

## Coûts évités à la SA EDT

### par l'achat d'énergie électrique photovoltaïque aux abonnés/producteurs.

#### Considérations générales sur la détermination des coûts évités au distributeur par l'achat d'énergie électrique à des opérateurs tiers.

Nous avons donc vu le cas particulier des « opérateurs tiers » que sont aussi les abonnés « résidentiels » (en Polynésie française on utilise plutôt le terme, à peu près équivalent, d'abonné « domestique ») et de leurs petites productions d'électricité obtenues à partir de générateurs photovoltaïques occasionnant pour le distributeur, pour lesquels, quel que soit le type de contrat de raccordement « Feed-in tariffs » ou « Netmetering » utilisé, les coûts évités évalués au nombre de kWh n'ayant plus à devoir être livrés par ce distributeur sont à valoriser au prix de vente au détail du kWh fourni par le réseau public.

Naturellement, dans le cas de « Feed-in tariffs », le distributeur doit alors être compensé de la différence entre le prix auquel il est tenu d'acheter le kWh au titre de l'obligation d'achat et le coût évité évalué donc sur la base du prix de vente public au détail de l'énergie électrique. En France, cette compensation est financée par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) acquittée par l'ensemble des abonnés.

Historiquement en Europe, et notamment en France et en Allemagne, des « Feed-in tariffs » d'un niveau sensiblement plus élevé que le prix de vente au détail de l'énergie fournie par les réseaux publics ont été implémentés pour précisément « booster » la filière afin que le coût du photovoltaïque distribué baisse par « effet d'échelle » et atteigne rapidement la « parité réseau » (de l'anglais « grid parity »), c'est-à-dire le niveau où le coût du photovoltaïque devient naturellement compétitif avec celui de l'énergie issue du réseau public « traditionnel » alimenté à partir de grosses unités de production d'énergie électrique centralisées.

Bien entendu, les productions d'énergie électrique, comme celles issues de grandes fermes solaires au sol situées plus en amont dans le système électrique et dont la taille unitaire rend significatifs les inconvénients (et donc les charges supplémentaires pesant) sur ce système du caractère intermittent de cette production, et dont les opérateurs doivent faire l'acquisition au titre de l'obligation d'achat, présenteront, toutes choses égales par ailleurs, un solde net par kWh acheté de coûts évités au distributeur moins élevé que dans le cas de petites productions photovoltaïques chez l'abonné final.

**Il convient d'emblée de faire observer qu'il serait parfaitement spécieux de la part d'un distributeur de prétendre que lui soit appliqué un calcul de coûts évités, réalisé à partir de références s'appliquant au cas de grandes fermes solaires produisant dans des conditions physiques naturelles totalement différentes comme le sont celles existantes en France métropolitaine par exemple, calcul qui serait alors fallacieusement minoré par rapport à la réalité, si l'essentiel de la production photovoltaïque constaté dans le système électrique est obtenu à partir de petits générateurs photovoltaïques installés en toiture chez des abonnés « résidentiels » ou (petits) « commerciaux », dans le contexte d'un climat tropical !**

## **Retour à la Polynésie française et à la position extravagante soutenue par la SA EDT**

La formule tarifaire résultant de l'avenant n° 16 au contrat de concession EDT permet au concessionnaire de répercuter sur les tarifs de vente aux abonnés l'intégralité du coût d'achat de l'énergie électrique photovoltaïque décentralisée achetée aux producteurs (à 35, 40 ou 45 F/kWh selon la taille de l'installation, tarifs en vigueur de juin 2009 à juin 2011).

Cette production achetée aux abonnés producteurs d'énergie électrique photovoltaïque permet donc d'alimenter les consommateurs les plus proches des producteurs décentralisés et génère, pour le concessionnaire, une économie sur l'ensemble des coûts de production, et de distribution qu'il encourait jusqu'à la mise en service de ces nouvelles installations afin d'alimenter ces consommateurs.

**Or, selon l'avenant n° 16, aucune de ces économies n'est répercutée dans la formule tarifaire bénéficiant au concessionnaire distributeur, à la seule exception du fioul économisé, ce qui caractérise une erreur de fait manifeste.**

Pourtant, et ainsi qu'il a été développé au paragraphe « *Avantages de la génération d'énergie électrique distribuée* », le caractère distribué de cette production photovoltaïque permet assurément de nombreuses autres économies.

Tous ces éléments, qui abondent dans la littérature technique en la matière, sont parfaitement connus de tous les opérateurs et régulateurs sérieux et de bonne foi, ainsi que des instances juridictionnelles ayant à trancher les litiges en la matière.

Nous avons vu que pour les petites productions photovoltaïques générées chez les abonnés domestiques, il convenait de prendre pour base du coût évité, le prix de vente au détail de l'énergie électrique, qui s'établissait en moyenne à 35,14 F/kWh en Février 2011, avant l'adoption des malheureux tarifs issus de l'avenant n° 16 signé en mars 2012 et annulés par décision du TAPF du 3 juillet 2013.

Pour les installations plus importantes (plus de 10 kWc de puissance unitaire installée) dont les inconvénients liés à l'intermittence sont plus significatifs, il aurait fallu faire une évaluation plus circonstanciée.

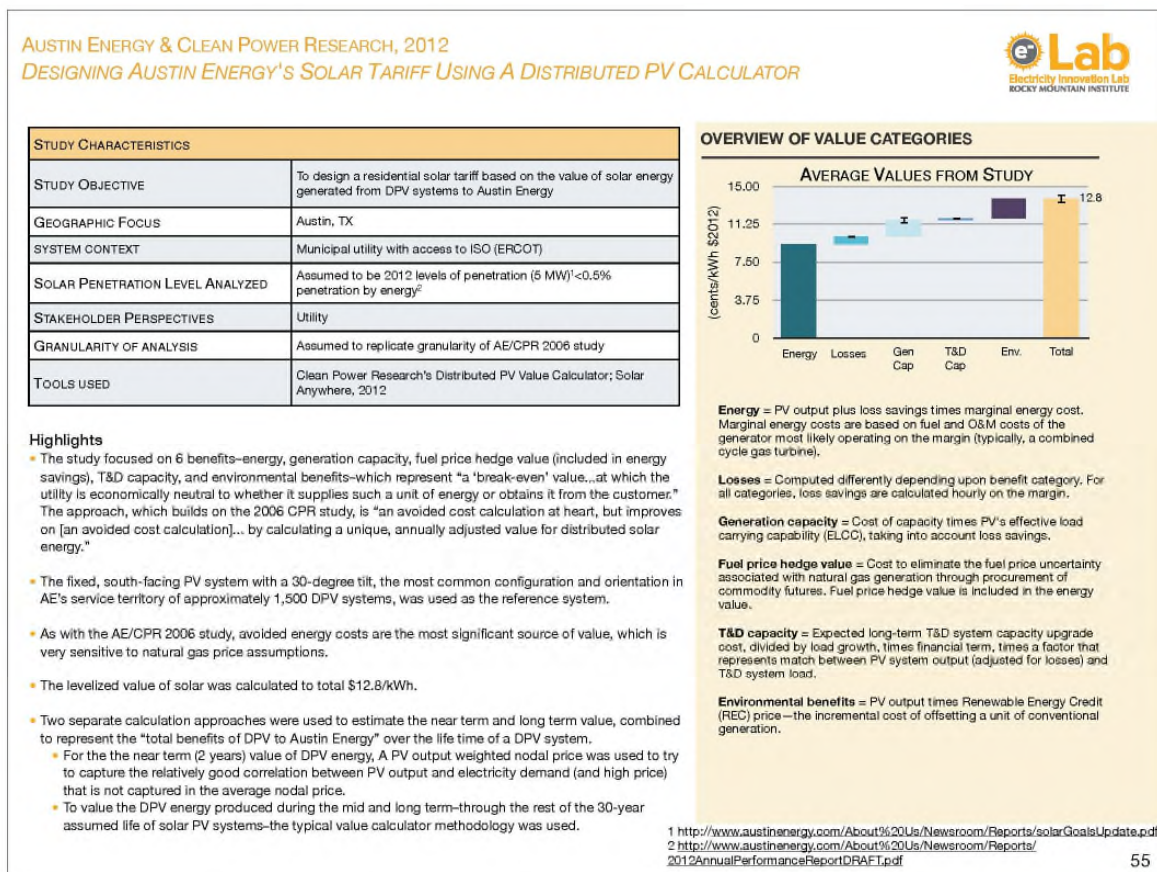
Ainsi, à titre d'exemple, ci-après un encadré avec un graphique indiquant l'évaluation par la régie municipale d'électricité de la ville d'Austin (Texas), de la valeur des différents éléments composant la chaîne de valeur de la production photovoltaïque distribuée (hors petites installations relevant de contrats de raccordement type « Netmetering »).

Si naturellement, le système électrique de la ville d'Austin est très différent de celui de l'île de Tahiti, il présente toutefois un point commun en ce que, contrairement par exemple à la situation rencontrée en France métropolitaine où la pointe de consommation d'énergie électrique a lieu en hiver quand la production photovoltaïque est généralement faible, il se trouve qu'à Tahiti comme à Austin, Texas, la pointe de demande de consommation est corrélée avec le pic de climatisation, lui-même corrélée à l'ensoleillement maximal qui va nécessairement de pair avec le pic de production photovoltaïque.

La production photovoltaïque étant alors corrélée avec la pointe de consommation, cette production, toute chose égale par ailleurs, possède inéluctablement une valeur supérieure à celle constatée dans les pays à climat tempéré, comme en France métropolitaine par exemple.

**Ainsi, à Austin – Texas, il a été prouvé que les coûts évités grâce à la production photovoltaïque décentralisée sont de l'ordre de 50% supérieur au seul coût du combustible non brûlé économisé.**

Cette régie municipale étant un opérateur public, contrairement à l'opérateur privé EDT concessionnaire de la distribution d'électricité à Tahiti, elle n'est pas incitée à vouloir sous-estimer la valeur de la production photovoltaïque distribuée achetée à l'extérieur, afin, tentative courante pour une entreprise privée, de tenter d'obtenir du régulateur qui serait peu vigilant un profit additionnel indu résultant de cette sous-estimation des coûts évités par ces achats d'énergie électrique distribuée.



L'encadré ci-dessus indique la valeur en \$/kWh de l'économie d'énergie primaire (gaz naturel au Texas, à Tahiti ce serait du fioul) non consommée ainsi que des autres économies rappelées précédemment. Ces dernières interviennent donc sur les postes de dépenses suivants:

- Equipements de production (« Generating Capacity »)
- Réseaux de transport et de distribution (« T & D Capacity Deferral »)
- Pertes en lignes (« Losses »)
- Couverture du risque sur la volatilité du prix du fuel (Fuel price hedge value)
- Environnement (« Environmental Benefits »)

Si les valeurs absolues indiquées sur ces postes de dépenses économisées, pour un total de 11 c/kWh, ne sont pas directement transposables au cas de Tahiti où ces valeurs seraient sans doute d'ailleurs beaucoup plus élevées, **l'existence de telles économies, qui représentent typiquement quelque 50% de l'économie d'énergie primaire non consommée, est reconnue par tous les professionnels sérieux.**

Si l'on revient à la situation de Tahiti, on s'aperçoit que, à l'exception du poste environnement, qui, en l'absence d'application au concessionnaire du principe « pollueur-payeur », constitue en réalité une externalité positive pour la communauté, et à l'exception de la partie d'économie générée par le report des coûts de développement relatifs au réseau de transport qui revient à la TEP et enfin de la couverture du risque sur le prix du fuel qui bénéficie à l'abonné-producteur, **l'avenant n° 16 permet que toutes ces autres économies (sur les équipements de production, les investissements et pertes en ligne sur le réseau de distribution), soient indument empochées par le concessionnaire sans rétrocession, même partielle, aux abonnés et constituent un « *enrichissement sans (licite) cause* ».**