



Association en cours de Constitution

Policy Paper :

Le régime de l'autoproduction d'électricité à partir des énergies renouvelables en Tunisie : situation et perspectives de développement

Auteurs (Par ordre alphabétique) :

Borhene Rassaa

Ezzedine Khalfallah

Hichem Mansour

Mahmoud Tnani

Yassine Allani

Sommaire

Executive Summary	3
I- Introduction	4
« <i>L'autoproduction, un moyen pour booster la transition et d'améliorer la sécurité énergétique</i> »	4
II- Le cadre réglementaire: « <i>L'évolution Est-elle adaptée à la réalité du terrain?</i> »	5
III- Etat des lieux des projets autorisés et/ou réalisés : « <i>Les résultats au concret ne suivent pas pour autant</i> »	8
IV- Conditions d'encouragement des projets d'autoproduction	8
V- Benchmark avec des pays de la région et européens	9
VI- Point de vue de l'industriel: « <i>Pour un coût d'énergie qui contribue à améliorer notre part de marché à l'internationale</i> »	12
- <i>Impacts des coûts de transport sur un projet d'autoproduction</i>	
- <i>Rentabilité d'un projet d'autoproduction : cas d'une SPV</i>	
- <i>Rôle de l'autoproduction dans la création de valeur locale</i>	
VII- Point de vue de l'Etat	16
VIII- Conclusion: « <i>Les couts de l'instabilité du gouvernant et de l'absence d'une régulation indépendante</i> »	18
Acronymes et Annexes	19

Executive Summary

La production de l'électricité à partir des énergies renouvelables constitue, sans doute, un palier essentiel aussi bien pour la transition énergétique que pour la relance économique en Tunisie.

En effet le potentiel de ces énergies estimé à plusieurs milliers de MW, pourrait servir les besoins spécifiques de l'industrie, du tertiaire, du résidentiel ou encore de l'agriculture.

Ce travail préliminaire dans le cadre de ce « Policy Paper » s'intéresse au régime de l'autoproduction et passe en revue plusieurs aspects liés à ce régime à savoir :

- Le cadre légal et son évolution entre 2009 et 2020 : Cette revue montre que plusieurs points ont été améliorés évoluant dans le sens d'un encouragement d'un tel régime, tel que l'autorisation de vente d'électricité à des tiers à travers la création d'une société de projet (SPV) entre différents auto consommateurs. Toutefois, des zones d'ombres persistent telles que la méthode de tarification en régime MT et HT et une clarification de l'application de la loi transversale qui intègre les auto-consommateurs à la fois en tant qu'actionnaires dans la SPV et en tant qu'acheteur. De tels points nécessitent plus de concertation entre les différentes parties prenantes.

- Un benchmark avec les pays Européens, illustre la complexité de la question de la répartition des coûts d'utilisation des réseaux électriques, notamment en phase de transition énergétique. En effet, en phase de transition, le réseau constitue une pièce maitresse, et doit être géré sur la base d'un modèle services et non plus sur la base d'un modèle débit comme c'est le cas à ce jour. L'étude prise en référence à ce travail compare les tarifs de transport unitaires (Tarifs normalisés) dans 36 pays d'Europe, et concerne les réseaux de transport à longue distance de l'électricité à haute et très haute tension. Elle aboutit à un tarif moyen de 8,76 €/MWh (soit 28 millimes/kWh) et montre une forte disparité quant à la structure de la tarification. Cependant, des points communs importants entre ces pays ont été relevés :

- Les coûts de transport et de gestion de réseau sont à la charge des consommateurs.
- Les instances de régulation (encore inexistantes en Tunisie) jouent un rôle essentiel dans la fixation des tarifs et l'établissement de leur structure dans tous les pays consultés.
- La structure de tarification intègre deux composantes dans le tarif de transport, à savoir une composante puissance et une autre énergie, représentant respectivement environ quarante et soixante pourcent.

- Des simulations pour le cas des industriels, ont été effectuées pour évaluer l'impact potentiel de la tarification de transport et de services sur la rentabilité d'un projet d'autoconsommation. Les résultats de ces simulations ont montré que la rentabilité d'un tel projet peut être atteinte lorsque les coûts de transport et de services ne dépassent pas les 50 millimes le kWh (analyse de sensibilité). A ce tarif, le retour sur investissement est de l'ordre de 14 ans. La considération d'une filière intégrée du renouvelable (ingénierie, installateurs, usines d'équipements, EPC, autres entrepreneurs) constitue une option stratégique de création d'une valeur locale, et d'opportunité pour l'emploi et sera de nature à garantir la réalisation de la transition énergétique de manière équilibrée et durable et positionnera la Tunisie en tant que précurseur à travers son tissu industriel

- Dans la perspective de l'État, le réseau représente un maillon essentiel dans l'intégration des énergies renouvelables pour la réussite de la transition énergétique. Les coûts d'accès au réseau ne se limitent pas qu'au transport, mais incluent également une multitude de services tels que le dispatching, le stockage, l'infrastructure et autres. Dans ce cadre, la mise en place d'une autorité de régulation indépendante est nécessaire, pour assurer une planification à long terme de la gestion du réseau et garantir une bonne gouvernance.

I- Introduction

« L'autoproduction, un moyen pour booster la transition et améliorer la sécurité énergétique »

Dans le cadre du développement des énergies renouvelables en Tunisie, le régime de l'autoproduction électrique a été récemment intégré comme moyen de promouvoir ce secteur en termes de création de marché et de valeur locale qu'en termes d'intégration industrielle. Ce régime permettrait également aux clients de la STEG qui sont connectés que ce soit sur le réseau de la basse tension (BT) que celui de la moyenne et haute tension (M&HT) de maîtriser leur consommation d'énergie, de réduire leur facture d'électricité et de se prémunir contre toute augmentation des tarifs électriques.

C'est ainsi que les pouvoirs publics ont mis en place le cadre réglementaire et incitatif qui devrait permettre le développement d'un tel régime.

Pour le régime de l'autoproduction en BT, les autorités ont lancé depuis mai 2010 le mécanisme du Prosol Elec dans le secteur résidentiel en s'inspirant de celui du Prosol thermique qui a permis un développement spectaculaire des chauffe-eau solaires. Il s'agit d'un mécanisme qui allie une subvention à l'investissement, accordée par l'ANME à travers le fonds national de maîtrise de l'énergie (FNME), transformé en fonds de transition énergétique (FTE), et un crédit remboursable sur la facture de la STEG accordé par l'intermédiaire d'Attijari Bank.

Concernant le régime de l'autoproduction en M&HT, celui-ci obéit à des procédures réglementaires en évolution en vue d'encourager davantage les consommateurs d'énergie, notamment les industries gourmandes en électricité, à recourir à des projets d'autoconsommation. Toutefois, les textes réglementaires publiés récemment ou à publier prochainement, ne sont pas perçus de la même façon par les différentes parties prenantes en termes d'encouragement à l'autoproduction et de rentabilité de ses projets.

Par ailleurs, selon les organismes internationaux tel que le World Energy Council¹ ou le Davos Economic Forum², la Tunisie a accompli entre 2015 et 2018 un « saut qualitatif » aussi bien en termes de gouvernance du secteur énergétique qu'en matière de promotion des énergies renouvelables. Amélioration qui s'est traduite, entre autres, par le lancement en 2019 de plusieurs projets pour la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Cependant, une dégradation du classement de la Tunisie a été observé à partir de 2019 selon les mêmes indicateurs internationaux de Transition énergétique. Une telle dégradation est potentiellement due à l'élimination du ministère en charge de l'énergie en août 2018.

Cet article donne dans un premier temps un aperçu sur l'évolution du cadre réglementaire régissant le régime de l'autoproduction à partir des énergies renouvelables. Il présente ensuite l'état des lieux des projets autorisés et/ou réalisés aussi bien pour la BT que pour la M&HT, ainsi que les conditions d'accélération de ces projets. Il donne une idée sur le tarif de transport unitaire moyen à l'échelle de l'Europe et compare de manière globale la structure de ces tarifs pour 36 pays européens. Il présente enfin le point de vue de l'industriel appuyé sur une analyse de simulation des projets ainsi que le point de vue de l'Etat, et ce après avoir analysé l'impact des projets d'autoproduction en termes de création de valeur locale et d'emplois.

¹ : [World Energy Trilemma Index 2019](#)

² : [World Economic Forum, Fostering Effective Energy Transition. 2020 edition](#)

II- Le cadre réglementaire : « L'évolution est-elle adaptée à la réalité du terrain ? »

Le cadre réglementaire de l'autoproduction trouve son fondement dans les dispositions de l'article 2 alinéas 3 du décret-loi du 3 avril 1962, où le législateur a visé la production d'électricité générée par des sociétés privées, à l'occasion de leur activité industrielle qui préexistaient avant l'entrée en vigueur des dispositions de ce décret-loi.

L'historique de l'autoproduction d'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables en Tunisie remonte à la loi n°2009-7 du 9 février 2009, modifiant la loi n°2007-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie. Cette loi stipule dans son article 14 (bis) que tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire et qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG dans des limites supérieures et ce, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie. Les conditions de transport de l'électricité, la vente des excédents et les limites supérieures sont fixés par décret. Les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, objet de cet article sont approuvés par décision du ministre chargé de l'énergie, prise sur avis d'une commission technique consultative.

Le décret n°2009-2773 du 28 septembre 2009 a fixé les conditions de transport de l'électricité, de la vente des excédents à la STEG et des limites supérieures de ces excédents. Il a précisé que les prix de ces ventes sont fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

La décision du Ministre de l'Industrie, de l'Énergie et des Mines du 2 juin 2014 a fixé les tarifs de transport de l'électricité produite et des excédents comme suit :

- Tarif de transport : 7 millimes/kWh
- Tarifs des excédents (par poste horaire en millimes/kWh) : Jour : 115, Pointe matin été : 182, Pointe soir : 168 et Nuit : 87

En 2015, la loi n°12-2015 du 15 mai 2015 relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a précisé dans son article 9 que toute collectivité locale ou établissement public ou privé opérant dans les secteurs de l'industrie, de l'agriculture ou du tertiaire peut produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables à titre individuel à des fins d'autoconsommation. Ces organismes bénéficient du droit de transporter l'électricité produite à travers le réseau électrique national vers les centres de consommation, et du droit de vendre les excédents exclusivement à l'organisme public dans les limites d'un taux maximum, et ce, dans le cadre d'un contrat type approuvé par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions de transport de l'électricité, de vente des excédents, ainsi que les valeurs limites de la vente des excédents sont fixées par décret gouvernemental. L'article 10 de cette loi stipule que les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, prévus à l'article 9 de la présente loi, raccordés au réseau électrique national sont approuvés par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur avis conforme de la commission technique. Il est procédé à la vente des excédents d'électricité produite à partir des énergies renouvelables, prévue à l'article 9 de la présente loi, par un contrat conclu entre le producteur de l'électricité et l'organisme public et doit obligatoirement être soumis à la commission spéciale à l'assemblée des représentants du peuple.

Le décret gouvernemental n°2016-1123 du 24 août 2016 a fixé les conditions et les modalités de réalisation des projets de production et de vente d'électricité à partir des énergies renouvelables. Dans sa section 2, ce décret fixe les conditions de transport de l'électricité et de la vente des excédents relatifs aux projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation raccordés au réseau haute ou moyenne tension. Il fixe les excédents d'électricité à vendre à la STEG dans la limite de 30%

de l'électricité produite annuellement. Il précise que les tarifs de transport et de vente des excédents sont fixés par décision du ministre chargé de l'énergie.

Et puis la nouvelle loi n°47-2019 du 29 mai 2019, dite loi transversale d'amélioration du climat des affaires est venue abroger dans son article 7 les dispositifs de l'article 9 de la loi de 2015, et ce à travers son article 9 (nouveau) qui stipule la possibilité pour toute collectivité locale, ou entreprise publique ou privée active dans les secteurs de l'industrie ou de l'agriculture ou du tertiaire, de produire l'électricité à partir des énergies renouvelables pour sa propre consommation, comme la possibilité de création d'une société d'autoproduction conformément à la réglementation en vigueur sous forme de société anonyme ou de responsabilité limitée dont la mission se limite à la production et à la vente d'électricité à partir des énergies renouvelables. Cette loi a précisé que les conditions et les modalités d'autorisation pour la création d'une société de projet d'autoproduction (SPV) seront précisées par un décret gouvernemental.

Ce décret gouvernemental n°105-2020 du 25 février 2020 est venu pour amender et compléter le décret gouvernemental de 2016 relatif à la fixation des conditions et des modalités de réalisation de projets de production et de vente d'électricité à partir des énergies renouvelables. L'amendement est fait au niveau des articles 8 et 9 du décret de 2016 à travers un article 8 (nouveau) qui précise que le niveau minimal de puissance souscrite des organismes éligibles à la création de société de projet (SPV) sera précisé par un arrêté du Ministre chargé de l'énergie.

C'est ainsi que l'arrêté du Ministre de l'énergie, des mines et de la transition énergétique du 28 mai 2020, fixant le niveau minimal de la puissance souscrite individuelle de l'auto-consommateur ou des auto-consommateurs ouvrant le droit de vente de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, est venu fixer ce niveau à 1 MW.

Par ailleurs, la décision du Ministre de l'énergie, des mines et de la transition énergétique du 27 mai 2020, fixant les tarifs de transport d'électricité et d'achat des excédents pour les organismes bénéficiant du droit de vente de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables à l'auto-consommateur ou aux auto-consommateurs est venue fixer ces tarifs comme suit :

- Prix de transport d'électricité sur le réseau HT : 25 millimes/kWh
- Prix de transport d'électricité sur le réseau MT : le prix sera fixé sur la base des résultats de l'étude qui sera réalisée à cet effet
- Prix d'achat des excédents d'électricité (millimes/kWh) : Jour : 73, Pointe matin été : 87, Pointe de soir : 77 et Nuit : 69.

Tableau de comparaison des deux régimes de l'autoproduction en M&HT

Bénéfices des établissements publics et privés des secteurs de l'industrie, de l'agriculture et du tertiaire	Anciens textes	Améliorations apportées
	Loi n°12-2015 du 15 mai 2015 Décret n°1123-2016 du 24 août 2016	Loi n°47-2019 du 29 mai 2019 Décret n°15-2020 du 25 février 2020
Droit de la production d'électricité à partir des ER	A titre individuel	Possibilité de créer une société SPV entre les différents auto-consommateurs, en plus des dispositions prévues par le décret n°1123-2016,
Droit de vente de l'électricité à des Tiers	Non autorisé	Autorisé par la SPV aux auto-consommateurs constituant la société
Droit de cession de l'excédent de l'électricité produite	Autorisé	Autorisé
Limite de l'excédent à céder	30% de l'électricité produite annuellement	30% de l'électricité produite annuellement
Tarif de transport de l'électricité produite	- Tarif : 7 millimes /kWh <i>(fixé par décision du Ministre de l'Industrie, de l'Energie et des Mines du 2 juin 2014)</i>	- Prix de transport d'électricité sur le réseau HT : 25 millimes/kWh - Prix de transport d'électricité sur le réseau MT : A fixer sur la base des résultats de l'étude qui sera réalisée à cet effet <i>(fixés par décision du Ministre de l'Energie, des Mines et de la Transition Energétique du 27 mai 2020)</i>
Tarifs de cession de l'excédent de l'électricité produite (millimes/kWh)	- jour : 115 - Pointe matin été : 182 - pointe soir : 168 - Nuit : 87 <i>(Fixés par décision du Ministre de l'Industrie, de l'Energie et des Mines du 2 juin 2014)</i>	- jour : 73 - Pointe matin été : 87 - pointe soir : 77 - Nuit : 69 <i>(Fixés par décision du Ministre de l'Energie, des Mines et de la Transition Energétique du 27 mai 2020)</i>
Minimum de puissance souscrite autorisé	Non fixé	- 1 MW <i>(Fixé par Arrêté du Ministre de l'Energie, des Mines et de la Transition Energétique du 28 mai 2020)</i>
Méthode de facturation	Selon contrat-type avec la STEG, approuvé par le Ministre chargé de l'énergie	Selon contrat-type avec la STEG, à approuver par le Ministre chargé de l'énergie

III- Etat des lieux des projets autorisés et/ou réalisés « Les résultats au concret ne suivent pas pour autant »

Au niveau de l'autoproduction en BT, le mécanisme Prosol Elec a permis un développement spectaculaire des toits solaires atteignant à fin 2019 près de 28 500 installations réalisées, 70,6 MWc de capacités installées et 237,5 GWh d'énergie produite. Il a permis également la création de près de 200 sociétés installatrices et cinq sociétés d'encapsulation.

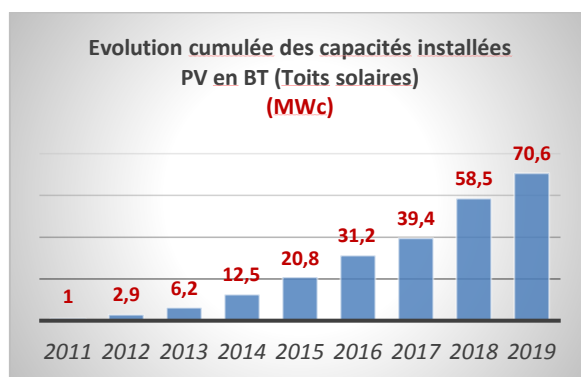


Figure 1: Evolution cumulée des capacités installées en PV - BT

En autoproduction M&HT, et à fin février 2020, il y a eu au total 158 autorisations qui ont été accordées par le Ministère chargé de l'énergie à des porteurs de projets, avec une puissance totale de 27 MW (soit une puissance moyenne par projet de l'ordre de 170 kW), mais apparemment le nombre de projets réalisés restent encore en deçà de l'objectif fixé par le programme 2017-2020 qui s'élève à 210 MW dont 130 MW en PV et 80MW en éolien. Il est légitime de connaître la situation actuelle de ces projets autorisés. Cette limitation dans la réalisation des projets s'explique par divers obstacles que rencontre l'auto producteur et qui sont d'ordre technique, réglementaire et financier (accès à des crédits bancaires). En vue de surmonter ces obstacles, le gouvernement a élaboré et mis en place dans un premier temps un plan d'action d'accélération des projets d'énergies renouvelables puis de nouveaux textes réglementaires qui constituent les conditions d'encouragement des projets d'autoproduction.

IV- Conditions d'encouragement des projets d'autoproduction

Le plan d'action d'accélération des projets d'ER

Devant cette situation et en vue d'accélérer la réalisation de ce genre de projets, le plan d'action adopté par le gouvernement en mars 2018 relatif à l'accélération des projets d'énergies renouvelables en Tunisie a prévu une série d'actions ; à savoir : i) la simplification des procédures et l'élaboration d'un guide de procédures pour les auto-producteurs, ii) la révision des tarifs d'achat des excédents et de transport, iii) la révision du système de comptage et de facturation et iv) la conception d'un programme PV social net metering pour les ménages à faible consommation électrique dans le cadre du FTE.

Les apports des nouveaux textes réglementaires

Rappelons que la loi transversale de 2019 est venue pour booster l'adhésion, notamment des industriels au nouveau régime d'autoproduction à travers la création d'une SPV qui a le droit de la vente de l'électricité produite aux auto-consommateurs actionnaires dans cette société. Un tel régime a le mérite de permettre le développement de tels projets par le biais d'investisseurs du métier tout en épargnant les auto-consommateurs d'investir dans des domaines qui ne sont pas les leurs et qui ne le maîtrisent pas parfaitement.

Les tous récents textes réglementaires relatifs à la fixation du niveau minimal de la puissance souscrite des auto-consommateurs (à travers l'arrêté du Ministre de l'énergie du 28 mai 2020) et des tarifs de transport de l'énergie produite et de vente de l'excédent à la STEG (à travers la décision du Ministre de l'énergie en date du 27 mai 2020), devraient normalement conduire à encourager le développement de l'autoproduction.

V- Benchmark avec des pays de la région et européens

Le tarif de transport unitaire en Europe

L'industrie des services publics d'électricité est en pleine mutation, conduite en grande partie par l'innovation technologique, les politiques gouvernementales, et l'évolution des besoins et des attentes des clients. La transition vers un avenir énergétique propre est au cœur de cette transformation, avec plus d'énergies renouvelables et une meilleure efficacité énergétique.

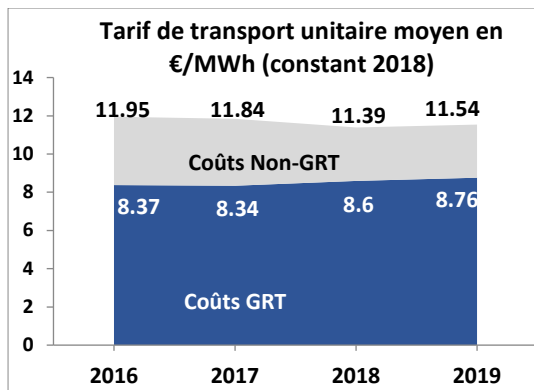
Cette mutation implique des services personnalisés pour les clients (villes intelligentes par exemple) ainsi qu'un cadre réglementaire pour faciliter ces changements. Elle implique aussi des investissements importants, notamment un réseau de distribution de plus en plus numérique et mieux réparti, plus "intelligent" et connecté à des millions de capteurs dans les foyers et les entreprises.

Le passage d'un modèle de débit à un modèle de services est une nouveauté pour les clients utilisant le réseau, et qui devront partager les coûts fixes réels de son entretien et de son exploitation, ainsi que des services non énergétiques. La répartition des coûts entre les utilisateurs est un problème complexe et il n'y a pas de solution universelle unique pour chaque pays. Par exemple, le cadre réglementaire peut donner plus ou moins de poids aux mécanismes du marché ; il peut aussi fixer le niveau des coûts de première connexion auxquels les utilisateurs du réseau de transport sont exposés.

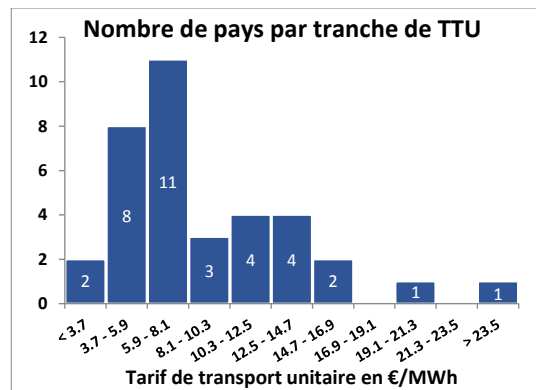
Nous nous intéressons particulièrement à comparer de manière globale les tarifs de transport entre 36 pays européens. Nous nous appuyons sur une intéressante étude réalisée par un groupe de travail relevant d'ENTSO-E³, qui prédéfinit un «scénario de base» et calcule un «tarif de transport unitaire» (TTU). C'est ainsi que ce ne sont pas les tarifs de transport individuels de chaque pays qui sont comparés, mais les tarifs de transport unitaires, calculés et exprimés en €/MWh. Le calcul du TTU couvre les frais facturés aux utilisateurs du réseau (producteurs et consommateurs) afin de couvrir, d'une part, les coûts des Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT)⁴, (infrastructure, services système et pertes) et d'autre part, le cas échéant, les coûts non GRT (soutien aux énergies renouvelables, redevances réglementaires, coûts irrécupérables, etc.).

³ https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/190626_MC_TOP_7.2_TTO_Synthesis2019.pdf

⁴ Dans l'Union européenne, un GRT est une entreprise chargée de la gestion de tout ou partie d'un réseau de transport d'énergie (électricité ou gaz): organisation, extension et entretien du réseau électrique HT ou du réseau gaz haute pression. Grâce à ces réseaux, l'énergie peut être acheminée des centrales électriques et des terminaux gaziers jusqu'aux gros clients industriels ou réseaux de distribution régionaux. Les GRT assurent aussi l'interconnexion de leurs réseaux avec ceux des pays voisins. Sur le plan de la forme juridique, le GRT peut être une société du même groupe que l'entreprise de production mais son organisation et sa prise de décision doivent être indépendantes.



En 2019, pour l'ensemble des 36 pays considérés le TTU moyen (GRT et non-GRT) s'établit à 11,54 €/MWh légèrement inférieur au niveau de 2016 et 2017 ; la partie qui incombe aux GRT est de **8,76 €/MWh** ;



La majorité des pays (19) ont un TTU entre **3,7 et 8,0 €/MWh**, et onze pays entre 8,0 et 14,5 €/MWh. La Slovénie et la Suède ont les plus faibles TTU. La Lituanie, l'Allemagne, l'Irlande ont les TTU les plus élevés, atteignant 24,2 €/MWh.

En 2019, le TTU est intégralement à la charge des consommateurs dans 20 des 36 pays observés, et compte pour plus de 70% dans les 16 autres pays. Ainsi, le TTU moyen incombant aux GRT est réparti à raison de **8,23 €/MWh pour les consommateurs et 0,52 €/MWh pour les producteurs**.

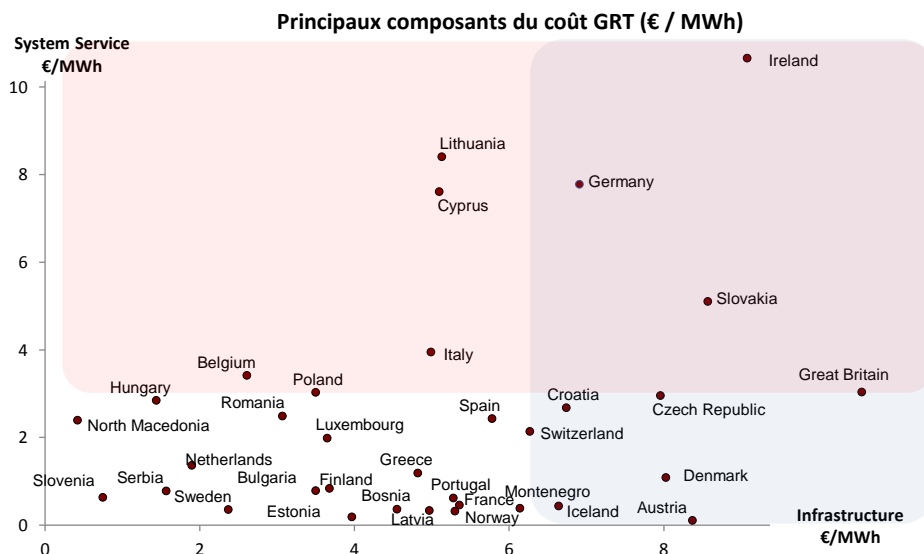


Figure 2: Principaux composants du coût GRT

Les infrastructures représentent en moyenne 57,4% de ce tarif, tandis que les services système et les pertes comptent respectivement pour 31,3% et 11,3%. Les pays affichent cependant des disparités importantes (figure 2).

L'Irlande, la Lituanie, l'Allemagne, Chypre, la Slovaquie, l'Italie, la Belgique, la Grande Bretagne et la Pologne comptabilisent plus de 3 €/MWh en service système. La composante infrastructure est supérieure à 6,2 €/MWh, nettement au-dessus de la moyenne, pour la Grande-Bretagne, l'Irlande, la Slovaquie, l'Autriche, le Danemark, la République tchèque, l'Allemagne, la Croatie, l'Islande et la Suisse.

Pour recouvrer leurs coûts, les GRT facturent une composante fixe basée sur la capacité de production (MW) et une composante variable qui dépend de l'énergie transmise (MWh). En 2019, la composante fixe et la composante variable assurent en moyenne respectivement 40,1% et 59,9% des revenus des GRT. Les données

par pays montrent une **importante variabilité** autour de cette moyenne. On peut toutefois noter que dans dix des 36 pays, les GRT fondent leur facturation sur la composante variable (Albanie, Bulgarie, Chypre, Danemark, Estonie, Hongrie, Roumanie, Irlande du Nord, Finlande, et Macédoine du Nord).

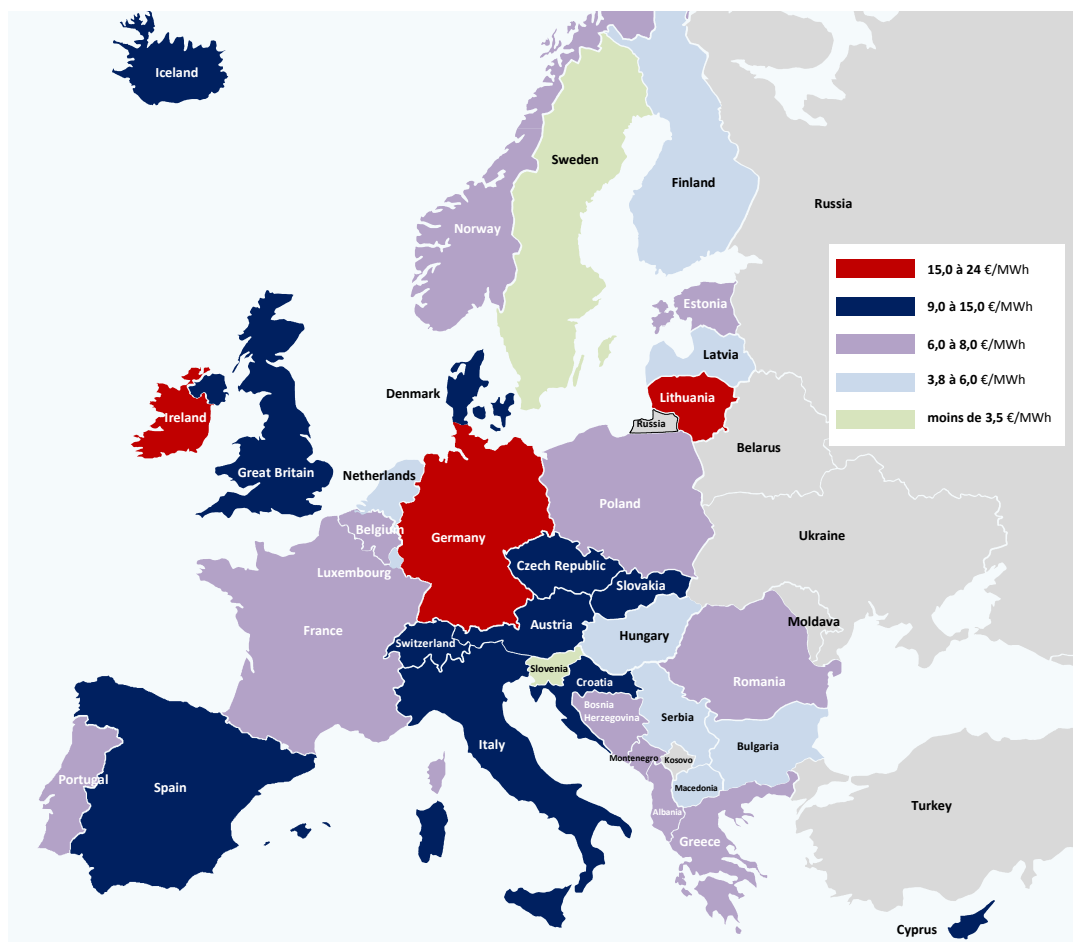


Figure 3: Tarif de Transport Unitaire (TTU) en Europe pour 2019 (€/MWh)

Cas du Maroc

Pour le Maroc, pays de la région du Maghreb et similaire à la Tunisie, le cadre réglementaire n'autorise l'autoproduction que pour les clients raccordés au réseau HT et THT, sachant que ce cadre est appelé à être révisé. Les tarifs de transport applicables sont de 7 à 9 centimes Dirham/kWh (0,7 à 0,9 c\$/kWh) (Tarifs THT et HT), alors que les tarifs de vente de l'excédent d'électricité à l'ONEE sont de 15 à 20 centimes Dirham/kWh (1,5 à 2 c\$/kWh) (dans la limite de 20% de la production annuelle).

Jusqu'à présent, les tarifs de vente à l'ONEE de l'excédent de production annuelle d'énergie électrique à partir de sources renouvelables (qui ne peut dépasser 20% de la production annuelle) étaient négociés entre l'ONEE et les opérateurs privés.

Dans la réforme attendue, l'avant-projet de loi prévoit que ce tarif sera désormais fixé par l'Autorité Nationale de Régulation d'Electricité (ANRE) sur proposition du gestionnaire du réseau électrique national de transport pour les installations raccordées à la haute tension et très haute tension, et des gestionnaires des réseaux de distribution, pour les installations raccordées à la moyenne tension et basse tension.

VI- Point de vue de l'industriel : « Pour un cout d'énergie qui contribue à améliorer notre part de marché à l'internationale »

Impact des coûts de transport sur un projet d'autoproduction

L'industriel tunisien a dû faire face à une forte augmentation des prix de l'électricité avec une hausse moyenne de 8,5% par an depuis 2013 qui s'est accélérée depuis 2017 en atteignant une moyenne de 12,5% par an.

La maîtrise des coûts de l'énergie par les industriels passerait donc par le développement de l'autoconsommation. En effet, la part de l'électricité pour certains produits industriels peut atteindre 25 à 30% de la structure de coût. Un coût moyen pondéré de l'électricité (LCOE) en autoconsommation de 200 millimes Vs un tarif de 251 millimes en MT uniforme, a un impact de 2 à 4% sur la structure de coût du produit industriel fini.

Pour montrer l'impact potentiel de la tarification de transport et services sur la rentabilité d'un projet d'autoconsommation, une simulation a été réalisée sur « Outil de Calcul de Rentabilité des Projets Autoconsommation en Tunisie en Moyenne et Haute Tension (Version novembre 2018) ». Cet outil a été développé par Eclareon GmbH pour le compte de la GIZ et de l'ANME.

Les hypothèses prises pour la simulation sont les suivantes :

- Un ratio d'endettement (Gearing) 70 / 30
- Un crédit sur 15 ans
- Un taux de crédit à 9%
- Un coût d'investissement de 2750 DT/kW
- Une production par un champ solaire photovoltaïque de puissance 14 MWc
- Coûts de transport : 35 millimes / kWh et 6 DT / kW / mois de redevance

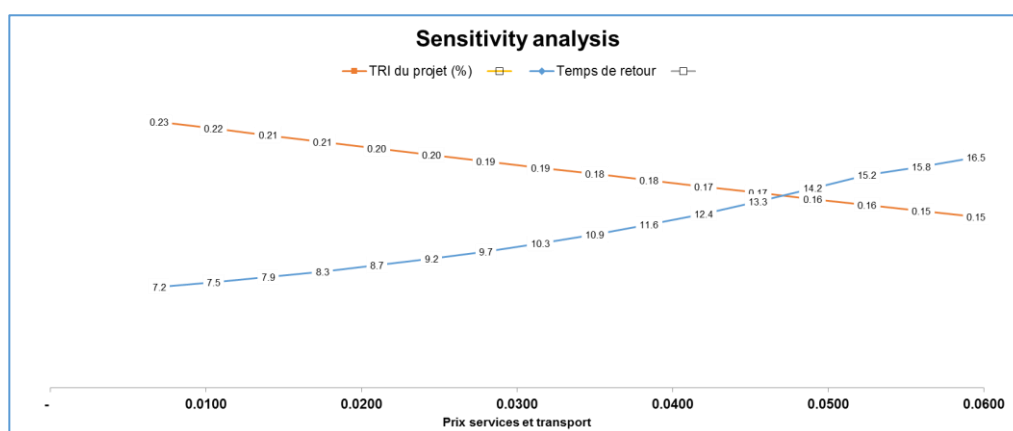


Figure 4: Analyse de sensibilité par rapport aux coûts de services et transport

La simulation préliminaire démontre les points suivants :

La rentabilité d'un projet peut être atteinte lorsque les coûts de transport se situent entre 25 millimes et 50 millimes le kWh (Analyse de sensibilité).

Pour cette fenêtre de coûts, le retour sur investissement des projets varie déjà entre 9 et 14 ans, alors qu'un tarif de transport à 14 millimes permet un temps de retour de huit ans.

Cette simulation a été faite pour l'autoconsommation. Dans le cadre d'une SPV, il faut également passer par une simulation déterminant les tarifs de vente et les coûts de transport.

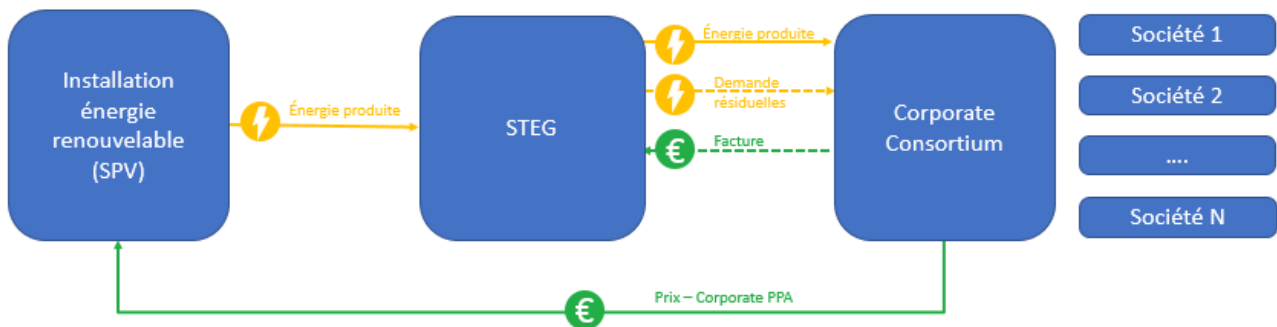
Scénario		Tarif de Services et transport	Coût du transport	TRI des capitaux propres	TRI du projet	Temps de retour	Valeur actualisée nette	Coût moyen actualisé de l'énergie (sans subvention)	Coût moyen actualisé de l'énergie (avec subvention)	Ratio de couverture du service de la dette	Ratio de couverture la durée du prêt
Augmentation	#	0,0070	155 178	23%	15%	7,2	26 747 977	0,197	0,197	1,40 x	1,96 x
0%	1	0,0070	155 178	23%	15%	7,2	26 747 977	0,197	0,197	1,40 x	1,96 x
50%	2	0,0105	232 767	22%	15%	7,5	25 641 154	0,202	0,202	1,38 x	1,93 x
100%	3	0,0140	310 356	21%	15%	7,9	24 534 331	0,208	0,208	1,35 x	1,89 x
150%	4	0,0175	387 945	21%	15%	8,3	23 427 509	0,213	0,213	1,33 x	1,86 x
200%	5	0,0210	465 535	20%	14%	8,7	22 320 686	0,218	0,218	1,30 x	1,82 x
250%	6	0,0245	543 124	20%	14%	9,2	21 213 863	0,223	0,223	1,28 x	1,78 x
300%	7	0,0280	620 713	19%	14%	9,7	20 107 041	0,229	0,229	1,25 x	1,75 x
350%	8	0,0315	698 302	19%	14%	10,3	19 000 218	0,234	0,234	1,23 x	1,71 x
400%	9	0,0350	775 891	18%	13%	10,9	17 893 395	0,239	0,239	1,20 x	1,68 x
450%	10	0,0385	853 480	18%	13%	11,6	16 786 573	0,244	0,244	1,17 x	1,64 x
500%	11	0,0420	931 069	17%	13%	12,4	15 679 750	0,249	0,249	1,15 x	1,60 x
550%	12	0,0455	1 008 658	17%	13%	13,3	14 572 927	0,255	0,255	1,12 x	1,57 x
600%	13	0,0490	1 086 247	16%	12%	14,2	13 466 105	0,260	0,260	1,10 x	1,53 x
650%	14	0,0525	1 163 836	16%	12%	15,2	12 359 282	0,265	0,265	1,07 x	1,50 x
700%	15	0,0560	1 241 426	15%	12%	15,8	11 252 459	0,270	0,270	1,05 x	1,46 x
750%	16	0,0595	1 319 015	15%	12%	16,5	10 145 637	0,276	0,276	1,02 x	1,43 x
800%	17	0,0630	1 396 604	14%	11%	17,2	9 038 814	0,281	0,281	0,99 x	1,39 x
850%	18	0,0665	1 474 193	14%	11%	18,0	7 931 991	0,286	0,286	0,97 x	1,35 x
900%	19	0,0700	1 551 782	13%	11%	18,9	6 825 169	0,291	0,291	0,94 x	1,32 x
950%	20	0,0735	1 629 371	13%	10%	19,8	5 718 346	0,297	0,297	0,92 x	1,28 x
1000%	21	0,0770	1 706 960	12%	10%	20,9	4 611 523	0,302	0,302	0,89 x	1,25 x
1050%	22	0,0805	1 784 549	12%	10%	22,2	3 504 701	0,307	0,307	0,87 x	1,21 x

Trade off window

Figure 5: Proposition d'une zone de compromis, Trade off window

Rentabilité d'un projet d'autoproduction : cas d'une SPV

- Le modèle suivi est un modèle « Off-site multi-buyer PPA », modèle de production hors site avec plusieurs acheteurs
- Les industriels peuvent former un consortium d'acheteurs pour contracter l'électricité de la SPV. Cela peut être fait avec des contrats identiques entre chaque consommateur d'électricité et la SPV. En signant un accord de vente avec le consortium d'acheteurs, le développeur peut diversifier le risque de crédit des acheteurs et vendre toute l'électricité produite dans le cadre d'un seul contrat



- Une simulation de la production a été faite sur le logiciel PV-SYST avec la base de données météo PV-GIS Europe.
- Un croisement avec les données journalières d'ensoleillement est fait pour déterminer la production par poste horaire.

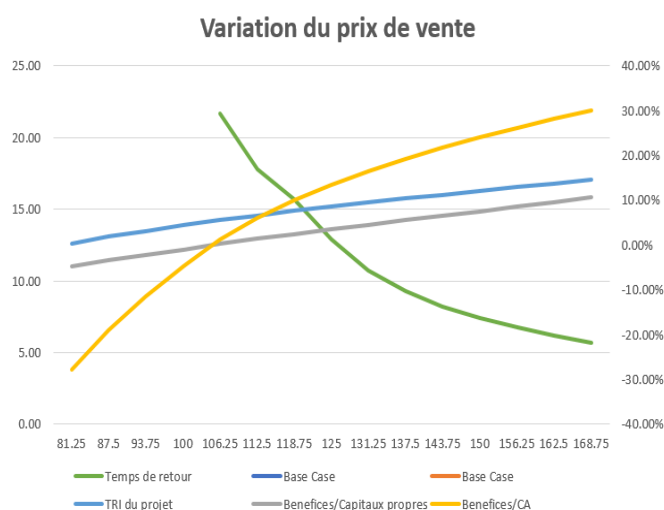
Simulation financière

- Un modèle de simulation a été développé selon le principe défini plus haut dans ce document. Une SPV de production indépendante qui vend de l'énergie à différentes entités juridiques.
- Les paramètres de la simulation :
 - Un site de production situé dans la région de Sidi Bouzid
 - Une taille de l'installation de 10MWc
 - Une production annuelle du parc photovoltaïque estimée à 21 570 MWh
 - Un modèle de vente de l'énergie par tarif uniforme
 - Un gearing 50 / 50
 - Un crédit sur 15 ans
 - Un taux de crédit à 7,2% par an sur la 1ère année, ensuite une baisse progressive à 5,2%
 - Un coût d'investissement de 1,8 DT/Wc

Analyse de sensibilité au prix de vente

Tableau des scenario

Scénario	Évolution des prix	TRI des capitaux propres	TRI du projet	Temps de retour	Bénéfices Capitaux propres	Bénéfices s/CA	Valeur actualisée nette	Ratio de couverture du service de la dette	Ratio de couverture la durée du prêt
	125	9,38%	8,58%	12,92	3,50%	13,38%	4 596 226	1,62 x	2,02 x
-35%	81,25	0,00%	0,31%		-4,72%	-27,75%	-6 228 669	0,77 x	1,11 x
-30%	87,5	0,00%	1,84%		-3,47%	-18,96%	-4 580 280	0,90 x	1,26 x
-25%	93,75	1,64%	3,19%		-2,22%	-11,34%	-2 931 891	1,03 x	1,40 x
-20%	100	3,60%	4,41%		-0,98%	-4,68%	-1 283 503	1,16 x	1,54 x
-15%	106,25	5,37%	5,54%	21,69	0,26%	1,18%	356 675	1,29 x	1,68 x
-10%	112,5	6,85%	6,61%	17,80	1,41%	5,99%	1 847 286	1,42 x	1,80 x
-5%	118,75	8,15%	7,61%	15,70	2,47%	9,93%	3 233 213	1,52 x	1,91 x
0%	125	9,38%	8,58%	12,92	3,50%	13,38%	4 596 226	1,62 x	2,02 x
5%	131,25	10,56%	9,50%	10,75	4,51%	16,44%	5 940 256	1,72 x	2,13 x
10%	137,5	11,70%	10,40%	9,31	5,53%	19,22%	7 268 704	1,82 x	2,25 x
15%	143,75	12,81%	11,28%	8,24	6,54%	21,76%	8 583 671	1,92 x	2,36 x
20%	150	13,89%	12,13%	7,42	7,55%	24,08%	9 888 089	2,01 x	2,47 x
25%	156,25	14,96%	12,96%	6,74	8,57%	26,22%	11 190 797	2,11 x	2,58 x
30%	162,5	16,02%	13,78%	6,18	9,58%	28,19%	12 493 504	2,21 x	2,69 x
35%	168,75	17,06%	14,58%	5,71	10,59%	30,02%	13 796 212	2,31 x	2,80 x



L'analyse de sensibilité sur cette modélisation montre que la viabilité d'un projet d'autoproduction pour une SPV ne serait assurée qu'avec un tarif minimum de 125 millimes/kWh (hors coûts de transport), surtout que les imprévus et les coûts variables (Capex et Opex) peuvent être très conséquents.

Si on intègre le coût de transport, celui-ci ne devrait pas être loin de la trade off window (25-49 millimes/kWh en HT).

Rôle de l'autoproduction dans la création de valeur locale

Les énergies renouvelables sont un facteur de développement de diverses chaînes de valeurs industrielles et non pas seulement comme un agent énergétique de substitution où le prix est la seule base de décision.

La majeure partie des industries tunisiennes croient aujourd'hui à une telle stratégie qui repose sur un cocktail varié, autoproduction avec ou sans SPV, IPP autorisation et autres. Les industriels y sont convaincus grâce à des politiques volontaristes menées ces 25 dernières années.

Une gestion énergétique moderne devrait anticiper de facto les risques de crise énergétique future, par une vision plus décentralisée et de plus en plus résiliente de l'approvisionnement énergétique sur la base d'une industrie qui agit comme partenaire à côté de la STEG et qui est capable de générer des valeurs ajoutées économiques qui sortent du cadre rentier.

Le mérite d'une telle orientation, contrairement à celle des gros IPP, c'est qu'elle peut faire de la Tunisie un fleuron de l'industrialisation et l'innovation technologique dans les ER avec un positionnement stratégique en Afrique qui rapporte des bénéfices économiques certains.

Le Plan Solaire Tunisien (PST) prévoit un taux de couverture des énergies renouvelables dans le mix énergétique de 30% à l'horizon 2030, alors qu'aujourd'hui, ce taux ne dépasse pas les 4% (sans compter les réalisations en cours) pourtant estimé à 12% pour 2020. Plaider seulement en faveur des gros IPP va certes permettre de combler le retard mais ne va jamais faire des énergies renouvelables une force énergétique résiliente.

Le développement d'une industrie du renouvelable bien tissée (ingénierie, installateurs, usines d'équipements directs et indirects, SPV, entrepreneurs de tout genre...) sera de nature à garantir la réalisation de la transition énergétique de manière équilibrée et durable.

En dehors des arrêtés et des textes réglementaires, l'industriel tunisien, grâce à son ingéniosité, peut d'ores et déjà exploiter l'énergie solaire et les énergies renouvelables de manière indépendante du rythme de changement des lois et des arrêtés.

Un double travail devrait être instauré par les industriels afin d'aboutir plus efficacement aux objectifs :

- Mise à niveau de l'ingénierie conceptuelle offerte aux entreprises
- Lancement d'actions ER avec un fort potentiel d'économie et dont la réalisation est indépendante des textes réglementaires tel que le stockage.

VII- Point de vue de l'Etat

Pour le gestionnaire du réseau de distribution (STEG), les coûts ne sont pas relatifs uniquement au transport.

En effet des coûts additionnels de services, de dispatching et de stockage doivent être pris en compte quand il s'agit d'énergies renouvelables. Ces coûts incorporent en particulier le curtailment (Absence de demande sur réseau quand l'énergie auto produite est disponible).

L'observation des pratiques des régulateurs de par le monde relatives aux points cités ci-dessus confirment la prise en compte de plusieurs autres paramètres à part le transport en lui-même. Cependant ces méthodes de tarification ne sont pas règlementées en Tunisie. Le gestionnaire du réseau doit aussi considérer l'impact financier sur le réseau à long terme, notamment l'impact financier de la migration des bons payeurs (industriels principalement) vers le régime autoconsommation.

L'immobilisation du réseau également peut être très importante et doit être quantifiée afin de ne pas mettre en danger l'opérateur national (STEG). D'une manière générale, il y a nécessité absolue de préserver l'équilibre économique du réseau STEG.

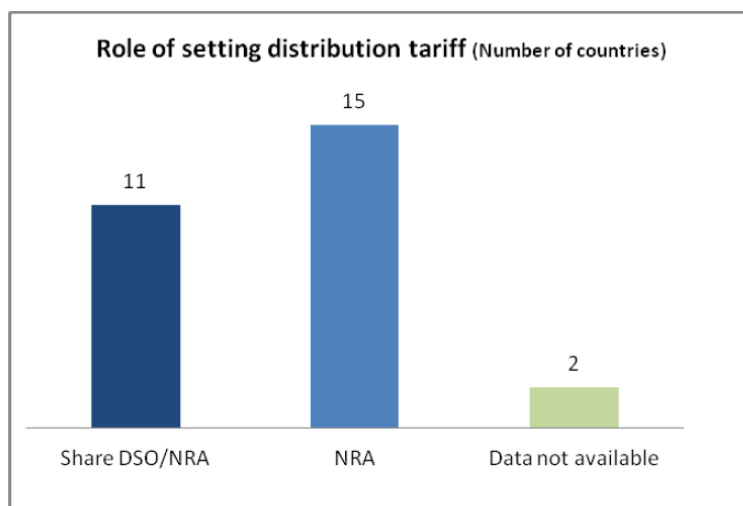
Un autre point soulevé : la loi transversale dans son article 7 tel que proposée n'est pas typique, elle incorpore le Corporate PPA et l'autoproduction. Est-ce une option viable pour toutes les parties prenantes ?

D'autres questions tel que l'amélioration de la qualité de signal de la part des développeurs pour pouvoir l'injecter au réseau sont soulevées, notons tout de même que ce point a été aussi évoqué par les industriels en tant que doléance quant aux microcoupures qui surviennent sur le réseau actuellement.

Notons par ailleurs qu'une consultation sur le mode de gouvernance concernant la question des tarifs de services et de transport nous montre que la responsabilité de fixer ces tarifs de distribution est centralisée au sein des autorités de régulation, ou encore partagée entre ces autorités et les *gestionnaires de réseaux* comme indique sur le schéma ci-dessous. **Il est donc légitime de s'interroger sur le statut de la création d'une entité de régulation en Tunisie**

Les régulateurs s'accordent sur le fait que la question de conception de tarifs⁵ se base de manière générale sur les points communs tel que le **recouvrement des coûts** en tant que principe principal de toute conception de tarification, incluant les **coûts de gestion du système**. Les tarifs doivent être **équitable, prévisibles** afin de donner une certitude réglementaire pour les utilisateurs, les tarifs doivent aussi minimiser l'impact des subventions, respectant le principe **d'équité, de Transparence et de simplicité**.

⁵ : [Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization](#)
Nicolás Morell Dameto *, José Pablo Chaves-Ávila and Tomás Gómez San Román



Source: Own elaboration on data collected from NRAs. Situation in 2013

Figure 6: Qui détermine les tarifs sur 28 pays européens, nécessité du rôle de régulateur

VIII- Conclusion : « *Les coûts de l'instabilité du gouvernant et de l'absence d'une régulation indépendante* »

Le régime de l'autoproduction d'électricité à partir des Energies Renouvelables doit par essence, encourager les divers consommateurs intéressés, à produire eux-mêmes leur propre énergie, sans pour autant compromettre les capacités du réseau électrique et son équilibre financier. En effet ce régime de production participe à l'effort de la transition énergétique et contribue à l'amélioration de la sécurité énergétique de la Tunisie. Plusieurs critères analysés lors de cette étude, tel que le nombre réduit d'autorisations en régime AP **qui se transforment en projets réels** de production montrent que les termes tel que proposés, notamment concernant les tarifs de services et de transport à travers le réseau électrique en M&HT ne sont pas de nature à encourager la démarche, entraînant cette dichotomie malgré les efforts de réformes et l'évolution du cadre légal entre 2009 et 2020.

Cette étude nous a montré aussi bien l'importance que la **complexité de la question de la tarification** des services et du transport. La disparité⁶ observée sur le benchmark avec les pays de l'UE et les pays voisins confirme deux données essentielles : Il n'y a pas une mais plusieurs méthodes de structuration des tarifs de services et de transport de l'énergie électrique à travers les réseaux de distribution. Ce sont des **autorités indépendantes de régulations** qui proposent les tarifs suite à des consultations avec les parties concernées, ces autorités garantissent la transparence du processus de composition des prix de transport et de services et contribuent à aboutir à un consensus acceptable pour toutes les parties.

Les simulations entreprises dans le cadre de ce travail ainsi que les analyses de sensibilité montrent qu'une **zone de compromis des prix de transport et de services** que nous avons appelé « trade off zone » pourrait être atteinte en tenant compte des différentes variables aussi bien du point de vue du gestionnaire du réseau que de celle de l'auto producteur – industriel.

[6 :European Commission Study on tariff design for distribution systems Final Report Prepared for: DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY DIRECTORATE B – Internal Energy Market 28 January 2015](#)

Acronymes

- ANME : Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
- AP: AutoProduction
- DSO: Distribution Systems Operator
- ER: Energies Renouvelables
- HT: Haute Tension
- IPP: Independent Power Producer
- MEMTE : Ministère de l'Energie, des Mines et de la Transition Energétique
- MT: Moyenne Tension
- NRA: National Energy Regulatory Authority
- GRT: Gestionnaires de Réseau de Transport
- PPA: Power Purchase Agreement
- PST: Plan Solaire Tunisien
- TENS: Tunisia ENergy Society
- TTU: Tarifs de Transpoprt Unitaires
- STEG : Société Tunisienne de l'électricité et du Gaz
- WEF : World Economic Forum
- WEC : World Energy Council

Annexes

Designing a tariff structure according to the aforementioned principles of efficiency, equity and transparency should follow the methodology proposed in Figure 1. In the following, the three main steps of the proposed methodology are introduced.

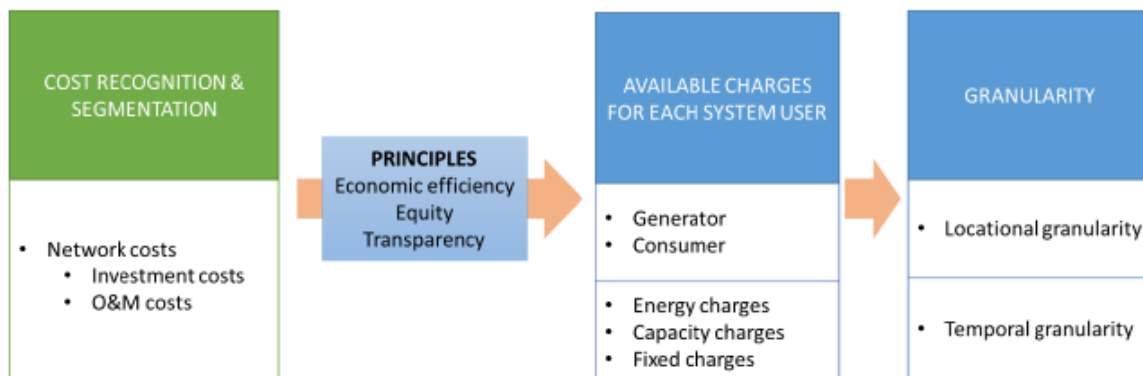


Figure 7: Diagram of the proposed methodology for cost allocation⁷

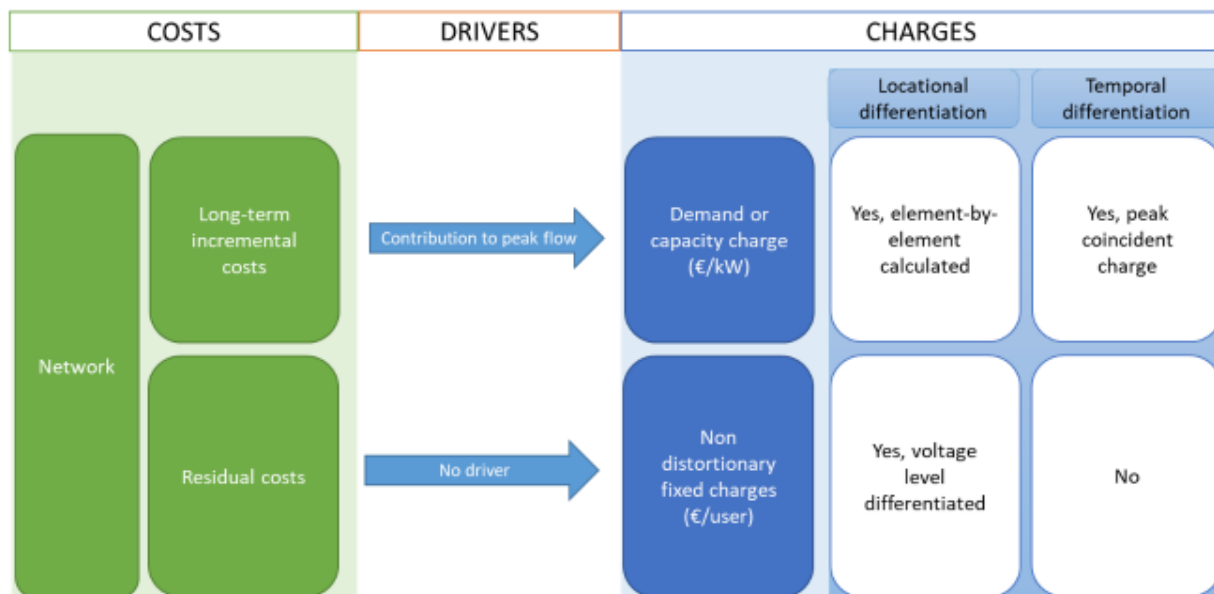


Figure 8: Proposed methodology for network cost allocation⁸.

⁷ : [Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization](#)
Nicolás Morell Dameto *, José Pablo Chaves-Ávila and Tomás Gómez San Román

⁸ : [Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization](#)
Nicolás Morell Dameto *, José Pablo Chaves-Ávila and Tomás Gómez San Román

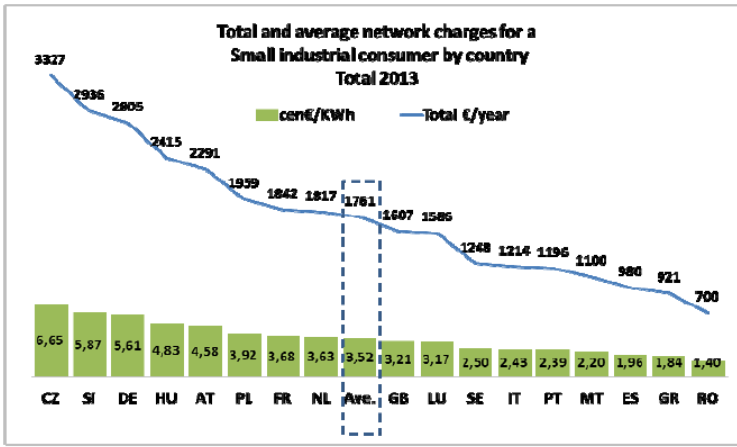


Figure 9: Average Network charges small industries

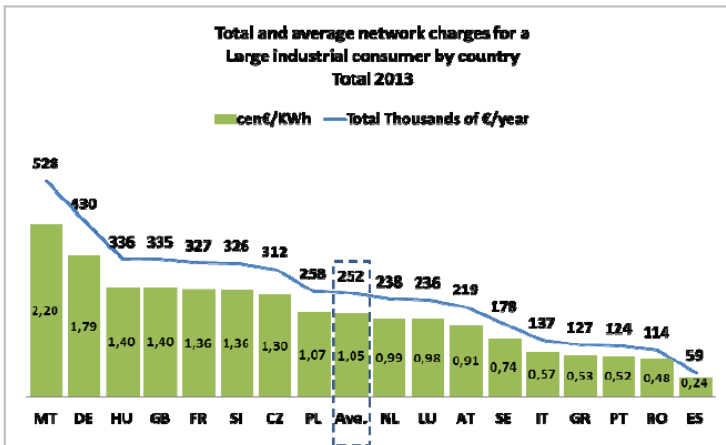


Figure 10: Average Network charges large industries⁹

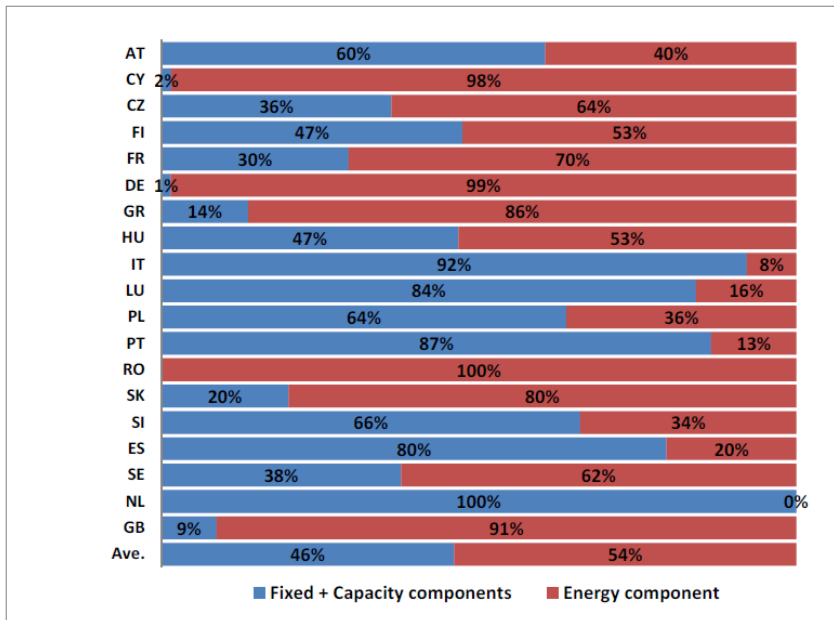


Figure 11: Distribution Tariff component weight in Small Industrial

⁹ : [Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization](#)
Nicolás Morell Dameto *, José Pablo Chaves-Ávila and Tomás Gómez San Román