMC/an en 2020, s'établissant ainsi à environ 14,40 MMC/an en 2025 et à un peu moins de 14,07 MMC/an en 2030.

1.3. Déficit en eau douce

Les différents défis auxquels le secteur de l'eau en Syrie est confronté, aussi bien sur le plan interne que régional : (situation géographique dans une zone aride et semi-aride, ressources en eau limitées par rapport à une demande élevée, fort taux de croissance démographique, utilisation inefficace de l'eau du fait du niveau technologique insuffisant d'approvisionnement et de distribution, mauvaise gestion, détérioration de la qualité de l'eau dans différentes sources suite à l'épuisement des nappes phréatiques, manque d'eaux de surface dans la majorité des bassins hydrographiques, performance administrative et institutionnelle des secteurs liés à l'eau et manque de sensibilisation et d'actions de vulgarisation dans le domaine de l'eau) contribuent, à des degrés divers, à accentuer davantage le déficit hydrique, que ce soit au niveau du bassin ou au niveau du pays.

Le faible niveau d'efficacité général et sectoriel des utilisations de l'eau affecte l'utilisation rationnelle de l'eau, des ressources agricoles et de l'énergie, entraînant la détérioration du revenu global des différents secteurs économiques. Toutefois, le déficit global dans la réalisation de la demande totale en eau douce (non utilisées précédemment) en une année moyenne est d'environ 4,54 MMC/an, augmentant durant les années sèches (à une probabilité d'approvisionnement $P = 75\%$) à 6,77 MMC/an, alors que le déficit atteignait environ 4,95 MMC/an en 2008-2009.

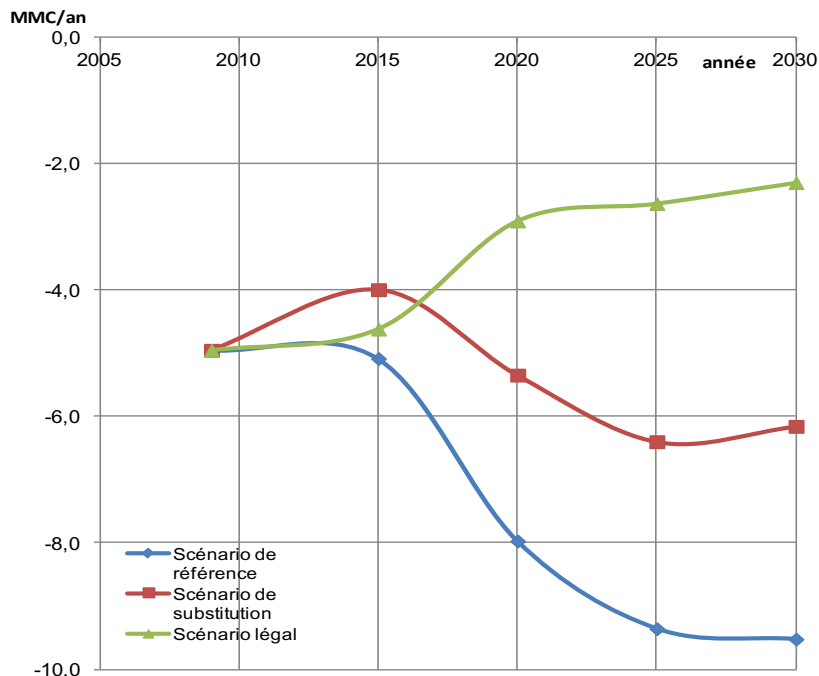
Les ressources en eau non conventionnelles (eaux réutilisées : eau de drainage et eaux usées traitées) satisfont dans une grande partie à ce déficit. Les ressources totales en eau non conventionnelles (utilisées en partie en irrigation) étaient estimées à environ 4,89 MMC/an en 2008-2009, desquels plus de 975 MMC provenaient des eaux municipales réutilisées après traitement (ou sans traitement) et rejetés dans l'environnement naturel après utilisation dans des secteurs non publics (les effluents d'eaux usées ou les effluents industriels); le reste étant constitué d'eaux de drainage d'origine agricole provenant de terres irriguées.

Sur la base des différents scénarios adoptés dans l'étude, la Figure 2 montre l'évolution du déficit en eau douce à l'horizon 2030.

- 1) Le déficit pour satisfaire à la demande pour les ressources précédemment non utilisées en eau douce augmenteront selon le Scénario de Référence adopté par rapport aux besoins en eau en évolution selon

l'approche actuellement utilisée pour le calcul de la demande croissante, l'approvisionnement de l'eau de boisson, le eaux domestiques, industrielles, d'irrigation et les autres usages agricoles, la situation actuelle pour atteindre 5,08 MMC/an en 2015, 7,97 MMC /an en 2020 et jusqu'à 9,36 MMC /an en 2025, ralentissant après ceci pour se stabiliser autour de 9,52 MMC/an en 2030.

Figure 2 - Le déficit pour satisfaire les besoins en eau douce, selon les différents scénarios d'ici 2030 (MMC)



Source: Dr M. Kordab, 2011

- 2) Nonobstant les procédures prévues au scénario de substitution, le déficit pour satisfaire la demande pour les ressources en eaux douces précédemment non utilisées continuera à augmenter, quoiqu'à un rythme plus lent. Les calculs ont montré que le déficit sera de 3,99 MMC/an en 2015, atteignant environ 5,34 MMC/an en 2020 et culminant à 6,40 MMC/an en 2025, baissant pendant les années restantes de l'étude à atteindre à 6,16 MMC/an en 2030.
- 3) Une fois les conditions marginales du scénario légal appliquées, l'équilibre entre les ressources en eau disponibles pour une probabilité d'approvisionnement en année sèche et leur demande est supposé atteint, indépendamment de l'évaporation des cours et plans d'eau, ce qui signifie la nécessité de prendre en considération un déficit total égal à zéro dans cette hypothèse. Le déficit pour satisfaire les besoins en eau douce diminuera progressivement jusqu'à 4,62 MMC/an en 2015, pour se stabiliser après 2020 à 2,91 MMC/an, baissant lentement à 2,63 MMC/an en 2025, pour atteindre environ 2,30 MMC/an en 2030.

2. Besoins du pays en énergie pour l'eau (situation actuelle et prévisions d'ici 2030)

La demande en énergie dans le secteur national de l'eau (tonne équivalent pétrole ou kilowatt-heure) de cette étude est divisée en deux catégories comme suit, que ce soit pour l'approvisionnement en agriculture (pluviale et irriguée) ou en eau potable et municipale :

- La demande en énergie (électrique ou diesel) pour fournir les eaux nécessaires aux cultures irriguées.
- La demande en énergie (électrique ou diesel) pour le secteur de l'approvisionnement en eau en milieu urbain (nécessaire pour les besoins en eau potable et domestique), y compris les eaux usées et les eaux réutilisées pour des besoins différents.

2.1. Besoins en énergie pour la fourniture et l'approvisionnement en eau douce "conventionnelle" (pompage de l'eau pour l'irrigation, relevage des eaux souterraines, traitement de l'eau potable, etc.)

La demande en énergie pour l'approvisionnement en eau douce à partir de ses sources conventionnelles varie selon les scénarios d'approvisionnement en eau, en fonction de la cible temporelle de l'étude (jusqu'en 2030), commençant par la demande essentielle calculée lors de l'année d'amorce 2008-2009 selon la situation actuelle, comme point de base pour différents scénarios : de référence, de substitution et légal.

2.1.1. Demande en énergie en 2008-2009

Cette demande a été calculée pour l'alimentation en eau pour des utilisations municipales, rurales et de cultures irriguées, essentiellement :

1) Demande en énergie pour l'approvisionnement en eaux rurales et urbaines:

Les projets pour l'approvisionnement en eau potable et domestique ont été intensifiés en raison du développement des zones peuplées au niveau national. Les réseaux d'approvisionnement s'étendent souvent vers des zones lointaines des sources d'eau potable conventionnelles, où les activités humaines et économiques ont connu une croissance sensible. Ceci a contribué à l'augmentation de la demande pour l'énergie que ce soit pour fournir, rejeter ou traiter cette eau selon les critères, réduisant la conservation d'activités humaines ou environnementales au minimum pour la survie et le développement de la société humaine.

Les institutions d'eau potable et d'eaux usées consomment approximativement 0,4-1,0 kilowatt-heure (kWh) par m³ d'eau potable, équivalant au pompage de cette eau à une élévation oscillant entre 80 et 200 m. La densité d'énergie minimale est réalisée dans les institutions chargées de l'eau qui, de par leur emplacement et leur terrain plat, fournissent le plus clair des besoins en consommation par gravité ou avec une consommation d'énergie⁴ minimale. La densité d'énergie relativement élevée par unité hydrique consommée est réalisée dans les zones géographiquement complexes ou dans lesquelles les principales sources sont les eaux souterraines qui exigent un pompage à de grandes profondeurs, ou dans lesquelles l'eau est transportée sur de grandes distances, comme c'est le cas pour les institutions chargées de l'eau à Damas et Damas Rural, Alep, dans les villes côtières, à Deraa et à Suweida.

Compte tenu des hypothèses adoptées pour la consommation effective, les quantités d'eau potable étaient estimées à 1,21 MMC/an en 2008-2009, alors que l'énergie totale utilisée pour l'approvisionnement en eaux potables et domestiques (densité énergétique moyenne au niveau national proche de 0,85 kWh/m³) était estimée à environ 1028,5 GWh/an ; étant entendu qu'une part essentielle de cette demande en énergie est allouée au transport de l'eau et à la distribution de l'eau, comme il sera discuté plus tard.

L'énergie nécessaire à l'approvisionnement en eau pour les usages industriels à l'extérieur des réseaux d'eau potable était estimée à environ 207,6 GWh/an (en adoptant un taux d'intensité énergétique moyen national d'environ 0,40 kWh/m³).

2) La demande en énergie pour l'approvisionnement en eau du secteur des cultures irriguées

Même si la superficie irriguée prévue était d'environ 1,5 millions d'hectares en 2009, les zones réellement irriguées étaient d'approximativement 1,392 millions d'hectares seulement, dont environ 455 000 hectares dans le cadre de projets publics d'irrigation. Pour irriguer les zones mises en œuvre, quelque 13 650 à 13 950 MMC d'eau ont été utilisés durant la saison en question⁵.

L'énergie nécessaire pour l'approvisionnement en eau d'irrigation des zones réellement cultivées a été estimée selon les principes suivants :

4 Dans les offices des villes de Homs et de Hama: pour les réseaux, villes et agglomérations approvisionnés par la prise d'eau dans la rivière du Haut Orontes. Dans les offices d'eau des villes de Raqqa et de Deir Ezzor : pour les réseaux des centres urbains et pour la majorité des villes approvisionnées.

5 Selon les estimations de la CGRSA, en comparant la productivité et en prenant en compte les facteurs hydrologiques et climatiques, et en déduisant les eaux extraites pour les besoins d'approvisionnement des villes.

- L'énergie nécessaire pour l'approvisionnement de 5,560 MMC d'eau d'irrigation de projets étatiques⁶ (qui sur la base des ressources de surface /95 % de ces zones) a été estimée à 1788,0 GWh.
- L'énergie nécessaire pour l'approvisionnement de 6,305 MMC d'eau pour les zones⁷ irriguées grâce aux puits, utilisant l'électricité pour puiser l'eau des puits, était estimée à 785,66 GWh.
- Les autres puits utilisent quant à eux du combustible diesel; aussi la quantité nécessaire de diesel était de 204 280,9 tonnes⁸.
- L'énergie nécessaire pour couvrir environ 2,631 MMC de zones irriguées dans le domaine des sources d'eau de surface (rivières, lacs et sources) était estimée à environ 17,49 GWh, sous forme d'énergie électrique⁹.

Les pompes restantes utilisent du combustible diesel. La quantité d'énergie nécessaire produite de combustible diesel (avec une efficacité moyenne totale des systèmes de pompage $\eta_{ps} = 0,42$) est égale à 19431,4 tonnes. Par conséquent, la demande de charges énergétiques pour l'approvisionnement en eau d'irrigation est de :

Énergie électrique: $1788,0 + 785,66 + 17,49 = 2591,15$ GWh/an.

Combustible diesel: $204280,9 + 19431,4 = 223712,3$ tonnes/an = 223,7 Ktonnes/an

2.1.2. Développement de la demande en énergie à l'horizon 2030

En plus des informations ci-après, le développement de la demande en énergie en vue de l'approvisionnement en eaux nécessaires aux zones agricoles irriguées est soumis aux hypothèses de base selon les scénarios adoptés dans l'Introduction, partie 3-1. Les présentations scientifiques des Assises Nationales de l'Énergie¹⁰ ont été adoptées pour déterminer le point de référence pour la période 2008 – 2009, à savoir :

- 1) Développement de la demande en énergie pour les utilisations urbaines et rurales (dont l'approvisionnement en eau industrielle):
 - a) L'intensité énergétique utilisée pour couvrir les besoins en alimentation en eau potable et industrielle dans le scénario de référence demeure inchangée sur toute la période de l'étude jusqu'à 2030, autour de 0,85 et 0,40 kWh/m³ respectivement pour l'alimentation en eau potable et pour l'approvisionnement en eau industrielle.
 - b) L'intensité énergétique utilisée diminue dans le scénario de substitution et dans le scénario légal pour approvisionner l'eau potable graduellement selon le rythme de la rationalisation de l'utilisation de l'eau, et améliore les efficacités techniques et administratives dans l'ensemble des secteurs économiques.
 - c) L'intensité énergétique augmente graduellement dans le scénario de substitution et dans le scénario légal pour approvisionner l'eau industrielle suite au recours à un traitement de l'eau à circuit fermé et industriel, indépendamment des faibles quantités d'eau utilisées pour atteindre un revenu spécifique.

L'intensité énergétique nécessaire pour l'approvisionnement en eau potable et industrielle pour les différents scénarios, soumis en kWh/m³ est présentée au tableau 64 des annexes de l'étude.

- 2) Développement de la demande en énergie pour l'approvisionnement des terres irriguées
 - a) Scénario de Référence : la contribution des zones irriguées dans le domaine des projets pourvus en eau émanant de sources d'eau de surface par gravité, par pompage des nappes aquifères, souterraines demeure inchangée jusqu'à la fin de la période de l'étude en 2030.

⁶ Selon les chiffres de la Direction de la Planification auprès du Ministère de l'Irrigation.

⁷ Selon le plan de la demande des ressources en eau d'irrigation publié annuellement par l'Administration des Ressources Naturelles auprès de la Commission Générale de la Recherche Scientifique Agricole.

⁸ A une efficacité moyenne globale des systèmes de pompage $\eta_{ps} = 0,475$ et selon le coefficient de conversion entre les différentes charges énergétiques adoptées pour le calcul du bilan énergétique national, la quantité de combustible diesel est calculée ainsi : $P \text{ is gwd} = 0,67 \times 6305 \times 103 \times 100 / 367 \times 0,475 \times 11,86$.

⁹ Le relevage / niveau d'eau moyen est de 15 m.

¹⁰ Congrès National de l'Énergie (CNE), mars 2010, Damas, Syrie

- b) Dans le Scénario de Substitution et le Scénario Légal : la contribution des sources d'eaux souterraines à la demande en énergie diminue en fonction de la baisse correspondante des besoins en eau et de l'amélioration de l'efficacité d'approvisionnement en eau d'irrigation.
- c) Scénario Légal : les quantités d'eau extraites des réserves d'eau souterraines par pompage pour les besoins d'irrigation ne dépassent pas les ressources en eaux souterraines pour une probabilité d'année sèche.

La demande en énergie dans le secteur de l'eau connaît des changements d'ici 2030, selon les scénarios des besoins en eau, comme suit :

• Scénario de Référence

- Demande en énergie pour la satisfaction des utilisations rurales et urbaines :

Compte tenu des hypothèses adoptées pour les coefficients démographiques/de population et de la part par habitant en eau potable (l/habitant/jour) estimée par le Ministère de l'Habitat à l'horizon 2030, l'énergie nécessaire à l'approvisionnement en eau potable et à la satisfaction des besoins en eau domestique et industrielle jusqu'à la fin de la période de l'étude devrait connaître une augmentation régulière. Elle devrait atteindre respectivement 1139,5 et 229,2 GWh/an en 2015, augmenter à 1304,2 et 258,1 GWh/an en 2025, et puis culminer à 1551,2 et 314,7 GWh/an en 2030. Ce scénario se produira en cas de stabilité de la part par habitant d'eau fournie et du maintien de l'efficacité de la gestion des approvisionnements selon les normes actuelles.

- Demande en énergie pour approvisionner les cultures irriguées

Compte tenu de la stabilité des taux de distribution des ressources en eau à leurs sources différentes, la migration vers l'utilisation des différentes technologies est établie à l'horizon 2030. Ceci signifie que l'économie d'énergie possible selon ce scénario pour répondre à la demande des besoins en eau d'irrigation et agricole augmenterait de 25 % tous les cinq ans. Par conséquent, la demande totale pour l'énergie des principales composantes de ce scénario devrait augmenter du fait de la hausse de la demande en besoins d'irrigation (simplifiée). Les quantités d'énergie électrique augmentent pour satisfaire les besoins en eau d'irrigation, atteignant quelque 3041,5 GWh/an en 2015. La demande maximale est 3270,2 GWh/an en 2020; ensuite la demande en énergie électrique amorce un cycle de baisse progressive atteignant 3236,8 GWh/an en 2025 et 3203,4 GWh en 2030. La demande en énergie équivalente de combustible diesel connaît également une augmentation équivalente, atteignant 260162,6 tonnes/an en 2015, culminant à 275990,9 tonnes/an en 2020, et diminuant progressivement pour s'aligner sur l'amélioration légère d'utilisation de l'énergie, selon un taux de rationalisation dans ce cas de probabilité de 269928,3 tonnes/an en 2025 et de 263932,6 tonnes/an en 2030.

• Scénario de Substitution

- Demande en énergie pour la satisfaction des utilisations en milieu urbain et rural :

Le scénario de Substitution, selon les hypothèses ci-haut, offre la possibilité d'économiser 6,5-8,5 % d'électricité dans le secteur de l'approvisionnement en eau potable et urbain. Une augmentation constante de la demande des utilisations en eau potable et domestique d'ici la fin de la période de l'étude est à noter, quoiqu'à un rythme plus lent que dans le Scénario de Référence. La demande d'approvisionnement en eau industrielle, qui jusqu'à la moitié de la deuxième décennie demeure inférieure à celle du Scénario de Référence, devrait augmenter légèrement par rapport au reste des années restant à couvrir pour l'étude, suite à l'augmentation de la densité de la consommation d'énergie. L'énergie nécessaire atteindra 1088,8 et 224,6 GWh/an en 2015, augmentera à 1182,8 et 262,9 GWh/an en 2020, 1294,5 et 291,0 GWh/an en 2025, et culminera à 1305,8 et 325,7 GWh/an en 2030.

- La demande en énergie pour l'approvisionnement en eau pour les cultures irriguées :

Suite à l'adoption du programme national de rationalisation des utilisations des ressources en eau dans le secteur agricole (essentiellement le programme de migration vers les systèmes d'irrigation modernes) et à la faiblesse des quantités d'eau utilisées, la demande en énergie pour l'approvisionnement des champs en eau augmentera suite à l'utilisation de techniques nécessitant une charge supplémentaire dans les réseaux d'alimentation des champs agricoles d'environ 28-35 m pour

l'irrigation par aspersion et environ 18m pour l'irrigation localisée par goutte à goutte, alors que les techniques utilisées par l'irrigation superficielle ne nécessitent aucune charge supplémentaire.

Le scénario est également censé permettre la conversion d'environ 965 000 hectares de terres irriguées vers des techniques d'irrigation plus efficaces pour la rationalisation de l'eau, selon les modes ci-dessous :

- ♦ 33,8 % des superficies utilisent des techniques d'irrigation localisée (goutte à goutte, vortex, aspersion, mini aspersion, etc.).
- ♦ 37,0 % des superficies utilisent des techniques d'irrigation par aspersion (mobile circulaire, latéral, fixe, pistolet, etc.).
- ♦ 29,2 % des superficies utilisent des techniques d'irrigation de surface améliorées.

Les techniques d'irrigation localisée et par aspersion sont utilisées à 70 % dans le domaine des eaux souterraines, à 15 % dans le domaine des eaux de surface et à 15 % dans des projets d'irrigation publics. Les zones restantes sont irriguées au moyen de méthodes d'irrigation de surface traditionnelles. Les pratiques d'irrigation de surface améliorées ne nécessitent pas d'énergie supplémentaire dans le réseau d'alimentation. Toutefois, l'utilisation de ces techniques permet une économie de l'eau d'irrigation à hauteur de 35 % pour l'irrigation localisée, 25 % pour l'irrigation par aspersion et 20 % pour l'irrigation de surface améliorée.

En supposant le maintien des zones irriguées d'ici 2030, parallèlement à celle des zones irriguées en 2008, la demande en énergie pour l'eau d'irrigation est corrélée au coefficient de la demande croissante en énergie pour différents systèmes d'irrigation (ressources publiques, souterraines, superficielles) égale à :

- ♦ 1,044 pour les systèmes d'irrigation
- ♦ 1,665 dans le domaine des sources d'eaux de surface
- ♦ 0,866 dans le domaine des sources d'eaux souterraines

Par conséquent, les quantités totales d'énergie nécessaires à l'alimentation en eau d'irrigation en cas de migration vers des technologies d'irrigation modernes changeront comme suit : une demande accrue pour la puissance électrique pour l'approvisionnement en eau d'irrigation inférieure à celle du scénario de référence, atteignant environ 2754,9 GWh/an en 2015, diminuant progressivement à 2638,7 GWh/an en 2020, 2578,0 GWh/an en 2025 et 2488,9 GWh/an, pour l'année cible de 2030. La demande d'énergie équivalant au combustible diesel devrait, de la même manière, atteindre un pic de 235 679,3 tonnes/an en 2015, pour diminuer à 222 691,0 tonnes/an en 2020, puis amorcer une légère baisse lors des années ultérieures (suite à la consommation améliorée d'énergie, la rationalisation, la gestion améliorée, l'utilisation des mécanismes de rationalisation économique, dans cette possibilité), atteignant enfin 214071,6 tonnes/an en 2025 et 205065,3 tonnes/an en 2030.

• Scénario Légal

- Demande en énergie pour la satisfaction des besoins en eau en milieu urbain et rural :

En raison de la restructuration des offices de l'eau potable et de l'assainissement (par ex. Damas et la région rurale de Damas, qui représentent 40 % des offices opérant dans le secteur de la production et de la consommation), il est prévu de réduire l'énergie consommée pour répondre à la demande de 4 % d'énergie consommée en 2008 jusqu'à la fin de la deuxième année de restructuration, suite à l'exploitation plus efficace et plus intégrée des sources d'eau.

L'utilisation de mécanismes économiques et techniques pour la rationalisation de l'utilisation des ressources en eau améliorera l'efficacité de l'approvisionnement en eau à 0,5 % par an d'ici 2015 à un moment où les potentiels physiques/financiers et humains sont déployables durant les plans quinquennaux objets de l'étude, ce qui signifie le recours à une faible densité énergétique pour l'approvisionnement en eau consommée, à 6,5 % par rapport à son niveau de 2008. Ce chiffre devrait se maintenir au même niveau pendant les années ultérieures.

La situation topographique des zones approvisionnées et des différentes altitudes des sources d'eau jouent un rôle déterminant dans l'augmentation ou la prestation de la densité énergétique au moment de l'alimentation en eau aux fins de boisson ou domestiques. L'étude optimale de la répartition des

zones d'approvisionnement selon les zones de pression d'alimentation égale au début du sous-système, de la situation topographique de chaque zone, et des considérations en vue de la prestation de pressions d'eau optimales et appropriées pour l'exploitation et l'utilisation des systèmes de manière économique et technique, le taux de densité énergétique et d'énergie consommée peut être réduit à environ 10-15 % au niveau national, par rapport à un taux moyen de 0,8-0,85 kWh/m³, dans lequel les zones géographiquement plus élevées sont approvisionnées en eau à partir des sources d'eau d'altitude plus élevée, mais dans lequel les zones de plus faible altitude sont approvisionnées en eau à partir de sources situées le plus proche du niveau de la mer.

L'utilisation optimale de la modélisation de l'alimentation en eau potable et domestique selon les réseaux bouclés et le choix idéal de la capacité et de l'évacuation des unités de pompage permettent à plus de 40 % des sous-systèmes séparatifs de réduire et de rationaliser l'utilisation de l'énergie à hauteur de 25 % de la consommation totale d'énergie.

Par conséquent, le développement de la puissance électrique totale nécessaire, une fois entamée l'exploitation optimale des réseaux et de leurs composantes selon le Scénario Légal, sera sensiblement inférieure aux chiffres donnés dans les scénarios de référence et de substitution ci-haut, lorsque l'eau potable en particulier durant la première décennie de la période de l'étude est approvisionnée. Même si la demande en énergie pour la prestation d'eau industrielle durant la première moitié de la période de l'étude augmente, elle diminue d'environ 11,6 % vers fin 2030. Dans ce scénario, la quantité d'énergie nécessaire devrait atteindre 1023,2 et 226,5 GWh/an en 2015, puis jusqu'à 1135,1 et 259,1 GWh/an en 2020, 1229,2 et 2277,8 GWh/an en 2025, et 1240,5 et 287,8 GWh/an en 2030.

– Demande en énergie pour l'approvisionnement en eau des cultures irriguées

La distribution d'énergie nécessaire pour l'alimentation de l'eau d'irrigation change en fonction du bassin hydrographique et de la source d'approvisionnement en eau d'irrigation (systèmes d'irrigation nationaux, eaux souterraines et eau de surface). Compte tenu de la nécessité de planifier les zones irriguées en fonction du renouvellement de l'eau selon la probabilité d'une année sèche, les besoins en eau pour les cultures irriguées seront déterminés selon les potentiels d'une utilisation écologiquement et économiquement sûre des ressources en eau disponibles, entraînant la réduction de la quantité finale des charges d'énergie nécessaires pour l'alimentation en eau d'irrigation.

L'évaluation intégrée des systèmes d'irrigation relative à l'énergie, l'économie et l'eau selon un nombre défini de critères qui prennent en compte : (i) les quantités d'eau appliquées, (ii) l'utilisation des différentes charges d'énergie, et (iii) l'efficacité de l'équipement et des moteurs de consommation d'énergie (dont une hausse de l'impact de l'utilisation et de l'élaboration de technologies et de techniques d'irrigation appliquées au niveau de projets de réhabilitation) peut réduire la demande en énergie aux niveaux sectoriel et national entre 6,3 % et 11,5 % spécialement lorsque les unités de pompage des réseaux d'approvisionnement en eau ont été réhabilités.

Ceci donne lieu au développement du secteur et à l'élaboration de programmes de rationalisation de la consommation d'énergie par la conversion des zones irriguées dans lesquelles des techniques d'irrigation peuvent être développées, d'abord dans le domaine des sources d'eaux souterraines et ensuite pour les programmes d'irrigation de l'Etat.

Avec un déficit hydrique des équilibres totaux dans ce scénario et une stabilité des zones irriguées existantes, et sur la base des paramètres précités, les quantités d'eau nécessaires aux utilisations agricoles diminuent, alors que les quantités d'eau extraites des sources d'eaux souterraines baissent de manière graduelle pour égaler les ressources en eau souterraines disponibles en une année sèche, selon le cycle hydrologique de référence. Les quantités d'eau extraites des sources superficielles sont réparties sur les projets restants selon leur contribution aux autres scénarios.

Selon ce scénario, il est prévu une réduction rapide dans la demande en énergie à partir de ses composantes principales (électricité et diesel) pour l'alimentation d'eau d'irrigation durant la première décennie, qui devrait connaître un ralentissement durant la deuxième période d'observation. La réduction de la demande en énergie est plus faible comparativement à celle en combustible diesel. Les quantités d'énergie nécessaires atteindront 2574,5 GWh/an en 2015, comparativement à 161 941,7 tonnes/an pour le combustible diesel. En 2020, cette demande connaît une baisse pour

s'établir à 2335,0 GWh /an et 116 246,0 tonnes/an. Malgré la baisse continue et progressive de la demande d'énergie électrique sur la partie restante de la période, la demande en combustible diesel sera plus stable, à 2257,8 GWh/an et 105 497,8 tonnes/an en 2025, à 2159,6 GWh/an et à 103 130,3 tonnes/an en 2030.

La Figure 3 et la Figure 4 montrent le changement en énergie nécessaire pour l'alimentation en eau dans les différents secteurs économiques selon le changement des scénarios de la demande en eau à l'horizon 2030.

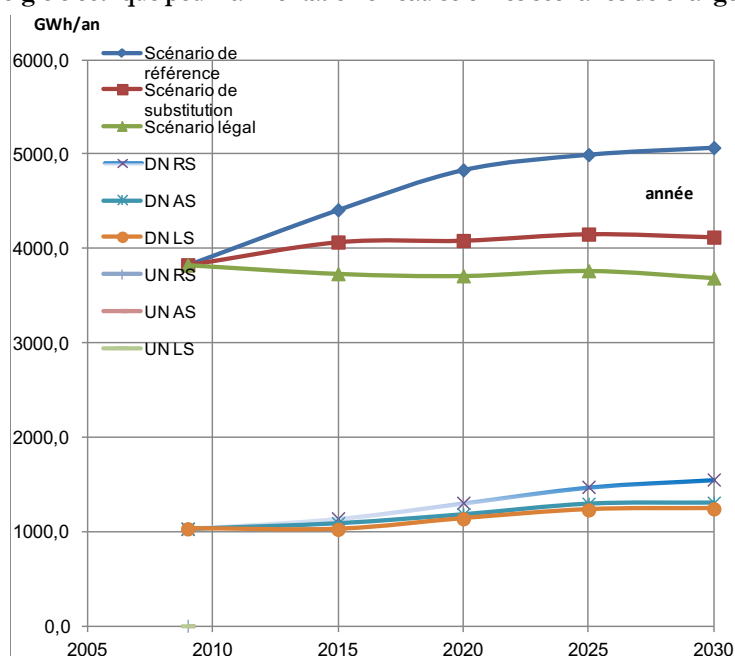
2.2. Besoins en énergie pour le transport et la distribution de l'eau (douce et de drainage)

L'eau est généralement acheminée depuis plusieurs stations de pompage et sources (eaux de surface et eaux souterraines) vers des centres de consommation situés à des distances différentes, où celle-ci est transportée depuis l'Euphrate à la ville d'Alep dans des canalisations et des canaux s'étendant sur plus de 100 km. Les longueurs du réseau d'alimentation principal des provinces d'Alep et de Hama et de leurs villes et communes avoisinantes dépassent les 120 km. Les longueurs des canalisations et des canaux alimentant la ville de Damas en eau atteignent plus de 200 km, avec des taux d'évacuation dépassant 200 l/sec.

Le transport de l'eau entre bassins secondaires, à l'intérieur du bassin hydrologique et entre les différents bassins hydrographiques nécessite une densité énergétique relativement élevée pouvant dépasser 5,0 kWh/m³, répartie comme suit :

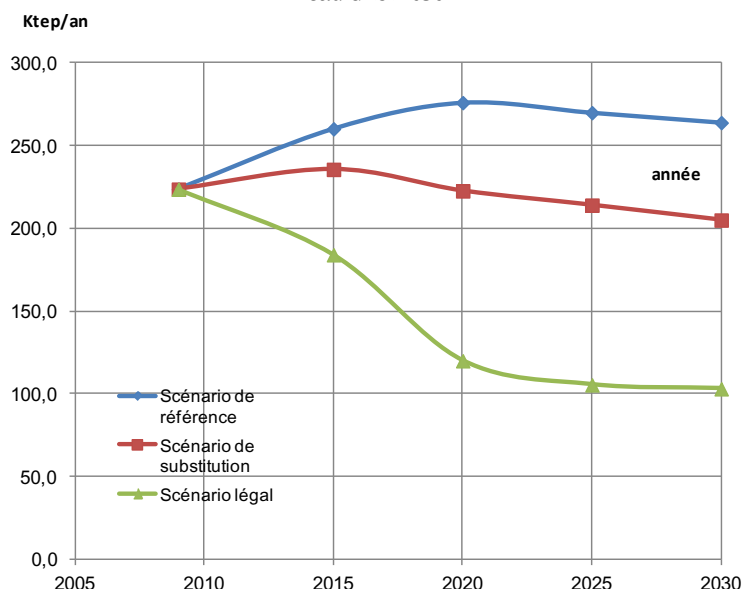
- 0,5 kWh/m³ pour la purification, la filtration et le traitement de l'eau
- 1,1 kWh/m³ pour chaque phase d'élévation de 250m, égale à 4,0kWh/m³
- 0,3 - 0,4kWh/m³ dans les lignes de pompage de haute pression (pompage à partir de prises de surface à partir de lacs, de rivières, de barrages et de champs d'eau souterrains selon la situation topographique et hydrologique de la prise.
- 0,1 - 0,3kWh/m³ comme dépenses en énergie pour le personnel d'entretien et technique.

Figure 3 - Besoins en énergie électrique pour l'alimentation en eau selon les scénarios de changements de l'eau d'ici 2030



Source: Dr M. Kordab, 2011

Figure 4 - Besoins en combustible diesel pour l'alimentation en eau selon les changements des scénarios de la demande en eau d'ici 2030



Source: Dr M. Kordab, 2011

L'énergie consommée dans le transport et la distribution de l'eau douce entre les bassins représente environ 42 % du total de l'énergie consommée dans le secteur de l'alimentation en eau potable et municipale. Selon les estimations du MHC, ce chiffre était d'à peu près 432,0 GWh/an en 2009.

L'énergie consommée dans le transport et la distribution de l'eau devrait augmenter pour atteindre environ 45 % de l'énergie consommée au titre de ce point dans le scénario de référence, alors que ce pourcentage est constant pour le scénario de substitution et le scénario légal.

2.3. Besoins en énergie pour la collecte, le traitement, l'évacuation et la réutilisation des eaux usées (dans les principaux secteurs de consommation d'eau)

Les eaux usées traitées en Syrie ont constitué environ 38 % des effluents totaux ou des utilisations urbaines en 2009, avec une concentration au niveau des grandes agglomérations urbaines (Damas, Alep, Homs et Hama) ainsi que dans quelques collectivités urbaines moins peuplées (Salamiya, Herran al-Awmeed, Zabadani, etc.). La capacité électrique utilisée pour le pompage des eaux usées vers les réseaux urbains et pour le traitement des eaux dans ces unités est estimée à quelque 45 MW, assurées par le réseau électrique national ou par l'auto production, suite au traitement et à l'utilisation des gaz obtenus au niveau de ces unités.

Une grande partie des eaux provenant du cycle de traitement tertiaire est réutilisée pour l'irrigation des cultures importantes par écoulement gravitaire (utilisant de l'énergie pour le pompage dans le processus de transport seulement), alors que la capacité globale de 18 Mégawatt est utilisée pour réutiliser les eaux traitées dans la Ghouta de Damas (évacuation moyenne de 180-250 mille m³/jour et élévation manométrique atteignant 58 m).

2.4. Besoins en énergie pour le dessalement de l'eau de mer ou des eaux saumâtres

La puissance utilisée actuellement (en 2010) pour le dessalement des eaux saumâtres est inférieure à 1,0 mégawatt. Par ailleurs, il n'existe pas de projet de dessalement d'eau de mer en Syrie.

Il est possible de confirmer que la demande en énergie pour le dessalement de l'eau de mer et des eaux saumâtres dépend des options susceptibles d'être mises en œuvre par les organismes compétents syriens pour faire face au déficit au niveau des besoins en eau pour tous types d'usages; par conséquent, les estimations présumées de ces quantités pose encore problème.

2.5. Autres besoins en énergie dans les réseaux d'eau douce et de drainage (non encore couverts)

Les utilisations énergétiques pour l'alimentation en eau de type service public (comme les besoins en eau pour les lieux de culte, estimées à 13,9 MMC/an d'eau douce, pour les établissements d'enseignement moyen et supérieur et professionnels estimées à 2,21 MMC en eau potable, pour les hôpitaux et les centres de santé publique, estimées à quelque 1,00 MMC, pour le secteur touristique, à l'exception des besoins des restaurants, estimés à 13,57 MMC, le parc de véhicules, les moyens de transport public et les engins de génie civil nécessitent environ 3,09 MMC d'eau, etc.). À ceci s'ajoutent les besoins en énergie pour l'approvisionnement des besoins d'abreuvement du bétail avec 180,0 MMC d'eau; sans parler des autres besoins invisibles mais néanmoins importants en énergie pour approvisionner en eau tous les autres usages.

Les besoins en énergie nécessaires à la satisfaction des domaines ci-dessus peuvent être estimés sur la base de l'hypothèse de l'utilisation d'une intensité énergétique équivalente pour l'alimentation en unités hydriques (comme puissance électrique) pour toutes les utilisations de type service public et pour la distribution de l'énergie consommée pour l'approvisionnement en eau d'abreuvement des animaux à des proportions égales pour les deux sources d'énergie calculées (électricité et combustible diesel).

Etant donné que ces besoins augmentent selon la croissance démographique prévu, la demande en énergie pour l'approvisionnement en eau nécessaire aux utilisations de type service public évoluerait de 28,7 GWh en 2009, à 31,8 GWh en 2015, 36,4 GWh en 2020, et 41,1 GWh en 2025, et atteindrait son pic de 43,3 GWh en 2030.

La demande de sources d'énergie (électricité et combustible diesel) pour l'approvisionnement en eau pour l'abreuvement du bétail passera, selon ces hypothèses, de 14,4 GWh et 1244,4 tonnes de diesel en 2009 à 19,3 GWh et 1378,7 tonnes de diesel en 2015, et à 22,1 GWh et 1577,9 tonnes de diesel en 2020. Comme la demande en énergie ralentit dans le cas d'une part par habitant stable de la production de viande actuelle, elle atteindra 24,9 GWh et 1782,2 tonnes de diesel en 2025 et ne dépassera guère 26,2 GWh et 1876,7 tonnes de diesel en 2030.

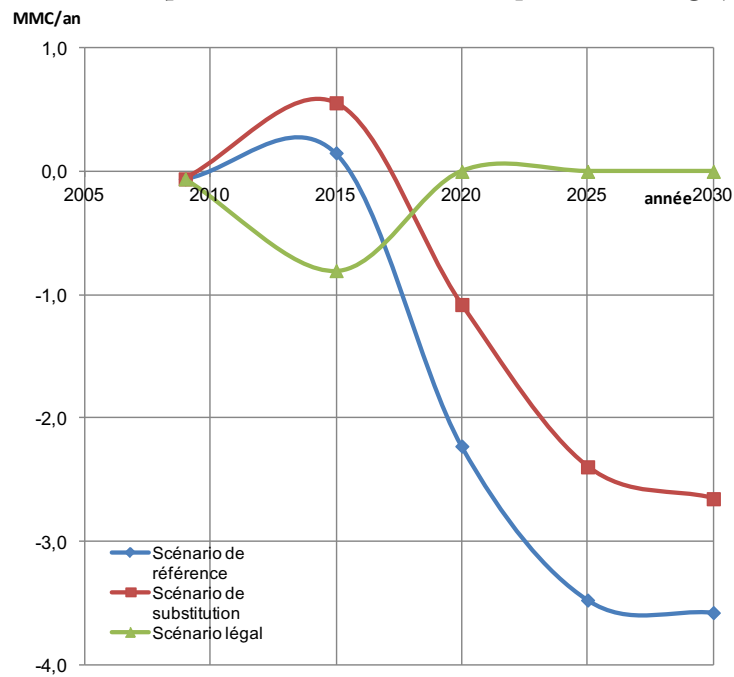
Par ailleurs, l'énergie consommée pour le drainage vertical (à partir des puits drainants verticaux dans le bassin de l'Euphrate) est considérée comme l'élément principal dans le bassin hydrographique drainé, dans lequel une capacité de 12,5 MW est utilisée dans le Bas Euphrate pour pomper l'eau de drainage à un taux de 3,5-5,0 m sur une période intercalaire de 10 mois continus chaque année.

3. Vision macro des besoins et des déficits en eau à l'horizon 2030

La demande pour satisfaire les besoins en eau connaîtra des changements significatifs d'ici 2030, une fois l'étude de ces derniers réalisée selon les trois scénarios: de référence, de substitution et légal. Les besoins en eau augmentent régulièrement dans le scénario de référence pour atteindre 21,291 milliards m³, ainsi le déficit dans l'approvisionnement en eau douce dépasse 9,52 milliards m³/an. La demande totale atteindra son pic dans le scénario de substitution en 2020 à 18,23 milliards m³/an, avec un déficit dans l'approvisionnement des ressources en eaux douces d'environ 5,34 milliards m³. Malgré la baisse dans la demande totale dans ce scénario à 17,560 milliards m³/an, le déficit dans l'approvisionnement en eau douce atteindra 6,16 milliards m³, avec – au passage – une hausse constante des quantités d'eau, culminant à 2,65 MMC/an en 2030. Dans le Scénario Légal, où les principes fondamentaux de l'équilibre entre la demande pour les ressources et leur disponibilité, les utilisations réelles totales devraient diminuer et correspondre aux réserves nationales d'eau pour une probabilité d'approvisionnement en année sèche plus les effluents (eaux réutilisées) de tous les principaux secteurs économiques. Dans le Scénario Légal, les utilisations diminuent considérablement, atteignant environ 14,07 MMC/an en 2030, année cible. Toutefois, la détérioration des ressources générales en eau ne réduira pas le déficit de l'approvisionnement de la demande en eau douce, sauf à quelque 2,30 MMC/an. Ici, une réduction rapide du déficit total est prévue d'ici 2020 à zéro, et s'y stabilisera durant chacune des années ayant des réserves correspondant à une année sèche, selon la série temporelle climatique de référence pour le calcul des ressources en eau (une fréquence sur la période de 30 ans, de 1960-1990).

La Figure 5 montre les changements en déficit d'eau (pour satisfaire aux besoins en eau pour les différents usages) selon les scénarios étudiés.

Figure 5 - Changements en déficit d'eau (pour satisfaire aux besoins en eau pour tous les usages) selon les scénarios étudiés



Source: Dr M. Kordab, 2011

III. Besoins en eau pour l'énergie d'ici 2030

1. Ressources énergétiques disponibles du pays et demande prévue (situation actuelle et tendances à l'horizon 2030)

L'un des objectifs stratégiques de la République Arabe Syrienne (R.A.S.) est de promouvoir la sécurité énergétique en Syrie, à travers une énergie abordable, fiable et propre.

1.1. Ressources énergétiques disponibles

La Syrie possède un bon potentiel de ressources énergétiques aussi bien traditionnelles (pétrole et gaz naturel) que renouvelables (ER) (solaire, éolien et hydraulique). Les éléments suivants renseignent sur la situation actuelle du pétrole et du gaz naturel, la situation actuelle de l'électricité, ainsi que celle des énergies renouvelables en R.A.S.

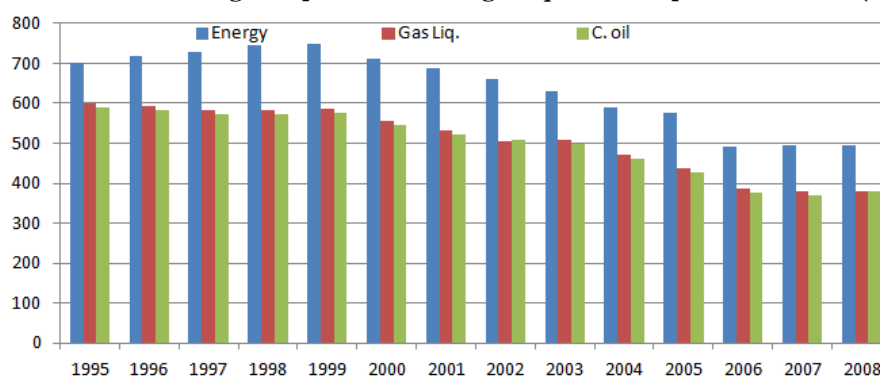
1.1.1. Situation actuelle du secteur pétrolier et gazier

Le secteur pétrolier et gazier (GN) figure parmi les principaux secteurs publics, dans lequel les autorités publiques jouent un rôle déterminant dans la production, le transport, le raffinage et la distribution des sources d'énergie primaires, avec la participation partielle de certaines entreprises étrangères opérant dans l'exploration et la production pétrolière et gazière à travers des contrats de partage avec le gouvernement. Le secteur privé est le distributeur local des dérivés du pétrole à travers des stations services.

Le pétrole et le gaz naturel sont les principales ressources énergétiques en Syrie. Les réserves géologiques sont estimées à fin 2008 à quelque 24.869 milliards de barils de pétrole et de condensats et à environ 698,610 milliards m³ de GN. Les quantités estimées de la production pétrolière récupérable ont atteint environ 7,151 milliards de barils, avec une production d'approximativement 4,8 milliards de barils d'ici fin 2008 ; les réserves restantes pour la production se montent donc à environ 2,4 millions de barils. La quantité estimée de GN pouvant être produite est d'environ 284 milliards m³, dont 125,249/milliards m³ déjà produits à fin 2008.

La production de pétrole a commencé à diminuer progressivement en Syrie après 1995. Celle-ci est passée de 27,37 millions de tonnes en 2000 à 19,33 millions de tonnes en 2007. Il a été possible de maintenir le même taux en 2008 et 2009.

Figure 6 - Production d'énergie, de pétrole brut et de gaz liquides sur la période 1995-2008 (MdB/j)



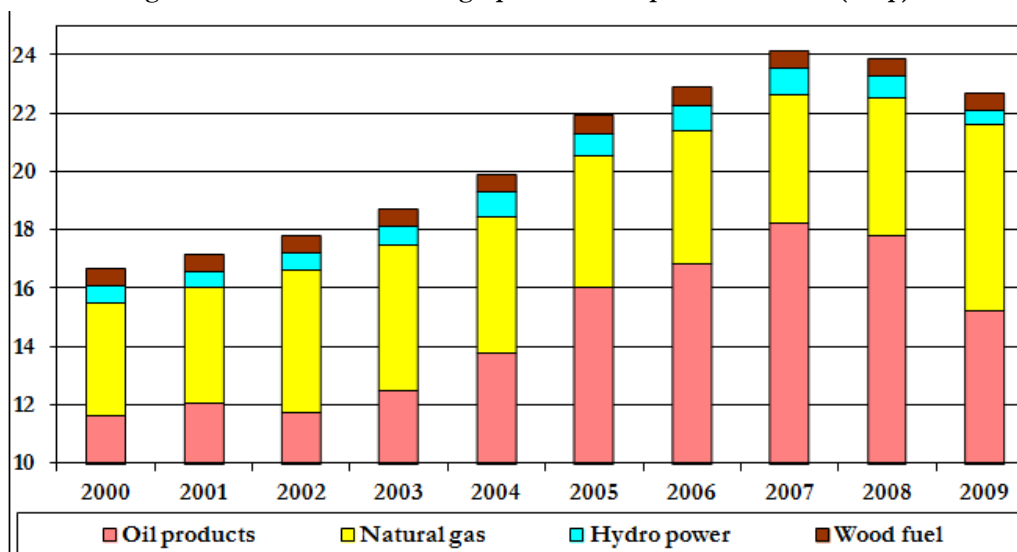
Source: Rapports statistiques de l'OAPEP (2001-2009)

La production de pétrole brut s'est établie à 460 MdB/jour en 2004 et à environ 400 MdB/jour en 2006. La production et les exportations devraient baisser, à un moment où la consommation continue d'augmenter. La Figure 6 montre la production d'énergie, de pétrole brut et de gaz liquides pendant la période 1995-2008 en R.A.S. Selon cette figure, la production de pétrole brut a diminué régulièrement depuis 1996, alors que les liquides d'origine gazière ont augmenté légèrement en raison de la hausse de la production de gaz

naturels et gaz associés¹¹. La production de GN a entamé sa tendance haussière durant les années 90 et a atteint son niveau le plus élevé vers la fin des années 90.

La Figure 7 montre l'évolution de la consommation d'énergie primaire en R.A.S. durant la période 2000-2009 ; davantage d'informations figurent au Tableau 67 dans les annexes de l'étude. La consommation d'énergie en Syrie s'est fortement accrue pendant la période 2003-2007, et la demande en énergie a atteint 24 Mtep en 2007. Ainsi, suite aux nombreuses mesures prises pour la conservation de l'énergie, tel l'ajustement des prix de l'électricité et du diesel et la réduction de l'activité de contrebande de diesel, la demande en énergie a diminué en 2008 pour s'installer à quelque 22,6 Mtep en 2009. Le Tableau 1 montre la distribution de la consommation d'énergie primaire dans différents secteurs en 2008¹².

Figure 7 - Consommation d'énergie primaire sur la période 2000-2009 (Mtep)



Source: Bilans énergétiques de la Syrie pour la période 2000-2009

Tableau 1 - Distribution de la consommation d'énergie primaire selon les différents secteurs en 2008

Secteur	Total (Ktep)	%
Agriculture	918	3,85
Secteur Pétrole et Gaz	1668	7,00
Secteur électrique	9316	39,10
Secteur de la transformation Industrielle	1941	8,15
Secteurs du bâtiment et de la construction, commercial et public	912	3,83
Secteur des transports	4791	20,11
Secteur résidentiel	4282	17,97
Total	23828	100

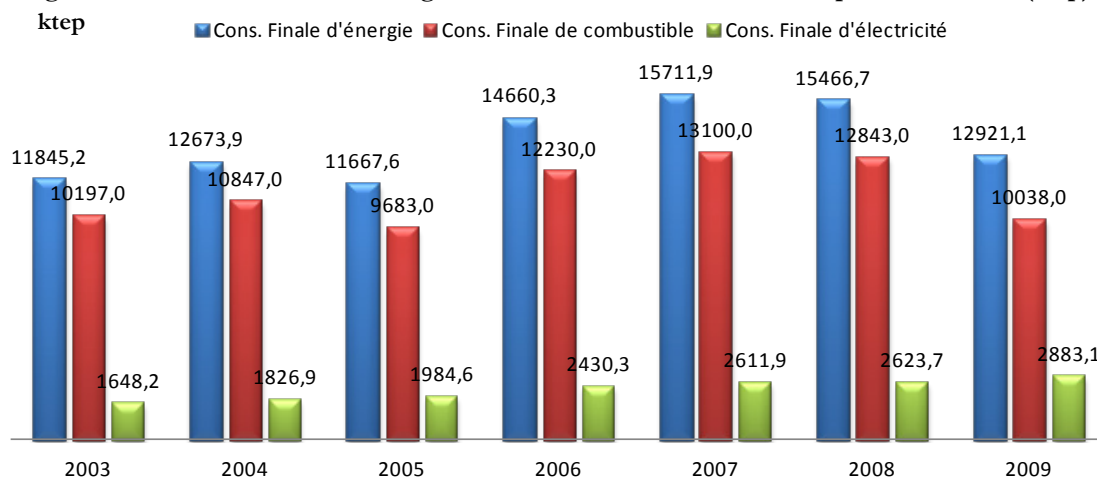
Source: Plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz en Syrie, 2010, Ministère du Pétrole et des Richesses Minérales

En 2008, le modèle de distribution d'énergie primaire syrien montre que le secteur de la production électrique est le plus grand consommateur d'énergie primaire. Il a consommé 39,1 %, suivi par le secteur des transports avec 20,1 %, le secteur domestique avec 18 %; les industries de la transformation, de l'extraction et du raffinage ont consommé 15,15 %. La Figure 8 montre la consommation finale d'énergie, de combustible et d'électricité pendant la période 2003-2009. La consommation finale d'énergie s'est établie à environ 15,712 Mtep en 2007 et a ensuite baissé à 12,92 Mtep en 2009. La consommation finale d'énergie est répartie à hauteur de 72,1 % en produits pétroliers (dérivés de pétrole), 10,3 % en gaz naturel, 2,8 % en combustibles traditionnels et 15 % en électricité.

¹¹ Rapports statistiques de l'O.A.P.E.C (2001-2009)

¹² Plan stratégique pour le secteur pétrolier et gazier en Syrie, 2010, Ministère du Pétrole et des Ressources Minérales

Figure 8 - Consommation finale d'énergie, de combustible et d'électricité sur la période 2003-2009 (Ktep)

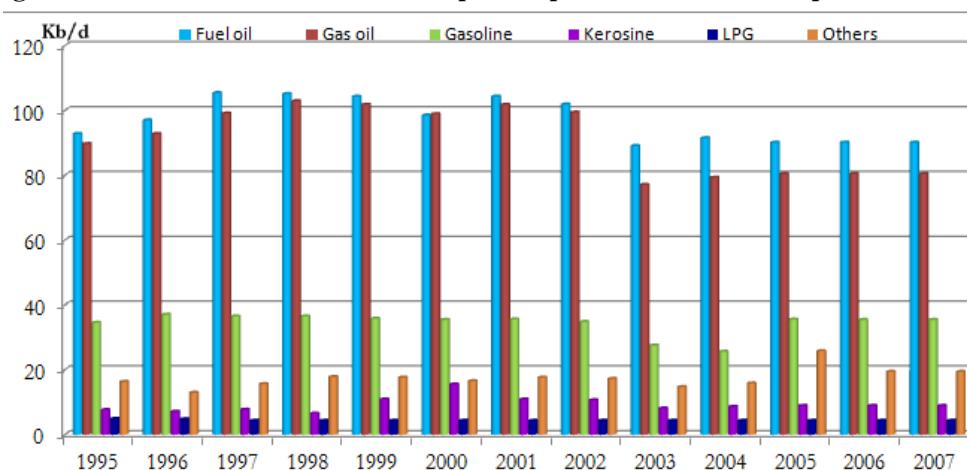


Source: Bilans énergétiques de la Syrie pour la période 2003-2009

La Syrie compte deux raffineries. Une première raffinerie à Homs, d'une capacité de 5,7 millions de tonnes/an. Elle tourne à hauteur de 60 % au pétrole brut lourd et à 40 % pétrole brut léger. La deuxième, la raffinerie de Baniyas, d'une capacité de 6 millions de tonnes/an, est alimentée à 60 % par du pétrole brut léger et à 40 % par du pétrole brut lourd. En 2008, la quantité de pétrole brut utilisée par les raffineries était d'environ 11,72 millions de tonnes¹³. Les dérivés produits par les deux raffineries sont répartis comme suit : 40 % de Mazout (M), 32 % de Combustible Diesel (CD), 18 % d'essence, de naphthe, de kérosène et de GPL et 10 % d'asphalte, de coke et d'autres produits lourds. Les dérivés du pétrole ne sont pas suffisants pour les utilisations domestiques; aussi, du combustible diesel et du mazout sont importés en grandes quantités. (La production intérieure de diesel et de mazout était d'environ 4 millions de tonnes en 2008, alors que la consommation totale a dépassé les 7 millions de tonnes).

La Figure 9 retrace l'évolution de la consommation des produits pétroliers entre 1995-2007. De toute évidence, le mazout, le gazole et l'essence sont les produits pétroliers les plus consommés en Syrie. Le mazout est le principal combustible pour la production électrique, alors que le gazole est utilisé essentiellement par le secteur domestique, tertiaire et des transports.

Figure 9 - Evolution de la consommation des produits pétroliers en R.A.S. sur la période 1995-2007



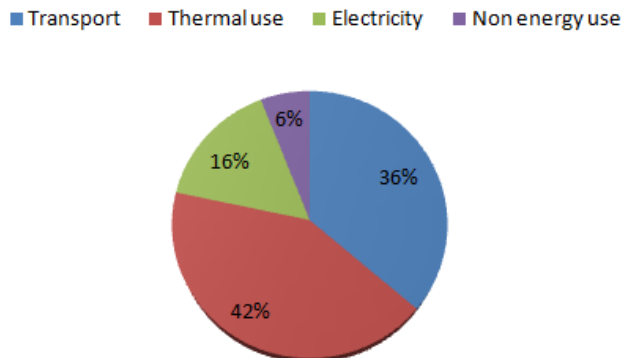
Source: Dr M. Kordab, 2011

Les technologies actuelles de transformation de l'énergie sont essentiellement tributaires de la consommation de combustibles fossiles. En général, celle-ci est utilisée directement, mais aussi souvent pour la production d'électricité ou pour le transport. Ce secteur comporte deux principales activités

¹³ Ministère du Pétrole et des Ressources Minérales, 2010, Plan stratégique pour le secteur pétrolier et gazier en Syrie

impliquant la combustion, à savoir la combustion stationnaire et le transport. La combustion stationnaire englobe presque toutes les activités consommatrices d'énergie, à l'exception de celles du secteur du transport, outre la pétrochimie et les fertilisants.

Figure 10 - Ventilation de la consommation finale d'énergie sur différents secteurs en 2008



Source: RNI- SY, GES Analyse de l'atténuation dans le Secteur de la Production d'Énergie

La part du thermique dans la consommation d'énergie finale était de 42 %, suivie de celle du secteur des transports : 36 %, tel qu'indiqué dans la Figure 10.

A ce propos, il importe de mentionner que le niveau de production de pétrole brut s'est maintenu à une production annuelle moyenne de 380 000 barils/jour et que la production de GN est passée de 20 millions m³/jour à 21 million m³/jour. Le niveau de capacité des raffineries de Homs et de Banias est maintenu à 230 00 barils/jour. L'importation de mazout en 2006 a commencé par une quantité de 620 000 tonnes, est passée à 2 158 000 tonnes en 2007 et à 2 856 000 tonnes en 2008.

1.1.2. Situation actuelle du secteur de l'électricité

En Syrie, la production électrique est encore assurée par le secteur public, qui est en charge à la fois de sa production, de sa transmission et de sa distribution. Le Ministère en charge de l'Électricité joue un rôle central dans le processus de production (à travers l'Etablissement Général pour la Production et la Transmission de l'Électricité) et a satisfait à environ 85 % de la demande totale pour l'électricité sur la période 2000-2010, alors que les autres acteurs (l'établissement public chargé des barrages de l'Euphrate, auprès du Ministère du Pétrole et Ressources Minérales et de l'Importation) contribuent à hauteur de 15 %. Toutefois, la contribution de ces derniers est en train de diminuer, en raison de la hausse de la demande en électricité et des ressources hydroélectriques limitées.

Les niveaux de réchauffement sans précédent survenus durant quelques mois d'été ont donné lieu à l'émergence d'une pointe électrique en période estivale similaire à la pointe hivernale, entraînant un impact négatif sur la performance des centrales thermiques, réduisant l'efficacité et la capacité disponible à un moment critique où le système doit produire davantage pour satisfaire les besoins supplémentaires en charge occasionnés par la climatisation et le pompage de l'eau.

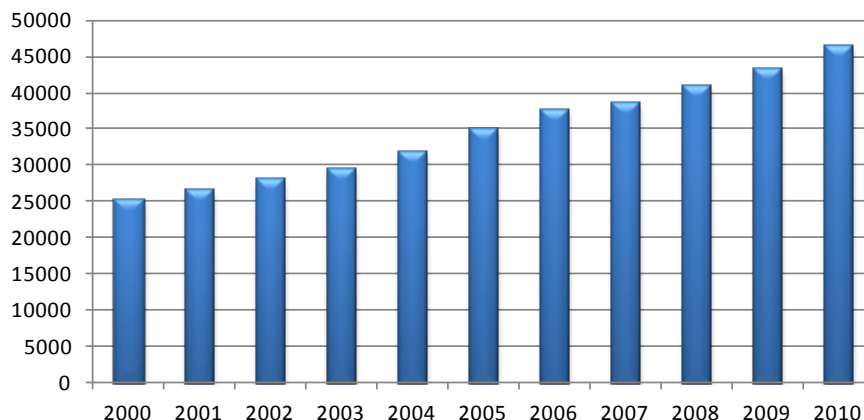
Demande d'électricité, Pointe maximale et Capacité installée

Pour faire face à l'augmentation de la demande, la production électrique a connu une hausse pendant la période 2000-2010, passant de 23 874 GWh en 2000, à 41 373 GWh en 2008 et à 46 195 GWh en 2010, comme le montre la Figure 11¹⁴, avec un taux de croissance annuelle de 7,1 %. L'électricité par tête a atteint environ 2 037 kWh en 2007 et 2086 kWh en 2008. Toutefois, la demande quotidienne pour l'électricité en hiver (pic hivernal) et l'été (pic estival) dépasse la demande quotidienne moyenne pour l'électricité durant toute l'année.

¹⁴ Ministère de l'Électricité, 2003-2007, Rapports Statistiques Techniques

Durant la période 1994-2009, la demande de pointe est passée de 2 474 MW à 6 900 MW, avec un taux de croissance moyen de 8,2 %. Pour gérer à la fois cet appel de puissance maximale et l'augmentation de la demande d'électricité, la capacité installée disponible est passée de 3 600 MW à 6 250 MW (Figure 12). Après une période où la marge de réserve était supérieure à 30 % en 2000, celle-ci a baissé de manière graduelle, pour finalement connaître un déficit au niveau de la capacité installée du système en 2006 et 2007, causant de réelles pénuries d'électricité durant les heures de pointe. La Figure 13 présente la distribution de la capacité installée disponible par type de production en 2008. Il est à noter que la capacité totale installée en 2008 avait atteint 7 518 MW, dont 6 250 MW seulement était disponible.

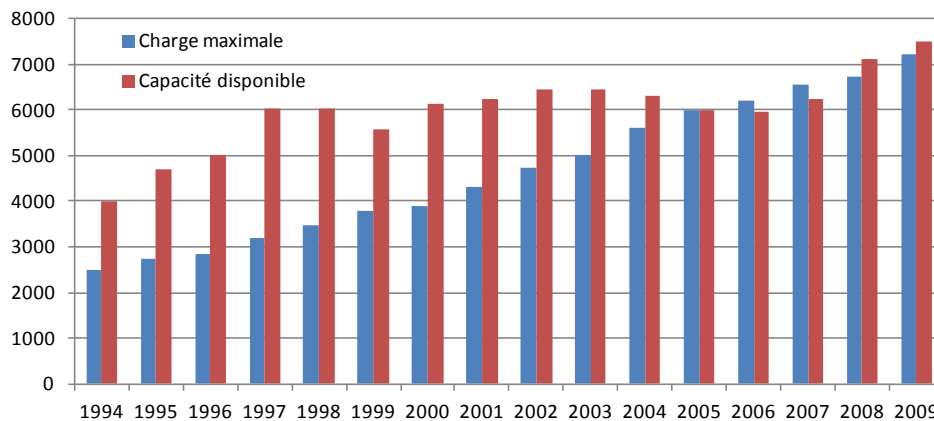
Figure 11 - Développement de la demande d'électricité sur la période 2000 - 2010



Source: Ministère syrien en charge de l'électricité, Rapport statistique sur l'électricité

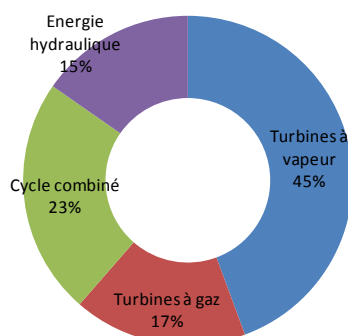
Capacité installée et Charge maximale

Figure 12 - Charge maximale et capacité installée disponible - 1994-2009



Source: Ministère syrien en charge de l'électricité, 2000-2010 - rapports statistiques sur l'électricité

Figure 13 - Distribution de la capacité installée par type de production en 2008

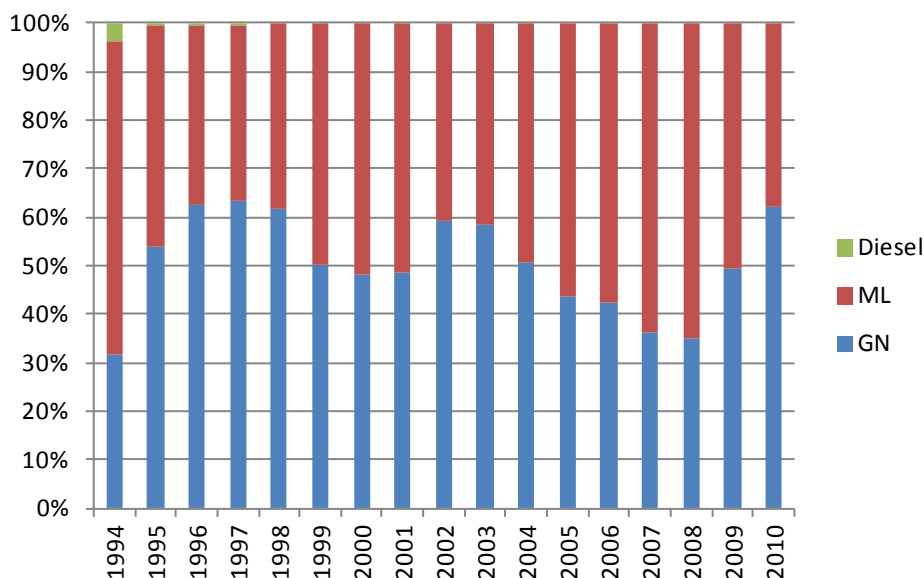


Source: Ministère syrien en charge de l'électricité 2009, Rapport statistique sur l'électricité

Evolution de la consommation de combustible dans le secteur de la production

En raison de la production limitée d'énergie hydroélectrique, la hausse de la demande d'électricité a engendré un recours accru et régulier aux combustibles fossiles pour les besoins de production, représentés essentiellement par le Mazout Lourd (ML) et le Gaz Naturel (GN). Sur la période 1994-2010, la part de la production d'énergie hydroélectrique a oscillé entre 10 % et 19 %, suite à la disponibilité de l'eau dans l'Euphrate. Par conséquent, sur toute la période, la part de la production thermique a dépassé 80 % et a atteint en 2007 plus de 90 %. D'où la consommation de combustibles fossiles dans la production électrique – composés de ML, de GN et de petites quantités de diesel. Selon les quantités de GN disponibles, sa part dans le mix énergétique a connu une grande fluctuation: augmentation de 32 % en 1994 à 60 % en 1997, suivie d'une baisse jusqu'à 48 % en 2000 et d'une augmentation à 59 % en 2002 et 36 % en 2010, tel qu'indiqué dans la Figure 14.

Figure 14– Evolution de la consommation de combustibles pour la production électrique (%)

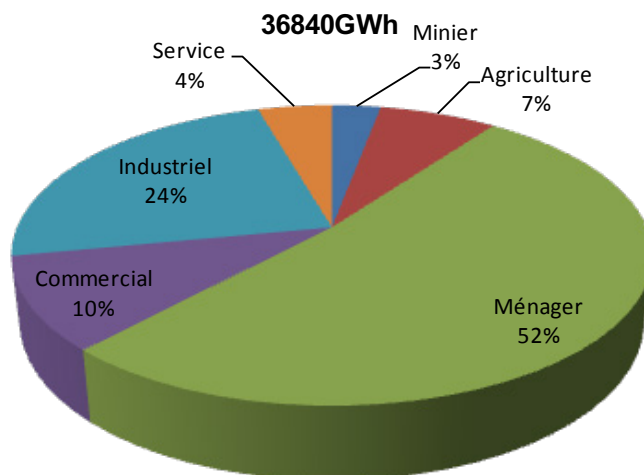


Source: Ministère syrien en charge de l'électricité, 2000-2010, Rapports statistiques sur l'électricité

Consommation finale d'électricité

La Figure 15 montre la distribution de l'électricité consommée dans les différents secteurs de consommation en 2008. Le secteur domestique (ménager) est le plus grand consommateur d'énergie électrique, avec une consommation de 52 % de l'énergie électrique totale, suivi par le secteur industriel 24 %.

Figure 15 - Ventilation de la consommation électrique par secteur en 2008



Source: Ministère syrien en charge de l'électricité, 2009, rapport statistique sur l'électricité

1.1.3. Potentiel des ressources d'énergie renouvelables en Syrie¹⁵

La R.A.S. est située géographiquement entre la latitude 32,3° et 37° nord de l'Equateur et entre les longitudes 36° et 42,5° à l'est de Greenwich. Elle bénéficie d'une source d'énergie solaire très importante et illimitée, en plus d'un potentiel considérable d'énergie éolienne, susceptibles de présenter des avantages d'applications dans plusieurs domaines.

Ressources en énergie solaire

Le flux de rayonnement solaire horizontal global moyen en Syrie est d'approximativement 5kWh/m²/jour ou 1,8 MWh/m²/an. Le flux de rayonnement quotidien moyen varie de 4,4k Wh/m²/jour dans les zones montagneuses de l'ouest à 5,2kWh/m²/jour dans les régions désertiques. Le nombre annuel d'heures d'ensoleillement oscille également entre 2,820 et 3,270 heures/an. Le Tableau 2 présente l'Irradiation Quotidienne Moyenne Annuelle (IQMA) sur une Surface Horizontale (Wh/m²) au niveau de 18 Stations météorologiques en Syrie.

Tableau 2 - Irradiation Quotidienne Moyenne Annuelle (IQMA) sur une Surface Horizontale (SH) dans 18 Stations Météorologiques en Syrie (Wh/m²)

Station	MAIJ / S.H. (Wh/m ² /jour)	Station	MAIJ / S.H. (Wh/m ² /jour)
Damas (Mezzeh)	5179	Idleb	4852
Damas (Aéroport)	5106	Alep	4792
Kharabo	5134	Messelmyeh	4696
Daraa	5079	Jarablus	4610
Sarghaya	4863	Raqqa	4870
Palmyra	4985	Der Ezzor	4810
Homs	4886	Hassakah	4695
Hama	4926	Kamishleh	4572
Jableh	4950	Idleb	4852
Lattakia	4516	Alep	

Source: Dr M. Kordab, 2011

Ressources en énergie éolienne

Le vent est une source d'énergie renouvelable prometteuse pour la production électrique et pour le pompage de l'eau. Les études ont montré que plus de 4 000 éoliennes multipales ont été installées durant les quelque dernières décennies dans les différentes régions de Syrie pour le pompage de l'eau.

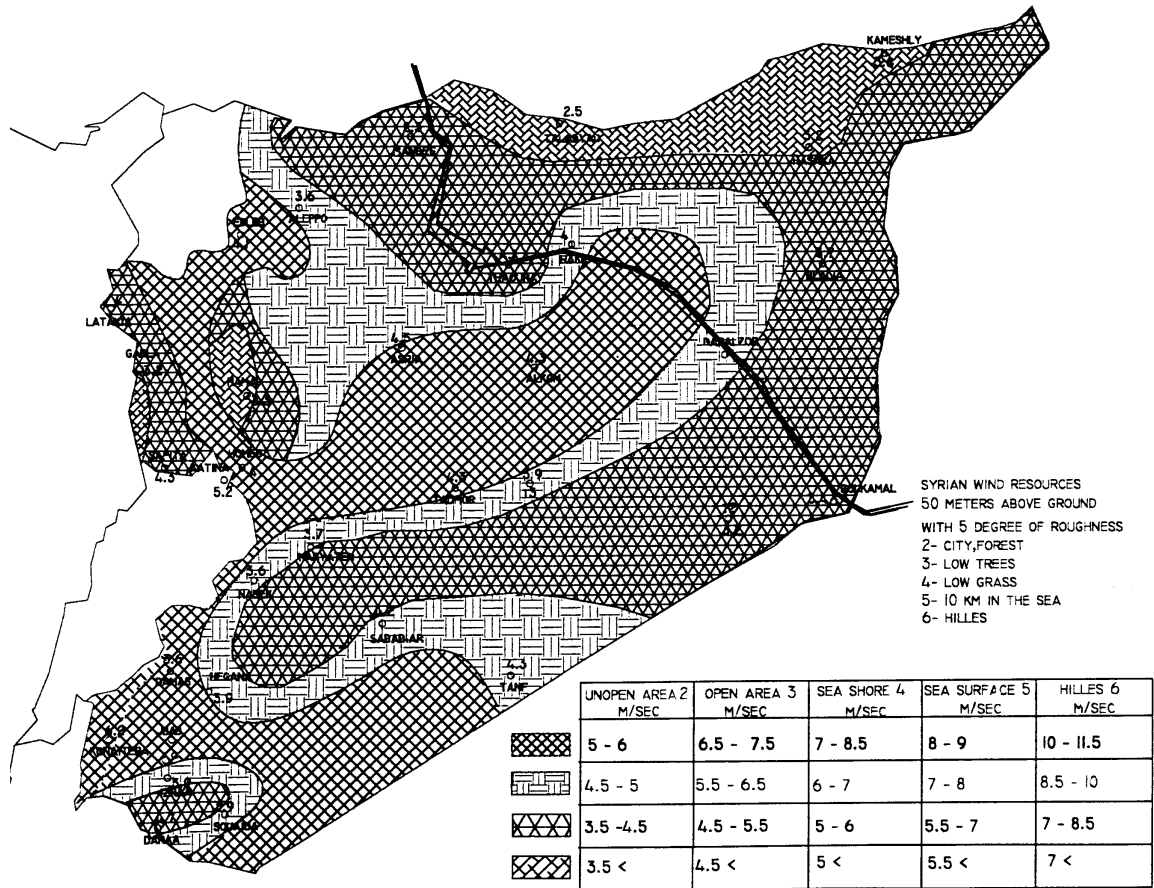
La Figure 16 montre la carte des vents de la Syrie, dans laquelle la Syrie est divisée en quatre régions principales selon la vitesse du vent. La première région (le sud et le centre de la Syrie) bénéficie d'une vitesse du vent de 11,5 m/s et les autres régions ont une vitesse du vent oscillant entre 3,5 et 10 m/s.

Les ressources en biomasses

Les déchets d'origine animale et agricole sont des produits importants dans les zones rurales de Syrie. La bouse de vache, les excréments de poulets et les déchets humains, en plus des déchets de bois et de végétaux constituent la source principale de biomasse en Syrie. Le potentiel de biomasse théorique en Syrie a été estimé à 25,8 millions de tonnes par an, répartie sur les différentes sources, tel que figurant dans la Figure 17. Plus de 60 % du potentiel total de biomasse est tiré du secteur agricole.

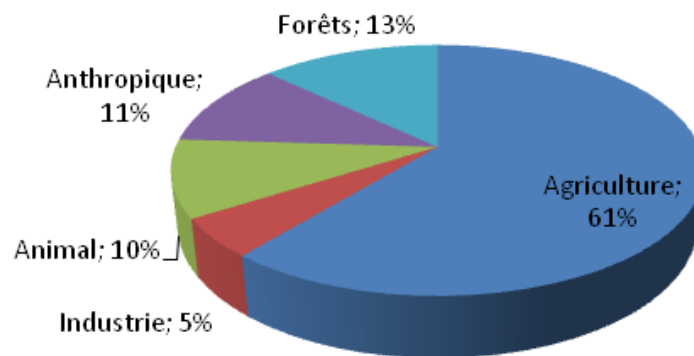
¹⁵: Ministère de l'Electricité, 2001, Schéma directeur des E.R., Potentiel et applications des Plans des ressources des énergies renouvelables en Syrie

Figure 16 - La carte des vents de la Syrie



Source: Ministère en charge de l'Électricité, 2001, Schéma directeur des ER – Potentiel, Plans et Applications des ressources en E. R. en Syrie

Figure 17 - Ressources de biomasse en Syrie



Source: Ministère en charge de l'Électricité, 2001, Schéma directeur des ER – Potentiel, Plans et Applications des ressources en E. R. en Syrie

Ressources en énergie hydroélectrique

La production d'électricité à partir du barrage Al-Thawra (840 MW) et Teshreen (630 MW), tous deux sur le fleuve de l'Euphrate, fournit quelque 90 % de la production d'hydroélectricité. Le barrage Al-Baath sur l'Euphrate (81 MW) et 5 autres centrales hydroélectriques de plus petite taille constituent la totalité de la capacité installée de 1551 MW.

Ces centrales ont produit entre 2 119 GWh en 2001 et 4 247 GWh en 2003, selon la disponibilité en eau de l'Euphrate, tel que montré dans le Tableau 3. Ces quantités constituent entre 7 % et 13 % de la production d'énergie électrique. Il existe un potentiel d'énergie hydroélectrique au niveau des zones côtières syriennes, quoique limité.

Les études technico-économiques en cours font état de la possibilité de construire une centrale hydroélectrique dans la région de Halabieh Zalabieh sur l'Euphrate, d'une capacité de 85 MW, et une centrale électrique à accumulation par pompage, d'une capacité de 1000 MW.

Tableau 3 - Total production d'électricité et d'hydroélectricité sur la période 2000-2008

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008
25218	26714	28014	32077	34935	37505	38645	41023
2503	2119	2501	4247	3445	3994	3526	2872
9,93 %	7,93 %	8,93 %	13,24 %	9,86 %	11,43 %	9,12 %	7 %

Source: Dr M. Kordab, 2011

Ressources en énergie géothermique

Le potentiel d'énergie géothermique en Syrie a été évalué après l'identification des ressources, présentée au Tableau 4. Ces données, qui identifient les différentes opportunités, montrent que l'une de ces dernières : Alep, peut jouer un rôle déterminant dans la production énergétique, particulièrement lorsqu'elle est associée à l'exploitation de l'eau et de la chaleur résiduelle à usage agricole.

Tableau 4 - Ressources Géothermiques en Syrie

Nom du puits	Emplacement	Température au sol (°C)	Évacuation d'eau m³/heure
Aldbayat – Sukneh	Région centrale de Palmyra	61	42
Abourabah – Quareten	Région centrale de Palmyra	50	Air sec
Almauh Swamp	Région centrale de Palmyra	45	320
Alyadude	Daraa - Région Sud	44	7,72
Raas Alain	Région du Nord Est	40	31,3
Alsfera	Alep – Région Nord	38	980

Source: Ministère en charge de l'Électricité, 2001, Schéma directeur des ER, Potentiel et Plans des ressources en ER et Applications en Syrie

Huile de schiste

Le sud de la R.A.S. ne compte que quelques gisements d'huile de schiste. Les réserves estimées sont d'environ 65 Mtep¹⁶.

1.2. Prévisions de la demande en énergie en Syrie, à l'horizon 2030

1.2.1. Statut futur de l'énergie et de l'électricité en R.A.S.

Les informations obtenues auprès du Ministère du Pétrole et des Richesses Minérales de la R.A.S. font état de l'existence de mazout en quantités limitées. La production totale estimée de mazout des raffineries de Homs et de Baniyas se monte à 3,8 millions de tonnes. Les nouvelles raffineries produiront des produits légers au lieu du Mazout nécessaire pour le secteur électrique. Par conséquent, il est prévu l'importation de quantités importantes de mazout d'ici 2030, qui devraient augmenter en cas de mise à la réforme de la raffinerie de Homs ou de Baniyas.

Le Tableau 5 et la Figure 18 montrent la distribution de gaz naturel propre disponible par jour. Il est prévu que la production de GN se stabilise autour de 28 MMC par jour, plus 6 MMC par jour d'importations confirmées. Dans le cas où les secteurs industriels, de transport et du pétrole consomment 12,3 MMC par jour, il resterait 22 MMC par jour pour la production électrique. Il est prévu, tout au moins à l'horizon 2030, de continuer à assurer cette quantité de GN au secteur électrique, avec la possibilité d'importer 13,5 MMC par jour de la région, susceptible d'augmenter en cas d'exportation de GN irakien via la Syrie.

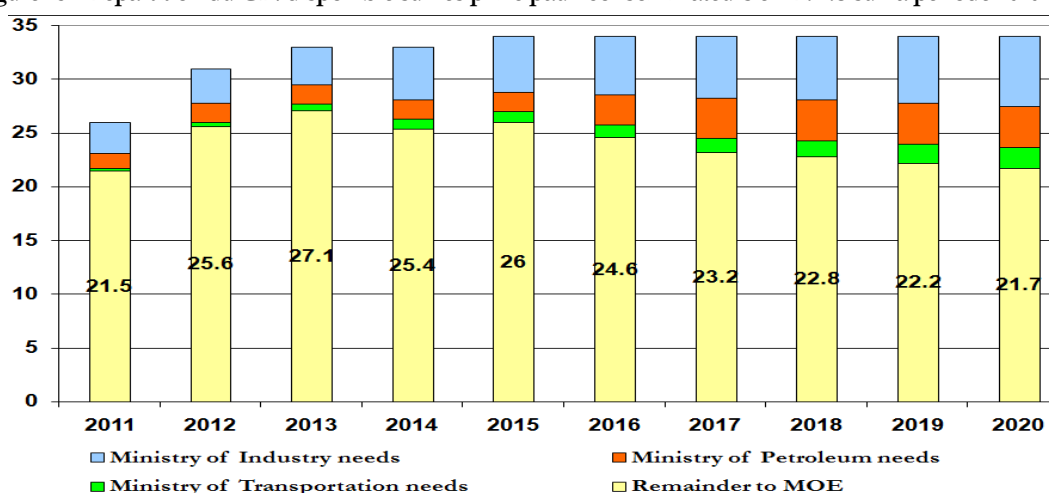
¹⁶ Ministère de l'Électricité, 2001, Schéma directeur des ER, Potentiel et Plans des ressources et Applications des Énergie Renouvelables en Syrie.

Tableau 5 - Ventilation des quantités disponibles de GN sur les principaux consommateurs en R.A.S. entre 2010 et 2020

(MMC/Jour)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gaz naturel propre disponible	28	28	28	28	28	28	27	27	27	23	18
Importations de GN (confirmées)	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	2,5
Total, dont les importations confirmées.	34	34	34	34	34	34	33	33	31	26	20,5
Min. des besoins de transport	2	1,8	1,5	1,3	1,2	1	0,9	0,6	0,4	0,2	0
Min. des besoins en pétrole	3,8	3,8	3,8	3,8	2,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,4	1,2
Min. des besoins de l'industrie	6,5	6,2	5,9	5,7	5,4	5,2	4,9	3,5	3,2	2,9	2,6
Reste pour le MdE	21,7	22,2	22,8	23,2	24,6	26,0	25,4	27,1	25,6	21,5	16,
Importations de GN confirmées	13,5	12,5	12,5	11,5	11,5	12,5	9,5	7,5	7,5	4,5	0

Source: Ministère du Pétrole et ressources minérales, 2010, Plan stratégique pour la production de GN 2010-2025, Saidnaya WS

Figure 18 - Répartition du GN disponible sur les principaux consommateurs en R.A.S sur la période 2010-2020



Source: Ministère du Pétrole et Ressources Minérales, 2010, Plan stratégique pour la production de GN 2010-2025, Saidnaya WS

1.2.2. Coopération régionale dans le domaine de l'énergie

La coopération régionale dans le domaine de l'énergie devrait donner lieu à des projets supplémentaires, comme suit:

- Le renforcement des capacités du réseau électrique national, permettant ainsi d'accroître la capacité d'interconnexion électrique régionale de la haute tension CA et CC.
- La création d'un réseau de gazoducs pour la liaison des pays du Golfe avec l'Europe, ou de l'Irak avec la Syrie et l'Iran.
- L'entrée en service des conduits de pétrole brut entre les pays de la région, et la promotion de la création de nouvelles conduites.
- Le renforcement de la capacité des infrastructures des ports syriens pour l'importation de quantités additionnelles de mazout, de GNL et de charbon.

L'évolution de la demande en énergie en Syrie avait été prévue par les résultats d'une étude menée par le Comité National de l'Energie en R.A.S., présentés lors des travaux du Congrès National de l'Énergie, tenu à Damas les 13-14 mars 2010. Selon l'évolution de la situation économique, sociale et technique en Syrie, et en fonction des ressources énergétiques nationales et des techniques disponibles des options énergétiques, et prenant en considération le potentiel des importations et des exportations, les hypothèses suivantes ont été prises en compte:

- La réalisation de la sécurité énergétique,
- La détermination des cours du pétrole par intervention officielle, en prenant en compte l'impact du marché sur les prix des sources d'énergie,

- L'appui du gouvernement à certaines formes de sources d'énergie (tel le gazole et l'électricité),
- L'introduction de politiques en matière d'efficacité énergétique,
- L'interaction entre le secteur de l'énergie et les autres secteurs de développement,
- La diversification des sources énergétiques.

Afin d'évaluer l'impact des mesures d'adaptation futures des politiques d'approvisionnement en énergie sur les émissions de gaz à effet de serre (GES), deux scénarios d'approvisionnement en énergie ont été adoptés : un scénario du maintien du statu quo, dit Scénario de Référence (SdR) et un Scénario d'Économie d'Énergie basé sur l'entrée en application du partage des ressources renouvelables (SEE).

La tendance de développement se réfère au Scénario de Référence (SdR), qui reflète l'élaboration du plan d'agrandissement optimal futur du secteur de la production électrique, en prenant en compte un ensemble de limites et de contraintes reflétant les caractéristiques technologiques des centrales électriques actuelles, opérationnelles et futures candidates, la disponibilité des ressources internes en combustibles et les possibilités d'import et d'export.

Le deuxième est le Scénario d'Économie d'Énergie (SEE) qui met l'accent sur l'introduction de mesures politiques en termes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique et de technologies d'énergie propres. Ces deux scénarios ont été adoptés par le Comité National de l'Énergie et présentés au Congrès National de l'Énergie tenu à Damas en mars 2010. Ils sont par ailleurs, utilisés pour l'étude de l'EE et du schéma directeur des ER (préparés par la GIZ et le CNRE-Ministère en charge de l'Électricité) fin 2010. Les deux scénarios présentant, dans le réseau électrique syrien, deux centrales nucléaires d'une capacité de 1 600 MW, l'une d'une capacité de 600 MW devant être installée en 2020-2025 et l'autre de 1 000 MW, dont l'installation est prévue pour 2025-2030. Toutefois, au lendemain de la catastrophe nucléaire de Fukushima, la tendance actuellement en Syrie évolue plutôt vers l'exclusion de l'option de la production d'électricité d'origine nucléaire; c'est pour cette raison que nous avons, pour cette étude, adopté deux scénarios modifiés (le Scénario de Référence Modifié «SRM» et le Scénario d'Économie d'Énergie Modifié (SEEM), comprenant les mêmes hypothèses, à l'exception des options nucléaires.

1.2.3. Prévision de la demande en énergie selon le Scénario de Référence (SdR)

Les principales hypothèses de ce scénario sont comme suit :

- L'adoption de données officielles sur les réserves et la production de pétrole et de GN. L'essence a participé à hauteur de 25 % et le diesel à hauteur de 75 % des combustibles consommés par le secteur des transports en 2005 ; il est prévu que la part de l'essence demeure fixe durant toute la période de l'étude, alors que la part du diesel diminuera en faveur du GN, dans les années ultérieures.
- 14,5 % de la demande énergétique finale pour les utilisations thermiques sera couverte par le gaz naturel liquéfié (GNL), 20 % par le Mazout, alors que la part du GN augmentera de 3,5 % en 2005, pour atteindre 8,6 % en 2015 ; diminuant ensuite à 4,1 % en 2030, après la baisse de la production de GN. L'option de production d'électricité d'origine nucléaire commencera par une centrale électrique d'une capacité de 600 MW durant la période 2020-2025, suivie d'une autre d'une capacité de 1 000 MW entre 2025 et 2030,
- L'utilisation d'éoliennes pour la production d'électricité dans certaines régions prometteuses en potentiel de vent en R.A.S., ainsi que l'utilisation de centrales solaires photovoltaïques,
- La marge de réserve des centrales électriques sera de 5 % en 2010 et de 10 % par la suite,
- L'importation et l'exportation d'énergie électrique via l'interconnexion des réseaux électriques selon la capacité disponible avec les pays frontaliers, de l'ordre de 300 MW en 2005 et de 500 MW en 2030,
- L'importation du GN à travers le Gazoduc Arabe, à compter de 2008 au taux de 2,74 MMC par jour,
- La demande en énergie primaire augmentera de 4,9 % à partir de 25 (Mtep) en 2005, atteignant 83,3 (Mtep) en 2030, pour satisfaire à la croissance de la demande énergétique moyenne finale, qui est de 5,3 %, commençant à partir de 15,249 (Mtep) en 2005 et atteignant 55,6 (Mtep) en 2030.

Les résultats du scénario de référence ont confirmé la dépendance continue vis à vis des combustibles fossiles (pétrole et GN), pour répondre aux besoins en énergie primaire, qui augmentera de plus de 3,3 fois, et une réduction de la part du pétrole brut et des produits pétroliers de 65,5 % en 2005 à 60,2 % en 2010, suivie d'une augmentation de 81,3 % en 2030, alors que la part du GN, dont le GNL, augmentera de 30 % en 2005 à 35,4 % en 2010, baissant ensuite progressivement à 13 % en 2030. La part de l'énergie éolienne et de l'énergie hydroélectrique diminuera de 2,6 % à 0,6 % en 2030, alors que celle du chauffage héliothermique de l'eau dans le secteur résidentiel et des services atteindra 0,6 % en 2030. L'énergie nucléaire contribuera également à hauteur de 3,5 % en 2030.

Selon le plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz de Syrie¹⁷, la production prévue de pétrole brut a été estimée pour la période 2010-2030 selon le Tableau 6 ci-après.

Tableau 6 - Prévisions de la production de pétrole en Syrie entre 2010-2030

Année	Production en millions de tonnes	Année	Production en millions de tonnes	Année	Production en millions de tonnes
2010	18,80	2017	16,60	2024	12,55
2011	19,15	2018	16,05	2025	12,15
2012	19,00	2019	15,45	2026	11,70
2013	18,65	2020	15,00	2027	11,40
2014	18,20	2021	14,30	2028	11,05
2015	17,80	2022	13,55	2029	10,75
2016	17,35	2023	13,00	2030	10,50

Source: Ministère du Pétrole et des Richesses Minérales, 2010, Plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz en Syrie

Le Tableau 6 montre la baisse de la production de pétrole en Syrie de 18,8 millions de tonnes en 2010 à 10,5 millions de tonnes en 2030. L'exportation de pétrole sera suspendue et il est prévu que la Syrie importe des produits pétroliers et dérivés en 2020, avec une croissance des importations, passant de 22 % en 2005 à 70 % en 2030. En 2015, les importations devraient atteindre 5,7 millions de tonnes de pétrole brut; celles des produits pétroliers et dérivés devraient se monter à 28 millions de tonnes en 2020.

Le Tableau 7 retrace l'évolution des besoins prévisionnels en GN, en GN produit localement, en GN importé, ainsi que le déficit en GN pour la période 2010-2030. Le déficit en GN a débuté en 2010 avec 10 MMC/j, diminuant à zéro en 2012 et 2013, augmentant à 10 MMC/j en 2017, 15 MMC/j en 2020, 32 MMC/j en 2025 et 53 MMC/j en 2030.

Tableau 7 - Prévision des quantités des besoins en GN, en GN produit (Prod.), importé (Import.) et du déficit en GN en Syrie pour la période 2010-2030 (MMC/jour)

Année	Besoins en GN	GN Prod.	GN Importé	Déficit en GN	Année	Besoins en GN	GN Prod.	GN Importé	Déficit en GN
2010	33	18	2	13	2021	65	28	19	18
2011	36	23	7	6	2022	68	26	19	23
2012	38	23	11	0	2023	71	26	19	26
2013	40	27	13	0	2024	75	25	19	31
2014	45	27	15	3	2025	77	24	19	32
2015	47	28	18	1	2026	82	24	20	38
2016	51	28	18	5	2027	84	24	21	39
2017	55	28	17	10	2028	86	24	16	46
2018	57	28	19	10	2029	90	24	17	49
2019	60	28	18	14	2030	95	24	18	53
2020	62	28	19	15					

Source: Ministère du Pétrole et des Richesses Minérales, 2010, Plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz en Syrie

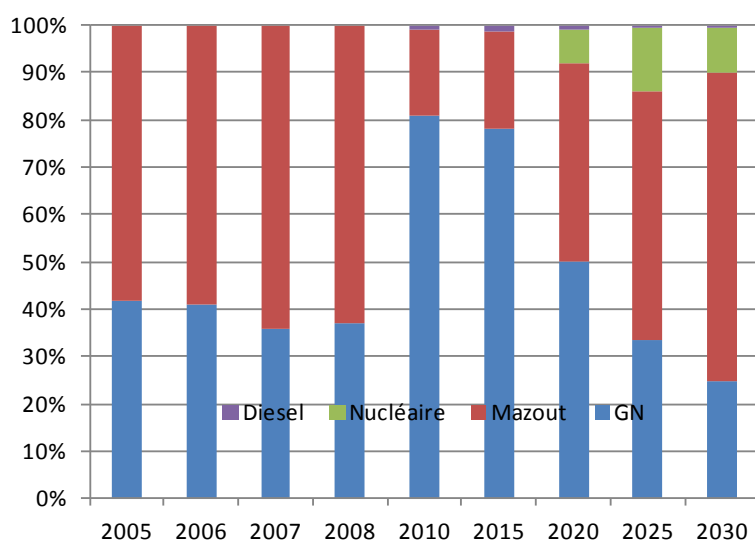
¹⁷ Ministère du Pétrole et des Ressources Minérales, 2010, Plan Stratégique pour le Pétrole et le GN

1.2.4. Plan d'expansion du Réseau de Production selon le SdR

Selon le SdR, la production électrique augmentera de 34,9 TWh en 2005 à environ 148,4 TWh en 2030. Le plan d'agrandissement optimal du SdR fait état d'une hausse de la capacité installée de 6 200 MW à 29 600 MW pendant la période 2005-2030. La nouvelle augmentation de capacité est répartie comme suit : 14 360 MW pour le Cycle Combiné (CC), 12 200 MW pour les centrales à vapeur alimentées au Mazout Lourd (ML), 900 MW aux turbines à gaz (TG), 300 MW aux aérogénérateurs (AG) et 1 600 MW pour les deux centrales nucléaires s'ajoutant au réseau en 2020 et 2025, de 600 MW et 1000 MW respectivement. Les autres possibilités, telle le Photovoltaïque (PV) et les centrales solaires à concentration (CSC) ne sont pas compétitives selon le SdR, du fait du coût élevé des investissements¹⁸.

L'augmentation de la production électrique renforcera la demande future en combustibles à des fins de production. La demande en combustibles augmentera à un taux annuel moyen de 5,8 %, de 7 Mtep (répartis comme suit : 58 % pour le ML et 42 % pour le GN) à 11 Mtep en 2015 (répartis comme suit : 78,3 % pour le GN, 20,4 % pour le ML et 1,3 % pour le diesel), atteignant 30 Mtep en 2030 (répartis comme suit : 24,6 % pour le GN, 65,2 % pour le ML, 9,7 % pour le nucléaire et 0,5 % pour le diesel) tel que présenté par la Figure 19. La production électrique par type de combustible montre que la part du GN atteindra un pic de 83 % en 2017, pour reculer ensuite à 31 % en 2030. La baisse dans les quantités de GN disponibles sera compensée par le ML et le nucléaire.

Figure 19 - Développement de la part des combustibles pour la production électrique (SdR)



Source: Dr M. Kordab, 2011

1.2.5. Prévision de la demande en énergie selon le Scénario d'Économie d'Énergie¹⁹ (SEE)

En raison des quantités limitées de production de GN à partir des sources nationales disponibles dans l'avenir et celles à importer (via le Gazoduc Arabe), les études prévisionnelles ont montré que le système d'agrandissement optimal pour la production de l'énergie connaîtra un changement spectaculaire après 2015 pour dépendre du mazout. Les quantités de mazout nécessaires à la seule production seront de l'ordre de quelque 14 millions de tonnes en 2020, et atteindront 28 millions de tonnes en 2030.

Néanmoins, des restrictions significatives compromettent sérieusement l'approvisionnement de ces quantités dans l'avenir d'abord sur le plan local, où la production locale sera réduite à 3 millions de tonnes par an, mais également avec la difficulté d'importer les quantités non disponibles à partir de marchés internationaux.

¹⁸Le Comité National pour les Etudes sur l'Energie, mars 2010, demande énergétique en Syrie sur la période 2005-2030, Congrès National de l'Energie, Damas, Syrie

¹⁹La même référence que ci-dessus

Aussi, compte tenu de ce qui précède, d'autres possibilités devront être exploitées, dont l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique, et un plus grand recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité. Les hypothèses suivantes sont adoptées pour le Scénario d'Économie d'Énergie (SEE):

- Accroître la contribution de l'énergie solaire pour atteindre en 2030 le taux de 35 % de la demande totale du chauffage de l'eau à l'énergie héliothermique aussi bien dans les secteurs résidentiel que tertiaire,
- Prendre en considération la contribution de la production des mini-centrales hydroélectriques avec une capacité additionnelle atteignant 200 MW,
- Accroître la contribution de l'énergie éolienne à 2 000 MW en 2030,
- Réduire les pertes totales (techniques et autres) au niveau des réseaux de transmission et de distribution à 12 % en 2030,
- Procédures d'activation de conservation et d'efficacité de l'énergie pour réduire la demande d'énergie totale finale de 5 % en 2030,
- Rehausser la contribution des centrales photovoltaïques à 2 000 MW en 2030,
- L'utilisation de l'électricité thermosolaire (CSC), atteignant 1 000 MW en 2030,
- Prendre en considération la disponibilité de grandes quantités de GN du champ irakien d'Akaz, atteignant 5 MMC par jour en 2015, et puis quelque 10 MMC par jour en 2020,
- Adoption de l'option de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 2020 par une centrale tous les 5 ans, une première d'une capacité de 600 MW et la deuxième d'une capacité de 1 000 MW.

L'analyse des résultats du Scénario d'Économie d'Énergie (SEE) permet de conclure que la demande énergétique finale passera de 15,2 Mtep en 2005 à 52,9 Mtep en 2030 (par rapport à 55,6 Mtep selon le SdR) avec un taux de croissance annuel de 5,1 % (par rapport à 5,3 % selon le SdR).

La demande en énergie primaire augmentera à un taux annuel de 4,6 % (comparé à 5 % selon le SdR) et passera de 25 Mtep en 2005 à 76,3 Mtep en 2030 (comparé à 83,9 Mtep selon le SdR), ce qui signifie une économie d'énergie primaire de 7,7 Mtep en 2030, une baisse dans le taux de croissance annuel et une amélioration de l'efficacité énergétique, où l'efficacité de la consommation d'énergie finale passera de 61 % en 2005 à 67,4 % en 2030.

Les résultats indiquent que la R.A.S. continuera de dépendre des combustibles fossiles (pétrole et GN) pour satisfaire les besoins en énergie primaire, mais la part du pétrole brut et des produits pétroliers dérivés diminuera de 65,5 % en 2005 à 58,4 % en 2010, avant d'atteindre 73,2 % en 2030 (par rapport à 81,7 % selon le SdR). La part du GN (dont le GNL) passera de 30 % en 2005 à 37 % en 2010, bénéficiant de la croissance prévue dans la production de GN pendant cette période, suivi d'un recul à 18 % en 2030 (comparé à 13 % selon le SdR).

La part des énergies renouvelables (eau et vent) diminuera légèrement durant toute la période de l'étude, de 2,6 % à 2,1 % (et baissera sensiblement à 0,6 % selon le SdR) en 2030. Alors que la contribution du chauffage héliothermique de l'eau des secteurs résidentiel et tertiaire atteindra 1,7 % de l'énergie primaire en 2030 (par rapport à 0,6 % selon le SdR). La production nucléaire commencera en 2020 et sa part se montera à 3,8 % de l'énergie primaire en 2030.

La production de pétrole brut diminuera d'ici 2015, l'exportation de pétrole cessera et l'importation de pétrole commencera avec quelque 5,7 millions de tonnes par an (comparativement à 12,7 millions de tonnes, selon le SdR) pour atteindre 6,7 millions de tonnes en 2020 (par rapport à 13,7 millions de tonnes, selon le SdR) en plus des 4,2 millions de tonnes de diesel et 14,6 millions de tonnes de mazout.

1.2.6. Plan d'agrandissement du réseau de production selon le SEE

Le scénario du SEE adopte une politique énergétique future axée sur les exigences environnementales en rehaussant la part des énergies renouvelables et celles des autres technologies propres dans la composition de l'approvisionnement énergétique future. Il vise à explorer les possibilités d'augmenter la sécurité de l'approvisionnement en réduisant la dépendance aux combustibles fossiles et en limitant, en même temps,

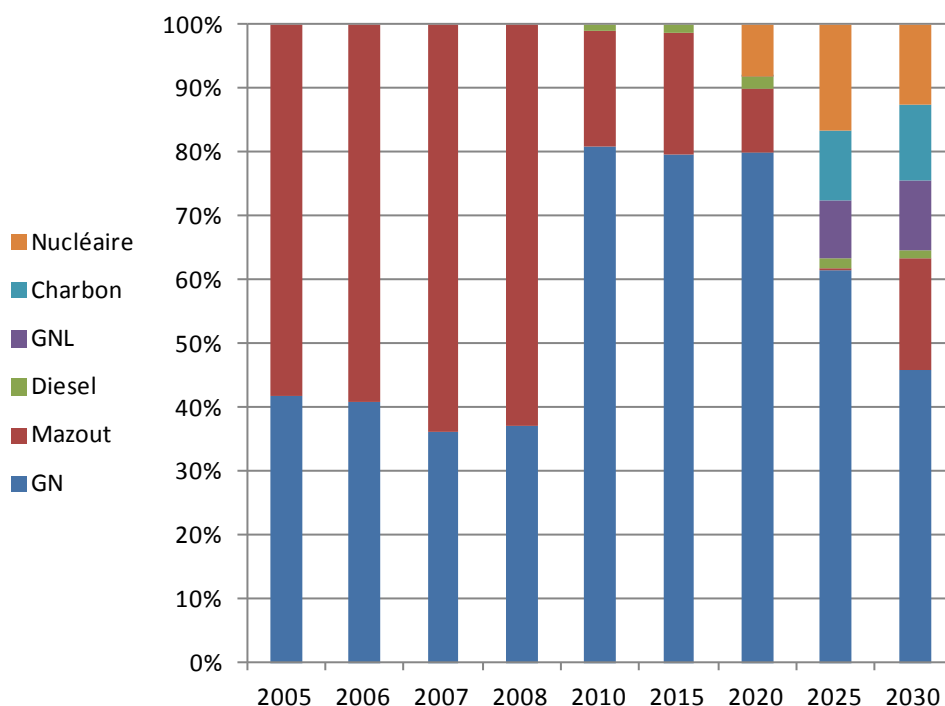
les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Le scénario de l'Efficacité Énergétique (SEE) offre la possibilité d'évaluer le coût d'une telle politique de réduction des GES dans le secteur de l'électricité en comparant ses résultats avec ceux du SdR. Les mesures proposées dans ce scénario couvrent l'éolien, le PV, la CSC et l'énergie solaire souple pour des applications thermiques, selon les hypothèses suivantes:

- L'encouragement de l'introduction des énergies renouvelables en imposant des capacités totales installées prédéfinies de 2 000 MW pour l'éolien, 2 000 MW pour le PV et 1 000 MW pour la CSC, sur toute la période de l'étude,
- Augmentation de la part des installations de traitement de GN et en particulier la technologie du cycle combiné (CC),
- La prise en compte des centrales électriques candidates futures utilisant le Gaz Naturel Liquéfié (GNL),
- Permettre l'introduction de l'option de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 2020,
- La réduction graduelle des pertes de transmission et de distribution dans le réseau électrique de 22 % aujourd'hui, à 12 % en 2030.

Le plan d'agrandissement optimal du SEE fait état d'une capacité installée de 32 360 MW en 2030. La nouvelle addition de capacité est répartie comme suit : 16 500 MW pour le CECC, 2 100 MW pour les centrales alimentées au GNL, 2 600 MW pour les centrales alimentées au ML, 3 100 MW pour les TG, 1 600 MW pour deux centrales nucléaires, 1 500 MW pour les centrales électriques alimentées au charbon, 2 000 MW pour les parcs d'éoliennes, 2 000 MW pour le PV et 1 000 MW pour les CSC. La partie prévue d'énergies renouvelables installées atteindra environ 15 % en 2030. Force est de constater que la part des énergies renouvelables cette année dépassera la part du ML, qui sera de 8 % seulement. La capacité totale installée du SEE dépasse celle du SdR en raison de la plus grande partie des énergies renouvelables, avec ses faibles facteurs de disponibilité. Suite aux résultats ci-dessus, la structure réalisée du réseau de production pour le SEE montre plus de diversité dans le type de production et une plus grande contribution du CC. De plus, la part de l'énergie renouvelable installée atteindra 15 % en 2030, par rapport à 1 % selon le SdR.

La demande en combustibles augmentera en moyenne annuelle de 4,7 % de 7 Mtep (répartie comme suit : 58 % pour le ML et 42 % pour le GN) à environ 23 Mtep en 2030 (répartie comme suit : 46 % pour le GN, 29 % pour le ML, 11 % pour le GNL et 13 % pour le nucléaire), tel que présenté à la Figure 20.

Figure 20 - Répartition des parts du combustible dans la production électrique (SEE)



Source: Ministère d'Etat chargé aux Affaires Environnementales, avril- 2010, Rapport National Initial de Syrie

Le Tableau 8 montre l'évolution de la demande en énergie primaire, l'énergie importée, le mazout importé et le GN selon le SdR et le SEE ; le Tableau 9 et la Figure 21 montrent une comparaison de la production électrique prévue pour les deux scénarios, à hauteur de 2030.

Tableau 8 - Evolution de la demande en énergie primaire, énergie importée, mazout importé et GN pour les deux scénarios (Mtep)

	GN importé		Mazout importé		Energie importée		Énergie primaire	
	SEE	SdR	SEE	SdR	SEE	SdR	SEE	SdR
2005	3,82	3,82	4,88	4,88	5,48	5,48	25,07	25,07
2007	3,63	3,63	5,36	5,36	7,09	7,10	26,70	26,70
2010	5,47	5,47	4,29	4,93	7,39	8,79	28,94	30,39
2015	7,60	5,97	7,20	10,43	13,63	16,31	38,76	41,31
2020	7,87	4,62	11,57	17,93	24,49	29,14	48,35	52,55
2025	7,19	3,94	17,47	24,85	35,12	41,40	60,81	66,13
2030	6,85	3,60	25,60	34,70	49,57	58,23	76,33	83,3

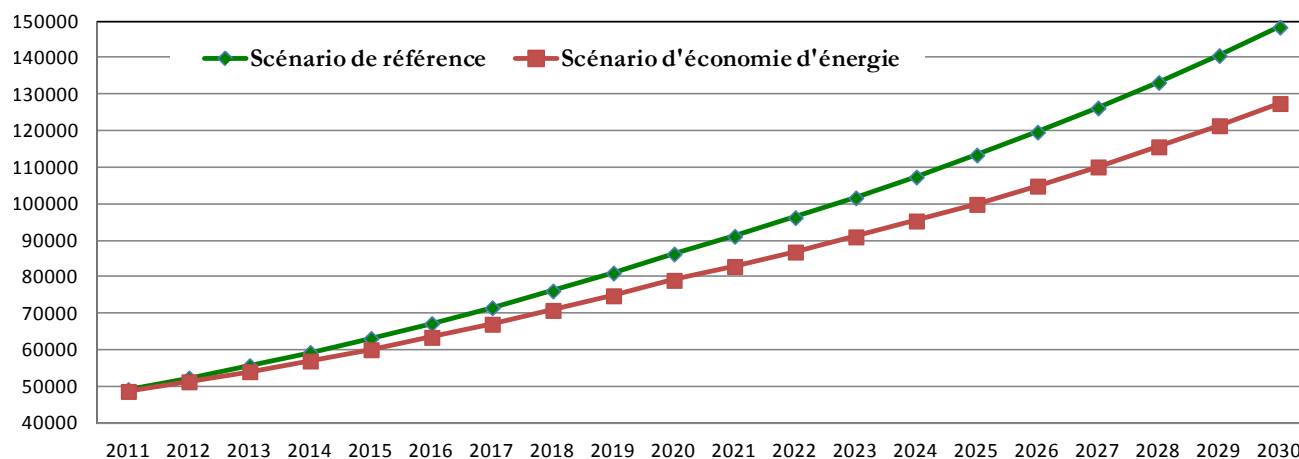
Source: Le Comité National pour les Etudes Energétiques, mars 2010, demande en énergie en Syrie pour la période 2005-2030, Congrès National de l'Énergie, Damas, Syrie

Tableau 9 - Électricité prévue et capacité installée²⁰ d'ici 2030 (MW) pour les deux scénarios

	Scénario de référence (SdR)				Scénario d'Économie d'Énergie (SEE)			
	TWh	Crois. moy en %	MW	Crois. moy en %	TWh	Crois. moy en %	MW	Crois. moy en %
2010	46,3		7500		46,1		7500	
2015	63,2	6,5 %	12000	9,8 %	60,1	5,4 %	11400	8,7 %
2020	86,3	6,4 %	15500	5,2 %	79,1	5,6 %	14200	4,5 %
2025	113,4	5,6 %	20500	5,7 %	99,9	4,8 %	18000	5 %
2030	148,4	5,5 %	27000	5,6 %	127,5	5,0 %	23200	5,2 %

Source: Ministère en charge de l'Électricité (CNRE) et (GIZ) – 2010, Schéma directeur pour l'EE et les ER (MEERE)

Figure 21 - Préviction de la demande électrique en énergie d'ici 2030 (GWh) pour les deux scénarios du schéma directeur CNRE-GIZ



Source: Ministère en charge de l'Électricité (CNRE) et (GIZ) – 2010, Schéma directeur pour l'EE et les ER (MEERE)

²⁰Ministère de l'Électricité et Centre National de la Recherche Énergétique (CNRE) et (GIZ) – 2010, Schéma directeur pour l'Efficacité Énergétique et les Énergies Renouvelables (MEERE)

1.2.7. Plan d'agrandissement du réseau de production selon le onzième plan quinquennal 2011-2015

Vu le besoin de diversifier le réseau de production électrique syrien et d'en agrandir la capacité, et étant donné la difficulté de disponibilité des ressources d'énergie primaire, en particulier le gaz naturel et le combustible nucléaire, l'équipe énergie de l'étude a modifié le SdR et le SEE du schéma directeur syrien préparé par le CNRE-GIZ, utilisant dans les 2 scénarios un nombre plus élevé de centrales électriques aux énergies renouvelables, la mise en service de la centrale hydroélectrique de pompage-turbinage d'Halabieh-Zalabieh pour répondre à la charge maximale et pour améliorer le facteur d'utilisation journalier du réseau électrique syrien et une utilisation accrue des centrales thermiques alimentées au charbon afin de diversifier les combustibles importés. Dans les deux scénarios modifiés, la demande prévue de l'étude du schéma directeur de l'énergie électrique de l'EE et des ER, mentionnée ci-dessus, est maintenue ; ces deux scénarios sont : le Scénario de Référence Modifié (SRM) et le Scénario d'Economie d'Energie Modifié (SEEM).

Les hypothèses suivantes sont adoptées :

- La demande d'électricité en 2005 qui s'élevait à 34,1 TWh a atteint 46,1 TWh en 2010, soit une croissance annuelle de 6,2 %,
- La demande crête en 2005 qui s'élevait à 6008 MW a atteint 7 843 MW à fin 2010, soit une croissance annuelle de 5,5 %.

Tableau 10 montre la prévision de la demande d'électricité et de charge maximale pour les 2 scénarios d'ici 2015.

Tableau 10 - Prévision de la demande en électricité et crête d'ici 2015

		2011	2012	2013	2014	2015
Demande d'électricité (GWh)	SRM	49183	52365	55753	59360	63200
Croissance annuelle moyenne de la demande d'électricité %		6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Demande d'électricité (GWh)	SEEM	48691	51322	54096	57019	60100
Croissance annuelle moyenne en électricité %		5,4 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %
Demande de Pointe (MW)	SRM	8507	9057	9643	10267	10931
	SEEM	8422	8877	9357	9862	10395

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de l'étude

Étant donné le besoin de fournir et d'assurer les importations de combustibles fossiles pour l'exploitation des centrales électriques, devenu un fardeau pour l'économie nationale en raison des difficultés inhérentes à l'importation et aux coûts très élevés, les résolutions du onzième plan quinquennal ont été comme suit :

- 1) Exploitation de toutes les sources prévues d'énergie hydroélectrique par :
 - L'exploitation optimale des centrales hydroélectriques actuelles,
 - La finalisation de l'étude, l'appel d'offres, la passation de marché et l'obtention du financement nécessaire pour le projet de centrale hydroélectrique de pompage/stockage d'Halabiya – Zalabiya,
 - Actualisation de l'évaluation des ressources en eau pour les centrales hydroélectriques de taille petite et moyenne
- 2) Exploitation des ressources d'énergie renouvelable pour la production d'électricité à travers :
 - L'installation de parcs d'éoliennes,
 - L'installation de centrales thermosolaires (CSC) et centrales électriques solaires photovoltaïques,
 - La préparation des études nécessaires pour l'utilisation de l'huile de schiste et de charbon pour la production d'électricité.

Satisfaire à la pointe électrique maximale :

- En été, la demande d'électricité augmente en raison de l'utilisation du climatiseur par les secteurs résidentiel, commercial et tertiaire, affectant ainsi les performances des centrales thermiques en général

et celui des turbines à gaz en particulier. Ainsi, en période estivale, les hausses de température entraînent la baisse de la disponibilité de l'électricité des centrales thermiques, outre la faible disponibilité des centrales hydroélectriques, et les faibles quantités de production hydroélectrique en raison de la rareté des ressources en eau.

- Pour pouvoir cerner les vrais besoins en centrales électriques futures pour la période 2011 - 2015, la puissance disponible dans les centrales électriques en été du réseau syrien a été prise en considération (dont les unités d'alimentation électrique qui se sont développées récemment, telles l'agrandissement de la centrale thermique Teshrin avec le Cycle Combiné et l'agrandissement de la centrale électrique Baniyas avec deux turbines à gaz) tel qu'illustré au Tableau 11.

Tableau 11 - Agrandissement des centrales électriques syriennes sur la période 2011-2015

	2011	2012	2013	2014	2015
Centrale hydro-éolienne	3125	3125	3125	3125	3125
Centrale à turbines à gaz	744	744	744	544	538
Centrale Electrique à Cycle Combiné	2710	2710	2710	2710	2710
Centrale hydroélectrique	440	440	440	440	440
Capacité disponible actuelle	7019	7019	7019	6819	6813

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

La capacité nécessaire à la satisfaction de la demande de pointe a été calculée avec une marge de réserve de 5 % seulement pour éviter des coûts d'investissements excessifs selon le SRM et le SEEM, comme indiqué au Tableau 12.

Tableau 12 - La capacité et la charge maximale nécessaires d'ici 2015 pour les deux scénarios

		2011	2012	2013	2014	2015
Demande de Pointe (MW)	SRM	8507	9057	9643	10267	10931
	SEEM	8422	8877	9357	9862	10395
Capacité nécessaire pour couvrir la charge maximale (MW)	SRM	8932	9510	10125	10780	11478
	SEEM	8843	9321	9824	10355	10915

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Une évaluation poussée des projets de production électrique en cours de construction, sous contrat, en cours d'étude ou l'objet d'un appel d'offres a été élaborée. Ces projets, qui utiliseront les combustibles classiques ou les ressources d'énergie renouvelable, seront réalisés par le secteur public ou par le secteur privé selon les scénarios BOO (Construire, Opérer et Posséder), BOT (Construire, Opérer et Transférer) ou BOOT (Construire, Posséder, Exploiter et Transférer). Certains de ces projets contribueront à la charge maximale, tel que montré au Tableau 13, alors que d'autres ne contribueront pas à la charge maximale, tels que les parcs à éoliennes (PE), le photovoltaïque (PV) d'une capacité totale installée de 58 MW en 2015, de 118 MW en 2020, de 178 MW en 2025 et de 388 MW en 2030 ; ces derniers seront exécutés par les secteurs public ou privé à Qatineh, Gabageb (Deraa), Hejaneh et Sukhneh.

Tableau 13 - Les projets de production électrique publics et privés contribueront à la gestion de la pointe

(MW)	2011	2012	2013	2014	2015
Secteur public	150	550	1750	2760	3160
Extension de la CT de Tishreen			200	400	400
Extension de la Centrale à cycle combiné Der-Ali		250	500	750	750
Extension de la Centrale à cycle combiné Jandar	150	300	450	450	450
Centrale à cycle combiné Swedieh				300	450
Centrale à cycle combiné Deir-ezor			250	500	750
Extension de la Centrale à cycle combiné Nasrieh			350	350	350
CSC				10	10
Secteur privé	0	0	150	300	450
Centrale à cycle combiné privée Nasrieh			150	300	450
Total (1)	150	550	1900	3060	3610

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Déficit de production d'énergie électrique

Le déficit prévu dans la production d'énergie électrique pendant la période 2011-2015 résulte de la comparaison de la somme de la capacité disponible et des nouveaux projets, à la puissance nécessaire pour satisfaire à la charge maximale (les projets de PV et PE devront être retirés dans la mesure où ils ne contribuent pas à la charge maximale). Il est comme indiqué au Tableau 14:

Tableau 14 - Déficit de la production d'énergie électrique pour la période 2011-2015

(MW)	2011	2012	2013	2014	2015
Capacité des nouveaux projets	153	608	2018	3238	3998
Capacité des CT existantes	7019	7019	7019	6819	6813
Capacité totale (nouvelles + existantes)	7172	7627	9037	10057	10811
Demande de la charge de pointe (MW)	8507	9057	9643	10267	10931
Déficit annuel	1338	1488	724	388	508

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

A noter que ce déficit indique une plus faible possibilité de satisfaction de la pointe électrique et partant de là l'éventualité d'importer de l'électricité des pays voisins, au besoin. La couverture de ce déficit exige un équilibre crucial entre l'offre et la demande, sans oublier le besoin d'une capacité supplémentaire de 5 % sous forme de réserve.

1.2.8. Agrandissement de la production d'énergie sur la période 2011-2030, dont le onzième plan quinquennal

Agrandissement de la capacité installée et de la charge maximale selon les scénarios modifiés

Dans ce scénario, l'énergie électrique adoptée selon le SdR de l'étude du schéma directeur (CNRE-GIZ) est maintenue. Toutefois, lors de la prévision de la pointe, il a été supposé que des actions de gestion de la pointe se ressentiront directement sur l'amélioration du facteur d'utilisation annuel pour atteindre 80 % en 2030, donnant lieu à 21 176 MW pour la charge maximale du SRM et 18 193 MW pour le SEEM en 2030, au lieu de 27 000 MW selon le SdR et 23 200 MW pour le SEE, avec un facteur d'utilisation actuel de 66 %. Ceci est justifié par l'autorisation d'une faible probabilité de Perte de Charge maximale (PDCC) jusqu'à trois jours par an, ce qui est en général accepté dans les études économiques englobant de gros investissements pour l'élargissement du secteur. Le Tableau 15 et le Tableau 16 montrent la demande d'électricité et l'appel de puissance en pointe pendant la période 2011-2030 pour le SRM et le SEEM.

Tableau 15 - Demande en électricité et en charge maximale d'ici 2030

		2011	2015	2020	2025	2030
Demande d'électricité (GWh)	SRM	49183	63200	86300	113400	184400
% de la croissance annuelle moyenne de la demande d'électricité		6,5 %	6,5 %	6,4 %	5,6 %	6,5 %
Demande d'électricité (GWh)	SEEM	48691	60100	79100	99900	127500
% de la croissance annuelle moyenne en électricité		5,4 %	5,4 %	5,6 %	4,8 %	5,0 %
Appel de puissance en pointe (MW)	SRM	8507	10931	14074	17260	21176
	SEEM	8422	10395	12900	15205	18193

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

- En référence au Tableau 10 et au Tableau 19, l'appel de puissance en pointe en 2015 sera comme suit :
 - 12 GW selon le SdR, 11,4 GW selon le SEE, 10,931 GWH selon le SRM et 10,395 GW selon le SEEM
- l'appel de puissance en pointe en 2020 sera de :
 - 15,5 GW selon le SdR, 14,2 GW selon le SEE, 14,074 GWH selon le SRM et 12,9 GW selon le SEEM
- l'appel de puissance en pointe en 2025 sera comme suit :
 - 20,5 GW selon le SdR, 18 GW selon le SEE, 17,26 GWH selon le SRM et 15,205 GW selon le SEEM

- l'appel de puissance en pointe en 2025 sera de :
 - 27 GW selon le SdR, 23,2 GW selon le SEE, 21,176 GWH selon le SRM et 18,193 GW selon le SEEM

Production électrique disponible dans le réseau syrien à l'horizon 2030

Le Tableau 16 montre la capacité de production d'énergie électrique disponible après le déclassement des centrales pendant la période 2011-2030 pour les deux scénarios.

Tableau 16 - Capacité de production électrique disponible sur la période 2011-2030 pour le SRM

	2011	2015	2020	2025	2030
Centrales thermiques à turbines à vapeur existantes	3125	3125	2600	2480	2470
Centrales thermiques à turbines à gaz existantes	744	538	508	280	280
Centrales thermiques à cycle combiné existantes	2710	2710	2670	2590	1980
Centrales thermiques à hydroélectriques existantes	440	440	440	440	440
Capacité disponible existante	7019	6813	6218	5790	5170

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Le Tableau 17 montre, quant à lui, la demande de pointe et la capacité nécessaire pour couvrir la charge maximale, avec une réserve de 5 % tant selon le SRM et que selon le SEEM:

Tableau 17 - Charge de pointe et capacité nécessaire pour la période 2011-2030 selon le SRM et le SEEM

		2011	2015	2020	2025	2030
Demande de Pointe (MW)		8507	10931	14074	17260	21176
Capacité nécessaire pour couvrir la demande de pointe (MW)	SRM	8932	11478	14777	18123	22235
	SEEM	8843	10915	13545	15966	19103

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Le Tableau 18 montre la capacité disponible de la production électrique actuelle sans déclassements, à venir dans le cadre de contrats, en cours d'attribution dans le cadre d'appels d'offres, ainsi que la capacité de production en cours d'installation pendant la période de l'étude, aussi bien selon le SRM et que le SEEM

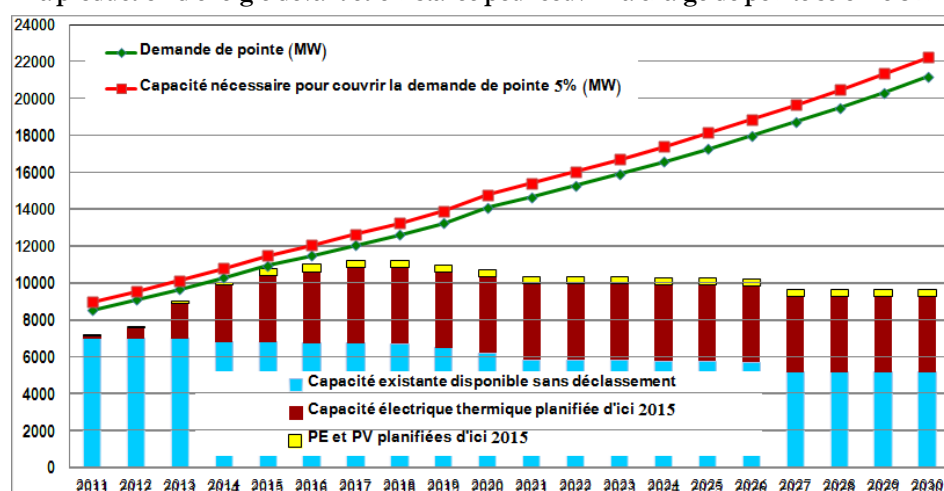
Tableau 18 - Capacité de production disponible, planifié et nécessaire selon le SRM et le SEEM à hauteur de 2030

		2011	2015	2020	2025	2030
Capacité actuelle sans déclassement		7019	6813	6218	5790	5170
Capacité thermique planifiée d'ici 2015		150	3610	4110	4110	4110
Parc à éoliennes (PE) planifié d'ici 2015		-	350	350	350	350
Centrales photovoltaïques (PV) planifiées d'ici 2015		3	38	38	38	38
Déficit ou Capacité nécessaires à ajouter	SRM	1763	1055	4499	8323	13105
	SEEM	1674	492	3217	6066	9823

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

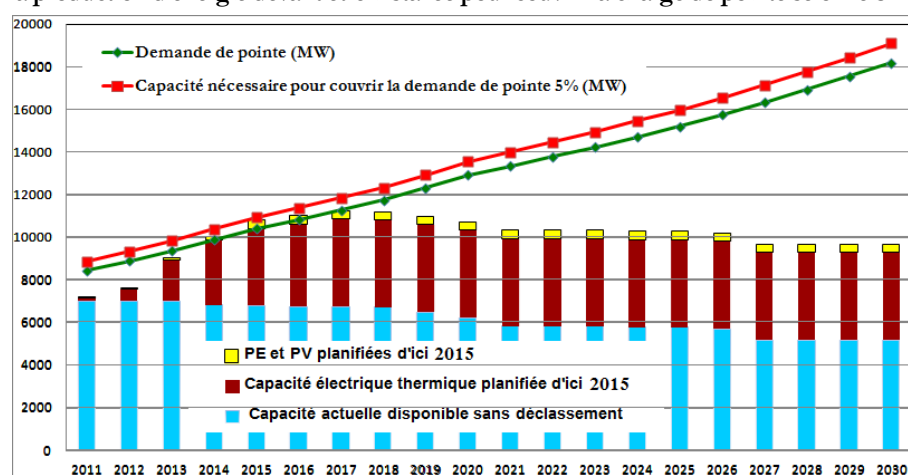
La Figure 22 et la Figure 23 montrent la capacité disponible existante, les systèmes de production d'électricité thermique de parcs d'éoliennes et de photovoltaïques planifiés, devant être installés d'ici 2015 et la capacité de production d'électricité à installer pour couvrir la charge de pointe selon le SRM et le SEEM.

Figure 22 - La production d'énergie devant être installée pour couvrir la charge de pointe selon le SRM d'ici 2030



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 23 - La production d'énergie devant être installée pour couvrir la charge de pointe selon le SEEM d'ici 2030



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Il a été constaté que le système électrique doit accroître les capacités de production d'électricité en fin de période de l'étude selon le SRM de 17 900 MW et de 14 300 MW selon le SEEM, pour satisfaire la puissance maximale appelée.

Tableau 19 - Développement des capacités de production d'ici 2030 selon le SRM

(MW)	2011	2015	2020	2025	2030
Projets d'agrandissement par le secteur public:	0	0	2550	5400	10900
CSC			1000	1000	1000
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage (Halabieh-Zalabieh)#			1000	1000	1000
Parc d'éoliennes				1000	2000
Nouvelles centrales à vapeur opérant au ML			300	900	2400
Nouvelles centrales à CC	0	0	250	1500	4500
Projets d'agrandissement par le secteur privé:	0	0	3500	7000	7000
CSC avec dessalement d'eau			1000	1000	1000
2ème dessalement				1000	1000
Parc d'éoliennes			1500	2000	2000
PV				1000	1000
Centrale électrique au charbon No.1/			1000	1000	1000
Centrale électrique au charbon No.2/				1000	1000
Total	0	0	6050	12400	17900

Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Selon les estimations, le secteur public et privé contribueront au système électrique syrien avec de nouvelles centrales électriques à énergie renouvelable (parc d'éoliennes: 2 000 MW par secteur, les CSC : 1 000 MW par le secteur public et 2 000 MW par le secteur privé, le PV: 1 000 MW par le secteur privé, 1 000 MW par la centrale hydroélectrique publique à accumulation par pompage). Deux centrales électriques au charbon seront exploitées par le secteur privé, et des centrales à cycle combiné de 4 500 MW et des centrales alimentées au ML de 2400 MW seront réalisées par le secteur public.

Tableau 20 - Capacité de production d'électricité disponible et nouvelle d'ici 2030 selon le SRM

Intitulé	2011	2015	2020	2025	2030
Capacité disponible et planifiée d'ici 2015	7172	10811	10766	10388	9818
Nouvelles centrales thermiques alimentées au ML	0	0	300	900	2400
Nouvelles centrales thermiques alimentées au charbon	0	0	1000	2000	2000
Nouvelles centrales à CC	0	0	250	1500	4500
CSC	0	0	2000	3000	3000
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	0	0	1000	1000	1000
PE	0	0	1500	3000	4000
PV	0	0	0	1000	1000
Total	7172	10811	16816	22788	27718

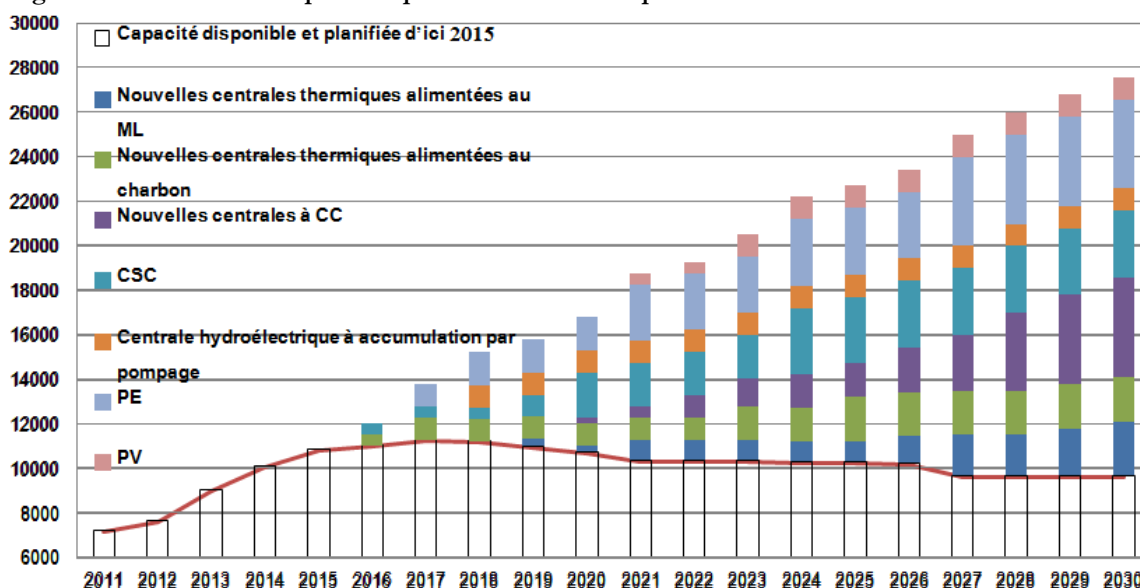
Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Tableau 21 - Contribution des secteurs public et privé aux nouvelles centrales de production pour les 2 scénarios d'ici 2030

(MW)		2011	2015	2020	2025	2030
Capacité disponible et planifiée d'ici 2015		7172	10811	10766	10388	9818
Nouvelles centrales électriques publiques	SRM	0	0	2550	5400	10900
	SEEM	0	0	1350	3050	7800
Nouvelles centrales électriques privées	SRM	0	0	3500	7000	7000
	SEEM	0	0	3400	6100	6500
Total	SRM	7172	10811	16816	22788	27718
Total	SEEM	7172	10811	15516	19538	24118

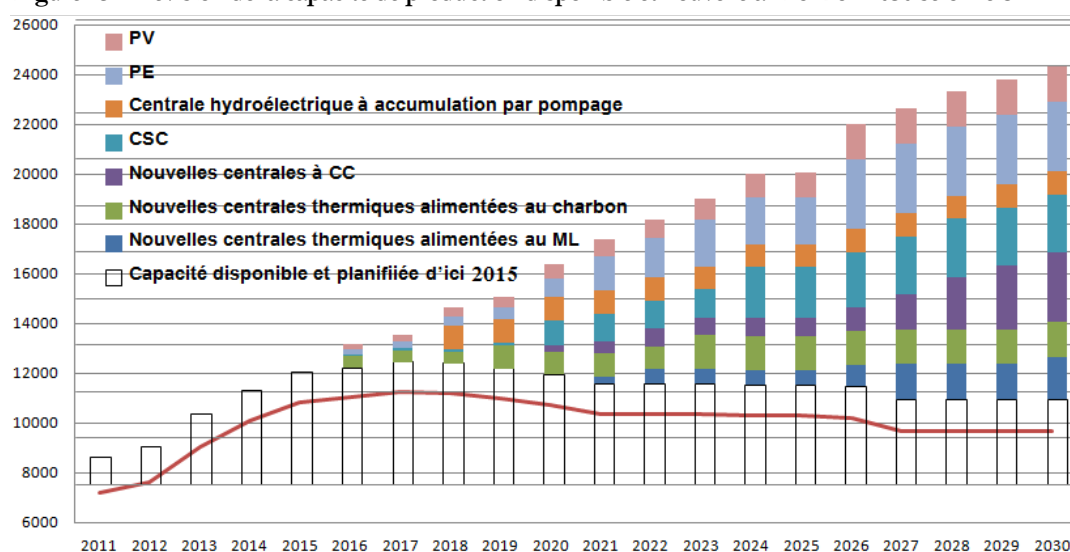
Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 24 - Prévision de la capacité de production installée disponible et nouvelle à l'horizon 2030 selon le SRM



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 25 - Prédiction de la capacité de production disponible et nouvelle à l'horizon 2030 selon le SEEM



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

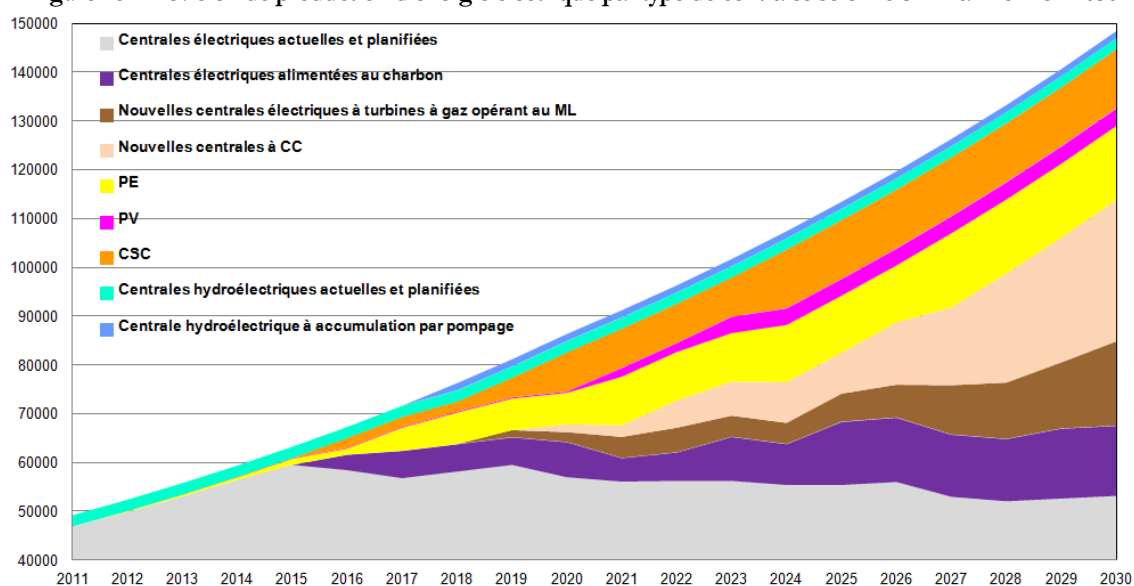
L'on estime la contribution du secteur public au système électrique syrien à 10 900 MW, par des centrales électriques selon le SRM et à 7 800 MW selon le SEEM ; le secteur privé contribuera – quant à lui – avec 7 000 MW selon le SRM et avec 6 500 MW selon le SEEM.

Tableau 22 - Production d'énergie électrique selon le type de production pour les deux scénarios

GWh		2011	2015	2020	2025	2030
Centrales électriques actuelles et planifiées	SRM	46854	59476	56938	55335	53092
	SEEM	46362	56376	56315	54967	52838
Centrales hydroélectriques actuelles et planifiées	SRM	2320	2345	2300	2300	2300
	SEEM	2320	2345	2300	2300	2300
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage#	SRM	0	0	1460	1460	1460
	SEEM	0	0	1460	1460	1460
Centrales électriques alimentées au charbon	SRM	0	0	7200	12966	14400
	SEEM	0	0	6496	10800	10800
Nouvelles centrales électriques à turbines à gaz opérant au ML	SRM	0	0	2023	5760	17280
	SEEM	0	0	0	3594	11272
Nouvelles centrales à CC	SRM	0	0	1600	8400	29039
	SEEM	0	0	2000	6000	22000
PE	SRM	0	1225	6475	11725	15225
	SEEM	0	1225	4025	8225	11725
PV	SRM	9	114	264	3414	3564
	SEEM	9	114	2064	3714	5064
CSC	SRM	0	40	8040	12040	12040
	SEEM	0	40	4440	8840	10040
Total	SRM	49183	63200	86300	113400	148400
	SEEM	48691	60100	79100	99900	127500

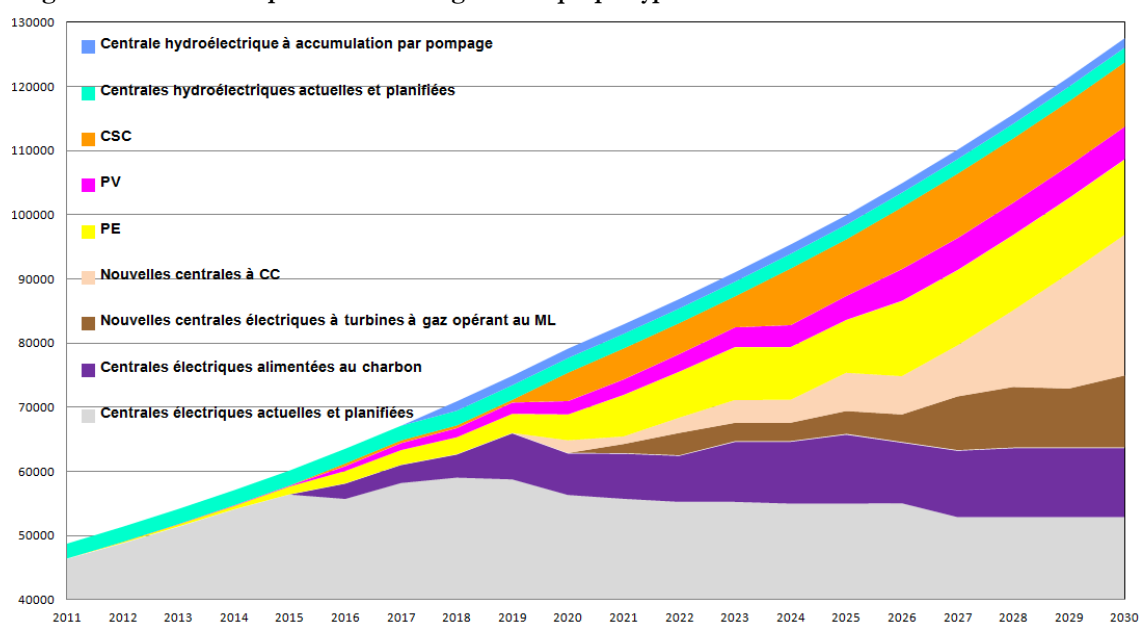
Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 26 - Préviction de production d'énergie électrique par type de centrales selon le SRM à l'horizon 2030



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 27 - Préviction de production d'énergie électrique par type de centrales selon le SEEM à l'horizon 2030



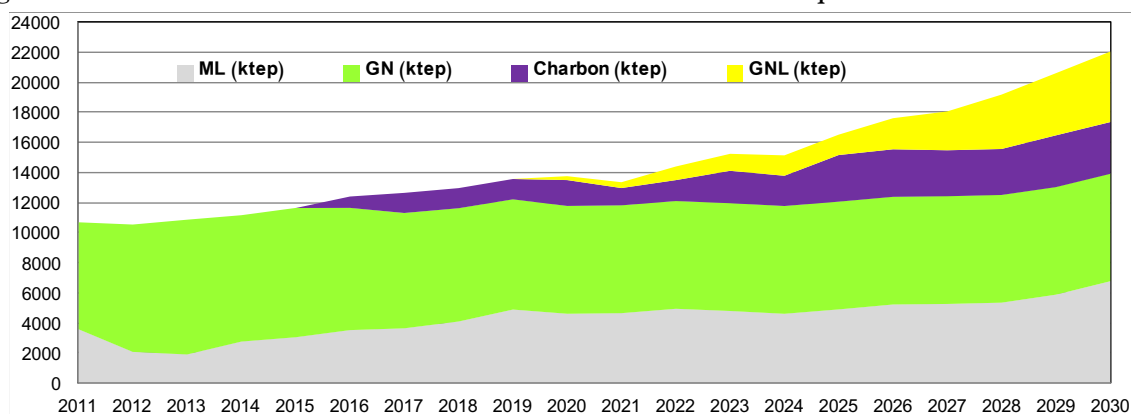
Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Tableau 23 - Combustibles fossiles nécessaires aux centrales thermiques à l'horizon 2030 pour les 2 scénarios

Intitulé		2011	2015	2020	2025	2030
ML nécessaire (Ktep)	SRM	3608	3080	4632	4918	6778
	SEEM	3608	2573	4066	4393	5504
Charbon nécessaire (Ktep)	SRM	0	0	1728	3112	3456
	SEEM	0	0	1559	2592	2592
GN nécessaire (Ktep)	SRM	7063	8541	7128	7128	7128
	SEEM	7063	8541	7128	7128	7128
GNL nécessaire (Ktep)	SRM	0	0	259	1361	4704
	SEEM	0	0	324	972	3564
Total (Ktep)	SRM	10671	11621	13748	16520	22067
	SEEM	10671	11114	13078	15085	18788

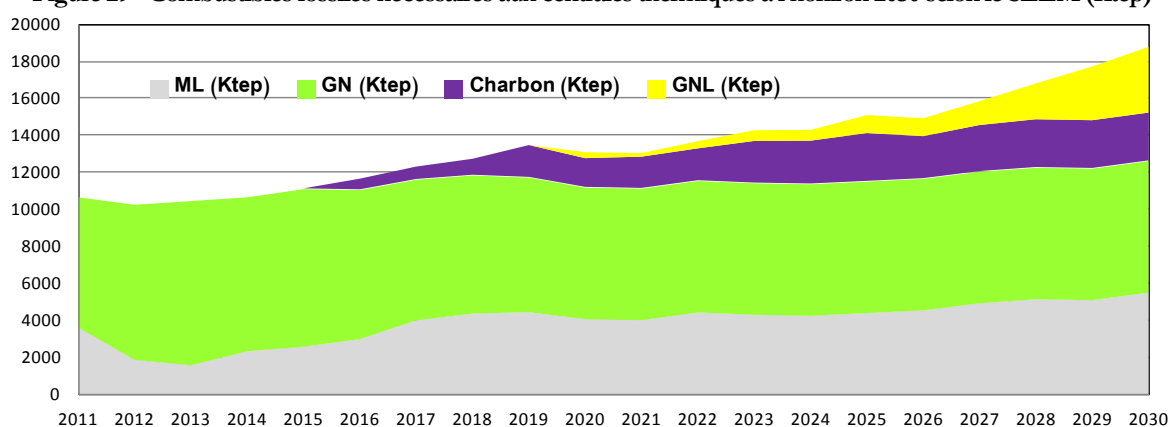
Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 28 - Combustibles fossiles nécessaires à l'alimentation des centrales thermiques à l'horizon 2030 selon le SRM



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

Figure 29 - Combustibles fossiles nécessaires aux centrales thermiques à l'horizon 2030 selon le SEEM (Ktep)



Source: Calcul fait par l'équipe Energie de cette étude

2. Besoins du pays en eau pour l'énergie (situation actuelle et tendances à venir d'ici 2030)

L'eau fait partie intégrante du développement et de l'utilisation des ressources énergétiques. Elle est utilisée pour l'extraction des ressources énergétiques, pour le raffinage, pour le traitement et pour le transport. L'eau fait également partie intégrante de la production d'énergie électrique. Elle est utilisée directement dans la production hydroélectrique et dans une grande mesure également pour le refroidissement et l'épuration des émissions dans la production thermoélectrique. Par conséquent, la R.A.S. devrait examiner attentivement les liens entre énergie, développement et gestion de l'eau, de sorte que chaque ressource soit utilisée à sa juste valeur. Le fait que les nouvelles technologies peuvent réduire l'utilisation de l'eau, constitue un formidable stimulant pour leur développement. Vu les contraintes actuelles, plusieurs régions dans le pays devront satisfaire leurs besoins en énergie et en eau, en procédant à l'évaluation adéquate de chaque ressource.

2.1. Besoins en eau pour le secteur de l'approvisionnement en électricité (Hydroélectricité et refroidissement des centrales thermiques - eau douce seulement)

L'eau est utilisée dans la production de l'énergie électrique. Aussi, le secteur de l'énergie peut avoir un impact sur la qualité de l'eau à travers les flux des déchets et les rejets atmosphériques susceptibles d'affecter les bassins hydrographiques en aval. Le Tableau 24 montre le lien entre la production de l'énergie électrique et la disponibilité et la qualité²¹ de l'eau.

²¹Le Ministère américain de l'Energie, décembre 2006, Rapport au Congrès sur l'Interdépendance entre l'Energie et l'Eau

Tableau 24 - Liens entre la production d'énergie électrique et la disponibilité et la qualité de l'eau

Élément énergétique	Lien avec la quantité de l'eau	Lien avec la qualité de l'eau
Thermoélectrique (fossile)	Eaux de surface et eaux souterraines pour le refroidissement** et l'épuration	Les émissions thermiques et les rejets atmosphériques affectent les eaux de surface et l'écologie
Hydroélectrique	Les réservoirs perdent de grandes quantités par évaporation	Peuvent avoir un impact sur la température et la qualité de l'eau, ainsi que sur l'écologie
Solaire PV et éolien	Aucun en exploitation; utilisation minimale de l'eau pour le lavage des panneaux et des pales	

*Les eaux affectées peuvent devenir salines ou contenir des contaminants, **Inclut les centrales solaires - à vapeur

Source: Dr M. Kordab, 2011

2.1.1. Besoins en eau pour la production hydroélectrique

L'énergie hydro-électrique est une composante importante de la production électrique syrienne. Il existe trois productions d'énergie hydroélectrique en R.A.S. avec une capacité totale installée de 1 551 MW, avec une production d'environ 2 603 GWh en 2010, comme l'indique le Tableau 25. Les centrales hydro-électriques sont installées en Syrie sur l'Euphrate; elles opèrent au fil de l'eau, et comme 58 % de l'eau de l'Euphrate se trouve en partie irakienne, et finit en Irak, les centrales utilisent donc les eaux de passage. Les besoins associés en eau résultant de cet usage de l'Euphrate se limitent donc à la compensation de l'évaporation des eaux stockées dans les barrages.

Tableau 25 - Capacité de production hydro-électrique installée et électricité produite en 2010

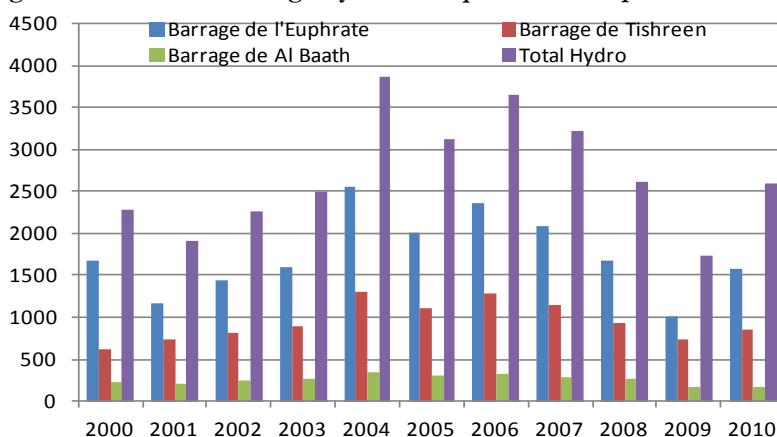
Centrale hydroélectrique	Capacité totale installée (MW)	Électricité produite totale (MWh)
Al Thawra	840	1580
Teshrin	630	850
Al Baath	81	173
Total production hydroélectrique	1551	2603

Source: Ministère en charge de l'Électricité, Equilibres électriques pour 2000-2010

La production d'énergie hydro-électrique varie significativement selon la quantité d'eau disponible, les conditions météorologiques et l'hydrologie locale, les utilisations concurrentes des ressources en eau, la lutte contre les inondations, l'approvisionnement en eau, et autres besoins en débits minimaux, comme indiqué à la Figure 30. La Figure 31 indique le ratio de production hydroélectrique de la production électrique totale pour la période 2000-2010.

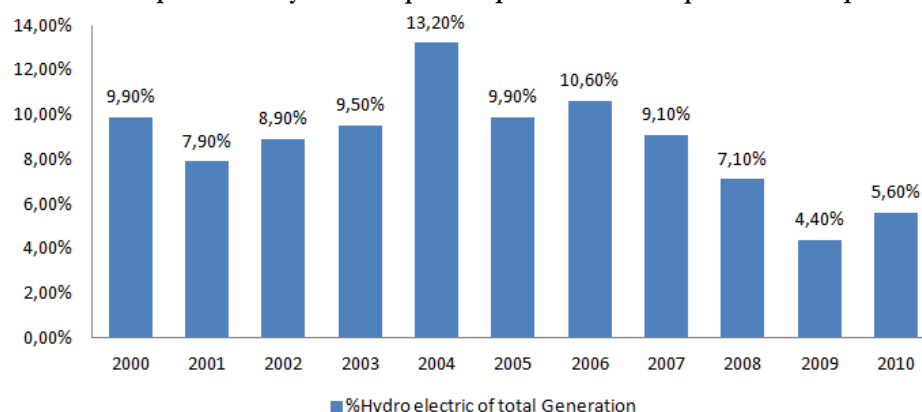
L'énergie hydro-électrique joue un rôle significatif dans la stabilisation du réseau de transport de l'énergie électrique et dans la satisfaction des charges de pointes, des obligations de réserve, des autres besoins en énergie, en plus de pouvoir répondre très rapidement aux changements de la demande. La conception et l'exploitation des centrales hydro-électriques est très diverse. Les projets vont de réservoirs de stockage à des centrales au fil de l'eau, avec peu ou pas de composante de stockage d'eau utile. Toutefois, l'existence et l'exploitation de réservoirs peut modifier les apports d'eau durant les débits naturels.

Figure 30 - Production d'énergie hydro-électrique totale sur la période 2000-2010



Source: Ministère en charge de l'Électricité, 2000-2010, Bilans électriques

Figure 31 - Ratio de la production hydroélectrique de la production électrique totale sur la période 2000-2010



Source: Ministère en charge de l'Électricité, 2000-2010, Bilans électriques

Tableau 26 - Besoins en eau pour la production d'énergie hydroélectrique à l'horizon 2030

Production d'énergie hydroélectrique		2010	2011	2015	2020	2025	2030
Evaporation des eaux de surface des barrages	SRM	1940,00	1940,00	1940,00	1795,00	1650,00	1650,00
	SEEM	1940,00	1940,00	1940,00	1795,00	1650,00	1650,00
Besoins en eau pour la production d'énergie hydroélectrique	SRM	9356,48	9356,48	9457,31	9275,82	9275,82	9275,82
	SEEM	9356,48	9356,48	9457,31	9275,82	9275,82	9275,82

Source: Calcul fait par l'équipe Eau de cette étude

Il est évident qu'il n'y a pas de différence entre les deux scénarios relatifs aux besoins en eau pour la production d'énergie hydroélectrique, aussi bien pour l'évaporation que pour la production.

2.1.2. Besoins en eau pour le refroidissement des centrales thermiques

Il existe un lien entre la demande d'électricité et les stations d'approvisionnement en eau pour le refroidissement thermoélectrique et le retraitement du combustible, ainsi que pour le lavage périodique des concentrateurs des CSC. En plus des besoins en eau pour le refroidissement de la centrale thermique, il existe d'autres utilisations de l'eau, qui ne sauraient être ignorées, telle la compensation du circuit de refroidissement humide pour l'assistance, la compensation du circuit de refroidissement humide pour les condensateurs, la compensation des circuits de chauffage, la compensation pour la lutte contre l'incendie, l'approvisionnement d'eau dans la centrale, l'alimentation d'eau des banlieues résidentielles, la récupération des eaux des chauffe-eau, l'eau potable pour les banlieues résidentielles, en plus des eaux d'irrigation pour les espaces plantées.

Le processus de refroidissement du circuit de condensateur de vapeurs dans les centrales à vapeur et les centrales électriques à cycle combiné dans la R.A.S., opère selon les modèles suivants:

- A – Système de refroidissement en circuit ouvert : l'utilisation d'eau de mer pour refroidir le circuit du condensateur de vapeurs à travers les entrées et sorties de l'eau de mer, comme ceci est le cas pour la **centrale à vapeur de Banias**,
- B - Système de refroidissement en circuit fermé : l'eau de condensation est pompée vers la tour de refroidissement à l'extérieur du bâtiment de la turbine. Les tours de refroidissement sont généralement de deux types:
 - Tours de refroidissement par voie sèche : le processus de refroidissement utilise l'air ambiant et les refroidisseurs de pointe ; c'est le cas de la centrale électrique de Tishreen et les centrales électriques à cycle combiné de Gender, Derali, Nasrieh, et Zizon;
 - Tours de refroidissement par voie humide : l'eau de condensation est refroidie dans la tour de refroidissement, utilisant de l'eau ordinaire et de la vapeur formée dans l'atmosphère ; ceci est le cas de la **centrale à vapeur d'Alep**.

L'évaluation de suivi sur le terrain de la consommation d'eau des centrales électriques en R.A.S. a révélé, d'un côté, le manque d'attention frappant à la consignation des quantités d'eau consommées, et de l'autre la non existence de compteurs au niveau des prises d'eau de surface ou des eaux pompées des puits souterrains dans certaines centrales électriques, et ce malgré la rareté de l'eau dans les zones entourant la centrale électrique, souffrant de faibles niveaux d'eaux souterraines suite à l'épuisement de l'eau après de multiples utilisations.

La demande prévue en eau pour le développement des centrales thermoélectriques de la R.A.S. est calculée dans cette étude pour les différents scénarios: le SdR, le SEE, le SRM et le SEEM, provenant de plusieurs références^{22,23}, en plus des estimations de certains ingénieurs des centrales électriques en R.A.S., avec l'adoption de la Consommation Spécifique de l'Eau (CSE) des centrales thermoélectriques selon le Tableau 27 :

Tableau 27 - Consommation Spécifique de l'eau des centrales thermiques selon le type de centrale

Quantité d'eau consommée par les centrales thermiques	2,65	m ³ / MWh
Quantité d'eau consommée par les centrales thermiques alimentées au charbon	2,65	m ³ / MWh
Quantité d'eau consommée par les centrales Solaires à Concentration (CSC)	2,8	m ³ / MWh
Quantité d'eau consommée par les centrales de PE et PV*	0	m ³ / MWh
Quantité d'eau consommée par les centrales opérant aux TG	0,19	m ³ / MWh
Quantité de compensation d'eau pour les CT à CC	0,81	m ³ / MWh

*Les parcs à éoliennes et les centrales électriques photovoltaïques ne consomment pas des quantités significatives d'eau

Source: Dr M. Kordab, 2011

Les technologies de production thermoélectrique utilisant la vapeur pour actionner les turbines productrices d'électricité nécessitent un refroidissement pour condenser la vapeur au niveau de la sortie turbine. Ces centrales peuvent recevoir de la chaleur de plusieurs sources différentes. Certaines centrales thermoélectriques sont construites au bord des eaux de surface. Elles tirent l'eau pour le refroidissement et ré-évacuent les eaux chaudes à la source.

La R.A.S. compte onze centrales thermiques, réparties sur l'ensemble du territoire syrien. Tel qu'indiqué au Tableau 28, leur capacité thermique installée atteint 7 152 MW. Le Tableau 29 retrace, quant à lui, l'évolution de la production d'énergie électrique thermique par type de turbine au titre de la période 2000-2010.

Tableau 28 - Capacité installée de production d'énergie thermique en 2010

Centrale	Capacité totale installée (MW)	Capacité des TG et CC (MW)	Capacité des turbines à vapeur (MW)
Der Ali	720	500	220
Tishreen thermal	1036	506	530
Al Nasrieh	504	354	150
Jandar	703	474	229
Zezoon	504	354	150
Banias	985	305	680
Mhardeh	665	35	630
Alzarah	660	-	660
Alep	1100	35	1065
Al Taim	105	105	-
Swedieh	170	170	-
Capacité thermique totale	7152	2838	4314

Source: Ministère en charge de l'Electricité, équilibre électrique – 2010

²² Le Ministère américain de l'Energie, décembre 2006- Rapport au Congrès sur l'Interdépendance entre l'Energie et l'Eau

²³ Les effets négatifs des centrales alimentées au charbon sur les ressources en eau

Tableau 29 - Production d'électricité thermique par type de turbine sur la période 2000-2010 (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Turbine à vapeur	12775	14492	14770	15870	16468	18985	21328	22552	23986	22833	21152
Turbine à gaz	5721	5642	5775	5775	6410	7323	6992	7303	3761	6969	4163
CC	4219	4479	4968	5085	4952	5182	5190	5263	10404	11581	18493
Capacité thermique totale	22715	24595	25513	26730	27830	31490	33510	35118	38151	41383	43808

Source: Dr M. Kordab, 2011

Les besoins en eau de refroidissement varient d'une centrale électrique à une autre selon le système de refroidissement utilisé dans la centrale, qu'il fonctionne par voie sèche ou par voie humide. La disponibilité d'un volume d'eau suffisant est cruciale pour le fonctionnement de la centrale électrique. De plus, le captage et l'évacuation de grands volumes d'eau par ces centrales peuvent avoir des conséquences potentielles sur l'environnement. Le Tableau 30 indique la consommation d'eau dans les centrales thermoélectriques de la R.A.S. par type de centrale.

Tableau 30 - Consommation d'eau par production thermoélectrique pour la période 2000-2010 (MMC)

	Consommation d'eau par turbine à vapeur (MMC)	Consommation d'eau par Turbine à gaz (MMC)	Consommation d'eau par Cycle Combiné (MMC)	Consomm. Totale d'Eau. par Prod. d'Energ. Therm
2000	34,49	1,09	3,42	39,00
2001	39,13	1,07	3,63	43,83
2002	39,88	1,10	4,02	45,00
2003	42,85	1,10	4,12	48,07
2004	44,46	1,22	4,01	49,69
2005	51,60	1,40	4,20	57,20
2006	57,89	1,33	4,20	63,42
2007	60,89	1,39	4,26	66,54
2008	64,76	0,72	8,43	73,91
2009	61,65	1,32	9,38	72,35
2010	57,11	0,79	14,98	72,88

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 31 - Prévision de la consommation d'eau pour la production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SdR*

(MMC)	2011	2015	2020	2025	2030
Cycle Combiné	23,570	35,860	45,283	58,551	80,965
Centrale thermique à vapeur	45,408	37,657	27,014	24,046	18,928
TG à cycle simple	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Centrale nucléaire	0,000	0,000	11,143	29,714	29,714
Parc à éolienne	0	0	0	0	0
CSC	0,000	0,000	0,000	5,600	11,200
PV	0	0	0	0	0
Hydro-électrique	0	0	0	0	0
Charbon	0,000	0,000	0,000	0,000	14,509
Total	69	74	83	118	155

*SdR - le scénario de référence CNRE-GIZ du schéma directeur de l'EE et des ER, 2010

Source: Dr M. Kordab, 2011

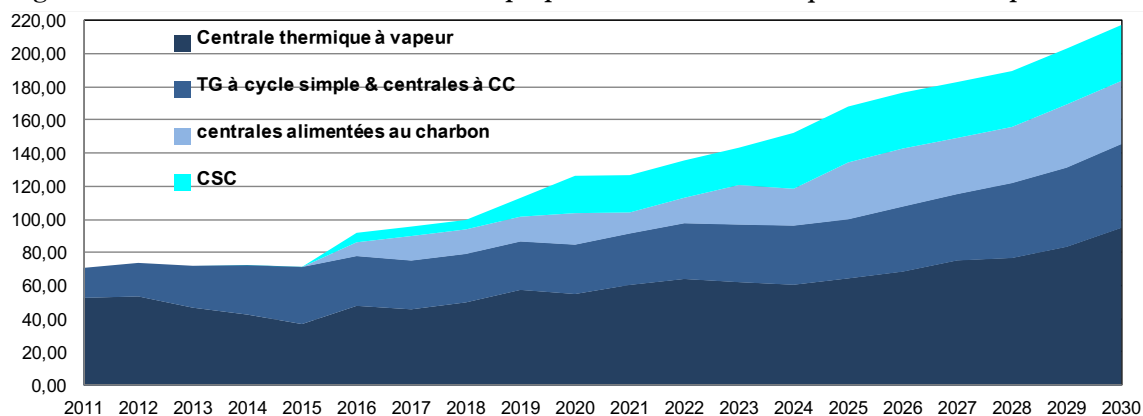
Le Tableau 32 et la Figure 32 donnent une prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SdR adopté dans l'étude CNRE-GIZ.

Tableau 32 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 pour le SRM

(MMC)	2011	2015	2020	2025	2030
Eau consomm�e par les centrales à turbine simple	52,71	36,94	55,02	64,40	94,81
Eau consomm�e par les centrales à TG et à CC	18,09	34,48	29,89	35,80	50,72
Eau consomm�e par les centrales alimentées au charbon	0,00	0,00	19,08	34,36	38,16
Eau consomm�e par les centrales solaires à concentration (CSC)	0,00	0,11	22,51	33,71	33,71
Quantité d'eau totale	70,80	71,54	126,50	168,27	217,40

Source: Dr M. Kordab, 2011

Figure 32 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 pour le SRM



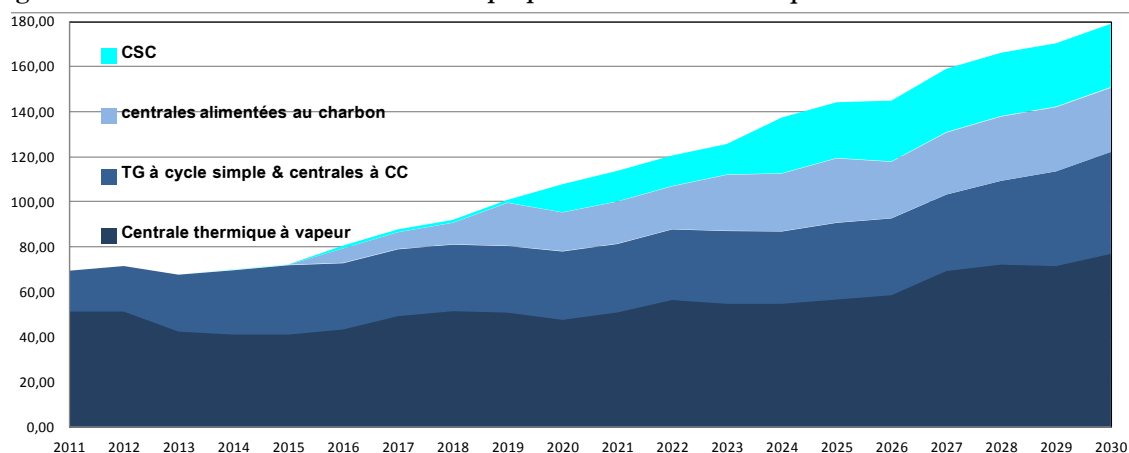
Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 33 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SEEM

(Millions de Mètres Cubes)	2011	2015	2020	2025	2030
Eaux consomm�es par les centrales à turbines simples	51,40	41,18	47,72	56,72	76,95
Eaux consomm�es par les centrales à TG et à CC	18,09	30,73	30,30	33,98	45,24
Eaux consomm�es par les centrales alimentées au charbon	0,00	0,00	17,21	28,62	28,62
Eaux consomm�es par les centrales solaires à concentration (CSC)	0,00	0,11	12,43	24,75	28,11
Quantité d'eau totale	69,49	72,02	107,66	144,07	178,92
(Million de Mètres Cubes)	2011	2015	2020	2025	2030
Eaux consomm�es par les centrales à turbines simples	51,40	41,18	47,72	56,72	76,95
Eaux consomm�es par les centrales à TG et à CC	18,09	30,73	30,30	33,98	45,24
Eaux consomm�es par les centrales alimentées au charbon	0,00	0,00	17,21	28,62	28,62
Eaux consomm�es par les centrales solaires à concentration (CSC)	0,00	0,11	12,43	24,75	28,11
Quantité d'eau totale	69,49	72,02	107,66	144,07	178,92

Source: Dr M. Kordab, 2011

Figure 33 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SEEM



Source: Dr M. Kordab, 2011

2.2. Besoins en eau pour le secteur de production et d'approvisionnement en pétrole

L'eau est utilisée par l'ensemble du secteur de l'énergie, y compris pour l'extraction, la production le raffinage et le traitement de la ressource. Le secteur de l'énergie peut également affecter la qualité de l'eau via le flux des déchets, les eaux créées par l'extraction du pétrole et du gaz, et par les rejets atmosphériques, susceptibles d'affecter les bassins versant en aval.

Le Tableau 34 ci-après indique les liens entre la production d'énergie électrique et la disponibilité et la qualité de l'eau.

Tableau 34 - Liens entre extraction du pétrole et du gaz, raffinage et traitement de la production avec la disponibilité et la qualité de l'eau²⁴

Élément énergétique	Lien avec la quantité d'eau	Lien avec la qualité d'eau
Extraction et Production de pétrole et de gaz		
Exploration du Pétrole et du Gaz	L'eau pour le forage, le conditionnement et la fracturation	Impact sur la qualité des nappes phréatiques peu profondes
Production du Pétrole et du Gaz	Un grand volume d'eau produite altérée*	L'eau produite peut affecter les eaux de surface et les eaux souterraines
Raffinage et traitement		
Raffinage traditionnel du pétrole et du gaz	Quantités d'eau nécessaires pour le raffinage du pétrole et du gaz	L'utilisateur final peut avoir un impact sur la qualité de l'eau
Transport et Stockage de l'énergie		
Canalisations de transport de l'énergie	Eau pour l'épreuve hydrostatique	Les eaux usées nécessitent un traitement

*Les eaux affectées peuvent devenir salines ou contenir des contaminants,
Source: Dr M. Kordab, 2011

2.2.1. Besoins en eau pour la production du pétrole et du gaz

L'eau est consommée pour la production de pétrole et de gaz naturel lors du forage de puits de prospection de pétrole et lors du forage pour la production de pétrole brut et de gaz naturel.

La quantité moyenne d'eau consommée dans le forage d'un mètre linéaire par la Compagnie Pétrolière Syrienne (SOC) est de 6,8m³/m. Ce taux de consommation d'eau varie selon la qualité de forage, ainsi qu'en fonction de l'exploration ou de la production. Dans le forage d'exploration, le taux est d'environ 10m³ d'eau par mètre linéaire. Souvent, le forage d'exploration s'accompagne de problèmes imprévisibles tels le passage des boues de forage en raison du manque de connaissance des matières excavées, alors que dans le forage de production le taux est d'environ 3,43m³ par mètre linéaire; ceci englobe l'installation de la drague jusqu'à la fin du forage et son enlèvement, ainsi que les passages du liquide de forage travers la pénétration des couches, en plus des moteurs de refroidissement.

Plus de 485 forages d'exploration ont été effectués sur la période 1961–1975, quelque 270 sur la période 1975–1985 et plus de 112 sur la période 1986-1995. Ces forages se sont traduits par la découverte de 15 champs de pétrole et de gaz. Cette période a également vu la signature de contrats d'exploration avec 12 compagnies étrangères portant sur une superficie de 71 000 km², en plus des activités de prospection de la Compagnie Pétrolière Syrienne.

Entre 2003 et 2007, 14 contrats ont été conclus avec des compagnies étrangères pour l'exploration de pétrole et de gaz naturel, portant sur une superficie de 77 000 km².

En supposant que chaque compagnie a procédé à deux forages d'exploration par an et que la Compagnie Pétrolière Syrienne a effectué 10 forages d'exploration par an, le total est donc de 62 forages d'exploration

²⁴ Le Ministère américain de l'Energie, décembre 2006, Rapport au Congrès sur l'Interdépendance entre l'Energie et l'Eau

par an. La profondeur moyenne de forage est de 3 000m. Chaque forage d'exploration nécessite 6,8m³ par mètre linéaire.

La quantité d'eau nécessaire pour le forage de puits d'exploration = 1,265 MMC par an.

En admettant que 100 puits productifs aient été forés par an sur une profondeur oscillant entre 1 750 et 3 700 m (profondeur moyenne de 2 500m), l'eau nécessaire pour un puits productif est de 3,43m³ le mètre.

La quantité d'eau nécessaire pour le forage des puits productifs = 0,858 MMC / an.

Comme la production de pétrole brut en Syrie se monte à 38 0000 barils/jour et que la consommation d'eau moyenne lors de la production de pétrole est d'environ 0,072m³ par baril de pétrole, la quantité d'eau nécessaire pour la production de pétrole par an est de 9,987 MMC/an.

La quantité d'eau injectée pour augmenter la pression de la couche de pétrole est de 0,34m³ par baril de pétrole. Une grande partie en est consommée pour l'évacuation des eaux faisant partie du pétrole et une deuxième partie est utilisée pour accroître la pression dans la couche de pétrole. Cette situation varie d'une compagnie à l'autre. Pour les compagnies étrangères, l'injection de l'eau est un facteur important dans l'accroissement de la productivité du pétrole. Par exemple, *Euphrates Company* injecte six barils d'eau pour produire un baril de pétrole, dont 5 barils sont recyclés et un baril d'eau additionnelle de l'Euphrate est nécessaire. En supposant que la compagnie produit 100 000 barils par jour, ceci signifie que 100 000 barils supplémentaires d'eau par jour sont nécessaires. Après une certaine durée de production dans le champ, il devient nécessaire d'accroître la pression de différentes manières, soit par injection d'eau soit par ascension par poussée de gaz naturel.

En admettant que 50 % des besoins en production de pétrole brut doivent être injectés, chaque baril nécessitera 0,34 m³ d'eau. Ainsi les quantités d'eau nécessaires pour l'injection en vue de l'accroissement de la pression de la couche de pétrole seront de 23,579 MMC / an.

Les quantités totales d'eau nécessaires pour l'exploration et la production de pétrole et de GN s'élèvent à 35,689 MMC

2.2.2. Besoins en eau pour le raffinage de pétrole

Comme mentionné ci-dessus, la Syrie compte deux raffineries. La première 'Homs', d'une capacité de 5,7 millions de tonnes/an, est alimentée à hauteur de 60 % au brut lourd et à 40 % au brut léger. La deuxième, 'Baniyas', d'une capacité de 6 millions de tonnes/an, est alimentée à hauteur de 60 % au brut léger et à 40 % au brut lourd. La consommation d'eau totale de la raffinerie d'Homs est d'environ 1 700m³ par heure, soit 14,892 MMC par an. La quantité de pétrole brut raffiné par la raffinerie est de 5,8 millions de tonnes. Ceci signifie que chaque tonne de pétrole brut nécessite 2,56m³ d'eau à raffiner, y compris l'eau nécessaire aux opérations de raffinage, de lutte contre l'incendie et de l'eau de service.

Les quantités d'eau nécessaires pour le raffinage de 5,8 millions de tonnes de pétrole brut/an de la raffinerie d'Homs sont de 14,848 MMC/an.

La consommation totale d'eau nécessaire par la raffinerie de Baniyas est d'environ 1 200m³ par heure, soit 10,52 MMC par an. La quantité de pétrole raffiné dans la raffinerie est égale à 6 millions de tonnes par an ; le taux de consommation d'eau est 1,75 m³ par tonne de pétrole.

Les quantités d'eau nécessaires pour raffiner 6 millions de tonnes de pétrole brut/an dans la raffinerie de Baniyas est de 10,500 MMC/an.

La différence de consommation d'eau entre les deux raffineries s'explique par le fait que la conception de la raffinerie de Baniyas est différente de celle d'Homs, bien plus ancienne.

2.2.3. Besoins en eau des installations de traitement des gaz

L'utilisation par la Syrie du gaz naturel dans la production d'électricité remonte à 1973 par la Compagnie Pétrolière Syrienne à Swedish. La production de GN a été accrue à 7 milliards m³ en 2000, pour varier ensuite entre 8 et 9 milliards m³ par an jusqu'à 2009. La Syrie compte plusieurs installations de traitement du gaz naturel, dont certaines assez anciennes, comme :

- L'installation de traitement de gaz Swedish, qui a entamé ses activités en 1984, d'une capacité de 660 000 m³/jour
- L'installation de traitement de gaz Al Jbiseh, entrée en activité en 1988, d'une capacité de 2.98MCM/jour
- L'installation de traitement de gaz Al omar, entrée en activité en 1992, d'une capacité de 5 MCM/jour
- L'installation de traitement de gaz Deir Al-Zour, entrée en activité en 2001, d'une capacité de 12.95 MCM/jour

Les anciennes installations de traitement, telles l'unité de traitement de gaz Aljbeseh, consomme quelque 100 m³ d'eau par heure, pour l'eau des circuits de refroidissement, des générateurs de vapeur et de lutte contre l'incendie. 75 % de cette quantité est réutilisée et 25 % sont constitués d'eau additionnelle, ce qui signifie que la consommation d'eau par jour est de 600 m³; aussi sachant que la quantité de gaz traités est d'approximativement 3 millions de m³ par jour, la part des 1 000 m³ de gaz équivalait à 0,2m³ d'eau pour 1000 m³ de GN.

Les quantités de GN produite par les installations de Swedish, Aljbiseh et Deir al-Zour sont de 21,59 MMC/jour.

Les quantités d'eau nécessaires pour ces **anciennes installations** sont de **1,577 MMC d'eau par an**.

Les nouvelles installations de traitement des gaz telles qu'Alfreklos sont plus économes en eau en raison de leur conception plus récente, avec environ 500 m³ par jour; elles traitent quelque 6,3 millions de m³ de GN/jour, ce qui signifie une consommation de 0,079 m³ eau par 1000 m³ gaz/jour.

La quantité d'eau nécessaire pour le traitement des gaz = 0,182 million m³ d'eau par an. La capacité totale des installations de traitement du gaz naturel sera ainsi portée à 46 millions de m³ de gaz par jour. La quantité totale d'eau nécessaire dans les **nouvelles installations de traitement = 1,629 million m³ eau/an**

2.3. Besoins en eau des autres secteurs d'approvisionnement énergétique

Dans les zones industrielles de Hisia et de **Khnaifis (production de phosphates)**, il est nécessaire d'utiliser 1,8 m³/sec, soit un total de **56,7 million m³/an**.

Les besoins en eau pour l'installation de la raffinerie à **Alfreklos** = 0,3 m³/sec. = **9, 48 million m³ an**.

Dans les années caractérisées par une grave sécheresse et par la faiblesse des ressources hydriques, l'eau est utilisée essentiellement pour satisfaire les besoins en énergie, en eau potable et pour l'abreuvement du bétail, selon les quantités minimales vitales de 28 litres/jour/personne en hiver, et de 42 litres/jour/personne en été.

Tableau 35 - Besoins en eau pour l'exploration et la production de pétrole et de GN, le raffinage de pétrole, le traitement du GN et des ressources minérales à l'horizon 2030 selon le SRM et le SEEM

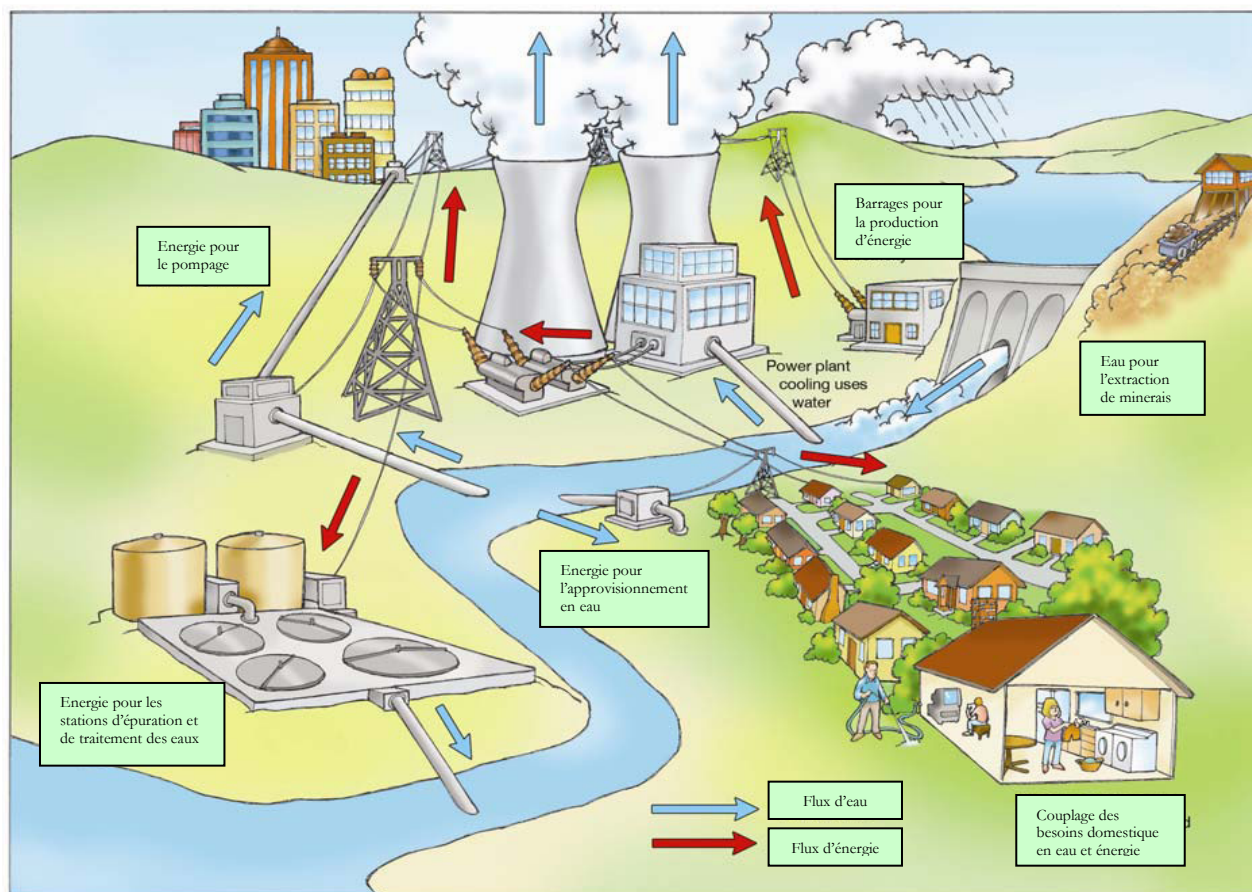
	2010	2011	2015	2020	2025	2030
Exploration et production de pétrole et de GN	35,586	35,586	35,586	35,586	35,586	35,586
Traitement du GN	1,629	1,629	1,629	1,629	1,629	1,629
Raffineries	25,348	25,348	25,348	34,828	34,828	34,828
Production de ressources minérales	56,700	56,700	56,700	56,700	56,700	56,700

Source: Dr M. Kordab, 2011

IV. Liens Eau-énergie à l'horizon 2030

L'énergie et l'eau sont des ressources essentielles et interdépendantes. La disponibilité de quantités suffisantes d'eau a un impact sur celle de l'énergie et de la production énergétique. Les activités de production affectent la disponibilité et la qualité de l'eau. Dans les économies d'aujourd'hui, l'énergie et l'eau sont liées, tel qu'illustré à la Figure 34²⁵.

Figure 34 - Exemples d'interaction entre eau et énergie



Source: Interdépendance entre l'énergie et l'eau, Ministère américain de l'énergie, décembre 2006

En plus d'être inter-indépendantes, ces deux ressources ont également des demandes croissantes et en constante évolution. Le manque d'eau pour l'énergie hydroélectrique et pour le refroidissement des centrales thermoélectriques peut entraver la production, et est susceptible d'accroître les besoins de technologies permettant de réduire l'intensité de l'utilisation de l'eau du secteur de l'énergie. En même temps, la demande en énergie continue d'augmenter. Malheureusement, les prélèvements d'eau douce dépassent déjà les précipitations dans plusieurs régions du pays, ainsi que les pompages significatifs des eaux souterraines ou le transport des eaux de surface à partir d'autres localités. Les limites d'approvisionnement en énergie et en eau doivent être gérées de conserve pour maintenir des approvisionnements en énergie et en eau fiables.

L'interaction entre l'énergie, les approvisionnements et les infrastructures en eau devient encore plus évidente. Les faibles niveaux de ressources en eau causés par la sécheresse et les utilisations concurrentes de l'eau ont limité la capacité des centrales électriques à produire de l'énergie. En outre, les niveaux de l'eau dans les nappes ont diminué significativement, augmentant les besoins en énergie pour le pompage, et, dans certains cas, donnant lieu à des problèmes d'affaissement du sol.

Les paragraphes suivants présentent la matrice de la demande en énergie, y compris les besoins en énergie pour l'eau, selon les deux scénarios d'énergie (Scénario de Référence Modifié 'SRM') et (Scénario

²⁵ Rapport au Congrès sur l'Interdépendance entre l'Énergie et l'Eau, Ministère américain de l'Énergie, décembre 2006

d'Economie d'Energie Modifié 'SEEM') et la matrice des besoins en eau, dont les besoins en eau pour l'énergie selon les trois scénarios d'eau (scénario de référence 'SdR'), (Scénario de Substitution 'SdS') et (Scénario Légal SL).

1. Introduction de besoins en énergie pour l'eau dans la matrice de la demande en énergie

L'énergie électrique est nécessaire pour l'approvisionnement en eau douce du secteur urbain pour les usages résidentiel et tertiaire, ainsi que pour l'approvisionnement du secteur industriel. L'énergie est utilisée pour le pompage de l'eau d'irrigation, le drainage d'irrigation et l'abreuvement du bétail. Aussi, l'énergie est utilisée pour le pompage de l'eau d'un bassin à un autre ainsi que pour la collecte et le traitement des eaux résiduaires et pour la réutilisation des eaux usées. Le Tableau 36 indique la demande électrique en énergie pour l'eau selon le scénario de référence de l'eau (SdR).

Tableau 36 - Matrice de la demande de l'énergie électrique pour l'eau à l'horizon 2030 (SdR de l'eau) (GWh)

Secteur de la demande (GWh)	2009	2015	2020	2025	2030
Demande urbaine					
Eau domestique	1028,50	1139,50	1304,20	1473,10	1551,20
Approvisionnement en eau	28,70	31,80	36,40	41,10	43,30
Industrie	207,60	229,20	258,10	285,00	314,70
Irrigation	2591,20	3041,50	3270,20	3236,80	3203,40
Irrigation et drainage	103,65	121,66	130,81	129,47	128,14
Abreuvement du bétail	14,40	19,30	22,10	24,90	26,20
Transport de l'eau*	432,00	479,01	1346,49	1747,36	1780,19
Collecte des eaux résiduaires	20,90	32,21	47,12	49,14	46,58
Traitement des eaux usées**	48,24	77,42	120,83	149,21	162,87
Réutilisation des eaux usées	32,83	47,42	57,56	66,00	69,28
Dessalement de l'eau de mer et des eaux salées	2,76	3,17	3,55	3,91	4,22
Besoins électriques totaux en énergie pour l'eau	4510,78	5222,19	6597,37	7206,00	7330,08
Demande électrique totale en énergie (SRM)	41023,00	63200,00	86300,00	113400,00	148400,00
Total demande énergétique finale (SEEM)	41023,00	60100,00	79100,00	99900,00	127500,00
pour le SRM %	11,00	8,26	7,64	6,35	4,94
pour le SEEM %	11,00	8,69	8,34	7,21	5,75

*42 % de l'eau potable est transférée sur des distances dépassant l'étendue du bassin secondaire, nécessitant une énergie pour le pompage, à un taux moyen de 0,25kWh/m³ (1,1kWh/m³ pour chaque phase de reprise de 250 m). Sachant que les eaux de l'Euphrate sont transférées à Alep par pompage selon une charge de reprise moyenne de 110m, l'eau de la Rivière Al Sin est pompée avec une charge de reprise moyenne de 80m. Après 2020, les eaux de l'Euphrate seront transférées à Palmyra à un taux de 3,0m³/sec, pompées à une charge de 450m, dont 1,8m³/sec seront pompées vers Alroklos et Hassia avec une pression moyenne de 650m. Après 2025, les eaux de l'Euphrate seront transférées à Palmyra à un taux de 6,0m³/sec, dont 4,0m³/sec seront pompés vers Alroklos, Hassia, Khnevis et Damas, avec une pression moyenne de 550. 1 250 MMC/an du Tigre seront pompés à une pression de 80m, dont 30 MMC avec une pression supplémentaire de 68 m.

* En fait, 38 % des eaux usées urbaines sont traitées, l'énergie est utilisée pour la collecte et l'enlèvement de la moitié de cette quantité selon 1 à 3 phases de reprise, chacune à une pression de 12-15m, nécessitant en moyenne 0,13 kWh/m³ d'eau traitée. L'énergie nécessaire pour le traitement est de 0,15 kWh / m³. L'on estime en moyenne à 1,1kWh/m³ la quantité nécessaire au pompage des eaux réutilisées ; ceci représente 40 % des eaux traitées totales en 2009, et 25 % en 2030.

Source: Dr M. Kordab, 2011

La demande électrique totale en énergie pour l'utilisation de l'eau représentait 11 % de l'énergie électrique totale produite en 2009; elle sera de 8,26 % pour le SRM et de 8,69 pour le SEEM en 2015; elle atteindra 4,94 % pour le SRM et 5,75 % pour le SEEM en 2030.

Le Tableau 37 montre les eaux urbaines usées, collectées et réutilisées par pompage à l'horizon 2030.

Tableau 37 - Les eaux urbaines usées, collectées et réutilisées par pompage à l'horizon 2030

		2009	2015	2020	2025	2030
Eaux usées urbaines (MMC)	SdR	0,85	0,94	1,07	1,21	1,28
% du ratio des eaux usées traitées		38	55	75	82	85
% du ratio des eaux usées traitées collectées par pompage		50	48	45	38	33
% du ratio des eaux réutilisées traitées collectées par pompage		40	36	28	26	25
Eaux usées urbaines (MMC)	SdS	0,85	0,92	1,04	1,15	1,18
% du ratio des eaux usées traitées		38	55	75	82	85
% du ratio des eaux usées traitées collectées par pompage		50	48	45	38	33
% du ratio des eaux réutilisées traitées collectées par pompage		40	36	28	26	25
Eaux usées urbaines (MMC)	SL	0,85	0,9	1,01	1,11	1,12
% du ratio des eaux usées traitées		38	55	75	82	85
% du ratio des eaux usées traitées collectées par pompage		50	48	45	38	33
% du ratio des eaux réutilisées traitées collectées par pompage		40	36	28	26	25

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Tableau 38 montre la demande en eau du gazole selon le SdR Eau. Il montre que le gazole a constitué 1,24 % de la demande énergétique finale en 2009 et a chuté à 0,65 % pour le SRM et à 0,74 % en 2025.

Tableau 38 - Matrice de la demande de Gazole (Diesel) pour le besoins en eau à l'horizon 2030 (SdR Eau)

Secteur de la demande (Ktep)	2011	2015	2020	2025	2030
Agriculture et Irrigation (Ktep)	223,71	260,16	275,99	269,93	263,93
Abreuvement du bétail (Ktep)	1,24	1,38	1,58	1,78	1,88
Total gazole nécessaire pour l'eau (Ktep)	224,95	261,54	277,57	271,71	265,81
Total demande énergétique finale (SRM)	18159,92	22184,55	26759,08	33098,39	41014,58
Total demande énergétique finale (SEEM)	18159,92	20019,17	25112,01	30202,87	35973,23
% du total énergie pour l'eau selon le SRM	1,24	1,18	1,04	0,82	0,65
% du total énergie pour l'eau selon SEEM	1,24	1,31	1,11	0,90	0,74

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Tableau 39 indique la demande électrique en énergie pour l'eau selon le Scénario de Substitution (SdS) pour l'eau. D'un autre côté, le gazole (diesel) est nécessaire pour le pompage des eaux souterraines pour l'irrigation et pour l'abreuvement du bétail. Le Tableau 40 indique la demande en eau du gazole selon le Scénario de Substitution pour l'eau (SdS).Source: Dr M. Kordab, 2011

La demande électrique totale en énergie pour l'utilisation de l'eau équivalait à 11 % de l'énergie électrique totale produite en 2009. Elle sera de 7,68 % selon le SRM et de 8,08 selon le SEEM en 2015 ; elle atteindra 4,23 % selon le SRM et 4,92 % en 2030.

Tableau 39 - Matrice de la demande électrique en énergie pour l'eau à l'horizon 2030 (SdS Eau) (GWh)

Secteur de la demande(GWh)	2009	2015	2020	2025	2030
Demande urbaine					
Eau domestique	1028,50	1088,80	1182,80	1294,50	1305,80
Approvisionnement d'eau	28,70	31,80	36,40	41,10	43,30
Industrie	207,60	224,60	262,90	291,00	325,70
Irrigation	2591,20	2754,90	2638,70	2578,00	2488,90
Irrigation et drainage	103,65	110,20	105,55	103,12	99,56
Abreuvement du bétail	14,40	19,30	22,10	24,90	26,20
Transport de l'eau	432,00	469,43	1330,05	1716,40	1728,03
Collecte des eaux résiduaires	20,90	31,56	45,71	46,68	42,86
Traitement des eaux usées	48,24	75,87	117,20	141,75	149,84
Réutilisation des eaux usées	32,83	46,47	55,83	62,70	63,73
Dessalement de l'eau de mer et des eaux salées	2,76	3,17	3,55	3,91	4,22
Total énergie pour l'eau	4510,78	4856,10	5800,80	6304,07	6278,14
Total de la demande d'énergie finale (SRM)	41023,00	63200,00	86300,00	113400,00	148400,00

Total demande énergétique finale (SEEM)	41023,00	60100,00	79100,00	99900,00	127500,00
% du total énergie pour l'eau selon le SRM	11,00	7,68	6,72	5,56	4,23
% du total énergie pour l'eau selon le SEEM	11,00	8,08	7,33	6,31	4,92

Source: Dr M. Kordab, 2011

La demande électrique totale en énergie pour l'utilisation de l'eau équivalait à 11 % de l'énergie électrique totale produite en 2009. Elle sera de 7,68 % selon le SRM et de 8,08 selon le SEEM en 2015 ; elle atteindra 4,23 % selon le SRM et 4,92 % en 2030.

Tableau 40 - Matrice de la demande en Gazole (Diesel) des besoins en eau à l'horizon 2030 (SdS Eau)

Secteur de la demande (Ktep)	2009	2015	2020	2025	2030
Agriculture et Irrigation (Ktep)	223,71	235,68	222,69	214,07	205,07
Abreuvement du bétail (Ktep)	1,24	1,38	1,58	1,78	1,88
Total Gazole nécessaire pour l'eau (Ktep)	224,95	237,06	224,27	215,85	206,95
Total demande énergétique finale (SRM)	18159,92	22184,55	26759,08	33098,39	41014,58
Total demande énergétique finale (SEEM)	18159,92	20019,17	25112,01	30202,87	35973,23
% du total énergie pour l'eau selon le SRM	1,24	1,07	0,84	0,65	0,50
% du total énergie pour l'eau selon SEEM	1,24	1,18	0,89	0,71	0,58

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Gazole a représenté 1,24 % de la demande énergétique finale en 2009 et atteint 0,50 % selon le SRM et 0,58 % en 2030. Le pétrole nécessaire pour le pompage des eaux de surface d'irrigation et pour l'abreuvement du bétail diminuera à l'horizon 2030, avec le passage vers des systèmes de pompage d'eau utilisant le photovoltaïque (PV).

Le Tableau 41 indique la demande électrique en énergie pour l'eau selon le Scénario Légal Eau (SL).

Tableau 41 - Matrice de la demande électrique en énergie pour l'eau à l'horizon 2030 (eau SL) (GWh)

Secteur de la demande(GWh)	2009	2015	2020	2025	2030
Demande urbaine					
Eau domestique	1028,50	1023,20	1135,10	1229,20	1240,50
Approvisionnement d'eau	28,70	31,80	36,40	41,10	43,30
Industrie	207,60	226,50	259,10	277,80	287,80
Irrigation	2591,20	2574,50	2335,00	2257,80	2159,60
Irrigation et drainage	103,65	102,98	93,40	90,31	86,38
Abreuvement du bétail	14,40	19,30	22,10	24,90	26,20
Transport de l'eau	432,00	460,04	1314,09	1692,87	1698,03
Collecte des eaux résiduaires	20,90	30,93	44,34	44,82	40,71
Traitement des eaux usées	48,24	74,35	113,69	136,08	142,35
Réutilisation des eaux usées	32,83	45,54	54,16	60,20	60,55
Dessalement de l'eau de mer et des eaux salées	2,76	3,17	3,55	3,91	4,22
Energie électrique totale pour l'eau	4510,78	4592,32	5410,93	5858,99	5789,65
Demande énergétique finale totale (SRM)	41023,00	63200,00	86300,00	113400,00	148400,00
Total demande énergétique finale (SEEM)	41023,00	60100,00	79100,00	99900,00	127500,00
% du total énergie pour l'eau selon le SRM	11,00	7,27	6,27	5,17	3,90
% du total énergie pour l'eau selon le SEEM	11,00	7,64	6,84	5,86	4,54

Source: Dr M. Kordab, 2011

Par ailleurs, le gazole (diesel) est nécessaire pour le pompage des eaux souterraines pour l'irrigation et pour l'abreuvement du bétail. Le Tableau 42 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** indique la demande en gazole pour l'eau selon le Scénario Légal (SL).

Le gazole a constitué 1,24 % de la demande énergétique finale en 2009 et baisse à 0,26 % selon le SRM et à 0,29 % selon le SEEM en 2030, du fait de l'utilisation d'autres systèmes de technologies renouvelables pour le pompage de l'eau à l'horizon 2030.

Tableau 42 - Matrice de la demande des besoins en gazole (diesel) en eau à l'horizon 2030 (SL Eau)

Secteur de la demande (Ktep)	2009	2015	2020	2025	2030
Agriculture et Irrigation (Ktep)	223,71	161,94	116,25	105,5	103,13
Abreuvement du bétail (Ktep)	1,24	1,38	1,58	1,78	1,88
Total gazole nécessaire pour l'eau (Ktep)	224,95	163,32	117,83	107,28	105,01
Total demande énergétique finale (SRM)	18159,92	22184,55	26759,08	33098,39	41014,58
Total demande énergétique finale (SEEM)	18159,92	20019,17	25112,01	30202,87	35973,23
% du total énergie pour l'eau selon le SRM	1,24	0,74	0,44	0,32	0,26
% du total énergie pour l'eau selon le SEEM	1,24	0,82	0,47	0,36	0,29

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le gazole est nécessaire dans les trois scénarios : agriculture, irrigation et abreuvement du bétail. Les quantités totales de gazole nécessaires pour l'eau en 2030 sont de 265,81 ktep selon le SdR, de 206,95 ktep selon le SdS et de 105,01Ktep selon le SL. Etant donné que la demande d'énergie totale finale pour le MRS Energie est la même que pour les trois scénarios de l'eau, correspondant à 41014,58 Ktep, ainsi que pour le SEEM pour les trois scénarios correspondant à 35973,23 Ktep, ceci donne un pourcentage d'énergie pour l'eau selon le SEEM supérieur au pourcentage de l'énergie pour l'eau selon le SRM.

2. Introduction des besoins en eau pour l'énergie dans la matrice des besoins en eau

L'eau est utilisée pour la production d'énergie soit directement par les centrales de production d'énergie hydraulique soit indirectement pour le refroidissement des centrales thermoélectriques, en plus des autres besoins des centrales thermiques pour le retraitement du combustible et pour le lavage périodique des concentrateurs utilisés dans les CSC. L'eau est également nécessaire pour l'intégralité du secteur de l'énergie, l'extraction et la production de pétrole et de gaz naturel, soit lors de sondages d'exploration soit pour les forages pour la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que pour le raffinage et le traitement du pétrole. Le Tableau 43 indique la matrice des besoins estimatifs en eau du secteur de l'énergie pour la période 2011-2030 pour le Scénario de Référence Modifié (SRM), alors que le Tableau 44 indique la matrice pour le Scénario d'Economie d'Energie Modifié (SEEM).

Le Tableau 43 indique le total des besoins en eau pour l'énergie, selon le SRM énergie, qui sont de 190,793 MMC en 2015, 255,243 MMC en 2020 et 346,143 MMC en 2030. Ceci équivaut à :

- 1 %, 1,22 % et 1,63 % du total des besoins nationaux en eau selon le SdR pour 2015, 2020 et 2030 respectivement,
- 1,06 %, 1,4 % et 1,93 % du total des besoins nationaux en eau selon le SdS pour 2015, 2020 et 2030 respectivement,
- 1,16 %, 1,74 % et 2,46 % du total des besoins nationaux en eau dans le SL pour 2015, 2020 et 2030 respectivement.

Le pourcentage du total des besoins en eau pour l'énergie est le plus élevé selon le SL parce que le total national des besoins en eau selon le SL est le plus bas.

Tableau 43 - Matrice des Besoins en Eau pour l'Énergie à l'horizon 2030 (MMC)

Secteur de la demande (MMC)	SRM				
	2011	2015	2020	2025	2030
Production d'énergie hydraulique					
Ev. des eaux de surfaces des barrages	1940,00	1940,00	1795,00	1650,00	1650,00
Besoins en eau pour la production d'énergie hydraulique	9356,48	9457,31	9275,82	9275,82	9275,82
Secteur du Pétrole et du GN					
Exploration et production de pétrole et de GN	35,586	35,586	35,586	35,586	35,586
Traitement du GN	1,629	1,629	1,629	1,629	1,629
Raffineries de pétrole	25,348	25,348	34,828	34,828	34,828
Production de ressources minérales	56,700	56,700	56,700	56,700	56,700
Secteur de la production thermoélectrique					
Centrales avec Turbine à vapeur (CTV)	52,710	36,940	55,020	64,400	94,810
Centrales à Cycle Combiné (CCC) et Centrales à Turbine à Gaz (CTG)	18,090	34,480	29,890	35,800	50,720
C.E alimentées au charbon	0,000	0,000	19,080	34,360	38,160
CSC	0,000	0,110	22,510	33,710	33,710
Total net des besoins en eau pour l'énergie	190,063	190,793	255,243	297,013	346,143
SdR du total national des besoins en eau	17908,00	19093,56	20859,64	21125,50	21291,54
Total des besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SdR)	1,06	1,00	1,22	1,41	1,63
Total national besoins selon le SdS Eau	17908,00	18003,00	18234,55	18167,62	17925,16
Total besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SDS)	1,06	1,06	1,40	1,63	1,93
Total des besoins nationaux en eau (SL)	17908,00	16386,81	14677,25	14401,87	14070,81
Total des besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SL)	1,06	1,16	1,74	2,06	2,46

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Tableau 44 indique le total des besoins en eau pour l'énergie, selon le SEEM, qui se montent à 191,283 MMC en 2015, 236,403 MMC en 2020 et 307,663 MMC en 2030. Ceci équivaut à:

- 1 %, 1,13 % et 1,45 % du total des besoins nationaux en eau selon le SdR en 2015, 2020 et 2030 respectivement,
- 1,06 %, 1,3 % et 1,72 % du total des besoins nationaux en eau selon le SdS pour 2015, 2020 et 2030 respectivement,
- 1,17 %, 1,61 % et 2,19 % du total des besoins nationaux en eau selon le SL en 2015, 2020 et 2030 respectivement.

Le pourcentage du total des besoins en eau pour l'énergie est le plus élevé selon le SL parce que les besoins nationaux totaux en eau selon le SL sont les plus bas.

Tableau 44 - Matrice des besoins en eau pour l'énergie d'ici 2030 (MMC)

Secteur de la demande (MMC)	SEEM				
	2011	2015	2020	2025	2030
Production d'énergie hydraulique					
Ev. des eaux de surfaces des barrages	1940,00	1940,00	1795,00	1650,00	1650,00
Besoins en eau pour la production d'énergie hydraulique	9356,48	9457,31	9275,82	9275,82	9275,82
Secteur du pétrole et du GN#					
Exploration et production du pétrole et du GN	35,586	35,586	35,586	35,586	35,586
Traitement du GN	1,629	1,629	1,629	1,629	1,629
Raffineries	25,348	25,348	34,828	34,828	34,828
Production de ressources minérales	56,700	56,700	56,700	56,700	56,700
Secteur de la production thermoélectrique					
Centrales avec Turbine à vapeur (CTV)	51,400	41,180	47,720	56,720	76,950
Centrales à Cycle Combiné (CCC) et Centrales à Turbine à Gaz (CTG)	18,090	30,730	30,300	33,980	45,240
C.E alimentées au charbon	0,000	0,000	17,210	28,620	28,620
CSC	0,000	0,110	12,430	24,750	28,110
Total net des besoins en eau pour l'énergie	188,753	191,283	236,403	272,813	307,663
Total national des besoins en eau selon le SdR	17908,00	19093,56	20859,64	21125,50	21291,54
Total des besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SdR)	1,05	1,00	1,13	1,29	1,45
Total national des besoins selon le SdS Eau	17908,00	18003,00	18234,55	18167,62	17925,16
Total des besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SdS)	1,05	1,06	1,30	1,50	1,72
Total national des besoins en eau selon le SL	17908,00	16386,81	14677,25	14401,87	14070,81
Total des besoins en eau pour l'énergie % des besoins nationaux en eau (SL)	1,05	1,17	1,61	1,89	2,19

Source: Dr M, Kordab, 2011

3. Nécessité d'adopter une approche de planification intégrée aussi bien pour l'énergie que pour l'eau

En R.A.S., dont la majorité du territoire se trouve en zones arides, l'eau est une ressource naturelle aussi précieuse que limitée. Pourtant, à ce jour, l'Etablissement Général pour la Production et la Transmission de l'Électricité (l'EGPTE) n'a pas suffisamment intégré l'eau dans le processus de planification des ressources électriques.

Aussi, est-il aujourd'hui devenu impératif :

- D'intégrer la valeur des ressources hydriques dans la planification des ressources électriques et d'entreprendre des changements importants dans la politique de l'eau, à même d'améliorer cette intégration.
- D'élaborer une série de valeurs en vue de leur intégration dans la planification électrique, étant donné que la valeur de l'eau varie selon l'emplacement, le type d'utilisation et la rareté de la ressource.

A mesure que la population syrienne continuera d'augmenter et que la disponibilité de la ressource sera limitée par les changements climatiques, la rareté et la valeur de l'eau prendront encore plus d'ampleur dans l'avenir.

Lors de l'élaboration et de l'évaluation des plans de la ressource électrique, l'EGPTE et la Régie de l'eau devront étudier le coût de l'utilisation de l'eau pour la production d'électricité pendant la durée de vie de la centrale électrique.

En R.A.S., l'eau est essentielle pour l'activité agricole, les municipalités, l'industrie et les multiples formes de production électrique. Pourtant, l'eau a depuis toujours été vendue au-dessous de sa valeur, en grande partie en raison des externalités associées à son approvisionnement, son utilisation et sa réaffectation. Pour une bonne

réaffectation de l'eau, les gestionnaires de la ressource devront évaluer la valeur intégrale de l'eau, y compris les valeurs de son utilisation, et de sa non-utilisation, en plus des autres externalités. A mesure que l'eau devient plus rare, il était important d'en reconnaître la valeur sur le long terme.

La R.A.S. a connu la croissance démographique la plus rapide dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Par ailleurs, il est prévu que les changements climatiques contribuent à l'augmentation des taux des températures moyennes et de l'évapotranspiration. Historiquement, les conditions de sécheresse prolongée et de croissance démographique continue ont contribué davantage à la raréfaction de la ressource.

Par conséquent, la valeur de l'eau continuera sans aucun doute à augmenter en R.A.S. Fait tout aussi important, l'efficacité énergétique et les sources d'énergie renouvelable économes en eau telles l'énergie éolienne et le solaire photovoltaïque peuvent permettre des économies d'eau directes et indirectes à long terme. En réduisant la demande de la production électrique, les mesures d'efficacité énergétique peuvent réduire l'utilisation de l'eau dans les centrales électriques existantes et remettre à plus tard le besoin de créer de nouvelles centrales. Même certaines mesures d'efficacité énergétique, comme les pommes de douche à faible débit, permettent des économies directes d'eau. Les plans de gestion de la ressource hydrique des services de distribution concernés doivent refléter les bénéfices ou les coûts des choix énergétiques - : énergies renouvelables, efficacité énergétique ou sources d'énergie traditionnelles – sur l'eau.

Afin de mieux intégrer l'eau dans les processus de planification des ressources électriques, il est important d'évaluer le coût et la valeur de l'eau pour la production thermoélectrique et la valeur de l'eau pour les utilisations de substitution²⁶.

L'utilisation de l'eau par les centrales thermoélectriques est en concurrence directe avec les besoins des villes, des exploitations agricoles et les besoins environnementaux. Récemment, les services de distribution d'eau et les aménageurs ont proposé de construire de nouvelles centrales thermoélectriques dans les zones rurales, loin des villes.

Plusieurs de ces centrales en zones rurales mobiliseront les approvisionnements en eau à même d'assurer les besoins supplémentaires de l'agriculture ou de l'environnement ; de plus, fort souvent, la valeur urbaine de l'eau n'a pas d'incidence directe.

Lorsque les régies de distribution étudieront le déclassement de centrales anciennes grandes consommatrices d'eau, elles devront évaluer les avantages économiques offerts par l'eau. L'eau utilisée par les services publics d'électricité a de la valeur du fait :

- Du coût élevé induit par l'obtention, l'approvisionnement et le traitement de l'eau utilisée pour la condensation de la vapeur dans les centrales thermoélectriques;
- De la valeur accrue potentielle de l'eau dans les utilisations de substitution;
- De la rareté de l'eau dans certains emplacements spécifiques, donnant lieu à une rente économique sur l'eau.

Les régies d'électricité devront étudier les trois aspects de cette valeur lors de l'évaluation de nouvelles centrales électriques aux centrales électriques actuelles.

La valeur de l'eau dans le cadre des autres utilisations de l'eau différera, selon l'emplacement et la concurrence exercée sur la demande.

Au minimum, l'EGPTE doit rendre public la consommation d'eau des installations actuelles, et publier les niveaux de consommation d'eau prévus des centrales électriques futures, selon la planification intégrée des ressources de ces dernières. Finalement, dans le cadre des études de nouvelles centrales électriques grandes consommatrices d'eau, les régies devront évaluer aussi bien la valeur actuelle de l'eau que la valeur potentielle future de l'eau.

²⁶Stacy Tellinghuisen, l'Eau pour la Production d'Energie : Quelle Valeur Ajoutée? Journal des Ressources Naturelles [Vol. 50]

V. Liens entre Eau, Énergie et Changements Climatiques d'ici 2030

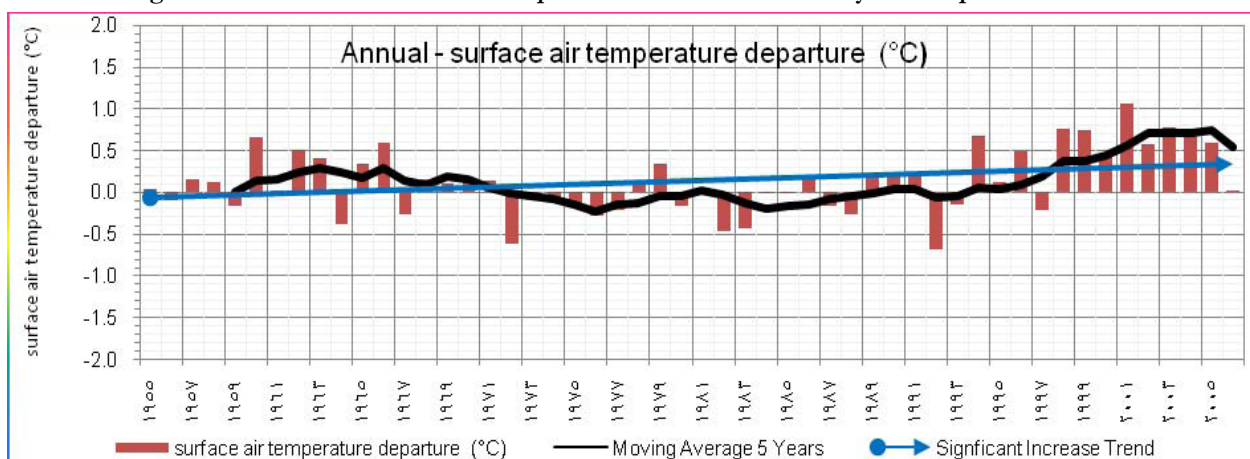
1. Changements climatiques en Syrie (évolution des températures, des extrêmes prévues de précipitations dans les cas des scénarios A2 et B2 ou B1)

Pendant la période de référence, les conditions climatiques de la Syrie étaient caractérisées par le climat méditerranéen, humide à semi-humide dans les zones occidentales et montagneuses, et arides à semi-arides dans les plaines intérieures de l'Est et du Sud-est, dont la pluviométrie moyenne annuelle oscille entre 1 400 mm/l'an dans les régions côtières et moins de 100 mm/l'an dans la Badia. En général, les pluies ont lieu vers la fin de l'automne, en hiver et au printemps. La saison estivale est longue et est caractérisée par un climat sec et chaud, avec une température moyenne de 30°C. Le Tableau 45 retrace les principaux éléments climatiques (la température 'T°C', l'humidité relative 'H %' et la vitesse du vent 'V m/sec') dans différentes zones de Syrie.

Tableau 45 - Eléments climatiques (température, humidité relative et vitesse du vent dans différentes zones de Syrie)

Zone géographique	Eléments climatiques		
	Température (°C)	Humidité, H (%)	Vitesse du vent m/sec
		An. minimale.	3,6

Figure 36 - Déviation annuelle de la température de l'air en surface en Syrie sur la période 1955-2005



Source: Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne, avril 2010

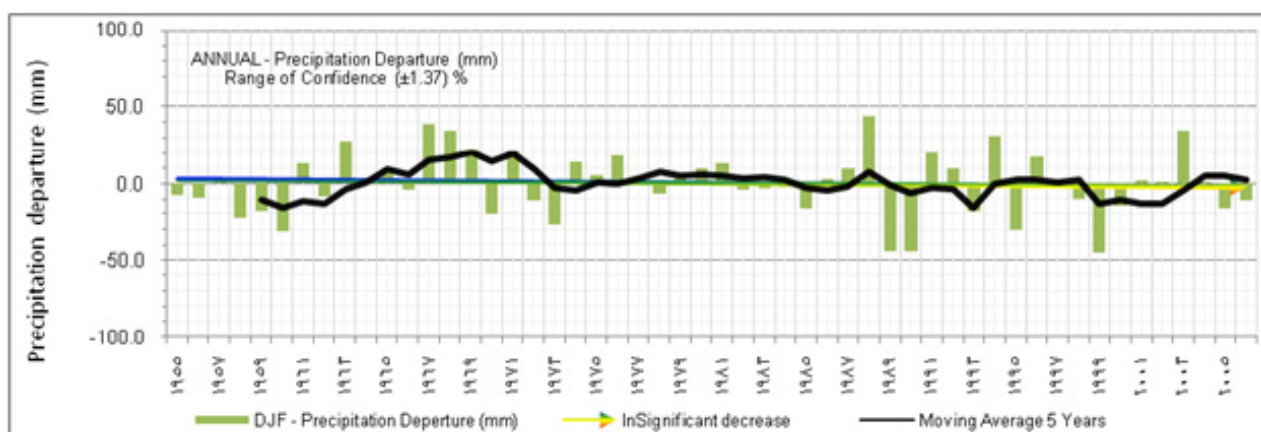
La température minimale a chuté à moins de 0°C quelques années, et peut atteindre -21,8°C dans les zones montagneuses internes. La vitesse moyenne du vent était égale à deux fois ce chiffre à certaines années (en cas de tempêtes : 17-23 m/sec pendant plusieurs jours par an).

La Figure 35 montre la déviation de la température annuelle moyenne par rapport au taux annuel moyen de référence sur une période de 50 ans²⁷.

La Figure 35 indique que l'augmentation des taux annuels moyens de température jusqu'à la moitié de la première décennie de ce siècle (comparativement à la moitié de la décennie du début de la chaîne de référence) est approximativement de 0,55-0,60°C (moyenne mobile sur un intervalle de 9 ans). Figure 36 confirme que les changements de température de l'atmosphère à la surface du sol ne dépassaient guère 0,40°C durant la même période.

Le Tableau 71, figurant aux annexes de l'étude donne des statistiques climatiques de quelques centrales électriques en Syrie, ayant connu une tendance générale de la baisse de la pluviométrie dans le pays durant les années menant à 2005 en moyenne de 12-15mm/an, comme indiquée à la Figure 37.

Figure 37 - Déviation des précipitations annuelles (mm) en Syrie sur la période 1955-2005



Source: Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne - avril 2010

Les deux scénarios A2 et B2 relatifs aux changements climatiques, publiés en 2010, prennent en considération des répercussions graves sur la pluviométrie et la température à l'horizon 2030. Par ailleurs, il y a lieu de remarquer que, selon les différentes probabilités, la région du Nord-Est (les provinces de Hassakeh, Deir Ezzor et Raqqa) et la Badia syrienne sont les régions les plus susceptibles d'être affectées par ces impacts (Tableau 46).

²⁷Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne - avril 2010

Tableau 46 - Effet des changements climatiques sur la température et la pluviométrie selon les scénarios A2 et B2

Indicateur	Scénarios	Hiver	Printemps	Eté	Automne	Annuel
T, °C	A2	0.57:0.67	0.43:0.77	0.80:1.23	0.77:1.17	0.60:0.97
	B2	0.67:0.87	0.57:0.80	0.77:1.67	0.80:1.20	0.77:1.17
P, mm/an	A2	2.0:-8.0	2.0:-5.3	2.7:-2.7	-2.7:-10.5	-2.0:-27.0
	B2	2.7:-4.0	2.7:-6.7	5.3:-5.3	-2.7:-12.7	-5.7:-30.0

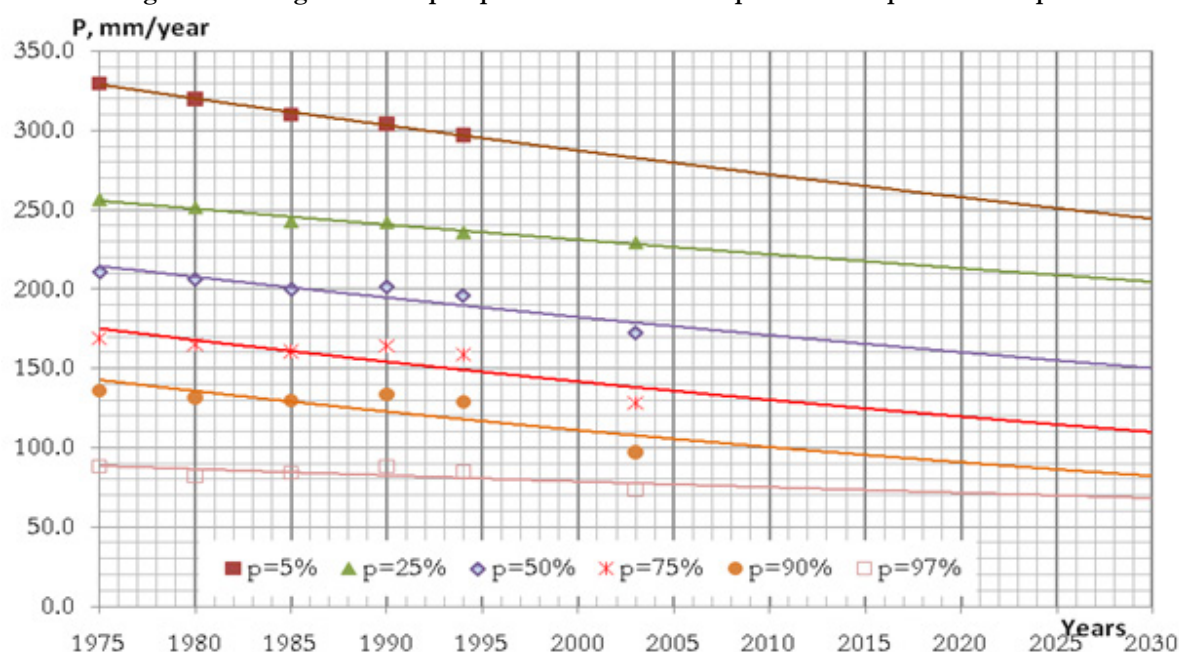
Source: Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne -avril 2010

Dans ce tableau, deux valeurs existent pour chaque saison : celle de la température et celle de la pluviométrie. La première valeur exprime les changements effectués au niveau du critère de la Syrie méridionale, alors que la deuxième valeur exprime les changements prévus dans la partie Nord-est de la Syrie. La région de la Badia a connu des changements profonds, à l'instar de ceux qu'a connus la région orientale. En conséquence, des changements notables ont été relevés dans la vitesse et dans les directions des vents locaux et dominants.

D'autres impacts importants de la sécheresse causés par les changements ci-dessus ont également été induits par les effets de la dégradation, tant sur les ressources disponibles en eau pour l'agriculture que pour les autres secteurs productifs. Les tempêtes de poussière qui ont eu lieu dans la deuxième moitié de la première décennie du siècle dernier soulignent l'impact prévu dans plus de la moitié des zones syriennes à l'horizon 2030.

La Figure 38 indique les changements au niveau de la pluviométrie dans les basses plaines de l'Euphrate et d'Alep, suite à la modélisation à long terme des données climatiques disponibles des stations météorologiques dans le bassin hydrographique entre 1958 et 2009, ainsi que la projection de ces changements à l'horizon 2030, pour différentes probabilités des apports atmosphériques.

Figure 38 - Changements des précipitations dans les basses plaines de l'Euphrate et d'Alep²⁸



Source: Dr M. Kordab, 2011

L'étude montre la diminution de la courbe de pluviométrie, sur une année moyenne, atteignant 29,5 % à l'horizon 2030. Pour les années sèches, pour lesquelles il a été adopté le scénario légal pour la planification de l'utilisation de l'eau en culture irriguée, la baisse des précipitations atteint 37,1 % pour la même période; cette baisse apparaît également dans d'autres bassins hydrographiques sous des formes différentes.

²⁸Daoud, Majar et Uzon, fév. 2011, *The Impact of Climate Change in Euphrate water Basin on Irrigation Water Demand Management*, HIWM, Homs

2. Impacts des changements climatiques sur la demande et le déficit des ressources en eau

2.1. Impacts des changements climatiques sur les ressources en eau

Les changements de la pluviométrie affectent, au même degré, les ressources en eau de surface et celles des eaux souterraines dans les régions intérieures du pays. Les données obtenues à partir des statistiques nationales et dans le Rapport National Initial de la République Arabe Syrienne à l'horizon 2030 font état d'un déclin dans la disponibilité des ressources nationales internes en eaux de surface de 15-20 % et de 28-30 % en eaux souterraines (le chiffre le plus bas pour le scénario A2 et le plus élevé pour le scénario B2).

Les rapports publiés par les institutions scientifiques turques concernées par les changements climatiques font état d'une augmentation de 5 degrés dans les régions sources de l'Euphrate et du Tigre, entraînant une réduction de 100 mm/an dans les niveaux de la pluviométrie. Ainsi, l'approvisionnement en eau à partir de l'Euphrate est passé de 27,048 MMC/an à 16,329 MMC/an (selon Onol et Semazzi, 2006). En raison des hausses de température prévues dans la région du nord-est syrien (adjacente aux sources de l'Euphrate) de 0,97°C et de la baisse des niveaux des précipitations de 30,0mm/an à l'horizon 2030 pour le scénario B2, les changements des ressources en eau sont réputés avoir un lien linéaire avec la pluviométrie ou la baisse des températures, de la manière suivante :

- Les quantités moyennes assurées par l'Euphrate selon le scénario A2 atteindront 24,969 MMC/an en 2030. Après répartition de ces quantités entre les pays riverains de l'Euphrate dans les mêmes proportions qu'actuellement, la part des eaux de l'Euphrate revenant à la Syrie, en prenant en compte les changements climatiques, sera d'environ 6,104 MMC/an (comparativement à 6,623 MMC/an en 2010).
- Selon le scénario B2, les quantités ci-dessus atteindront 23,831 MMC/an en 2030. Après répartition de ces quantités entre les pays riverains de l'Euphrate dans les mêmes proportions qu'actuellement, la part des eaux de l'Euphrate revenant à la Syrie, en prenant en compte les changements climatiques, sera d'à peu près 5,826 MMC/an.

Les différents scénarios supposent que les ressources en eau en Syrie à partir des sources d'eau internes seront proches de celles d'une année sèche en 2030, avec un potentiel d'exploitation d'environ 1,25 MMC/an à partir du Tigre. En prenant en considération les résultats des études climatiques, les ressources internes en eau sont réputées être proches de 80,8 % du niveau d'une année de référence sèche, avec des niveaux atteignant 5,528 MMC/an, établissant ainsi des ressources hydriques en Syrie à quelque 12,882 MMC/an dans le scénario A2 par rapport à des ressources internes en eau de 76,6 % sur la base d'une année de référence sèche, selon le scénario B2 avec des niveaux atteignant 5,252 MMC/an, évaluant les ressources hydriques du pays à quelque 12,329 MMC/an seulement. Le Tableau 47 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** montre les besoins en eau et les ressources en eau hors effets des changements climatiques, pour différents scénarios de l'eau.

Tableau 47 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de l'eau hors CC à l'horizon 2030

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
Secteur	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Demande intérieure	1,21	1,53	1,82	1,21	1,49	1,68	1,21	1,44	1,59
Demande d'irrigation	16,18	18,68	18,80	16,18	16,12	15,52	16,18	12,64	11,84
Demande industrielle	0,52	0,65	0,79	0,52	0,63	0,72	0,52	0,59	0,63
Demande urbaine	1,73	2,18	2,61	1,73	2,11	2,40	1,73	2,03	2,23
Demande totale	17,91	20,86	21,29	17,91	18,23	17,93	17,91	14,68	14,07
Ress. en eaux douces	14,90	14,69	13,42	14,90	14,69	13,42	14,90	13,42	13,42
Eaux réutilisées*	4,89	5,74	5,98	4,89	4,27	3,50	4,89	2,91	2,30
Total des Ress. en eau	19,79	20,43	19,40	19,79	18,95	16,92	19,79	16,33	15,72
EV	1,94	1,80	1,65	1,94	1,80	1,65	1,94	1,65	1,65
Déficit en eaux douces	-4,95	-7,97	-9,52	-4,95	-5,34	-6,16	-4,95	-2,91	-2,30
Déficit total en eau	-0,06	-2,23	-3,54	-0,06	-1,08	-2,65	-0,06	0,00	0,00

*Note: Il est supposé que la part des pertes intérieures est =70 % - *La part irrigation/drainage=25 % dans le SdR, 15 % dans le SdS et 10 % dans le SL
Source: Dr M. Kordab, 2011

2.2. Impacts des changements climatiques sur les besoins en eau

La demande en eau des besoins humains, animaux et végétaux augmente avec la hausse de la température moyenne du pays. Cependant, la détermination de ces besoins ne peut se faire sans des études approfondies pour identifier les changements au niveau des besoins en eau pour le secteur agricole et de l'irrigation, en raison de la réduction de la durée de croissance et de la récolte des cultures. Ainsi, les besoins en eau pour l'irrigation, l'agriculture, l'abreuvement des animaux et la consommation par les ménages atteindront 5,3 % pour le scénario A2 en 2030. Ainsi, le total des besoins en eau sera égal à 21,395 MMC en 2020 et à 22,378 MMC/an en 2030 selon le scénario de référence (SdR), à 18,701 MMC/an en 2020 et puis à 18,837 MMC/an en 2030 selon le scénario de substitution (SdS), et à 15,051 MMC/an en 2020, pour augmenter à 15,094 MMC/an en 2030, selon le Scénario Légal (SL). Toutefois, cette demande atteindra 6,4 % selon le scénario B2, avec des besoins en eau totaux de 21,507 MMC/an en 2020 et de 22,604 MMC/an en 2030 selon le (SdR), de 19,380 MMC/an en 2020, atteignant 19,026 MMC/an en 2030 selon le (SdS) et 15,128 MMC/an en 2020, baissant ensuite à 14,931 MMC/an en 2030 selon le SL.

Le Tableau 48 montre les besoins en eau et les ressources en eau selon les différents scénarios de l'eau selon le scénario A2, en prenant en compte les changements climatiques (CC) à l'horizon 2030 ; le Tableau 49 indique, quant à lui, les besoins en eau et les ressources en eau selon le scénario B2 prenant en compte les CC à l'horizon 2030.

Tableau 48 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de besoins en eau, prenant en compte le scénario A2 avec CC à l'horizon 2030

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
Secteur	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Demande intérieure	1,21	1,57	1,92	1,21	1,53	1,77	1,21	1,48	1,68
Demande d'irrigation	16,18	19,18	19,80	16,18	16,55	16,35	16,18	12,98	12,47
Demande industrielle	0,52	0,65	0,79	0,52	0,63	0,72	0,52	0,59	0,63
Demande urbaine	1,73	2,18	2,71	1,73	2,11	2,49	1,73	2,07	2,31
Demande totale	17,91	21,40	22,50	17,91	18,70	18,84	17,91	15,05	14,78
Ress. en eaux douces	14,90	13,76	12,88	14,90	13,76	12,88	14,90	13,15	12,88
Eaux réutilisées*	4,89	5,90	6,29	4,89	4,38	3,69	4,89	2,98	2,42
Total des Ress. en eau	19,79	19,66	19,18	19,79	18,14	16,57	19,79	16,14	15,30
EV	1,94	1,80	1,72	1,94	1,80	1,72	1,94	1,69	1,69
Déficit en eaux douces	-4,95	-9,43	-11,34	-4,95	-6,74	-7,68	-4,95	-3,59	-3,59
Déficit total en eau	-0,06	-3,53	-5,05	-0,06	-2,36	-3,99	-0,06	-0,60	-1,16

*Note: Il est supposé que la part des pertes intérieures est =70 % - *La part irrigation/drainage=25 % dans le SdR, 15 % dans le SdS et 10 % dans le SL
Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 49 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de besoins en eau, prenant en compte le scénario B2 à l'horizon 2030

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
Secteur	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Demande intérieure	1,21	1,58	1,94	1,21	1,54	1,79	1,21	1,49	1,70
Demande d'irrigation	16,18	19,28	20,00	16,18	16,64	16,52	16,18	13,05	12,60
Demande industrielle	0,52	0,65	0,79	0,52	0,63	0,72	0,52	0,59	0,63
Demande urbaine	1,73	2,23	2,73	1,73	2,16	2,51	1,73	2,08	2,33
Demande totale	17,91	21,51	22,73	17,91	18,80	19,03	17,91	15,13	14,93
Ress. en eaux douces	14,90	13,69	12,33	14,90	12,92	12,33	14,90	12,87	12,33
Eaux réutilisées*	4,89	5,93	6,36	4,89	4,40	3,73	4,89	3,00	2,45
Total Ress. en eaux	19,79	19,61	18,69	19,79	17,32	16,06	19,79	15,87	14,78
EV	1,94	1,84	1,74	1,94	1,89	1,74	1,94	1,69	1,74
Déficit en eaux douces	11,17	-9,66	-12,14	-4,95	-7,77	-8,43	-4,95	-3,95	-4,34
Déficit total en eau	-0,06	-3,74	-5,78	-0,06	-3,37	-4,71	-0,06	-0,95	-1,89

*Note: Il est supposé que la part des pertes intérieures est =70 % - *La part irrigation/drainage=25 % dans le SdR, 15 % dans le SdS et 10 % dans le SL
Source: Dr M. Kordab, 2011

2.3. Déficit en eau selon les impacts des changements climatiques

Le Tableau 50 ci-dessous montre le déficit en eaux douces et le déficit en eau total hors impacts des CC pour différents scénarios d'eau :

Tableau 50 - Le déficit en eaux douces et le déficit total en eau hors impacts des CC pour différents scénarios de l'eau

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Déficit en eaux douces	-4,95	-7,97	-9,52	-4,95	-5,34	-6,16	-4,95	-2,91	-2,30
Déficit en eau total	-0,06	-2,23	-3,54	-0,06	-1,08	-2,65	-0,06	0,00	0,00

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Tableau 51 montre le déficit en eaux douces et le déficit total en eau avec les impacts des CC selon le scénario A2 hors CC pour différents scénarios d'eau.

Tableau 51 - Déficit en eaux douces et déficit total en eau avec les impacts des CC selon le scénario A2 pour différents scénarios de l'eau

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Déficit en eaux douces	-4,95	-9,43	-11,34	-4,95	-6,74	-7,68	-4,95	-3,59	-3,59
Déficit total en eau	-0,06	-3,53	-5,05	-0,06	-2,36	-3,99	-0,06	-0,60	-1,16

Source: Dr M. Kordab, 2011

Le Tableau 52 ci-dessous, quant à lui, montre le déficit en eaux douces et déficit total en eau avec les impacts des CC selon le scénario B2, pour différents scénarios de l'eau.

Tableau 52 - Le déficit en eaux douces et le déficit total en eau avec les impacts des CC, selon le scénario B2, pour différents scénarios de l'eau

(MMC)	Scénario de référence			Scénario de substitution			Scénario Légal		
	2009	2020	2030	2009	2020	2030	2009	2020	2030
Déficit en eaux douces	11,17	-9,66	-12,14	-4,95	-7,77	-8,43	-4,95	-3,95	-4,34
Déficit total en eau	16,06	-3,74	-5,78	-0,06	-3,37	-4,71	-0,06	-0,95	-1,89

Source: Dr M. Kordab, 2011

D'après les tableaux ci-dessus, il est clair que selon le SdR de l'eau en 2020, le déficit en eaux douces aujourd'hui de 7,97 MMC hors impacts CC, augmentera à 9,43 MMC selon le scénario A2 du GIEC et à 9,66 MMC selon le scénario B2 du GIEC. Le déficit total en eau de 2,23 MMC hors impacts CC atteindra 3,53 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 3,74 MMC selon le scénario B2 du GIEC. Pour le SdS en 2020, le déficit en eaux douces de 5,34 MMC hors impacts CC, augmentera à 6,74 MMC dans le scénario A2 du GIEC et 0 7,77 MMC selon le scénario B2 du GIEC. Aussi, le déficit total en eau hors impacts CC de 1,08 MMC atteindra 2,36 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 3,37 MMC selon le scénario B2 du GIEC. Pour le SL en 2020, le déficit en eaux douces de 2,91 MMC hors impacts CC atteindra 3,59 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 3,95 MMC selon le scénario B2 du GIEC, alors que le déficit total en eau de 1,16 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 0,95 MMC selon le scénario B2 du GIEC. En 2030, selon le SdR de l'eau, le déficit en eaux douces de 9,52 MMC hors impacts CC atteindra 11,34 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 12,14 MMC pour le scénario B2 du GIEC. Le déficit en eau total de 2,65 MMC hors impacts CC atteindra 3,99 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 4,71 MMC selon le scénario B2 du GIEC. En 2030, pour le SdS, le déficit en eaux douces de 6,16 MMC hors impacts CC atteindra 7,68 MMC hors scénario A2 du GIEC et 8,43 MMC selon le scénario B2 du GIEC. Le déficit total en eau de 2,65 MMC hors impacts CC atteindra 3,99 MMC selon le scénario A2 du GIEC et 4,71 MMC selon le scénario B2 du GIEC. En 2030, pour le SL, le déficit en eaux douces de 2,30 MMC hors impacts CC atteindra 3,59 MMC selon le

scénario A2 du GIEC et 4,34 MMC selon le scénario B2 du GIEC ; le déficit total en eau, quant à lui, sera de 1,16 MMC selon le scénario A2 du GIEC et de 1,89 MMC selon le scénario B2 du GIEC.

2.4. L'énergie supplémentaire nécessaire pour pallier le déficit en eau

En plus de devoir faire face au problème de la pénurie d'eau, la R.A.S. sera également confrontée à ces deux problématiques : celle qui consiste en la nécessité de trouver des sources d'eau suffisantes à même de couvrir le déficit total en eau, à travers le dessalement de l'eau de mer, en recourant à la réduction de la demande en ressources en eau dans les secteurs à faible priorité (en particulier la culture irriguée). Ceci nécessite une consommation d'énergie supplémentaire (en plus des investissements en infrastructure) pour créer un nouveau système énergétique pour le dessalement et pour les transferts de l'eau entre bassins (avec dans certains cas une pression supérieure à 1 600 m) ; la deuxième problématique exige, quant à elle, une restructuration complète pour changer le style de production du secteur agricole par la transition d'une production végétale vers une production animale, afin d'atteindre la sécurité alimentaire nationale.

3. Impacts des changements climatiques sur les ressources, la demande et le déficit en énergie

3.1. Impacts des changements climatiques sur la demande en énergie

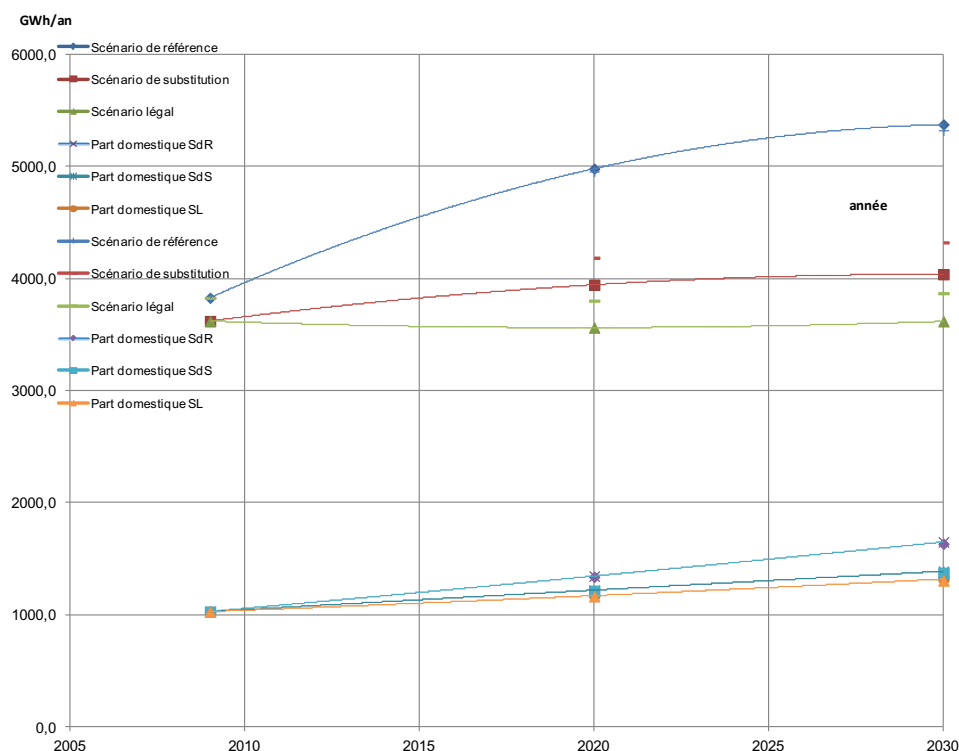
Le secteur de la production d'énergie électrique en Syrie est essentiellement tributaire des combustibles fossiles, avec un taux moyen de dépendance de 80 % pour les deux dernières décennies²⁹. En raison de la nature exhaustive de l'impact des changements climatiques sur les différentes activités socioéconomiques, il est fort probable que tous les secteurs de la consommation soient affectés. Ceci concerne aussi bien les secteurs de l'habitat, du transport, de l'agriculture et de l'industrie. La production électrique, l'eau et l'agriculture semblent être les secteurs les plus sensibles aux changements climatiques. Le secteur du logement sera le plus touché par les nouvelles conditions, alors que les segments de la société les plus sensibles seront les ménages à faible revenu.

La raréfaction croissante des ressources hydriques aura un impact sur la production de l'énergie, à mesure que les quantités d'eau disponibles pour le processus de refroidissement deviennent limitées. Néanmoins, dans bon nombre de cas, l'électricité est nécessaire pour le pompage, le transport et la distribution de l'eau. De surcroît, toute hausse du prix de l'électricité est susceptible de réduire les quantités d'eau disponibles pour différents secteurs consommateurs d'énergie.

La demande en sources d'énergie pour l'approvisionnement en eau des divers secteurs de l'économie en R.A.S. est en augmentation en raison des effets des changements climatiques selon l'ensemble des scénarios d'approvisionnement en eau (SdR, SdS et SL) dans les deux scénarios des changements climatiques A2 du GIEC et B2 du GIEC. La Figure 39 et la Figure 40 montrent les besoins en énergie électrique et les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le scénario A2 du GIEC.

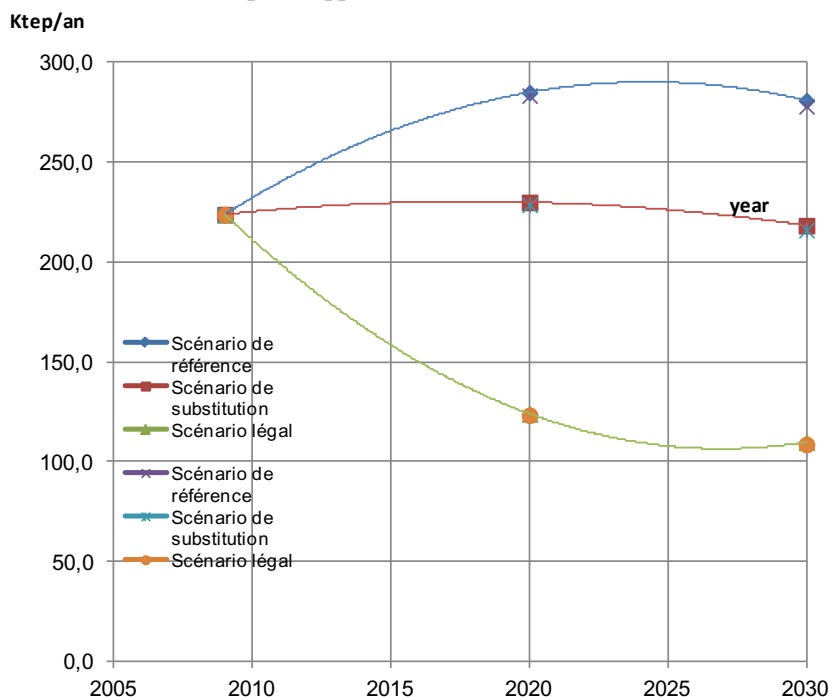
²⁹Rapport National Initial pour la R.A.S. – avril-2010

Figure 39 - Les besoins en énergie électrique pour l'approvisionnement en eau selon le scénario A2 d GIEC à l'horizon 2030



Source: Dr M. Kordab, 2011

Figure 40 - Les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le scénario A2 du GIEC à l'horizon 2030

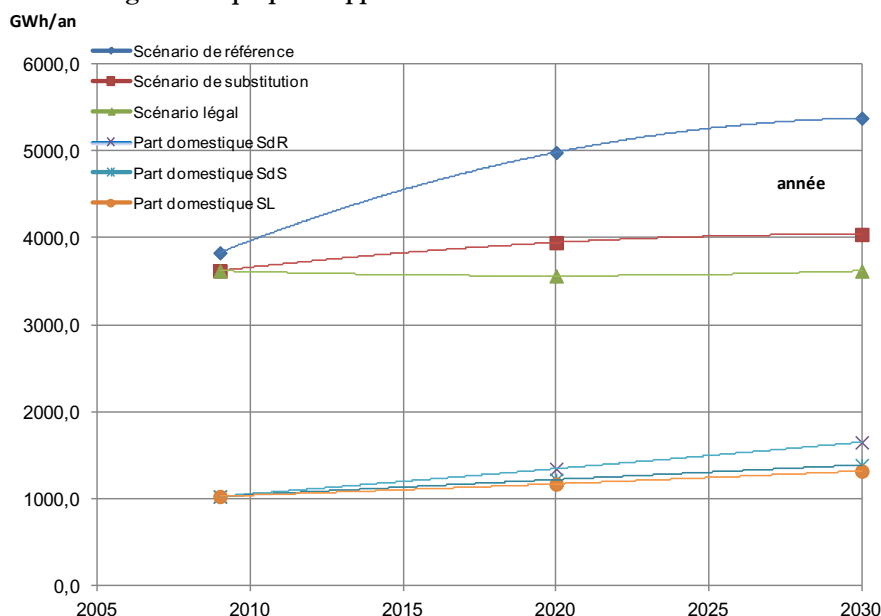


Source: Dr M. Kordab, 2011

La demande d'énergie électrique pour l'approvisionnement en eau selon le SdR augmentera de 39,0 % par rapport à l'année de référence, et de 12,9 % selon le SdS, et moins de 1,1 % selon le SL. La demande en combustible diesel augmentera de 24,2 % selon le SdR pour atteindre même le pic de la demande en 2025; la demande en combustible diesel diminuera selon le SdS de 3,5 % malgré l'atteinte du pic en 2020. Dans le Scénario Légal, toutefois, la demande diminuera rapidement pour s'établir autour de 48,5 %

comparativement à 2009. La Figure 41 et la Figure 42 montrent les besoins en énergie électrique et les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le Scénario B2 du GIEC.

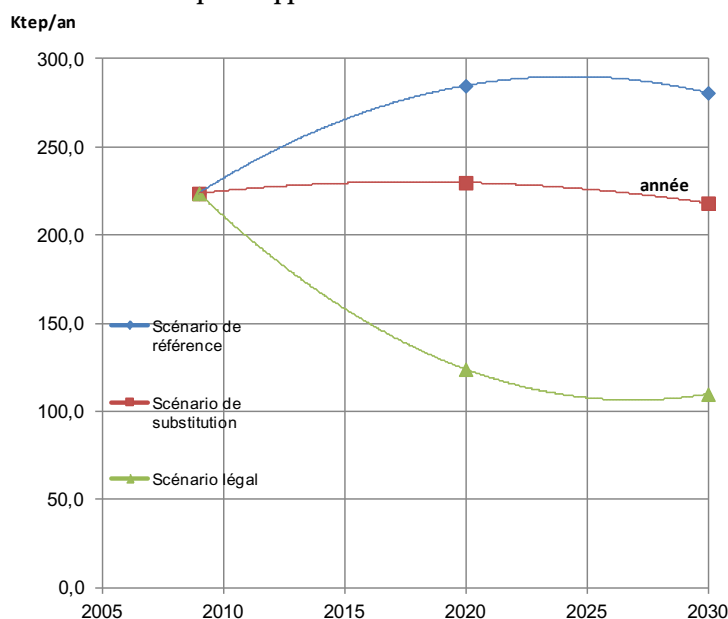
Figure 41 - Les besoins en énergie électrique pour l'approvisionnement en eau selon le scénario B2 du GIEC à l'horizon 2030



Source: Dr M. Kordab, 2011

Selon ce scénario, la demande en énergie pour l'approvisionnement en eau - afin d'éviter les effets des changements climatiques - augmentera, alors que la demande électrique en énergie pour l'approvisionnement en eau selon le SdR augmentera de 40,4 % comparativement à l'année de référence 2009, de 14,0 % selon le SdS, et de plus de 2,1 % selon le SL. La demande pour le combustible diesel augmentera de 25,5 % selon le SdR. Par ailleurs, il y a lieu d'observer, que la demande en pointe en 2025 sera de 2,5 % dans le SdS, et ce malgré l'arrivée à la pointe avant 2020, pour diminuer ensuite rapidement à 49,1 %, par rapport à 2009 dans le SL.

Figure 42 - Les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le scénario B2 du GIEC à l'horizon 2030



Source: Dr M. Kordab, 2011

Pour traiter des changements climatiques futurs prévus, plusieurs scénarios de développement ont été adoptés. Toutefois, la faisabilité des scénarios de développement considérés doit être évaluée en prenant en

considération les indicateurs énergétiques pour le développement durable. Les implications sociales (accès facile et abordable aux services énergétiques) économiques, écologiques et institutionnelles doivent être étudiées attentivement. Ceci signifie que la stratégie future de l'approvisionnement en énergie devra fournir des services énergétiques suffisants, fiables et efficaces à tous les secteurs, à prix abordable, adaptés aux conditions locales et écologiquement rationnels.

Au vu de ces besoins, le secteur énergétique syrien dispose d'un grand potentiel pour faire face aux éventuels changements climatiques. La capacité d'adaptation de ce secteur dépendra des mesures de conservation ainsi que de l'amélioration de l'efficacité énergétique (passage à des procédés plus modernes) dans le but de réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Leur part se monte actuellement à plus de 95 % de l'énergie primaire totale en R.A.S. La capacité d'adaptation des sous-secteurs énergétiques peut être classée comme suit :

- **Le secteur de la production électrique**

- Le potentiel de ce principal sous-secteur dépend de :
- l'amélioration de l'efficacité énergétique, à travers notamment la transition vers des Centrales Electriques à Cycle Combiné,
- la migration du mazout au gaz naturel,
- la réduction de la consommation illégale dans la distribution de l'électricité,
- l'augmentation de la part des centrales électriques utilisant les énergies renouvelables.

- **Le secteur des transports**

- Les améliorations peuvent être apportées à travers :
- Le passage vers des modes de transports publics plus modernes : trains de passagers, métro,
- L'adoption du ferroviaire pour le transport de marchandises,
- Le remplacement du parc automobile ancien par des véhicules neufs, plus économes, dont les véhicules hybrides.

- **Industries**

- L'amélioration de l'efficacité des procédés industriels, essentiellement dans le domaine du traitement thermique,
- La réhabilitation et la modernisation des industries consommatrices d'énergie comme le ciment, le fer, le verre et les fertilisants.

- **Agriculture**

- Des améliorations pourraient être apportées aux techniques de pompage de l'eau, utilisant des technologies d'énergies renouvelables (ER),
- L'adoption de stratégies innovantes pour les besoins de gestion de l'eau,
- Les nouvelles machines agricoles,
- La réduction de la part des pratiques agricoles consommatrices d'eau comme la culture du coton (en raison à la fois des besoins élevés en énergie et en eau).

- **Habitat**

- Les mesures de conservation dans l'ensemble des contextes résidentiels (changements de comportement),
- Le développement de systèmes et d'appareils de chauffage alternatifs,
- La hausse de la part de l'énergie solaire pour l'eau et pour le chauffage résidentiel,
- L'isolation accrue des bâtiments,
- L'amélioration de l'efficacité des climatiseurs et des réfrigérateurs.

La capacité d'adaptation aux changements climatiques du secteur de l'énergie est reflétée par la capacité de ce dernier à faire l'objet d'une restructuration nécessaire, de changements et d'améliorations technologiques. Le choix des technologies propres (énergie renouvelable et utilisation de systèmes améliorés dans d'autres

sous-secteurs) devrait se faire sans trop d'hésitation. La capacité de restructurer le secteur de l'énergie, devenu obsolète aujourd'hui, est une option réaliste et prometteuse, même si le fardeau financier et structurel est évident.

Toutefois, la part croissante des énergies renouvelables (essentiellement d'origine éolienne et solaire) nécessite une capacité installée sensiblement plus élevée – en raison du faible facteur de disponibilité d'énergie renouvelable -. Les résultats des évaluations indiquent que le remplacement d'une unité de capacité de fossile alimentée par des sources d'énergie renouvelable entraîne un facteur d'environ 2. Pour atténuer l'impact des changements climatiques sur le secteur de l'énergie, plusieurs politiques et mesures d'adaptation devront être évaluées. La faisabilité des politiques et des mesures adoptées devra être évaluée sur la base de l'efficacité sur les plans du coût et des délais : ainsi plus le coût est élevé et l'impact rapide (c.-à-d. la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et l'atténuation de leur impact), plus la mesure sera favorable.

Aussi, les mesures suivantes pourront être étudiées pour la R.A.S.:

- La promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelable;
- L'adoption de mesures d'économie d'énergie : tant sur le plan du comportement (habitudes de consommation d'énergie) que sur le plan technique;
- La promotion de l'introduction des technologies propres dans l'ensemble des procédés de transformation de l'énergie;
- L'introduction de techniques d'atténuation (réduction) (comme le captage et le stockage du CO₂);
- L'élimination des subventions aux combustibles réduira la consommation totale, grâce à la réduction de la consommation individuelle et aux améliorations rendues possibles par les nouvelles technologies ;
- L'adoption de mesures pour l'imposition de limites en matière d'émissions de CO₂ (taxes et amendes).

VI. Perspectives économiques

1. Estimations des investissements nécessaires pour l'approvisionnement des besoins en énergie et des besoins en eau à l'horizon 2030, hors Impacts des Changements Climatiques (CC)

1.1. Estimation des investissements nécessaires pour le secteur de l'énergie pour le Scénario de Référence et le Scénario de Substitution

Afin d'estimer les besoins en investissements et en coûts d'exploitation pour le développement des centrales électriques dans la R.A.S. à l'horizon 2030, les hypothèses fondamentales et élémentaires suivantes, mentionnées au Tableau 53, ont été adoptées pour le calcul.

Tableau 53 - Données fondamentales adoptées pour le calcul des coûts initiaux et d'exploitation et les prix d'achat de l'électricité auprès du secteur privé, sur la période 2011-2030

Prix d'achat du KWh produit par un parc d'éoliennes (PE) privé	6 2,85	Cent US/KWh SP/KWh
Prix d'achat du KWh produit par une centrale photovoltaïque (PV) privée	15 7,125	Cent US/KWh SP/KWh
Prix d'achat du KWh produit par une CSC privée	8 3,80	Cent US/KWh SP/KWh
Prix d'achat du KWh produit par le secteur hydroélectrique	0,3 0,63	S P/KWh Cent US/KWh
Prix d'achat du KWh produit par le Ministère du Pétrole	5,89 12,4	S P/KWh Cent US/KWh
Prix d'achat du KWh produit par une centrale privée alimentée au carbon	5 2,375	Cent US/KWh SP/KWh
Prix d'achat du KWh importé de pays voisins	6 2,85	Cent US/KWh SP/KWh
Coût de transformation d'énergie du secteur privé	2 0,95	Cent US/KWh SP/KWh
Prix moyen du Mazout Lourd	400 19000	\$US/Ton SP/Ton
Prix moyen du GN comprimé	37,5 17,8125	Cent \$US/m3 SP/m3
Coût initial des nouvelles centrales à vapeur	1000 47500	\$US/KW SP/KW
Coût initial d'une Centrale Electrique à Cycle Combiné neuve	1200 57000	\$US/KW SP/KW
Taux de change de l'Euro	68	S P
Taux de change du dollar	47,5	S P
Coût initial d'une centrale à CSC	3500 166250	\$US/KW SP/KW
Coût initial de centrales d'énergie hydroélectrique avec stockage	1500 71250	\$US/KW SP/KW
Coût initial de la première centrale à éoliennes	1800 85500	\$US/KW SP/KW
Coût initial des futurs parcs d'éoliennes	950 45125	\$US/KW SP/KW
Ratio du coût d'adaptation par rapport au coût initial	15	%
Ratio du coût opérationnel de la CSC par rapport au coût initial	5	%
Ratio du coût opérationnel du stockage de l'énergie hydroélectrique par rapp. au coût initial	6	%
Ratio du coût opérationnel du parc d'éoliennes par rapport au coût initial	1	%
Taux d'actualisation	9	%

Source: Dr M. Kordab, 2011

L'estimation des investissements nécessaires couvrira les deux scénarios adoptés par l'étude de l'Efficacité Energétique (EE) et par le schéma directeur des Energies Renouvelables (ER) en R.A.S., menés par la GIZ- le CNRE en 2010, dans laquelle il est prévu l'installation de deux centrales nucléaires en 2020 et 2025 et les deux autres scénarios modifiés adoptés par l'équipe Energie de cette étude, dans laquelle l'option des deux centrales nucléaires est écartée (suite à la catastrophe de la centrale électrique de Fukushima, au Japon en 2011) et l'utilisation de centrales électriques alimentées aux énergies renouvelables et au charbon.

En fait, cette étude n'a pas pris en considération les centrales nucléaires, pour les raisons ci-dessous :

- 1) La situation politique au Moyen-Orient.
- 2) Le coût élevé de la capacité installée des centrales nucléaires.
- 3) Les difficultés de préparation et d'achat du combustible nucléaire
- 4) La nécessité de disposer d'un personnel ayant un niveau de qualifications (compétences) élevé.
- 5) L'éventualité de tremblements de terre potentiels au Moyen-Orient.
- 6) L'intention de certains pays développés de fermer leurs centrales nucléaires (le Japon en 2012, l'Allemagne d'ici 2020 et la France d'ici 2040).

Le Tableau 54 ci-après résume les coûts d'investissement (coût en capital) nécessaires pour le développement des centrales électriques selon le scénario de référence (SdR) et le Scénario d'Economie d'Energie (SEE) adoptés dans l'étude du Schéma Directeur de l'EE et de des ER, préparé par la GIZ et le CNRE en 2010.

Tableau 54 - Prévision des coûts d'investissements pour le développement des centrales de production d'électricité à l'horizon 2030 selon le SdR et le SEE* (en million de dollars américains)

Millions de dollars US	Coûts d'investissement	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Scénario de Référence (SdR)	Total	2097	8325	8411	8504	27336
	Dont partie énergies renouvelables	172	172	172	86	429
Scénario d'Economie d'Energie (SEE)	Total	2477	2477	2477	10214	35245
	Dont partie énergies renouvelables	1024	1024	1024	3787	11739

SdR et SEE: Scénario de Référence et Scénario d'Economie d'Energie de l'étude GIZ- CNRE sur l'EE et le schéma directeur des ER en R.A.S.

Taux de change de l'Euro= 68 Livre Syrienne, Taux de change US \$= 47.5 Livre Syrienne

Source: Dr M. Kordab, 2011

Il ressort clairement de ce tableau que le total des investissements nécessaires selon le SdR s'établit à 27,336 milliards de dollars, répartis en intervalles de 4-5 ans, alors que le total des investissements nécessaires pour le SEE se monte à 35,245 milliards de dollars. Ceci veut dire que l'augmentation accrue des sources d'énergie renouvelables donne lieu à des investissements supplémentaires significatifs supérieurs à 8 milliards de dollars, pour l'ensemble de la période de l'étude, qui s'étale sur vingt ans. Le total des investissements nécessaires pour les énergies renouvelables passe de 429 millions de dollars américains selon le SdR (avec une utilisation minimale des centrales électriques utilisant les énergies renouvelables) à 11,739 milliards \$US selon le SEE.

Par ailleurs, il y a lieu de noter que les scénarios de l'étude GIZ- CNRE sur l'EE et le schéma directeur des ER en R.A.S font état d'un coût élevé des énergies renouvelables. La raison pourrait en être:

- Des données de départ fondées sur des hypothèses exagérées (prix de l'énergie renouvelable installée).
- Les capacités de sécurité nécessaires associées aux parcs d'éoliennes et aux centrales photovoltaïques, afin de couvrir les pointes,

Le Tableau 55 ci-après donne un récapitulatif de l'analyse des dépenses d'investissement et d'exploitation, dont le coût du combustible pour l'expansion de la capacité des centrales électriques selon le Scénario de Référence Modifié (SRM) et le Scénario d'Economie d'Energie Modifié (SEEM) adoptés pour cette étude.

Tableau 55 - Prévisions des dépenses d'investissement et d'exploitation pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 selon le SRM et le SEEM (\$US)

Millions de dollars US	Coût selon le Scénario de Référence Modifié (SRM)			Coût selon le Scénario d'Economie d'Énergie Modifié (SEEM)		
	Coûts d'investissements	Exploitation et combustible	Total	Coûts d'investissements	Exploitation et combustible	Total
2011-2016	6506	25382	31888	5512	24638	30151
2016-2020	10372	28433	38805	6194	27271	33465
2021-2025	11444	34247	45691	9983	30028	40011
2030-2035	17183	43785	60968	12731	37001	49732
Total	45506	131846	177352	34421	118939	153359
VAN	17532	54416	71948	13250	50555	63806

Source: Dr M. Kordab, 2011

De plus amples détails de cette analyse sont disponibles en Annexe (Tableau 72, Tableau 73 et Tableau 74).

Il ressort clairement de ce tableau que le total des dépenses d'investissements nécessaires selon le SRM se monte à 45,506 milliards \$US, répartis tel qu'indiqué en Annexe (Tableau 72), dont 12,890 milliards \$US pour les centrales électriques alimentées au ML et au GN, 4,065 milliards \$US pour les centrales solaires à concentration, 0,752 milliards \$US pour les systèmes utilisant le PV, 1,725 milliards \$US pour les centrales électriques d'accumulation par pompage, 2,455 milliards \$US pour les centrales éoliennes et le coût de l'électricité acquise auprès du privé à 23,619 milliards \$US (y compris les centrales alimentées au charbon, au photovoltaïque, à l'éolienne PE et au solaire à concentration).

Alors que le coût total des investissements nécessaires selon le SEEM s'est monté à 34,421 milliards \$US, réparti selon la manière indiquée en Annexe (Tableau 75), dont 10,475 milliards \$US pour les centrales électriques alimentées au ML et au GN, 0,845 milliards \$US pour les centrales solaires à concentration, et 0,752 milliards \$US pour les systèmes utilisant le PV; à 1,725 milliards \$US pour les centrales électriques d'accumulation par pompage, 1,909 milliards \$US pour les centrales à parc d'éoliennes et le coût de l'électricité acquise auprès du privé à 18,714 milliards \$US (y compris les centrales alimentées au charbon, au photovoltaïque, à l'éolienne et solaires à concentration).

Le coût de fonctionnement et de combustible total selon le SRM s'est établi à 131,846 milliards \$US, distribué selon la manière indiquée en Annexe (Tableau 74), dont 127,511 milliards \$US pour le coût opérationnel et de combustible des centrales alimentées au ML et au GN (centrales neuves et existantes et centrales à cycle combiné), des coûts d'exploitation de 2,751 \$US pour les centrales solaires à concentration, des coûts d'exploitation de 1,346 milliards \$US pour l'accumulation par pompage des centrales hydroélectriques et des coûts d'exploitation relativement faibles (0,239 346 milliards \$US) pour les systèmes à parcs à éoliennes et au photovoltaïque.

Le coût total d'exploitation et de combustible selon le SEEM s'établit à 118,939 milliards \$US, répartis comme indiqué en Annexe (Tableau 74), dont 116,821 milliards \$US pour les coûts d'exploitation et de combustible pour les centrales alimentées au ML et au GN (centrales neuves et existantes et centrales à cycle combiné), des coûts opérationnels de 0,577 milliards \$US des centrales solaires à concentration, des coûts opérationnels et d'accumulation par pompage de 1,346 milliards \$US des centrales hydroélectriques et des coûts d'exploitation pour les systèmes à éoliennes et photovoltaïque relativement faibles de 0,195 milliards \$US.

1.2. Estimation des investissements nécessaires dans le secteur de l'eau pour les Scénarios de Référence et de Substitution

Outre les besoins en eau pour le refroidissement de la centrale thermique, d'autres utilisations de l'eau existent qui ne sauraient être ignorées, telle la compensation du circuit de refroidissement par voie humide pour l'assistance, la compensation du circuit de refroidissement par voie humide pour les condensateurs, la

compensation du circuit de chauffage, la compensation anti-incendie, l'alimentation en eau de la centrale, l'approvisionnement en eau des banlieues résidentielles, la récupération des eaux de chauffe-eau, l'eau potable pour les banlieues résidentielles, en plus des eaux d'irrigation pour les espaces plantés.

1.3. Le coût des systèmes de refroidissement des centrales électriques³⁰

La disponibilité et le coût de l'eau peuvent avoir une influence sur le type de ressources dans lesquelles les services publics d'électricité sont amenés à investir, et la plupart des services publics incluent le coût de l'eau dans leurs décisions quant aux technologies de refroidissement pour les centrales thermoélectriques. Les centrales thermoélectriques ont besoin d'eau pour produire de la vapeur, qui doit ensuite être condensée et refroidie. La majorité des centrales thermoélectriques dépendent des systèmes de refroidissement à voie humide pour refroidir et condenser la vapeur. Les systèmes de refroidissement sec et hybride réduisent l'exploitation non rationnelle de l'eau et les coûts associés au pompage, au traitement et à l'évacuation des eaux, mais ils entraînent des coûts d'investissements plus élevés et produisent souvent moins d'électricité pendant les périodes les plus chaudes, lorsque la demande d'électricité est à son niveau le plus élevé.

Le coût total de l'approvisionnement en eau englobe les coûts d'investissements, le coût de fonctionnement et d'entretien (F et E) et le coût de renonciation (la valeur qui devrait autrement résulter de l'usage de cette eau à la meilleure utilisation de substitution). Au moment des prises de décision relatives à l'eau, les services publics ne prennent pas en compte en général le coût de renonciation associés à ces décisions.

L'EPRI (Institut de recherche américain sur l'énergie électrique)³¹ a analysé le coût d'adoption de systèmes de refroidissement sec par rapport à l'humide auprès de deux types de centrales thermoélectriques : une installation de traitement du gaz naturel à cycle combiné de 500 MW et une centrale à charbon de 325 MW. Le rapport publié en 2004 a évalué le coût d'investissements des différents systèmes de refroidissement, en plus des coûts annuels pour le fonctionnement et l'entretien du système de refroidissement et les manques en coût de capacité des systèmes de refroidissement secs. Le Tableau 56 donne un résumé de l'analyse de l'EPRI sur les coûts du système de refroidissements pour une centrale à gaz à cycle combiné.

Tableau 56 - Analyse des coûts des systèmes de refroidissement à voie humide et à voie sèche pour les centrales thermoélectriques dans les zones chaudes et arides (le cas des Etats du Sud Ouest des Etats-Unis)

Centrale	Eau fournie par la Régie des Eaux		Eau achetée auprès de vendeurs disposés à vendre	
	Humide	Sec	Humide	Sec
1. Système de refroidissement				
2. Coûts d'investissements des installations de refroidissement (\$)	7,629,421	30,414,637	7,629,421	30,414,637
3. Coût du droit de l'usage de l'eau (\$/m ³)	0	0	1,2	1.2
4. Coût de capital amorti sur une base annuelle (\$/jour)*	610,354	2,433,171	945,476	2,433,171
5. Coûts EetE annuels** (hors eau) (\$ / jour)	1,493,501	2,704,540	583,501	2,704,540
6. Coût annuel de l'eau (\$/jour)	910,000	-	0	0
7. Coûts annuels totaux (\$/jour)	2,103,855	5,137,711	1,528,977	5,137,711
8. Volume d'eau consommée (million m ³ /jour)	3,445	-	3,445	-
9. Valeur ajoutée de l'eau ((\$/m ³ /jour)	0,88	-	1,05	-

*Les coûts d'investissement sont annualisés, sur la base d'un taux d'actualisation de 7 %, sur une période de 30 ans.

** Les coûts d'EetE englobent les coûts d'entretien, les coûts de la puissance des ventilateurs (pour les systèmes aussi bien humide que sec), et les manques à gagner induits par les pertes de capacité durant les périodes de grande chaleur (pour les systèmes à refroidissement à sec), en plus des coûts d'entretien du système

Source: Dr M. Kordab, 2011

En utilisant les données et les hypothèses de l'EPRI, une valeur implicite de l'eau est ainsi créée pour la production de l'énergie du point de vue du propriétaire de la centrale électrique. La valeur ajoutée de cette eau est de 0,88 \$US/m³/an si l'eau est fournie par les services de distribution d'eau.

³⁰Stacy Tellinghuisen *L'Eau pour la Production d'Energie : Quelle Valeur Ajoutée?, *Natural Resources Journal* [Vol. 50], p 683-720

³¹EPRI, comparaison des technologies de refroidissement alternatives pour les centrales électriques aux Etats-Unis : Compromis économiques, environnementaux et autres (2004).

Les systèmes de refroidissement à sec ont des impacts économiques similaires sur les centrales thermoélectriques, les centrales alimentées au charbon, au solaire thermique et autres. A titre d'exemple, les coûts d'investissements pour l'installation de la technologie de refroidissement à sec dans les centrales thermiques solaires sont trois à cinq fois plus élevés que ceux utilisant les systèmes de refroidissement humides.

Il convient de noter que le type et la technologie de centrale électrique adoptés jouent un rôle important dans l'estimation de la consommation d'eau de la centrale, ainsi que le type de combustible et les spécifications à utiliser (Mazout Lourd ou GN).

Le Tableau 57 donne un exemple pratique d'une centrale électrique, d'une capacité de 250 MW, dont l'installation est prévue sur le site de Nasiriyah (environ 60 km au nord-est de Damas), en partenariat avec le secteur privé. Le tableau englobe une comparaison entre les technologies sélectionnées en vue d'être utilisées dans cette Centrale à Cycle Combiné de Turbines à Gaz (CCCTG), les Moteurs à Combustion Internes à Bas Régime (MCIBR), ou les Moteurs à Combustion Interne à Régime Moyen (MCIRM), ainsi que l'équipement supplémentaire pour le traitement du combustible selon la technologie et le type de combustible utilisés, englobant :

- La Désulfuration des Effluents Gazeux "DEG"
- La Réduction Sélective Catalytique "RSC"
- Les Dispositifs de Précipitation Electrostatique "DPE"

Tableau 57 - Comparaison entre CCCTG et les Moteurs à Combustion Interne à Bas Régime ou à Régime Moyen, y compris la consommation d'eau

Enoncé		CCCTG	L.S.D.E – 1 % ML et GN		L.S.D.E – 4 % ML et GN		M.S.D.E 1 % ML		M.S.D.E-4 % ML	
Combustible		GN	GN	1 % ML	GN	4 % ML	GN	1 % ML	GN	4 % ML
Y compris les DEG		Non	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui
Y compris les RSC		Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Y compris les DPE		Non	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui
Consommation d'eau										
Eau d'appoint de la centrale	m³/hr	15-20	1,5-2	1,5-2	1,5-2	1,5-2	1,5-2	1,5-2	1,5-2	1,5-2
Eau domestique	m³/hr	5	5	5	5	5	5	5	5	5
RSC	m³/hr	4-5	4-5	4-5	4-5	4-5	4-5	4-5	4-5	4-5
DEG	m³/hr	0	0	0	80-100	80-100	0	0	80-100	80-100
Total	m³/hr	20-25	10,5-12	10	90,5-112	90,5-112	10,5-12	10,5-12	90,5-100	90,5-100

Source: www.syriecppprojet.org

Les budgets finaux de l'Etablissement Général pour la production électrique en R.A.S. ne reflètent pas le coût économique de l'eau utilisée; ils se limitent au coût financier, dont ceux du forage et de l'entretien de puits d'eaux souterraines, et de réseaux d'eau sur le site de la centrale électrique, en plus du coût de l'eau potable acquise auprès de la Régie de Distribution d'Eau.

Il y a lieu de noter que le paragraphe ci-dessus est fondé sur une bonne référence. Il n'a pas été possible d'utiliser des exemples locaux avec des résultats probants, en raison du manque de données.

Il est possible de calculer les investissements nécessaires pour l'eau dans le cadre du développement des centrales selon les différents scénarios (SdR, SRM et SEEM) utilisés dans cette étude.

Tableau 58 - La capacité de production disponible, planifiée et nécessaire pour le SRM et SEEM à l'horizon 2030

		2011	2015	2020	2025	2030
Capacité actuelle sans déclassement		7019	6813	6218	5790	5170
Capacité thermique planifiée à l'horizon 2015		150	3610	4110	4110	4110
Parc d'éoliennes (PE) prévus d'ici 2015		-	350	350	350	350
Centrales photovoltaïques planifiées (PV) d'ici 2015		3	38	38	38	38
Déficit ou Capacité nécessaires à ajouter	SRM	1763	1055	4499	8323	13105
	SEEM	1674	492	3217	6066	9823

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 59 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 selon le SdR (Millions de dollars US)

(Millions de dollars US)	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Cycle Combiné	210,10	258,49	327,98	430,86	1227,43
Centrale thermique à vapeur	289,17	223,10	187,46	103,41	803,15
TG à cycle simple	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CSC	0,00	0,00	6,81	54,48	61,29
PV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hydro-électrique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charbon	0,00	0,00	0,00	88,22	88,22
Total	499,27	495,14	612,59	857,64	2464,64

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 60 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

(Million de dollars US)	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Centrale électrique à Turbine de Vapeur	282,88	311,46	378,97	484,76	1458,07
TG à cycle simple et centrale électrique à CC	155,59	180,31	208,43	271,85	816,19
C.E. alimentées au charbon	0,00	87,74	132,26	217,92	437,92
CSC	0,27	61,97	164,12	204,98	431,34
Total	438,75	641,48	883,78	1179,51	3143,52

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 61 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

(Million USD\$)	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Centrale électrique	276,83	295,49	333,06	424,00	1329,38
TG à cycle simple et centrale électrique à CC	149,28	180,27	194,41	233,88	757,83
C.E. alimentées au charbon	0,00	72,49	142,29	168,51	383,29
CSC	0,27	21,11	109,64	169,57	300,59
Total	426,39	569,36	779,39	995,95	2771,09

Source: Dr M. Kordab, 2011

VII. Références

- Carey King, Ian Duncan, Michael Webber (2008). Les projections des besoins en eau pour la production d'énergie au Texas. Préparé pour le Texas Water Development Board, August 31, 2008.
- Daoud M. et W. Alhazim (2009). Perspectives d'utilisation de différentes technologies pour la conservation des ressources en eau pour l'irrigation des récoltes en République Arabe Syrienne (R.A.S). Conférence sur la Recherche Scientifique Agricole VII, 3-4 août 2009, Duma, Damas R.A.S.
- Daoud, Majar et Uzon (2011). L'Impact des Changements Climatiques du bassin hydrographique de l'Euphrate sur la gestion de la demande en eaux d'irrigation. HIWM [l'Institut Supérieur de la Gestion de l'Eau], Homs.
- EPRI (2004). Comparaison des Technologies de Refroidissement Substitutives pour les centrales électriques aux Etats-Unis : Compromis Economiques, Environnementaux et autres.
- Katana M. H. (2008). Les besoins du secteur agricole de l'énergie et l'impact des changements du prix de l'énergie sur le secteur. Direction de la Statistique et de la Planification, Ministère de l'Agriculture et de la Réforme Agraire, Damas.
- Comité National pour les Etudes Energétiques (2010). Analyse de la demande en énergie en Syrie pour la période 2005-2030. Congrès National de l'Énergie, Damas, République Arabe Syrienne.
- OAPEP (2001-2009). Rapports statistiques de l'OAPEP. Koweït, OAPEP.
- Soumi G. et M. Daoud (2001). Projet de formulation et d'exécution de la politique démographique : tendances démographiques et ressources hydriques. La Commission Nationale de Planification, Conférence Nationale de la Population, novembre 2001.
- Soumi G., M. Abo Omar et M. Daoud. Etat actuel et tendances de développement de la demande future en ressources en eau (1970-2015). Rapport au Conseil des Ministres. Direction de l'Irrigation et de l'Utilisation de l'Eau, Damas.
- Conseil des Ministres syrien (2010). Comité National pour les Etudes Energétiques, Congrès National de l'Énergie, Damas, République Arabe Syrienne; mars 2010.
- Ministère syrien de l'Agriculture (1985-2009). Rapports Statistiques Agricoles.
- Ministère syrien en charge de l'électricité (2000-2010). Bilans électriques.
- Ministère syrien en charge de l'électricité (2003-2009). Rapports Statistiques Techniques. Damas.
- Ministère syrien en charge de l'électricité/Centre National de la Recherche en Énergie (CNRE), GIZ (2010). Schéma directeur de l'efficacité énergétique et des Energies Renouvelables (MEERE).
- Ministère syrien en charge de l'électricité, PNUD (2001). Schéma directeur des Energies Renouvelables, Potentiel et Planification des Ressources et des Applications des Energies Renouvelables en Syrie. Damas.
- Ministère Syrien de l'Irrigation (2005). Législation syrienne dans le domaine de l'eau n°31. Damas.
- Ministère Syrien du Pétrole et des Ressources Minérales (2010). Plan stratégique pour la production de GN 2010-2025. Saidnaya WS.
- Ministère Syrien du Pétrole et des Richesses Minérales (2010). Plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz en Syrie.
- Ministère Syrien du Pétrole et des Richesses Minérales (2010). Plan stratégique pour le secteur du pétrole et du gaz à Damas.
- Centre National de la Recherche en Énergie (2001). Schéma directeur des Energies Renouvelables en Syrie. Damas
- Ministère d'Etat syrien pour les Affaires Environnementales, PNUD (2010). Rapport National Initial de Syrie.
- Tellinghuisen, Stacy (2010). L'Eau pour la Production d'Energie : Quelle Valeur Ajoutée? Journal des Ressources Naturelles, vol. 50, numéro 3
- Ministère américain de l'Energie (2006). Rapport au Congrès sur l'Interdépendance de l'énergie et de l'Eau, USA, décembre 2006.
- Елистратов В. В. (2008). Использование возобновляемой энергии (уч. Пособие). Санкт-Петербург, Изд-во Политехн. Ун-та, стр. 17-23.
- Елистратов В. В. и др. (2007). Гидроэлектростанции малой мощности (учПособие). Санкт-Петербург, Изд-во Политехн. Ун-та, стр. 28-34

VIII. Annexes de l'Etude

Tableau 62 - Scénario des ressources en eau à l'horizon 2030 : demande en eau, déficit en eau fraîche et déficit total (MMC)

Scénario	Données		Année				
			2009	2015	2020	2025	2030
Scénario de référence	Ressources en eaux douces		14896	15950	14685	13420	13420
	EV		1940	1940	1795	1650	1650
	Demande	Domestique	1209	1340,57	1534,33	1733,03	1824,91
		Industriel	519	573,02	645,31	712,48	786,63
		Agriculture et Irrigation	16180	17180	18680	18680	18680
	Réutilisation de l'eau / Eaux usées + drainage		4891.3	5233.396	5744.031	5883.119	5947.437
	Déficit en eaux douces		-4952	-5083.58	-7969.64	-9355.5	-9521.54
	Déficit des ressources totales en eau		-60.7	149.81	-2225.61	-3472.38	-3574.1
Scénario de substitution	Ressources en eaux douces		14896	15950	14685	13420	13420
	ET		1940	1940	1795	1650	1650
	Demande	Domestique	1209	1313.75	1488.3	1646.38	1678.92
		Industriel	519	561.56	625.95	676.85	723.7
		Agriculture et Irrigation	16180	16127,69	16120,29	15844,39	15522,55
	Réutilisation de l'eau / Eaux usées + drainage		4891,3	4548,358	4265,869	4004,454	3503,624
	Déficit en eaux douces		-4952	-3993	-5344,55	-6397,62	-6155,16
	Déficit des ressources totales en eau		-60,7	555,36	-1078,68	-2393,17	-2651,54
Scénario Légal	Ressources en eaux douces		14896	13420	13420	13420	13420
	ET		1940	1650	1650	1650	1650
	Demande	Domestique	1209	1287,48	1443,65	1580,52	1594,97
		Industriel	519	539,32	588,96	617,29	632,51
		Agriculture et Irrigation	16180	14560,01	12644,64	12204,06	11843,33
	Réutilisation de l'eau / Eaux usées + drainage		4891,3	3813,237	2907,252	2631,872	2300,813
	Déficit en eaux douces		-4952	-4616,81	-2907,25	-2631,87	-2300,81
	Déficit des ressources totales en eau		-60,7	-803,57	0	0	0

Source: Dr M, Kordab, 2011

Tableau 63 - Approvisionnement en eau pour les différents usages et les différents scénarios (2009 et 2030) (%)

Année				Besoins en eau	Scénario
2030		2009			
%	MMC	%	MMC		
8,41	1940,00	6,68	1210,00	L'offre nationale	SdR
3,43	790,00	2,87	520,00	L'offre industrielle	
86,72	20000,00	89,27	16180,00	Irrigation et agriculture	
1,16	267,47	0,99	180,00	Abreuvement du bétail	
0,02	5,08	0,02	3,10	Transport	
0,27	61,4	0,17	30,7	Autres besoins	
100,00	23063,95	100,00	18123,80	Total	
9,24	1790,00			L'offre nationale	SdS
3,72	720,00			L'offre industrielle	
85,31	16520,00			Irrigation et agriculture	
1,38	267,47			Abreuvement du bétail	
0,03	5,08			Transport	
0,32	61,40			Autres besoins	
100,00	19363,95			Total	
11,14	1700,00			L'offre nationale	SL
4,13	630,00			L'offre industrielle	
82,55	12600,00			Irrigation et agriculture	
1,75	267,47			Abreuvement du bétail	
0,03	5,08			Transport	
0,40	61,40			Autres besoins	
100,00	15263,95			Total	

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 64 - Distribution de l'eau pour l'irrigation selon différents scénarios

Scénario	Ress en eau d'irrig.	Années				
		2009	2015	2020	2025	2030
Scénario de Référence	Publiques	5560,0	6588,5	7163,7	7163,7	7163,7
	Souterraines	7988,7	7471,3	8123,6	8123,6	8123,6
	De surface	2631,3	3118,0	3390,3	3390,3	3390,3
	Total	16180,0	17177,7	18677,5	18677,5	18677,5
Scénario de Substitution	Publiques	5560,0	6184,9	6182,1	6076,3	5952,8
	Souterraines	7988,7	7013,6	7010,4	6890,4	6750,5
	De surface	2631,3	2927,0	2925,7	2875,6	2817,2
	Total	16180,0	16125,6	16118,2	15842,3	15520,6
Scénario Légal	Publiques	5560,0	6096,1	6360,6	6417,1	6172,2
	Souterraines	7988,7	5578,9	3273,9	2750,0	2750,0
	De surface	2631,3	2885,0	3010,2	3037,0	2921,1
	Total	16180,0	14560,0	12644,6	12204,1	11843,3

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 65 - Intensité énergétique pour l'offre en eau, kWh/m³

Scénario		2009	2015	2020	2025	2030
SdR	Intensité énergétique pour l'offre domestique en eau	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
SdS		0,850	0,829	0,795	0,786	0,778
SL		0,850	0,795	0,786	0,778	0,778
SdR	Intensité énergétique pour l'offre industrielle en eau	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
SdS		0,400	0,400	0,420	0,430	0,450
SL		0,400	0,420	0,440	0,450	0,455

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 66 - Demande en énergie pour l'approvisionnement en eau selon différents scénarios

Demande en énergie pour l'approvisionnement en eau selon différents scénarios							
Année					Elec. (GWh)		Scénario
2030	2025	2020	2015	2009	Pétrole (Ktep)		
1551,2	1473,1	1304,2	1139,5	1028,5	Utilisation des eaux domestiques		SdR.
314,7	285,0	258,1	229,2	207,6	Industrie		
3203,4	3236,8	3270,2	3041,5	2591,2	Elec.	Irrigation et agriculture	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		
5069,3	4994,9	4832,5	4410,2	3827,3	Elec.	Total	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		
1305,8	1294,5	1182,8	1088,8	1028,5	Utilisation des eaux domestiques		SdS,
325,7	291,0	262,9	224,6	207,6	Industrie		
2488,9	2567,0	2638,7	2754,9	2591,2	Elec.	Irrigation et agriculture	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		
4120,4	4152,5	4084,4	4068,3	3827,3	Elec.	Total	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		
1240,5	1229,2	1135,1	1023,2	1028,5	Utilisation des eaux domestiques		SL
287,8	277,8	259,1	226,5	207,6	Industrie		
2159,6	2257,8	2316,4	2483,4	2591,2	Elec.	Irrigation et agriculture	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		
3687,9	3764,8	3710,6	3733,2	3827,3	Elec.	Total	
223,7	223,7	223,7	223,7	223,7	Pétrole		

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 67 - Demande en énergie primaire en R.A.S. en 2000-2009 (Mtep)

Années	2000	2001	2002	2003	2004
Produits pétroliers	11,61	12,01	11,73	12,48	13,73
Gaz naturel	3,83	4,01	4,88	5,00	4,67
Énergie hydroélectrique	0,60	0,53	0,55	0,62	0,88
Combustible ligneux	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Demande totale en énergie	16,64	17,15	17,76	18,70	19,88
Croissance annuelle%		3,06	3,55	5,29	6,32
Années	2005	2006	2007	2008	2009
Produits pétroliers	16,00	16,8	18,18	17,76	15,20
Gaz naturel	4,53	4,57	4,45	4,75	6,37
Énergie hydroélectrique	0,76	0,89	0,88	0,72	0,48
Combustible ligneux	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Demande totale en énergie	21,89	22,89	24,11	23,83	22,66
% de croissance annuelle	7,2	4,57	5,34	01,16	-4,92

Source: Bilans énergétiques syriens 2000-2009

Tableau 68 - Distribution de l'électricité produite selon le type de production sur la période 2000 - 2008 (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Production totale d'électricité	25218	26714	28014	29534	32077	34935	37505	38645	41023
Énergie hydroélectrique totale	2503	2119	2501	2804	4247	3445	3994	3526	2872
Production d'électricité thermique	22715	24595	25513	26730	27830	31490	33511	35119	38151
Production des turbines à vapeur	12775	14492	14770	15870	16468	18985	21329	22552	23986
Production des turbines à gaz	5721	5624	5775	5775	6410	7323	6992	7304	3761
Production de turbines à cycle combiné	4219	4479	4968	5085	4952	5182	5190	5263	10404
1- Production thermique au Mazout	11708	12889	10724	11200	13765	17846	19557	22176	23693
2- Production thermique au Gaz Naturel	11007	11706	14788	15530	14065	13644	13954	12943	14460

Source: Ministère en charge de l'Électricité, Rapports statistiques sur l'électricité, 2000-2009

Tableau 69 - Capacité installée nominale (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Capacité installée nominale	7302	7407	7313	7313	7313	7159	7159	7459	7959
Turbines à vapeur	3701	3701	3701	3701	3701	3547	3547	3547	3547
Turbines à gaz (Diesel)	394	394	90	90	90	90	90	90	90
Turbines à gaz (GN)	1292	1292	1292	1292	1292	1292	1292	617	1117
Cycle Combiné	702	702	702	702	702	702	702	1677	1677
Energie hydroélectrique installée	1213	1318	1528	1528	1528	1528	1528	1528	1528
Taux de croissance de la capacité installée%		1 %	-1,3 %	0,0 %	0,0 %	-2,1 %	0,0 %	4,2 %	6,7 %

Source: Ministère syrien en charge de l'électricité, Rapports statistiques sur l'électricité

Tableau 70 - Capacité installée disponible (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Capacité Thermique Installée Disponible	5882	6395	6605	6605	6520	6008	5950	6250	6479
Turbines à vapeur	3050	3355	3355	3355	3270	2995	3035	3035	3035
Turbines à gaz (Diesel)	90	3035	3035	3035	3035	0	0	0	0
Turbines à gaz (GN)	1140	1140	1140	1140	1140	1172	1124	464	944
Cycle Combiné	640	640	640	640	640	640	640	1600	1600
Energie hydroélectrique Installée Disponible	962	1170	1380	1380	1380	1201	1151	1151	900

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 71 - Statistiques climatiques puisées de quelques stations météorologiques syriennes

Région	Nom de la centrale	Latitud e (N)	Longitud e (E)	Altitud e (m)	Annuel			
					Températur e maximale (°C)	Températur e minimale (°C)	Températur e moyenne (°C)	Précipitation s (mm)
Régions Côtières	Lattakia	35°36'	35°46'	9	23	16	19,5	799,2
	Safita	34° 49'	36°08'	370	22,2	14,5	18,3	1,130,5
	Tartous	34° 52'	35°53'	5	23,3	15,0	19,1	879,0
Syrie occidentale intérieure	Tell Abyad	36° 42'	38°57'	348	24,8	9,0	16,9	296,7
	Jerablus	36° 49'	38°00'	351	24,6	10,2	17,4	324,7
	Alep	36° 11'	37°14'	385	23,8	11,0	17,4	330,4
	Almeselmiah	36° 20'	37°14'	415	23,4	9,5	16,4	332,5
	Idlib	35° 56'	36°37'	451	22,3	12,6	17,4	505,4
	Hama	35° 07'	36°24'	305	24,7	10,8	17,7	352,4
	Salamiya	35° 01'	37°02'	448	24	9,3	16,7	307,6
	Homs	34° 46'	36°43'	483	22,8	10,7	16,8	435,7
	Damas, I. A	33° 26'	36°32'	610	25,0	7,9	16,5	143,7
	Mezzeh	33° 29'	36°13'	730	24,3	10,3	17,3	204,5
	Kharabo	33° 30'	36°27'	620	24,7	6,7	15,7	164,0
	Dera'a	32° 36'	36°07'	543	24,0	10,4	17,2	266,0
Syrie méridionale intérieure	An-Nabk	34° 01'	36°44'	1,329	19,2	6,5	12,9	119,6
	Suweida	32° 44'	36°34'	1,015	21,7	9,9	15,8	353,6
Euphrate et Steppe	Palmyra	34° 33'	38°18'	400	25,6	12,2	18,9	136,0
	Deir ez-Zor	35° 17'	40°11'	215	26,6	13,1	19,9	156,3
	Abou Kemal	34° 26'	40°55'	175	27,5	12,8	20,2	135,0
	Raqqa	35° 54'	38°59'	246	25,5	11,6	18,5	211,2
	At-Tanf	32° 29'	38°40'	712	24,8	9,9	17,3	106,6
Nord-est de la Syrie	Qamishli	37° 02'	41°12'	449	25,1	12,4	18,8	437,0
	Hassake	36° 34'	40°43'	307	25,7	10,7	18,2	288,8

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 72 - Détails des coûts initiaux nécessaires pour le développement des centrales de production d'énergie sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	Total
Projets programmés pour 2011-2015	4608	841	554	554	6557
Projets d'agrandissement par le secteur public:	4439	288	0	0	4727
Centrale thermique#	3977	288	0	0	4265
CSC (10 MW)	40	0	0	0	40
PE	270	0	0	0	270
PV	152	0	0	0	152
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	169	554	554	554	1830
De la centrale électrique Alnasrieh	127	344	344	344	1158
Du PE	42	210	210	210	672
Projets d'agrandissement sur la période 2016 - 2030	1898	9531	10891	16630	38949
Projets d'agrandissement par le secteur public:	1898	5996	2868	6399	17160
CSC	1208	2818	0	0	4025
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	690	1035	0	0	1725
PE	0	874	219	1093	2185
PV	0	200	200	200	600
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	759	690	966	2415
Nouvelles centrales à CC	0	311	1760	4140	6210
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	3535	8023	10231	21789
CSC avec dessalement d'eau	0	440	2200	2200	4840
2 ^{ème} dessalement	0	0	480	1200	1680
PE	0	1295	1943	2231	5469
PV	0	0	600	600	1200
Centrale électrique à charbon No./1/	0	1800	2000	2000	5800
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	800	2000	2800
Total general	6506	10372	11444	17183	45506

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 73 - Détails des coûts d'exploitation et des combustibles nécessaires pour le développement des centrales de production d'énergie sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011-2015	2016-2020	2021 - 2025	2026 - 2030	Total
Projets programmés sur la période 2011-2015	25382	26784	25417	24222	101805
Projets d'agrandissement par le secteur public:	25382	26784	25417	24222	101805
Centrale thermique#	25368	26756	25389	24195	101709
CSC (10 MW)	4	10	10	10	34
PE	8	14	14	14	49
PV	2	4	4	4	13
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	0	0	0	0
De la centrale électrique Alnasrieh	0	0	0	0	0
De la PE	0	0	0	0	0
Projets d'agrandissement sur la période 2016-2030	0	1649	8830	19562	30041
Projets d'agrandissement par le secteur public:	0	1649	8830	19562	30041
CSC	0	704	1006	1006	2717
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	0	311	518	518	1346
PE	0	0	55	98	153
PV	0	3	8	13	24
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	448	3360	6944	10752
Nouvelles centrales à CC	0	183	3883	10983	15050
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	0	0	0	0
CSC avec dessalement d'eau	0	0	0	0	0
2 ^{ème} dessalement	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0
PV	0	0	0	0	0
Centrale électrique à charbon No./1/	0	0	0	0	0
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	0	0	0
Total général	25382	28433	34247	43785	131846

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 74 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	Total
Projets programmés sur la période 2011-2015	29990	27625	25971	24776	108362
Projets d'agrandissement par le secteur public:	29821	27071	25417	24222	106532
Centrale thermique#	29345	27044	25389	24195	105973
CSC (10 MW)	44	10	10	10	74
PE	278	14	14	14	319
PV	154	4	4	4	165
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	169	554	554	554	1830
De la centrale électrique Alnasrieh	127	344	344	344	1158
De la PE	42	210	210	210	672
Projets d'agrandissement sur la période 2016-2030	1898	11180	19720	36192	68990
Projets d'agrandissement par le secteur public:	1898	7645	11698	25961	47201
CSC	1208	3522	1006	1006	6742
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	690	1346	518	518	3071
PE	0	874	273	1191	2338
PV	0	203	208	213	624
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	1207	4050	7910	13167
Nouvelles centrales à CC	0	494	5643	15123	21260
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	3535	8023	10231	21789
CSC avec dessalement d'eau	0	440	2200	2200	4840
2 ^{ème} dessalement	0	0	480	1200	1680
PE	0	1295	1943	2231	5469
PV	0	0	600	600	1200
Centrale électrique à charbon No./1/	0	1800	2000	2000	5800
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	800	2000	2800
Total general	31888	38805	45691	60968	177352

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 75 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	Total
Projets programmés sur la période 2011-2015	4581	841	554	554	6529
Projets d'agrandissement par le secteur public:	4439	288	0	0	4727
Centrale thermique#	3977	288	0	0	4265
CSC (10 MW)	40	0	0	0	40
PE	270	0	0	0	270
PV	152	0	0	0	152
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	141	554	554	554	1802
De la centrale électrique Alnasrieh	99	344	344	344	1130
De la PE	42	210	210	210	672
Projets d'agrandissement sur la période 2016-2030	932	5353	9430	12177	27891
Projets d'agrandissement par le secteur public:	932	2696	2862	4490	10979
CSC	242	403	161	0	805
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	690	1035	0	0	1725
PE	0	437	983	219	1639
PV	0	200	200	200	600
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	311	794	966	2070
Nouvelles centrales à CC	0	311	725	3105	4140
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	2657	6568	7688	16912
CSC avec dessalement d'eau	0	440	2200	2200	4840
2 ^{ème} dessalement	0	0	480	1200	1680
PE	0	441	508	508	1456
PV	0	576	780	780	2136
Centrale électrique à charbon No./1/	0	1200	2000	2000	5200
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	600	1000	1600
Total général	5512	6194	9983	12731	34421

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 76 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Projets programmés sur la période 2011-2015	24638	26634	25091	24212	100575
Projets d'agrandissement par le secteur public:	24638	26634	25091	24212	100575
Centrale thermique#	24624	26606	25064	24184	100479
CSC (10 MW)	4	10	10	10	34
PE	8	14	14	14	49
PV	2	4	4	4	13
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	0	0	0	0
De la centrale électrique Alnasrieh	0	0	0	0	0
De la PE	0	0	0	0	0
Projets d'agrandissement sur la période 2016-2030	0	638	4937	12790	18364
Projets d'agrandissement par le secteur public:	0	638	4937	12790	18364
CSC	0	141	201	201	543
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	0	311	518	518	1346
PE	0	0	27	82	109
PV	0	3	8	13	24
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	0	2016	5376	7392
Nouvelles centrales à CC	0	183	2167	6600	8950
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	0	0	0	0
CSC avec dessalement d'eau	0	0	0	0	0
2 ^{ème} dessalement	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0
PV	0	0	0	0	0
Centrale électrique à charbon No./1/	0	0	0	0	0
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	0	0	0
Total general	24638	27271	30028	37001	118939

Source: Dr M. Kordab, 2011

Tableau 77 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)

Millions de dollars US	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	Total
Projets programmés sur la période 2011-2015	29219	27475	25645	24766	107104
Projets d'agrandissement par le secteur public:	29078	26921	25091	24212	105302
Centrale thermique#	28601	26894	25064	24184	104743
CSC (10 MW)	44	10	10	10	74
PE	278	14	14	14	319
PV	154	4	4	4	165
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	141	554	554	554	1802
De la centrale électrique Alnasrieh	99	344	344	344	1130
From PE	42	210	210	210	672
Projets d'agrandissement sur la période 2016-2030	932	5990	14366	24967	46255
Projets d'agrandissement par le secteur public:	932	3333	7799	17279	29343
CSC	242	543	362	201	1348
Centrale hydroélectrique à accumulation par pompage	690	1346	518	518	3071
PE	0	437	1011	300	1748
PV	0	203	208	213	624
Nouvelles centrales électriques à vapeur	0	311	2810	6342	9462
Nouvelles centrales à CC	0	494	2891	9705	13090
Coût de l'électricité achetée auprès du secteur privé	0	2657	6568	7688	16912
CSC avec dessalement d'eau	0	440	2200	2200	4840
2 ^{ème} dessalement	0	0	480	1200	1680
PE	0	441	508	508	1456
PV	0	576	780	780	2136
Centrale électrique à charbon No./1/	0	1200	2000	2000	5200
Centrale électrique à charbon No./2/	0	0	600	1000	1600
Total general	30151	33465	40011	49732	153359

Source: Dr M. Kordab, 2011

IX. Tableau des illustrations

Figure 1 - Changements dans les besoins totaux en eau selon scénarios adoptés à l'horizon 2030 (MMC)	13
Figure 2 - Le déficit pour satisfaire les besoins en eau douce, selon les différents scénarios d'ici 2030 (MMC)	15
Figure 3 - Besoins en énergie électrique pour l'alimentation en eau selon les scénarios de changements de l'eau d'ici 2030.....	21
Figure 4 - Besoins en combustible diesel pour l'alimentation en eau selon les changements des scénarios de la demande en eau d'ici 2030	22
Figure 5 - Changements en déficit d'eau (pour satisfaire aux besoins en eau pour tous les usages) selon les scénarios étudiés	24
Figure 6 - Production d'énergie, de pétrole brut et de gaz liquides sur la période 1995-2008 (MdB/j)	25
Figure 7 - Consommation d'énergie primaire sur la période 2000-2009 (Mtep)	26
Figure 8 - Consommation finale d'énergie, de combustible et d'électricité sur la période 2003-2009 (Ktep).....	27
Figure 9 - Evolution de la consommation des produits pétroliers en R.A.S. sur la période 1995-2007.....	27
Figure 10 - Ventilation de la consommation finale d'énergie sur différents secteurs en 2008.....	28
Figure 11 - Développement de la demande d'électricité sur la période 2000 - 2010.....	29
Figure 12 - Charge maximale et capacité installée disponible - 1994-2009	29
Figure 13 - Distribution de la capacité installée par type de production en 2008	29
Figure 14- Evolution de la consommation de combustibles pour la production électrique (%).....	30
Figure 15 - Ventilation de la consommation électrique par secteur en 2008.....	30
Figure 16 - La carte des vents de la Syrie	32
Figure 17 - Ressources de biomasse en Syrie	32
Figure 18 - Répartition du GN disponible sur les principaux consommateurs en R.A.S sur la période 2010-2020	34
Figure 19 - Développement de la part des combustibles pour la production électrique (SdR)	37
Figure 20 - Répartition des parts du combustible dans la production électrique (SEE).....	39
Figure 21 - Prévision de la demande électrique en énergie d'ici 2030 (GWh) pour les deux scénarios du schéma directeur CNRE-GIZ.....	40
Figure 22 - La production d'énergie devant être installée pour couvrir la charge de pointe selon le SRM d'ici 2030	45
Figure 23 - La production d'énergie devant être installée pour couvrir la charge de pointe selon le SEEM d'ici 2030	45
Figure 24 - Prévision de la capacité de production installée disponible et nouvelle à l'horizon 2030 selon le SRM.....	46
Figure 25 - Prévision de la capacité de production disponible et nouvelle à l'horizon 2030 selon le SEEM.....	47
Figure 26 - Prévision de production d'énergie électrique par type de centrales selon le SRM à l'horizon 2030.....	48
Figure 27 - Prévision de production d'énergie électrique par type de centrales selon le SEEM à l'horizon 2030.....	48
Figure 28 - Combustibles fossiles nécessaires à l'alimentation des centrales thermiques à l'horizon 2030 selon le SRM	49

Figure 29 - Combustibles fossiles nécessaires aux centrales thermiques à l'horizon 2030 selon le SEEM (Ktep)	49
Figure 30 - Production d'énergie hydro-électrique totale sur la période 2000-2010.....	50
Figure 31 - Ratio de la production hydroélectrique de la production électrique totale sur la période 2000-2010.....	51
Figure 32 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 pour le SRM.....	54
Figure 33 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SEEM.....	54
Figure 34 - Exemples d'interaction entre eau et énergie.....	58
Figure 35 - Déviations de la température moyenne annuelle par rapport à la moyenne standard de stations représentatives des zones climatiques de Syrie sur la période 1955–2005.....	66
Figure 36 - Déviation annuelle de la température de l'air en surface en Syrie sur la période 1955-2005.....	67
Figure 37 - Déviation des précipitations annuelles (mm) en Syrie sur la période 1955-2005.....	67
Figure 38 - Changements des précipitations dans les basses plaines de l'Euphrate et d'Alep	68
Figure 39 - Les besoins en énergie électrique pour l'approvisionnement en eau selon le scénario A2 d GIEC à l'horizon 2030	73
Figure 40 - Les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le scénario A2 du GIEC à l'horizon 2030	73
Figure 41 - Les besoins en énergie électrique pour l'approvisionnement en eau selon le scénario B2 du GIEC à l'horizon 2030.....	74
Figure 42 - Les besoins en combustible diesel pour l'approvisionnement en eau selon le scénario B2 du GIEC à l'horizon 2030.....	74
Tableau 1 - Distribution de la consommation d'énergie primaire selon les différents secteurs en 2008.....	26
Tableau 2 - Irradiation Quotidienne Moyenne Annuelle (IQMA) sur une Surface Horizontale (SH) dans 18 Stations Météorologiques en Syrie (Wh/m ²).....	31
Tableau 3 - Total production d'électricité et d'hydroélectricité sur la période 2000-2008.....	33
Tableau 4 - Ressources Géothermiques en Syrie	33
Tableau 5 - Ventilation des quantités disponibles de GN sur les principaux consommateurs en R.A.S. entre 2010 et 2020	34
Tableau 6 - Prévisions de la production de pétrole en Syrie entre 2010-2030.....	36
Tableau 7 - Prévision des quantités des besoins en GN, en GN produit (Prod.), importé (Import.) et du déficit en GN en Syrie pour la période 2010-2030 (MMC/jour)	36
Tableau 8 - Evolution de la demande en énergie primaire, énergie importée, mazout importé et GN pour les deux scénarios (Mtep).....	40
Tableau 9 - Électricité prévue et capacité installée d'ici 2030 (MW) pour les deux scénarios.....	40
Tableau 10 - Prévision de la demande en électricité et crête d'ici 2015.....	41
Tableau 11 - Agrandissement des centrales électriques syriennes sur la période 2011-2015.....	42
Tableau 12 - La capacité et la charge maximale nécessaires d'ici 2015 pour les deux scénarios.....	42
Tableau 13 - Les projets de production électrique publics et privés contribueront à la gestion de la pointe.....	42
Tableau 14 - Déficit de la production d'énergie électrique pour la période 2011-2015	43
Tableau 15 - Demande en électricité et en charge maximale d'ici 2030	43

Tableau 16 - Capacité de production électrique disponible sur la période 2011-2030 pour le SRM ..	44
Tableau 17 - Charge de pointe et capacité nécessaire pour la période 2011-2030 selon le SRM et le SEEM.....	44
Tableau 18 - Capacité de production disponible, planifié et nécessaire selon le SRM et le SEEM à hauteur de 2030.....	44
Tableau 19 - Développement des capacités de production d'ici 2030 selon le SRM	45
Tableau 20 - Capacité de production d'électricité disponible et nouvelle d'ici 2030 selon le SRM.....	46
Tableau 21 - Contribution des secteurs public et privé aux nouvelles centrales de production pour les 2 scénarios d'ici 2030.....	46
Tableau 22 - Production d'énergie électrique selon le type de production pour les deux scénarios...	47
Tableau 23 - Combustibles fossiles nécessaires aux centrales thermiques à l'horizon 2030 pour les 2 scénarios.....	48
Tableau 24 - Liens entre la production d'énergie électrique et la disponibilité et la qualité de l'eau...	50
Tableau 25 - Capacité de production hydro-électrique installée et électricité produite en 2010.....	50
Tableau 26 - Besoins en eau pour la production d'énergie hydroélectrique à l'horizon 2030.....	51
Tableau 27 - Consommation Spécifique de l'eau des centrales thermiques selon le type de centrale	52
Tableau 28 - Capacité installée de production d'énergie thermique en 2010.....	52
Tableau 29 - Production d'électricité thermique par type de turbine sur la période 2000-2010 (GWh).....	53
Tableau 30 - Consommation d'eau par production thermoélectrique pour la période 2000-2010 (MMC)	53
Tableau 31 - Prévision de la consommation d'eau pour la production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SdR*.....	53
Tableau 32 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 pour le SRM.....	54
Tableau 33 - Prévision de la consommation d'eau par production thermoélectrique à l'horizon 2030 selon le SEEM.....	54
Tableau 34 - Liens entre extraction du pétrole et du gaz, raffinage et traitement de la production avec la disponibilité et la qualité de l'eau.....	55
Tableau 35 - Besoins en eau pour l'exploration et la production de pétrole et de GN, le raffinage de pétrole, le traitement du GN et des ressources minérales à l'horizon 2030 selon le SRM et le SEEM	57
Tableau 36 - Matrice de la demande de l'énergie électrique pour l'eau à l'horizon 2030 (SdR de l'eau) (GWh).....	59
Tableau 37 - Les eaux urbaines usées, collectées et réutilisées par pompage à l'horizon 2030.....	60
Tableau 38 - Matrice de la demande de Gazole (Diesel) pour le besoins en eau à l'horizon 2030 (SdR Eau).....	60
Tableau 39 - Matrice de la demande électrique en énergie pour l'eau à l'horizon 2030 (SdS Eau) (GWh).....	60
Tableau 40 - Matrice de la demande en Gazole (Diesel) des besoins en eau à l'horizon 2030 (SdS Eau).....	61
Tableau 41 - Matrice de la demande électrique en énergie pour l'eau à l'horizon 2030 (eau SL) (GWh).....	61
Tableau 42 - Matrice de la demande des besoins en gazole (diesel) en eau à l'horizon 2030 (SL Eau)	62
Tableau 43 - Matrice des Besoins en Eau pour l'Énergie à l'horizon 2030 (MMC)	63
Tableau 44 - Matrice des besoins en eau pour l'énergie d'ici 2030 (MMC)	64
Tableau 45 - Eléments climatiques (température, humidité relative et vitesse du vent dans différentes zones de Syrie).....	66

Tableau 46 - Effet des changements climatiques sur la température et la pluviométrie selon les scénarios A2 et B2	68
Tableau 47 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de l'eau hors CC à l'horizon 2030.....	69
Tableau 48 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de besoins en eau, prenant en compte le scénario A2 avec CC à l'horizon 2030	70
Tableau 49 - Besoins en eau et ressources en eau pour différents scénarios de besoins en eau, prenant en compte le scénario B2 à l'horizon 2030	70
Tableau 50 - Le déficit en eaux douces et le déficit total en eau hors impacts des CC pour différents scénarios de l'eau	71
Tableau 51 - Déficit en eaux douces et déficit total en eau avec les impacts des CC selon le scénario A2 pour différents scénarios de l'eau.....	71
Tableau 52 - Le déficit en eaux douces et le déficit total en eau avec les impacts des CC, selon le scénario B2, pour différents scénarios de l'eau	71
Tableau 53 - Données fondamentales adoptées pour le calcul des coûts initiaux et d'exploitation et les prix d'achat de l'électricité auprès du secteur privé, sur la période 2011-2030	77
Tableau 54 - Prévision des coûts d'investissements pour le développement des centrales de production d'électricité à l'horizon 2030 selon le SdR et le SEEM* (en million de dollars américains)	78
Tableau 55 - Prévisions des dépenses d'investissement et d'exploitation pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 selon le SRM et le SEEM (\$US)	79
Tableau 56 - Analyse des coûts des systèmes de refroidissement à voie humide et à voie sèche pour les centrales thermoélectriques dans les zones chaudes et arides (le cas des Etats du Sud Ouest des Etats-Unis).....	80
Tableau 57 - Comparaison entre CCCTG et les Moteurs à Combustion Interne à Bas Régime ou à Régime Moyen, y compris la consommation d'eau	81
Tableau 58 - La capacité de production disponible, planifiée et nécessaire pour le SRM et SEEM à l'horizon 2030.....	82
Tableau 59 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 selon le SdR (Millions de dollars US)	82
Tableau 60 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 pour le SRM (Millions de dollars US).....	82
Tableau 61 - Estimation des investissements nécessaires pour le développement des centrales électriques à l'horizon 2030 pour le SRM (Millions de dollars US).....	82
Tableau 62 - Scénario des ressources en eau à l'horizon 2030 : demande en eau, déficit en eau fraîche et déficit total (MMC)	84
Tableau 63 - Approvisionnement en eau pour les différents usages et les différents scénarios (2009 et 2030) (%)	85
Tableau 64 - Distribution de l'eau pour l'irrigation selon différents scénarios.....	85
Tableau 65 - Intensité énergétique pour l'offre en eau, kWh/m ³	85
Tableau 66 - Demande en énergie pour l'approvisionnement en eau selon différents scénarios.....	86
Tableau 67 - Demande en énergie primaire en R.A.S. en 2000-2009 (Mtep)	86
Tableau 68 - Distribution de l'électricité produite selon le type de production sur la période 2000 - 2008 (GWh).....	86
Tableau 69 - Capacité installée nominale MW)	87
Tableau 70 - Capacité installée disponible (MW).....	87
Tableau 71 - Statistiques climatiques puisées de quelques stations météorologiques syriennes	87

Tableau 72 - Détails des coûts initiaux nécessaires pour le développement des centrales de production d'énergie sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US).....	88
Tableau 73 - Détails des coûts d'exploitation et des combustibles nécessaires pour le développement des centrales de production d'énergie sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)	89
Tableau 74 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)	90
Tableau 75 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)	91
Tableau 76 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)	92
Tableau 77 - Détails des coûts d'exploitation et de combustibles initiaux nécessaires au développement des centrales électriques sur la période 2011-2030 pour le SRM (Millions de dollars US)	93