



**HAL**  
open science

# Petites installations PV et revenus municipaux dans les villes du Western Cape. Hybridation et mise en question d'un modèle redistributif

Sylvy Jaglin, Alain Dubresson

## ► To cite this version:

Sylvy Jaglin, Alain Dubresson. Petites installations PV et revenus municipaux dans les villes du Western Cape. Hybridation et mise en question d'un modèle redistributif. 2020. halshs-02900207

**HAL Id: halshs-02900207**

**<https://shs.hal.science/halshs-02900207>**

Preprint submitted on 15 Jul 2020

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**Petites installations PV et revenus municipaux  
dans les villes du Western Cape  
Hybridation et mise en question d'un modèle redistributif**

**Document de travail du programme Hybridelec  
Janvier 2020**

**Sylvy Jaglin – UGE-Latts**  
[sylvy.jaglin@enpc.fr](mailto:sylvy.jaglin@enpc.fr)

**Alain Dubresson – Université Paris Nanterre**  
[adubress@parisnanterre.fr](mailto:adubress@parisnanterre.fr)

## Liste des sigles utilisés

A : ampère  
 AMEU : The Association of Municipal Electricity Utilities of Southern Africa  
 AMI : Advanced Metering Infrastructure  
 CoCT: City of Cape Town  
 CSIR : Council for Scientific and Industrial Research  
 DMs : District municipalities  
 DoE : Department of Energy  
 EG : Embedded Generation  
 EnR : Energies renouvelables  
 ERA : Electricity Regulation Act  
 FIT : Feed-in-Tariff  
 FBE : Free Basic Electricity  
 GIZ : Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
 IDP : Integrated Development Plan  
 IPPs : Independant Power Producers  
 ITOU : Industrial Time-of-Use  
 IRP: Integrated Resource Plan  
 kV : kilovolt  
 kVA: kilovolt-ampère  
 kWc : kilowatt/crête  
 kWh: kilowatt/heure  
 LCOE : Levelised Cost of Energy  
 LMs : Local municipalities  
 LPUs : Large Power Users  
 LV : Low voltage  
 MFMA : Municipal Finance Management Act  
 ML : Medium voltage  
 MMS : Metropolitan municipalities  
 MVA : mégavolt ampère  
 MW : mégawatt  
 MWh : mégawatt/heure  
 NERSA : National Energy Regulator of South Africa  
 NMD : Notified Maximum Demand  
 NRS : National Regulatory Services  
 OUTA : Organisation Undoing Tax Abuse  
 PPA : Power Purchase Agreement  
 PV : Photovoltaïque  
 REI4P : Renewable Energy Independant Power Producer Procurement Programme  
 SAIPPA : South African Independent Power Producers Association  
 SALGA : South African Local Government Association  
 SANS : South African National Standards  
 SAPVIA : South African Photovoltaic Industry Association  
 SIG : Système d'information géographique  
 SOPA : State of the Province address  
 SSEG : Small Scale Embedded Generation  
 TE : Transmission Entity  
 TOU : Time-of-Use  
 TVA : Taxe à la valeur ajoutée  
 WCG : Western Cape Government

## Petites installations PV et revenus municipaux dans les villes du Western Cape Hybridation et mise en question d'un modèle redistributif

### Document de travail du programme Hybridelec Janvier 2020 V3

Sylvy Jaglin & Alain Dubresson

Ce document de travail prolonge celui consacré à l'hybridation des dispositifs sociotechniques locaux dans les entreprises de quatre villes du Western Cape<sup>1</sup>. Il concerne les petites installations solaires photovoltaïques (PV), ici urbaines, telles que définies par les textes réglementaires du régulateur national NERSA (puissance installée allant jusqu'à 1 MW inclus ; l'histoire de cette norme très discutée et toujours controversée est résumée en annexe) et par les limites exposées dans la dernière version de l'IRP2019<sup>2</sup>. Dans celle-ci, une nouvelle catégorie dite 'distributed generation' (terminologie équivalente à 'embedded generation') concerne les équipements allant de 1 MW à 10 MW (cogénération, biomasse et traitements de déchets ; il est peu question de solaire mais ce dernier n'est pas exclu) ne relevant pas, du moins en apparence, de l'appel d'offres réservé aux installations de moins de 5 MW (Small Project IPP Procurement Programme) au sein du grand programme national d'énergies renouvelables REI4P. Faute de mieux, et en attendant une clarification attendue en 2020 de la part de NERSA, on retiendra 1 MW comme maximum de puissance installée pour caractériser un 'petit' équipement PV.

En quoi la diffusion rapide de petites installations PV urbaines, qui concourt à l'hybridation des configurations locales de fourniture d'électricité, remet-elle en cause le financement et les modalités de fonctionnement de l'actuel modèle électrique municipal sud-africain ? Comment réagissent les municipalités et voit-on poindre un ou plusieurs modèles alternatifs à l'achat d'électricité en gros à Eskom et à sa revente aux abonnés caractérisée par un principe d'équité sociale reposant sur des subventions croisées destinées aux citoyens pauvres ?

165 des 257 municipalités sont autorisées par NERSA à exercer des fonctions : (i) de fourniture du service sur leur territoire administratif en garantissant les subventions minimales pour les plus démunis conformément aux directives nationales, (ii) de maintenance de l'infrastructure et (iii) d'extension des connexions au ménages non électrifiés (Shuma *et. al.*, 2019, d'après SALGA, 2018)<sup>3</sup>. Les ventes d'énergie électrique sont vitales pour leurs ressources financières et contribuent fortement au montant total de leurs budgets annuels. Ces municipalités achètent le kWh en gros à Eskom<sup>4</sup> et sont les premières clientes de l'opérateur électrique national : lors de l'exercice 2017-2018, les ventes d'Eskom aux municipalités ont atteint R71,2 milliards, contre R36,1 milliards aux industries et R26,5 milliards aux mines<sup>5</sup>).

Selon les statistiques nationales (StatsSA, 2019), les ventes d'électricité en 2017-2018 représentent, en moyenne, 27% des ressources financières municipales totales, presque autant que les transferts et subventions provenant du gouvernement central, et environ 35% des recettes

<sup>1</sup> <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-02306527>

<sup>2</sup> <https://hybridelec.hypotheses.org/659>

<sup>3</sup> Ces fonctions sont définies dans la Constitution de 1996, Section 155, Schedule 4B.

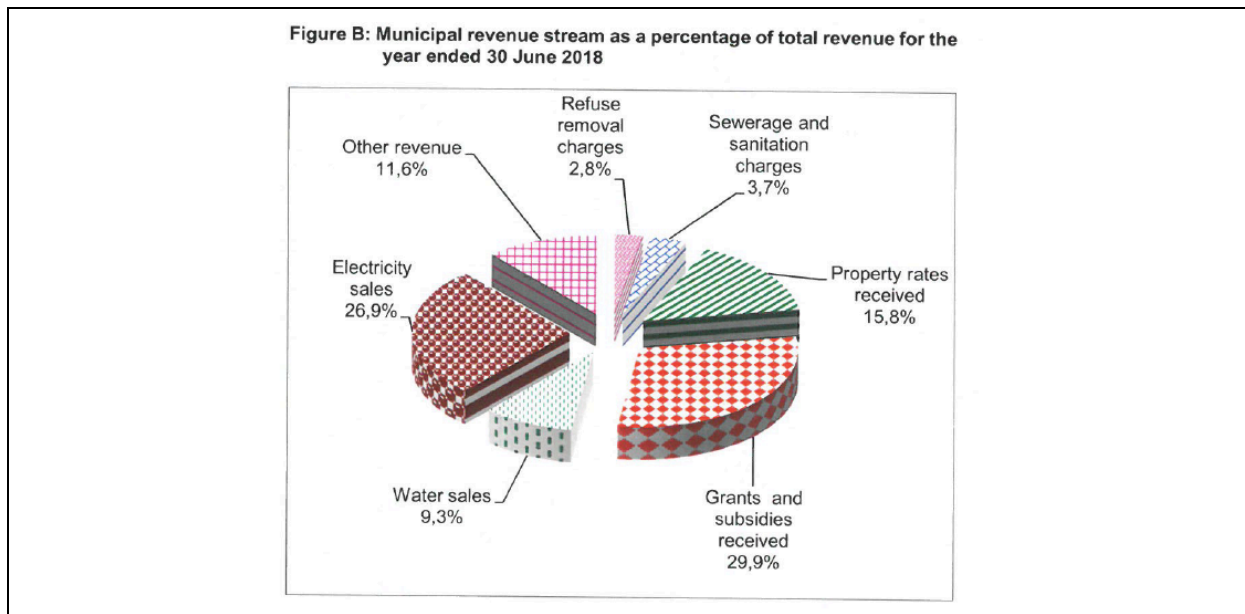
<sup>4</sup> Il reste, en 2019, 22 petites centrales et turbines à gaz (secours) appartenant à des municipalités, 800 MW au total, héritages de l'histoire électrique nationale. Depuis 2009, les municipalités n'ont plus l'autorisation de construire de nouvelles centrales.

<sup>5</sup> R= rand. En 2018, 1 rand = 0,07 euros en moyenne.

propres (hors apports extérieurs), pourcentage qui vaut aussi pour quatre municipalités métropolitaines, Cape Town, eThekiwini (Durban), Johannesburg et Ekurhuleni selon Filipova et Morris (2018). Le solde total tiré des ventes est de l'ordre de R25 milliards en 2017-2018 (achats à Eskom : R74,2 milliards, ventes : R99,6 milliards, solde : R25,4 milliards ; en 2016-2017 : achats R75,5 milliards, ventes 101,1 milliards, solde : R25,6 milliards).

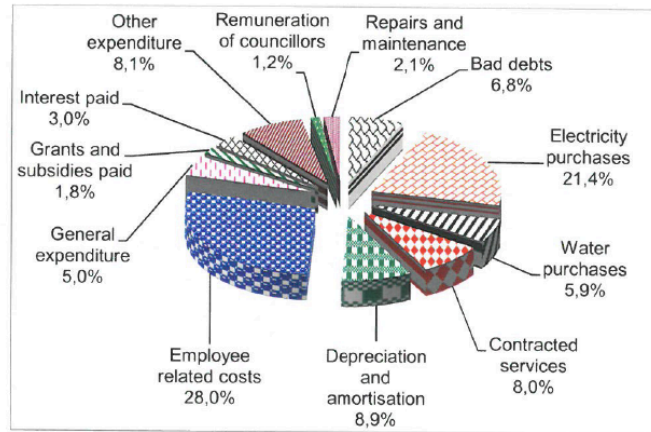
Ce solde est d'autant plus stratégique que les municipalités sud-africaines sont dans un piètre état financier. Selon le Trésor national, 18 seulement des 257 municipalités ont obtenu un audit financier favorable en 2018, 128 étaient en état de détresse financière en 2017 et, en octobre 2019, Rashad Cassim, deputy governor de la Reserve Bank, pointait les dysfonctionnements municipaux comme l'un des facteurs majeurs de la faible croissance économique nationale<sup>6</sup>.

À l'échelle municipale, ce solde a des fonctions essentielles. Il permet de financer le subventionnement de la consommation d'électricité des populations pauvres et classées comme indigentes : dotation en kWh gratuits - une obligation nationale - variable selon les municipalités, fixation de tarifs inférieurs au coût total du kWh distribué, compensés par des tarifs supérieurs appliqués aux citoyens aisés, gros consommateurs. Il soutient diverses mesures d'exonération pour les plus démunis (local indigent policies) et finance également certains services déficitaires, la lutte contre les incendies par exemple.



<sup>6</sup> 'Failing cities stymie South African bid to revive growth', *Engineering News*, 14 November 2019, [http://www.engineeringnews.co.za/article/failing-cities-stymie-south-african-bid-to-revive-growth-2019-11-14/rep\\_id:4136](http://www.engineeringnews.co.za/article/failing-cities-stymie-south-african-bid-to-revive-growth-2019-11-14/rep_id:4136)

Figure D: Municipal operating expenditure patterns as a percentage of the total expenditure for the year ended 30 June 2018



Source : StatsSA, 2019.

On comprend donc que tout essor de production privée de PV, connectée ou non au réseau et financée par des citoyens riches et des entreprises, provoque l'inquiétude des élus comme de l'administration municipale, en particulier celle des services électriques quand ils existent de manière distincte dans le dispositif local. Cette inquiétude est d'autant plus justifiée que les nombreuses coupures tournantes pratiquées par Eskom depuis 2008 et l'état désastreux de l'opérateur public ont eu des conséquences négatives sur les recettes municipales, conduisant beaucoup d'entreprises à tenter de s'affranchir de la desserte par les réseaux municipaux ou par celui d'Eskom selon les cas. Or, les entreprises sont les premières clientes des municipalités. D'après une étude de l'agence de notation Moody's publiée en septembre 2019<sup>7</sup>, les gros consommateurs (Large Power Users, LPUs) optent de plus en plus pour des solutions alternatives. Moody's estime ainsi que de 2017 à 2018, les municipalités métropolitaines ont été plus affectées que d'autres par une diminution de leurs recettes. Celles dont les ventes dépendent largement de la demande des LPUs (Johannesburg, Tshwane et Ekurhuleni) sont les plus pénalisées : les recettes provenant des LPUs auraient ainsi diminué de 25% pour City of Johannesburg. Pour les 9 municipalités métropolitaines, Moody's anticipe une réduction de 25% des recettes provenant des LPUs d'ici 2022 et affirme que des ajustements budgétaires à la baisse sont nécessaires. Dans ce contexte, l'addition d'une petite production privée de type SSEG ne peut qu'accélérer la spirale du déclin des recettes, qui semble désormais inéluctable : de plus en plus mis en question, l'actuel modèle municipal a ainsi été placé au centre des discussions de la 27<sup>ème</sup> convention technique d'AMEU (13-16 octobre 2019, Cape Town).

## I. Que sait-on de l'essor des SSEG dans les municipalités ?

### *En Afrique du Sud*

En 2019, on compte 9 municipalités métropolitaines (Metropolitan Municipalities, MMs), 44 municipalités de district (District Municipalities, DMs) et 205 municipalités locales (Local Municipalities, LMs). Les 9 MMs et 156 LMs<sup>8</sup> disposent d'une autorisation d'exploitation de leur

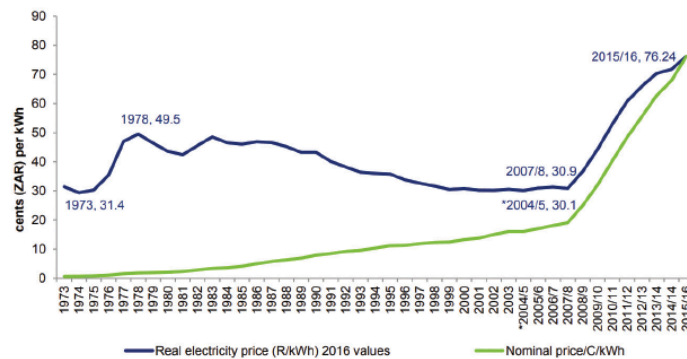
<sup>7</sup> 'Eskom's worsening load shedding eating into municipal revenue-Moody's', *Fin24*, 9 September 2019. <https://www.fin24.com/Economy/Eskom/eskoms-worsening-load-shedding-eating-into-municipal-revenue-moodys-20190909-2>

<sup>8</sup> Dans le système sud-africain de gouvernement multi niveaux, les municipalités de district ont une compétence controversée en termes de service électrique. La section 84(1) du Municipal Structure Act n°117 of 1998 leur attribue une fonction de desserte en gros, mais cette disposition est en contradiction avec la section 156(1) de la Constitution de 1996

réseau de distribution délivrée par NERSA. En octobre 2017, selon SALGA (2018), 41 d'entre elles autorisent les installations SSEG sur leur réseau, 29 ont un système formalisé de demande d'installation d'un équipement PV et 25 ont des tarifs de rachat votés par les conseils municipaux et agréés par NERSA. C'est certes beaucoup plus qu'en 2016 (10 autorisaient les SSEG, 5 avec des documents formalisés et approuvés par les conseils municipaux), mais c'est finalement encore assez peu par rapport au nombre total de municipalités.

La phase récente d'essor est néanmoins rapide et corrélée à la hausse des tarifs de gros d'Eskom et à la baisse concomitante du coût du kWh solaire, le bond en avant des installations PV datant de 2015.

**Figure 9: Trend in Average Electricity Prices realised by Eskom per kWh**



Note: In 2004/05 Eskom changed the financial year from calendar year to year-ending 31 March  
Source: Deloitte, 2017, p.40

Source: Greenpeace, 2019

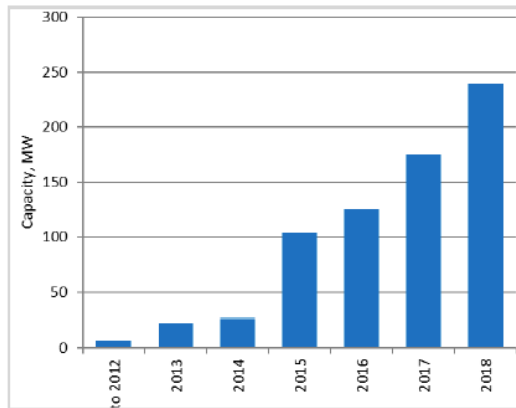


Figure 1: Additional rooftop PV installed in South Africa up to 2018 from (AREP, 2019)

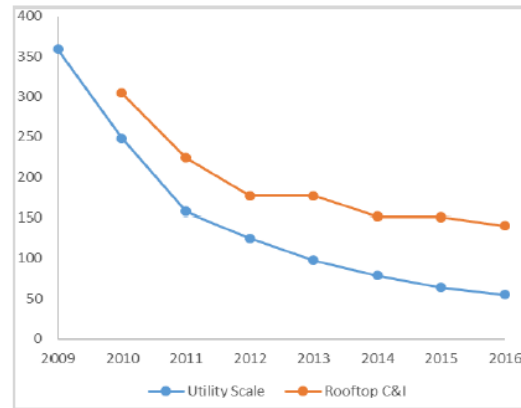


Figure 2: LCOE for solar PV in South Africa, 2009 to 2016 for utility scale and for commercial and industrial (C&I) rooftop installations, in USD per MWh adapted from (DoE, 2018)

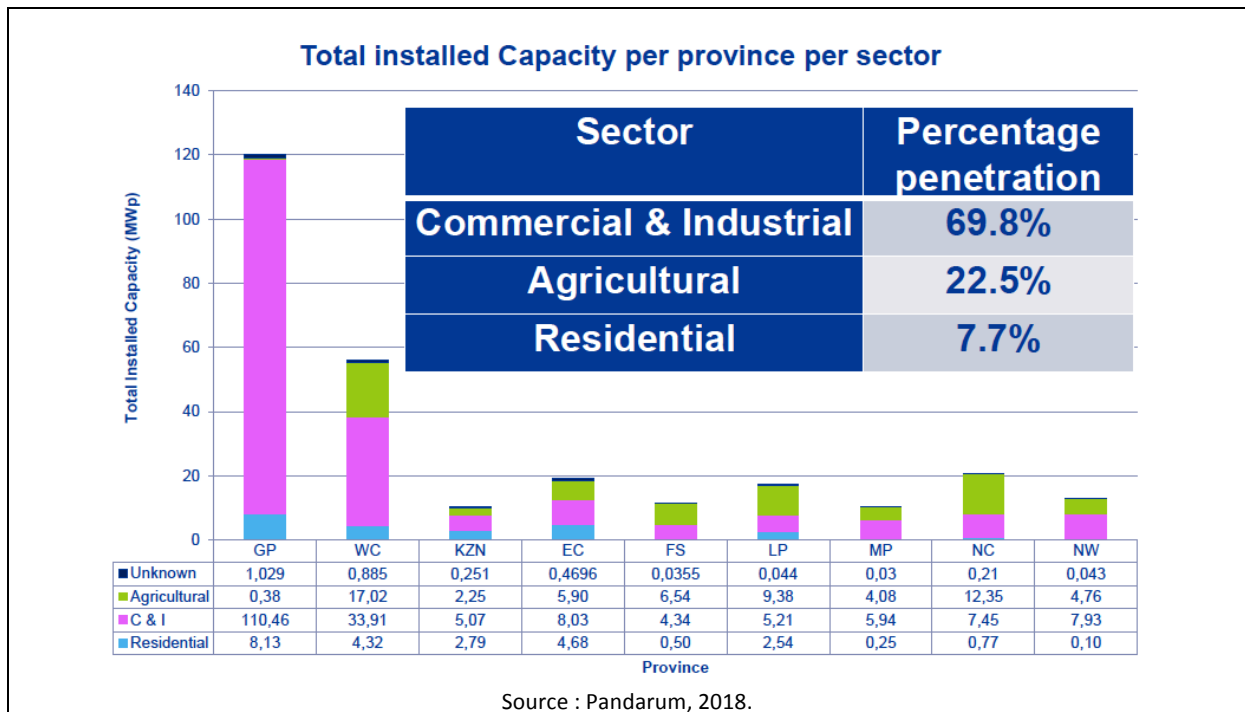
Source: Korsten et. al., 2019

Il est néanmoins difficile de connaître précisément le nombre d'installations PV ainsi que la puissance installée à l'échelle nationale, hors grands équipements du programme national REI4P (fermes solaires) : beaucoup d'installations n'ont pas été déclarées auprès des municipalités, et en l'absence de recensements précis (national, provincial ou municipal), les données sont controversées (PQRS, 2016). Certaines portent sur les SSEG, terme incluant tous les types de sources d'énergie et

(Act n° 108 of 1996) qui limite le rôle des municipalités à la distribution finale ('reticulation'), ce que souligne AMEU en permanence.

concernant uniquement les puissances allant jusqu'à 1 MW, d'autres portent sur les seuls équipements PV mais sans toujours distinguer les PV de toiture des panneaux PV posés au sol et souvent sans indiquer s'il s'agit d'installations < 1 MW ou non, connectées au réseau ou non.

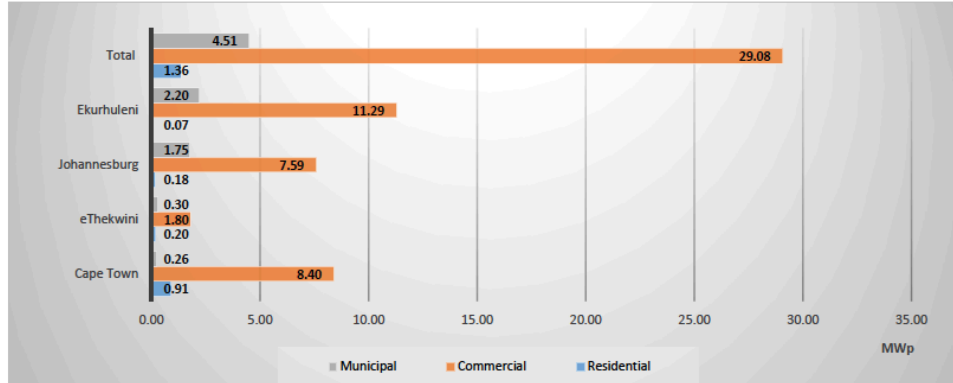
Quelques exemples. En 2017, selon Lutchman (2019), il y avait 90 260 installations PV de toiture, soit 180 MWc (contre 35 MWc seulement en 2016) et 48 067 projets identifiés et non encore réalisés, mais pour la même année, une étude du WWF fait état de 218 MWc. Selon Pandarum (2018), qui a comptabilisé pour Eskom les installations identifiées, en décembre 2017 on comptait 139 556 installations PV connectées à des réseaux, soit 285 MWc (dont 69,8% pour des entreprises commerciales et industrielles, 22,5% pour l'agriculture et 7,7% pour le résidentiel) et 87 150 installations (14,35 MWc) hors réseau. Une autre estimation donne, pour juillet 2017, 138 400 équipements < 1 MW, soit 144 MW, (Mkhwebane et Ntuli, 2019). En 2018, selon Korsten *et. al.* (2019), il y avait environ 240 MWc de PV installés. Au rythme de croissance constaté, il est plausible d'avancer qu'en 2019, la capacité de PV installée (connectée ou non aux réseaux), hors REI4P, a dépassé 300 MW.



Le poids relatif des entreprises est variable à l'échelle des provinces en fonction de leur inégale industrialisation et de la place de l'agriculture, mais il est considérable à l'échelle des municipalités métropolitaines par rapport à celle des logements.

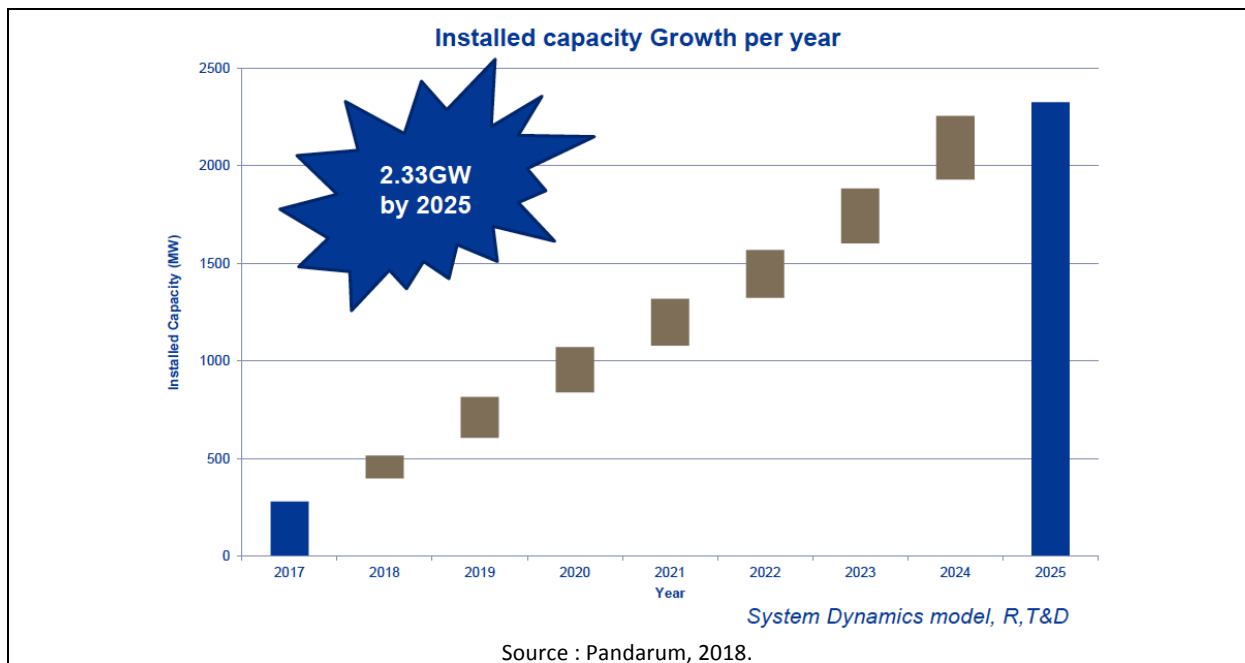


Figure 3. Legally installed SSEG capacity



Source: Filipova and Morris (2018)

La multiplication des installations PV de toiture, légale ou illégale, est partout constatée. Elle a sans doute été accélérée en 2019 avec les interprétations d'une lettre de Jeff Radebe (alors ministre de l'Energie), en date du 2 mai, précisant que le ministre autorise un dépassement des quotas prévus par type d'énergie électrique dans l'IRP (ancienne version) pour les SSEG dont la capacité installée prévue est comprise entre 1 et 10 MW et dans la limite de 500 MW au total. Le ministre d'alors confirme également que les puissances installées < 1 MW n'ont plus besoin d'autorisation d'exploitation délivrée par NERSA mais qu'elles doivent, en contrepartie, être enregistrées par le régulateur via les municipalités. En raison des difficultés persistantes d'Eskom et de la nouvelle donne ouverte par la version 2019 de l'IRP, la puissance PV installée pourrait dépasser 2 GW en 2025.



### Dans le Western Cape

Dans la province du Western Cape, on compte 30 municipalités, une municipalité métropolitaine (City of Cape Town), 5 municipalités de district et 24 municipalités locales. Selon GreenCape, en août 2017, 18 municipalités étaient engagées, à divers degrés, dans le processus de formalisation et de légalisation des SSEG, soit près de la moitié des 41 municipalités concernées dans tout le pays. Un an plus tard, GreenCape en dénombre 22 et la progression caractérise tous les volets

du processus, élaboration d'un document de politique publique locale validée par le conseil municipal, mise en place d'une procédure légale, fixation de tarifs de rachat. Selon les données mise en ligne sur le site de GreenCape, 18 MWc de PV de toiture sont installés dans le Western Cape, mais l'année de référence n'est pas précisée.

**Table 1: Small Scale Embedded Generation in the Western Cape**

Version: 01-10-2018

#	Municipality	Allow SSEG	SSEG tariffs	SSEG policies
1	Beaufort West	Yes	Yes	Yes
2	Bergrivier	Yes	No	In progress
3	City of Cape Town	Yes	Yes	Yes
4	Drakenstein	Yes	Yes	Yes
5	George	Yes	Yes	Yes
6	Mossel Bay	Yes	Yes	Yes
7	Oudtshoorn	Yes	Yes	In progress
8	Overstrand	Yes	Yes	Yes
9	Stellenbosch	Yes	Yes	Yes
10	Swartland	Yes	Yes	Yes
11	Theewaterskloof	Yes	Yes	Yes
12	Langeberg	Yes	Yes	Yes
13	Breede Valley	Yes	Yes	Yes
14	Saldanha Bay	Yes	Yes	Yes
15	Witzenberg	Yes	In progress	Interim policy
16	Prince Albert	Yes	Council Resolution signed	Included in Municipal IDP
17	Laingsburg	Yes	Council Resolution signed	Council Resolution signed
18	Cederberg	Yes	Yes	Yes
19	Cape Agulhas	Yes	Yes	Yes
20	Kannaland	Yes	Submitted to NERSA	In progress
21	Hessequa	Yes	Yes	Yes
22	Knysna	Yes	Yes	Yes

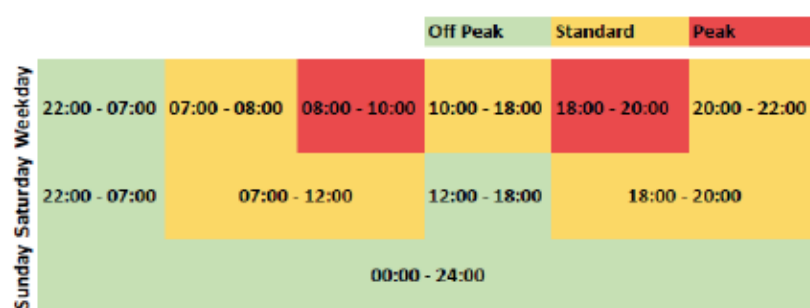
Source: GreenCape, 2018

Selon les discours sur l'état de la province (SOPA) prononcés tous les ans par le 'Premier' (chef du gouvernement provincial, Western Cape Government, WCG), il y avait 32 MWc de PV de toiture connus en 2017 (10 MWc en 2016) et 46 MWc en 2018, l'objectif fixé par le WCG étant d'ajouter, au total, une capacité nouvelle de 135 MW entre 2016 et 2019. D'après un rapport technique remis au WCG en 2015 (Rix *et. al.*, 2015), le potentiel d'installation est estimé à 593 MWc (soit 148 250 équipements résidentiels de 4 kWc en moyenne) en prenant pour critères l'état du réseau et ses capacités techniques à supporter un surplus d'électricité non planifié et provenant d'équipements privés. "*Four typical 250 Wp solar PV modules (giving 1 000 Wp or 1 kWp) will cover an area of about 6.5m<sup>2</sup>. If allowance is made for spacing between panels, wiring, brackets etc., it can be conservatively estimated that the area needed to install 1 kWp of PV is about 10m<sup>2</sup>. This means that the area needed to install 1 MWp of PV is about 1 hectare (ha). A typical home installation will be about 2-6 kWp (4 kWp on average). This means that 148 250 PV installations of 4 kWp each can be installed all over the Western Cape before grid studies are needed*". Avec une autre approche (une demande maximale équivalent à 15% de la capacité du réseau), le potentiel provincial estimé atteindrait 1 339 MW. Même si la puissance des équipements PV actuels reste mal connue, le réseau

peut, compte tenu de son état technique analysé à l'échelle provinciale (ce qui n'est pas toujours le cas à l'échelle locale, comme à Swellendam), absorber au moins 593 MW supplémentaires, ce que les municipalités doivent prendre en considération.

## II. La tarification durant l'exercice financier 2014-2015, avant les changements de structure tarifaire par des municipalités

Les municipalités achètent le kWh en gros à Eskom sur la base d'un tarif variable selon les heures (TOU : Time Of Use) et selon les saisons. Lors de l'exercice 2014-2015, le Municipal Megaflex d'Eskom est divisé en deux saisons (haute demande en hiver austral, basse demande en été austral) et comporte trois tarifs (standard, heures de pointe/pics, hors heures de pointe). Les écarts de tarifs peuvent être considérables : celui du kWh en haute saison-heures de pointe est ainsi supérieur de 700% à celui de basse saison-hors heures de pointe (Kotzen et. al., 2014)



*Figure 1: Chart showing Eskom Weekday Time of Use periods.*

Source: Kotzen et. al., 2014

Or, en 2014-2015, les municipalités revendent le kWh, du moins pour la majorité d'entre elles, sur une base différente : elles pratiquent un tarif constant (flat tarif) au sein de leurs propres tranches de tarification, quelle que soit l'heure de consommation. Leurs marges de profit varient donc selon les tranches horaires et selon les saisons. En haute saison, le kWh à tarif constant est ainsi revendu à perte durant les heures correspondant aux pics de consommation ; en basse saison, la marge de profit diminue durant les mêmes heures. Dans les autres plages horaires, le kWh est revendu avec un profit brut variable, un peu plus élevé la nuit que dans la journée, avec des variations qui dépendent du tarif Eskom alors pratiqué, hors pic ou standard selon les groupes d'heures (le profit "brut" est ici défini comme la différence entre les valeurs d'achat et de vente du kWh et il est censé couvrir tous les coûts fixes).

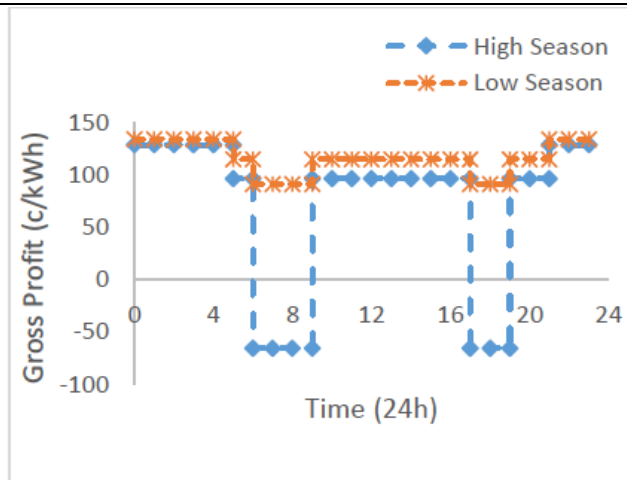


Figure 4: Municipal unit profit generated through the sales of electricity to residential customers

Source: Kotzen et. al., 2014

Toute opération qui réduit les ventes durant les heures de profit élevé sans contrepartie de diminution des pertes durant les heures de pic de consommation concourt à une réduction du profit total. L'analyse des données croisant niveaux de profit et valeur monétaire totale des consommations montre que 50% du profit brut sont réalisés aux heures de tarifs standard d'Eskom (standard time).

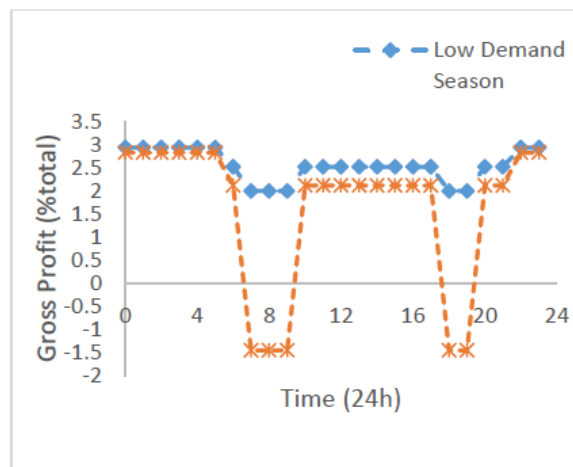


Figure 7: Municipal gross profits earned throughout the day.

Source: Kotzen et. al., 2014

Les revenus municipaux dépendent aussi du total des ventes en volume. Or, la consommation d'électricité combinée des ménages et des entreprises commerciales varie selon les saisons et est plus élevée en hiver austral.

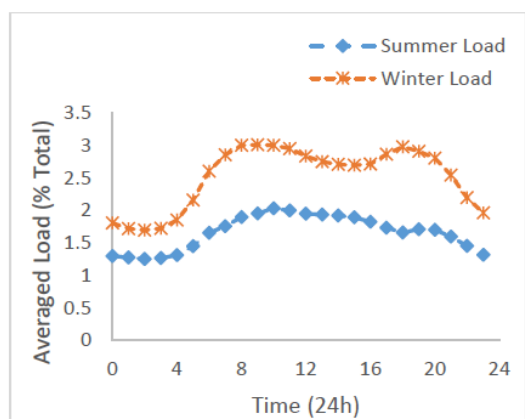


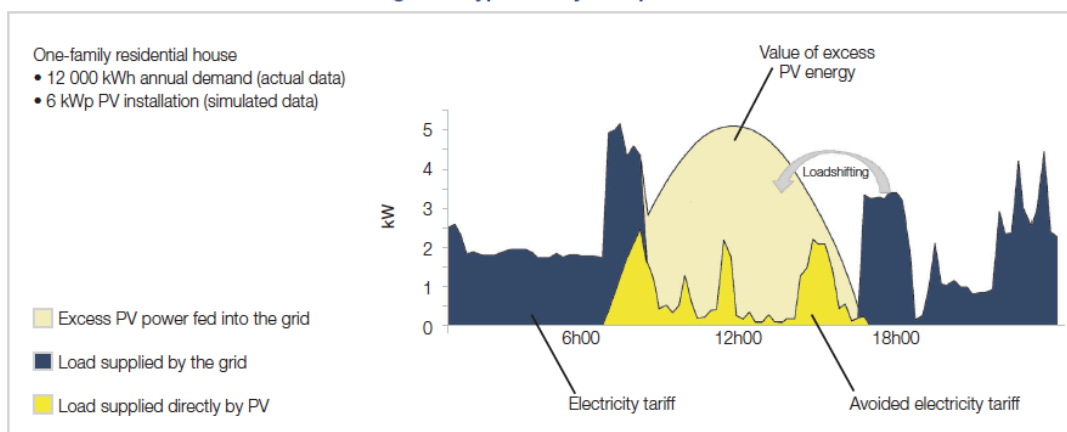
Figure 5: Summer and Winter Load Profiles for the City of Cape Town. Load is represented as a percentage of the total energy consumed for that day. Data from City of Cape Town (CoCT Electrical Department). Shows mixed consumption load including residential and commercial.

Source: Kotzen et. al., 2014

### III. Les conséquences de la diffusion d'installations PV de toiture

L'électricité d'un système PV est produite à 87% de 9h00 à 18h00, soit à une heure près, une tranche correspondant au tarif standard d'Eskom ; le reste (13%) est produit durant les heures de pointe et au tarif correspondant, sauf le samedi et le dimanche, le tarif n'étant alors plus celui des heures de pointe. En outre, les kWh autoproduits par les modules PV sont plus élevés en été qu'en hiver, les conditions d'ensoleillement étant favorables à un meilleur rendement.

Figure 6: Typical daily load profile for a residential household in winter



Source: Dr Tobias Bischof-Niemz, CSIR analysis, How to stimulate the South African rooftop PV market without putting municipalities' financial stability at risk: A net feed-in tariff proposal, June 2015.

Le fonctionnement d'un PV de toiture provoque une baisse des achats dans la journée, au moment où précisément la vente du kWh par une municipalité est la plus profitable, surtout le samedi et le dimanche (le tarif Eskom est alors au plus bas). Si le système PV est relié à des batteries, la réduction de l'achat d'électricité est prolongée au moins durant les heures de pointe de soirée, voire une partie de la nuit. Dans un cas de figure sans batteries, des calculs estiment que près des 2/3

des profits bruts municipaux peuvent être concernés par une relative réduction des ventes, donc des recettes (Kotzen *et. al.*, 2014).

Les études d'évaluation de pertes de recettes, portant sur certaines catégories de consommation ou sur l'ensemble des réductions de gains subies ou potentielles, ont été multipliées dans la décennie 2010.

#### **Deux exemples de calcul au Cap**

Avec une puissance PV installée de 1,5 kWc par un ménage consommant en moyenne 1000 kWh/mois, CoCT perd en moyenne 270 kWh/mois de vente au tarif municipal du Bloc 2. Cette perte survient au moment où CoCT achète le kWh à Eskom au tarif standard, ce qui équivaut à - R330 et représente 25% de diminution sur le profit brut total réalisé sur ce ménage.

Source: Kotzen *et. al.*, 2014

Pour l'ensemble de la consommation résidentielle, plusieurs scénarios basés sur l'absence d'installations PV avec batteries en 2015, puis sur leur développement par phases, ont été élaborés. Les calculs aboutissent, en moyenne, à une perte nette totale pour le seul secteur résidentiel allant de 3% à 6% des revenus de la vente d'électricité en 2020. En 2025, cette perte serait de l'ordre de 6% à 16% et pourrait atteindre au moins 29% en 2030.

Source : Mayr *et. al.*, 2015

Remarque: au moment de la rédaction de cet article, les 572 000 ménages abonnés de CoCT consommaient 40% de l'électricité, les entreprises, non prises en compte, 60%.

#### **Un exemple de calcul à Stellenbosch**

A Stellenbosch, pour respecter les normes NRS et compte tenu de l'état du réseau, on ne peut installer, au total, plus de 2 255 unités de 3 kWc chacune et connectées au réseau. En supposant qu'elles soient toutes opérationnelles, la perte brute de la municipalité serait, aux tarifs pratiqués en 2013-2014, de R 15 301 555.

Mais la municipalité, économisant R 5 465 182 en achats à Eskom, aurait finalement une perte nette de R9 836 373, soit 2,4% du revenu tiré de la vente d'électricité. Si on concentre l'étude sur les ménages consommant plus de 600 kWh/mois, et en supposant que tous aient installé un PV de toiture, la perte nette serait de 0,6% du revenu total.

Source: Korsten N., Brent A. C., Sebitosi A. B., Kritzinger K., 2017

Remarque: les calculs portent uniquement sur les installations résidentielles et ne prennent pas en compte les entreprises commerciales et industrielles, dont les puissances PV installables et la consommation électrique sont bien plus importantes.

## Un exemple de calcul à George

## George study – Impact example

- The impact of 3 125 residential PV systems of 4,08 kW<sub>p</sub> on municipal income.
- Based on a capacity of 12 750 kW<sub>p</sub> with consumers still using an average of R300 per month.
- The results will differ depending on the size of the installations and the amount of electricity still purchased from the municipality.

	Increase in income from change in fixed monthly charges	Reduction in income due to new kWh tariff	Reduction in income due to PV generation	Net reduction in income for George
Households stay on the same tariff			-R27 258 464	-R27 258 464
Households change to SSEG tariff	R10 241 084	-R1 647 000	-R27 258 464	-R6 451 284



CENTRE FOR RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY STUDIES

2018/04/11

Source : Kritzinger, 2018.

Si la réduction des revenus tirés de la vente est très bien perçue et analysée par les municipalités métropolitaines, dans les municipalités de moyenne et petite tailles en termes de population, où il n'existe pas toujours un service électrique distinct (à Swellendam, l'ingénieur électrique s'occupe de toute l'infrastructure urbaine et dans les plus petites municipalités, les agents qualifiés spécialisés en énergie électrique font souvent défaut), les détails techniques de la tarification comme les menaces pesant sur les revenus semblent trop souvent méconnus ou sous-estimés. Il est vrai qu'au XX<sup>ème</sup> siècle et jusqu'en 2008, la menace de réduction des revenus municipaux était insignifiante en raison du bas tarif de gros du kWh (qui n'a cessé de diminuer en valeur constante de 1973 à 2009) et du coût alors encore très élevé d'installation d'un PV résidentiel.

Mais la hausse des tarifs de gros d'Eskom et la baisse spectaculaire des coûts du PV convergent vers la parité entre les coûts respectifs du kWh ; une fois cette parité atteinte, nombre d'auteurs pensent que les installations PV pourraient être multipliées, ce qui se produit en effet depuis 2015-2016. Il faut donc que les municipalités s'adaptent, voire changent de modèle.

Ce constat formulé par Kotzen *et al.* (2014) pour les usages domestiques est encore plus vrai pour les installations commerciales et industrielles, qui achètent l'électricité à des tarifs locaux différents de ceux des ménages urbains et qui consomment beaucoup plus que ces derniers (par exemple, 60% du total consommé au Cap). En outre, nombre d'entreprises sont équipées de groupes électrogènes, habituellement utilisés comme solution de secours en cas de coupures ou de variations trop fortes de l'alimentation par le réseau municipal, et dont les performances techniques s'améliorent. Ces groupes alimentent le plus souvent une consommation nocturne : maintien d'un minimum de desserte dans les bâtiments, éclairage et fonctionnement du matériel de surveillance. Mais ils peuvent aussi être intégrés dans un mix d'entreprise, comme au Waterfront du Cap par exemple. Compte tenu du caractère composite du vaste complexe V&A Waterfront (malls et commerces de tous types, hôtels, parkings, sièges sociaux, logements, musée, loisirs, salles de

spectacles, etc.), donc de l'hétérogénéité des différentes courbes de charge, y compris au sein d'un même bâtiment (par exemple à Silo 1, on trouve 18 500 m<sup>2</sup> de bureaux, 300 m<sup>2</sup> de commerces de détail, 3 500 m<sup>2</sup> résidentiels - 31 logements - et 6 magasins autour de l'atrium central), tous les équipements PV de toiture sont connectés au réseau municipal. C'est pourquoi, par mesure de précaution ou par nécessité, des groupes électrogènes sont aussi souvent installés. A Silo 1, Zest WEG Group's Genset Division a ainsi installé 3 groupes de 350 kVA et 2 groupes de 500 kVA (chacun), qui fonctionnent selon l'évolution de la courbe de charge et de la capacité du réseau et/ou du PV (125 kWp installés) à faire face à une demande fluctuante. Un autre groupe de 500 kVA, de secours celui-là, est destiné à la desserte des logements de l'ensemble du district<sup>9</sup>.

#### **IV. Que peuvent faire et que font les municipalités depuis 2014-2015 ?**

Dans le cadre de leurs attributions et contraintes statutaires<sup>10</sup>, elles peuvent jouer sur leurs prérogatives réglementaires (normes, structure tarifaire, type de rachat du surplus des prosumers) pour entraver, empêcher ou rendre coûteuse toute installation de PV connectée au réseau municipal.

##### ***Mobiliser la contrainte forte des normes techniques d'installation***

Pour assurer la sécurité des personnes et des biens comme la stabilité d'un réseau, il est indispensable que la production d'électricité, la connexion des équipements productifs au réseau, le transport et la distribution de l'énergie électrique soient conformes aux normes nationales, qui s'imposent à tous les acteurs du secteur. Deux des normes sud-africaines, régulièrement mises à jour pour tenir compte des évolutions techniques, sont essentielles : (i) SANS 10142-1 relative à la desserte des locaux (wiring of premises) ; dans la version 2 de la révision survenue en 2017, les normes incluent l'équipement de locaux en courant direct jusqu'à 1,5 kV, prennent en compte les très bas voltages (moins de 50 V) et redéfinissent les limites des installations de moyen voltage (> 1 kV à 22kV inclus) ; (ii) NRS 097-2-3 (connexion des installations privées au réseau basse tension en fonction des capacités techniques du réseau<sup>11</sup>). Les municipalités, qui sont tenues de faire respecter ces obligations réglementaires au sein des territoires desservis par leurs propres réseaux de distribution<sup>12</sup>, peuvent tirer parti des normes.

Elles peuvent rendre obligatoire un diagnostic technique préalable des locaux du demandeur, entreprise ou particulier, pour vérifier la conformité aux normes et évaluer la possibilité d'installer un équipement PV, connecté au réseau ou non, avec ou sans modifications : les coûts du diagnostic, réalisé et certifié par un ingénieur électricien qualifié et reconnu, ceux de toute éventuelle adaptation technique sont à la charge du demandeur. Ensuite, elles peuvent limiter la puissance installable en conformité avec les directives de NRS 097-2-3. Celles ci recommandent de limiter l'installation PV à 25% de la demande maximale si le PV est connecté au réseau basse tension. Par exemple, pour un disjoncteur à ampérage de 60 A, la taille du PV installable est évaluée à 3,45 kVAc, la norme maximale acceptée est de 3,68 kVAc pour une desserte en courant monophasé et de 4,6 kVAc pour une desserte en courant multiphasé (monophasé et triphasé dans le même local). Des études techniques réalisées au Cap montrent qu'en théorie, il serait envisageable d'aller jusqu'à 7 kWc pour les ménages (van Der Merwe *et. al.*, 2019). Pour les entreprises, toute installation PV

<sup>9</sup> <http://www.zestweg.com/news/powering-up-at-cape-towns-silo-1-building>

<sup>10</sup> En particulier The Municipal Finance Management Act n°56 of 2003 (MFMA) et ses amendements ultérieurs.

<sup>11</sup> Eskom n'autorise aucune connexion privée de type SSEG sur son réseau basse tension mais accepte cette connexion sur son réseau moyenne tension. Des discussions ont eu lieu en 2019 au sein d'Eskom pour ouvrir la possibilité de connexion sur le réseau basse tension à de petits opérateurs privés revendant leur surplus.

<sup>12</sup> Un réseau municipal commence là où se trouve(nt) le(s) point(s) d'achat(s) sur le réseau Eskom et comprend l'ensemble du dispositif aval, transport, sous-stations, transformateurs moyenne-basse tension, desserte individuelle des parcelles jusqu'au point de livraison au consommateur.



supérieure à 350 kVAc, puissance séparant les petites des grandes installations selon Eskom, doit faire l'objet d'une étude préliminaire d'impact sur le réseau selon l'annexe A de NRS 097-2-3. En outre, les transformateurs MV-LV d'Eskom ont une capacité maximale de 500 kVAc et la taille d'une connexion PV est limitée à 75% de cette capacité, soit 375 kVAc.

La taille du système PV dépend aussi, et surtout, de celle de l'onduleur qui transforme le courant direct en courant alternatif, et qu'elle ne peut pas excéder : les municipalités peuvent donc agréer officiellement des listes d'onduleurs en choisissant parmi les modèles proposés par les fournisseurs. Elles peuvent aussi prendre en compte les variations de courbes de charge et la capacité du réseau pour fixer leurs propres limites : au Cap, depuis 2014, celle-ci est de 3,26 kWc pour les ménages desservis en monophasé<sup>13</sup>. En conséquence, le système PV d'un ménage de ce type (cas le plus fréquent) ne peut produire au maximum que 498 kWh par mois (3,26 kWhc x 5 heures par jour x 30 jours). Les municipalités peuvent aussi imposer le principe du consommateur net (net customer), un abonné ayant installé un système PV ne pouvant vendre au réseau plus qu'il ne lui achète sur une durée de 12 mois, ce qui contribue aussi à limiter la taille de l'installation privée.

Ajoutons que toute installation PV nécessite celle d'un compteur communicant bi directionnel, d'un système de basculement réversible et instantané des flux entre le réseau et le système PV et d'un bloqueur de sortie du flux provenant du PV s'il n'y a pas d'exportation prévue vers le réseau, équipements qui doivent aussi être conformes aux normes agréées par une municipalité. L'exigence normative s'accroît lorsque des batteries (qui génèrent, comme le PV, du courant direct et doivent donc également être équipées d'onduleurs ou reliées à un onduleur central) sont aussi installées, ce qui complexifie l'installation et la gestion des flux. En outre, de nombreuses municipalités rendent obligatoire la déconnexion automatique et instantanée du réseau en cas de coupure ou d'incident survenant sur ce dernier (anti islanding) afin de protéger les employés chargés de la remise en fonction du réseau.

Par ailleurs, toute installation PV doit respecter les règlements locaux d'urbanisme (Zoning Schemes Regulations) qui sont alignés sur des normes nationales. Ces règlements concernent par exemple la structure des toits et la capacité à supporter l'installation supplémentaire de panneaux PV (en moyenne 16 kg/m<sup>2</sup>). La norme de masse supportable légalement par un toit est de 100 kg/m<sup>2</sup> et les couvertures de charpente ont déjà leur propre masse : feuilles de tôle 25 kg/m<sup>2</sup>, tuiles romaines 50 kg/m<sup>2</sup> et béton 75 kg/m<sup>2</sup>. Les possibilités d'installation varient ainsi selon le type de couverture et la surface du toit (sans compter son inclinaison par rapport au rayonnement solaire et les contraintes liées à la forme du toit). Les règlements locaux d'urbanisme imposent également une hauteur maximale à ne pas dépasser pour un système PV de toiture (de 200 mm à 600 mm au-dessus du toit selon les cas) et interdisent de dépasser la crête si le toit est pentu ou fixent une hauteur de dépassement du point le plus haut. Un système PV posé au sol ne doit pas excéder une hauteur de 2,1 m. Si l'installation PV est hors de ces normes, le propriétaire de la parcelle doit transmettre une demande de dérogation auprès des services municipaux et disposer d'un agrément officiel écrit pour entreprendre la pose des panneaux. Depuis 2011, un texte réglementaire, SANS 10400-XA, a été ajouté aux National Building Regulations antérieures pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments<sup>14</sup>. Au Cap, son application se traduit par une obligation d'orientation est-ouest pour l'axe majeur d'un bâtiment, les pièces les plus utilisées et les surfaces vitrées devant être placées au nord pour être plus ensoleillées en hiver, une avancée de toiture devant procurer de l'ombre en été, ce qui a des conséquences sur l'architecture, celle de la toiture en particulier dont dépend le type de pose d'un système PV.

<sup>13</sup> Residential Renewable Energy for Cape Town – a webinar hosted by Brian Jones, Head of Green Energy for the City of Cape Town on 11 09 2014 gives some insight.

<http://greenaudits.co.za/residential-renewable-energy-generation-for-cape-town/>

<sup>14</sup> Dont l'obligation d'une fourniture énergétique comprenant 50% d'énergies renouvelables.

Malgré (ou en raison de...) cette avalanche de normes à respecter, le nombre d'installations PV non déclarées ne cesse de croître. Même dans les municipalités qui ont été pionnières en termes de SSEG, comme City of Cape Town, les installations illégales ont proliféré. Pour tenter d'entraver cet essor incontrôlé, certaines municipalités en soulignent l'illégalité en refusant d'adopter des textes réglementaires spécifiques au SSEG et en brandissant les menaces de débranchement du réseau et/ou de sanctions financières contre les fautifs. C'est le cas à Swellendam.

D'autres municipalités, inquiètes pour leurs revenus et la stabilité de leurs réseaux, se sont lancées depuis l'hiver austral 2018 dans des campagnes d'inventaire/enregistrement rendues obligatoires par les textes de NERSA, parfois complétés par leurs propres décisions règlementaires. CoCT a ainsi adopté en 2010 un arrêté (Electricity Supply by-law<sup>15</sup>) dont la section 39 interdit toute installation de PV sans un accord écrit et officiellement notifié du directeur des services électriques ; en 2017, la section 8 de cet arrêté a été amendée, le vocabulaire a été précisé (EG n'est plus seulement une 'nouvelle' desserte mais aussi une 'modification' de la desserte existante) et les normes comme les procédures liées à une connexion de type SSEG au réseau municipal ont été explicitées.

Cependant, cette démarche d'enregistrement, pourtant légale, est contestée, voire combattue par la plupart des organisations de citoyens et les résultats ne sont pas toujours probants. Au Cap, où nombre de citoyens ayant installé un système PV de toiture se plaignent de la longueur des délais de réponse de la municipalité et dénoncent les lenteurs bureaucratiques<sup>16</sup>, seulement 50% des installations illégales, qui ont été repérées grâce à des photos aériennes, auraient été déclarées par leurs propriétaires un an après le lancement de la campagne. À Stellenbosch, 25% des propriétaires d'équipements PV ne les ont pas déclarés (Korsten *et. al.* 2019). À George, l'application au réseau électrique de la technologie déjà utilisée pour le réseau d'eau, également mobilisée au Cap (contrôle permanent par un système numérique de la consommation de chaque point de desserte individuelle en eau, transfert des mesures dans une banque de données reliée à une base cartographique, mise à jour quotidienne d'un SIG consultable en ligne sur le site web municipal) devrait permettre de localiser très précisément les installations non déclarées et de planifier les futures installations (calcul des dimensions techniques optimales selon l'usage, localisation, simulation des solutions possibles par rapport au réseau).

### **Modifier la structure tarifaire municipale**

Sécuriser des revenus permettant de remplir les obligations d'un service électrique en appliquant localement des politiques nationales (comme le FBE) tout en contribuant quelquefois au financement d'actions sociales locales implique une tarification permettant, au minimum, de recouvrer le coût du service.

<sup>15</sup> <http://resource.capetown.gov.za/documentcentre/Documents/Bylaws%20and%20policies/Electricity%20Supply%20By-law.pdf>

<sup>16</sup> 'SSEG registration in Cape Town, Western Cape and beyond', 2 August 2019, <https://www.greenability.co.za/sseg-registration-cape-town-western-cape-beyond/>

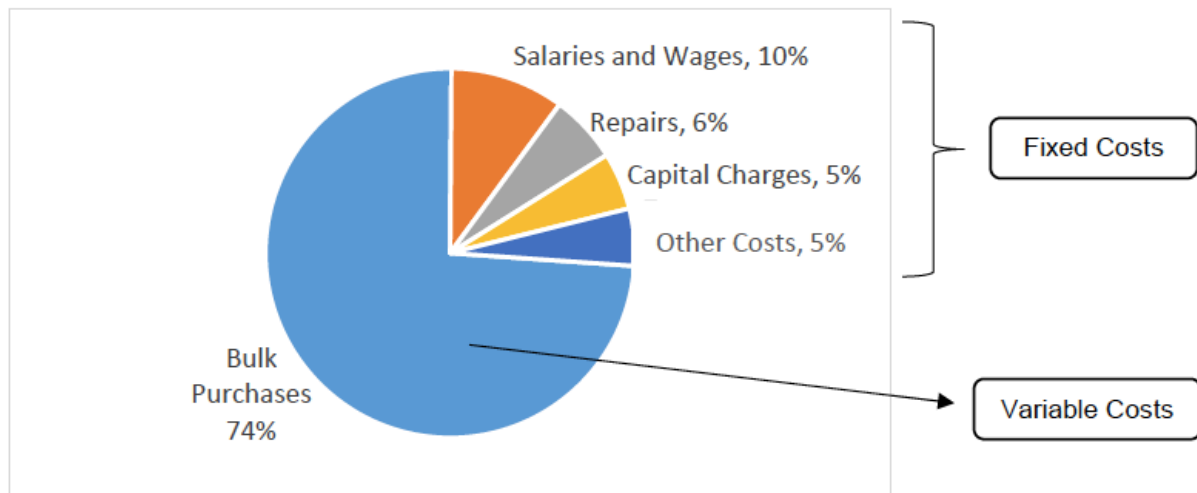


Figure 1: Average cost structure of Municipal Electricity Distributor

Source : Shumba *et. al.*, 2019

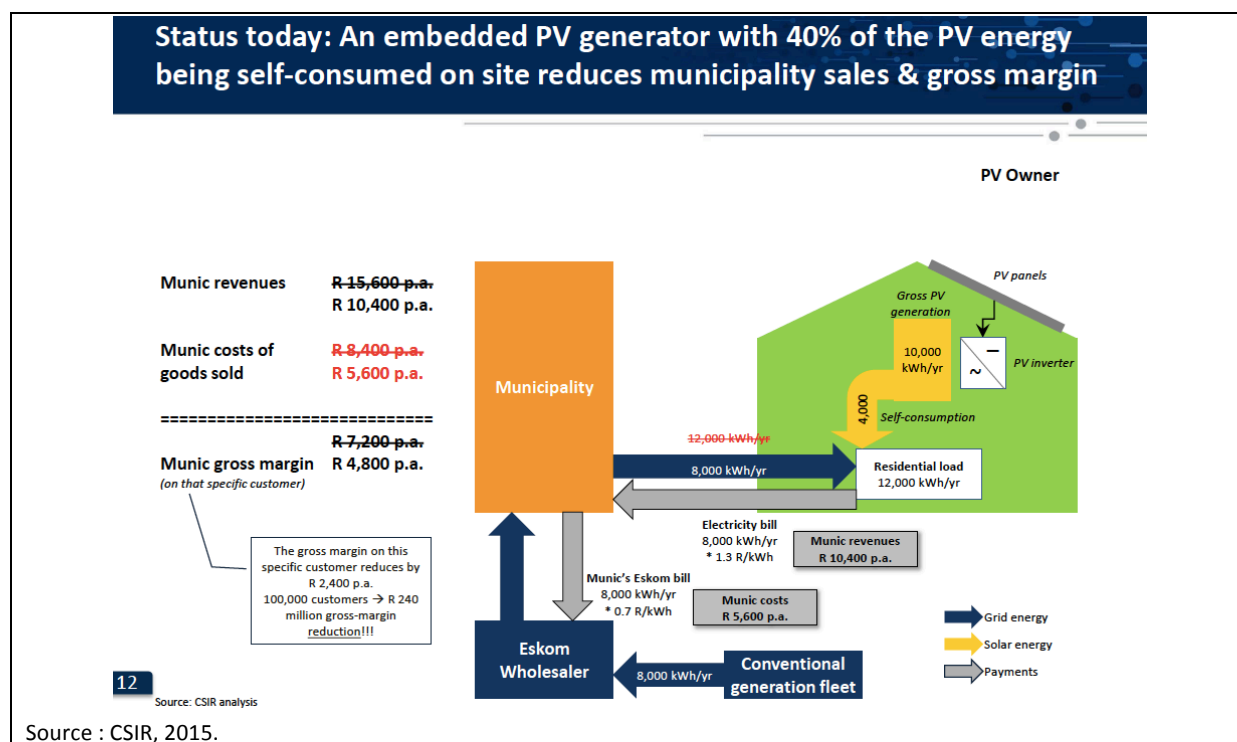
Toute restructuration d'une tarification municipale est cependant compliquée quand il s'agit de préserver le caractère redistributif du système. Un exemple : comme le soulignait en 2017 Leslie Rencontre, directeur des services électriques, City of Cape Town : *'One of the key threats we discussed with Nersa previously is that we were finding higher-end households were able to reduce their [electricity] consumption and were then accessing subsidies aimed at the indigent'*<sup>17</sup>.

Depuis 2015, nombre de municipalités ont remanié la structuration de leurs tarifs et ajustent ces derniers annuellement en fonction des hausses de tarifs de gros d'Eskom. Rappelons qu'un des nombreux problèmes de cet ajustement est le décalage entre les calendriers tarifaires annuels : celui d'Eskom va du 1er avril au 31 mars de l'année suivante, celui des municipalités du 1er juillet au 30 juin. Il faut y ajouter les problèmes liés aux dates finales d'approbation de tous les tarifs par NERSA : les autorisations d'augmentation annuelles sont souvent contestées par Eskom, ce qui provoque de nouveaux arbitrages et décalages (quand ce n'est pas finalement la justice qui tranche), et les municipalités doivent à la fois intégrer les tarifs d'Eskom et fixer une marge permettant aux services électriques d'assumer leurs fonctions.

Les municipalités tentent d'atténuer les effets négatifs sur leurs revenus en modifiant leur structure tarifaire. Il leur faut en effet réduire la perte nette de revenus, c'est-à-dire la valeur des kWh qu'elles ne vendent plus (désormais autoproduits par un abonné) diminuée de la valeur de ces kWh qui ne sont plus achetés à Eskom ; le calcul de la perte nette diffère si l'abonné réinjecte des kWh dans le réseau avec un FIT et /ou si on inclut dans le calcul le coût de desserte d'un point de livraison.

<sup>17</sup> 'Stuck between solar and theft, municipalities founder on electricity', *Mail & Guardian*, 23 May 2017, <https://mg.co.za/article/2017-05-23-00-stuck-between-solar-and-theft-municipalities-founder-on-electricity>

**Un exemple simulé de pertes de revenus (PV installé 4 kWc,  
consommation annuelle 12 000 kWh, valeurs hors TVA)**



Les services électriques et les conseils municipaux qui votent les budgets annuels peuvent jouer sur quatre éléments.

- Premièrement, l'instauration d'une charge fixe totalement indépendante du nombre de kWh consommés pour les ménages abonnés (les entreprises payent déjà une telle charge fixe souvent couplée à un tarif basé sur le principe de demande maximale). En augmentant le coût du kWh acheté par l'abonné, cette charge fixe contribue à allonger la durée de récupération du coût initial d'un équipement PV et peut jouer comme un facteur de dissuasion si le montant de cette charge fixe est élevé, comme dans la municipalité de Drakensberg, où pour l'exercice 2017-2018, elle a atteint R550,20/mois hors TVA, soit 1,5 fois plus qu'au Cap (R324,90) et à George (R355,31) et 2,5 fois plus qu'à Durban (R229,23) (Mashiri R., Bekker B., 2018). Mais cette démarche est souvent vécue et dénoncée comme punitive et peut aussi avoir un effet inverse avec une multiplication des installations illégales 'de révolte' par les citoyens les plus aisés, faisant en conséquence peser des risques sur la stabilité du réseau local. Depuis son introduction pour les ménages, la charge fixe est devenue une source de polémiques politiques et les municipalités peinent à en expliquer le bien fondé.

- Deuxièmement, l'alignement du principe tarifaire pour les ménages gros consommateurs et ayant installé un équipement PV sur celui de la demande maximale, appliqué aux entreprises qui sollicitent ce type de tarif. Ce principe est basé sur la taille en kVA de l'installation électrique d'une entreprise. Le tarif NMD (Notified maximum demand) est fixé sur une base annuelle ou mensuelle et formulé en c/kVA ; c'est la capacité en kVA nécessaire à mobiliser par le fournisseur, ici une municipalité, pour alimenter l'entreprise lors d'une période donnée qui sert de base au calcul. Ce système, qui est parfois modulé par un coefficient dit 'facteur énergétique' qui corrèle le montant payé à l'utilisation de la puissance installée (voir ci-dessous pour Durban) et/ou fonctionne en TOU, peut être étendu aux ménages équipés d'un compteur communicant bi directionnel.

An example (based on ITOU Tariff rates):

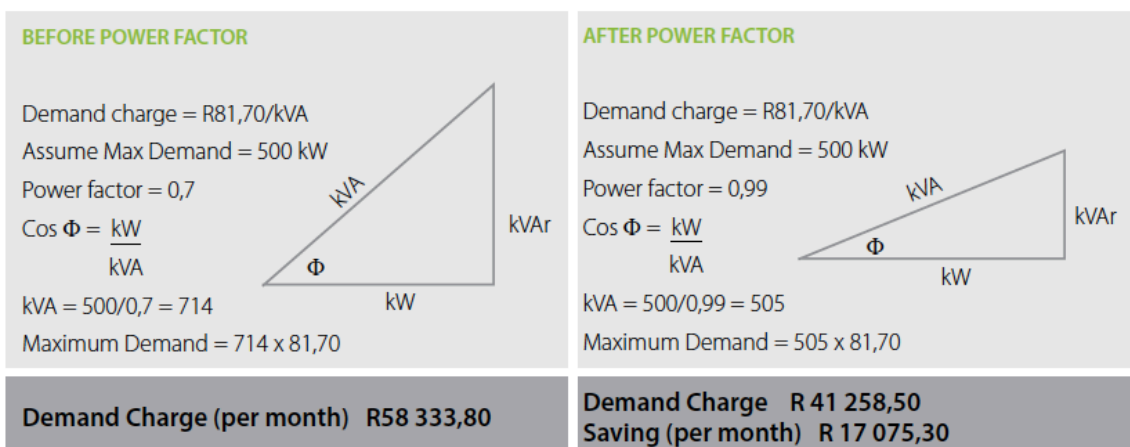
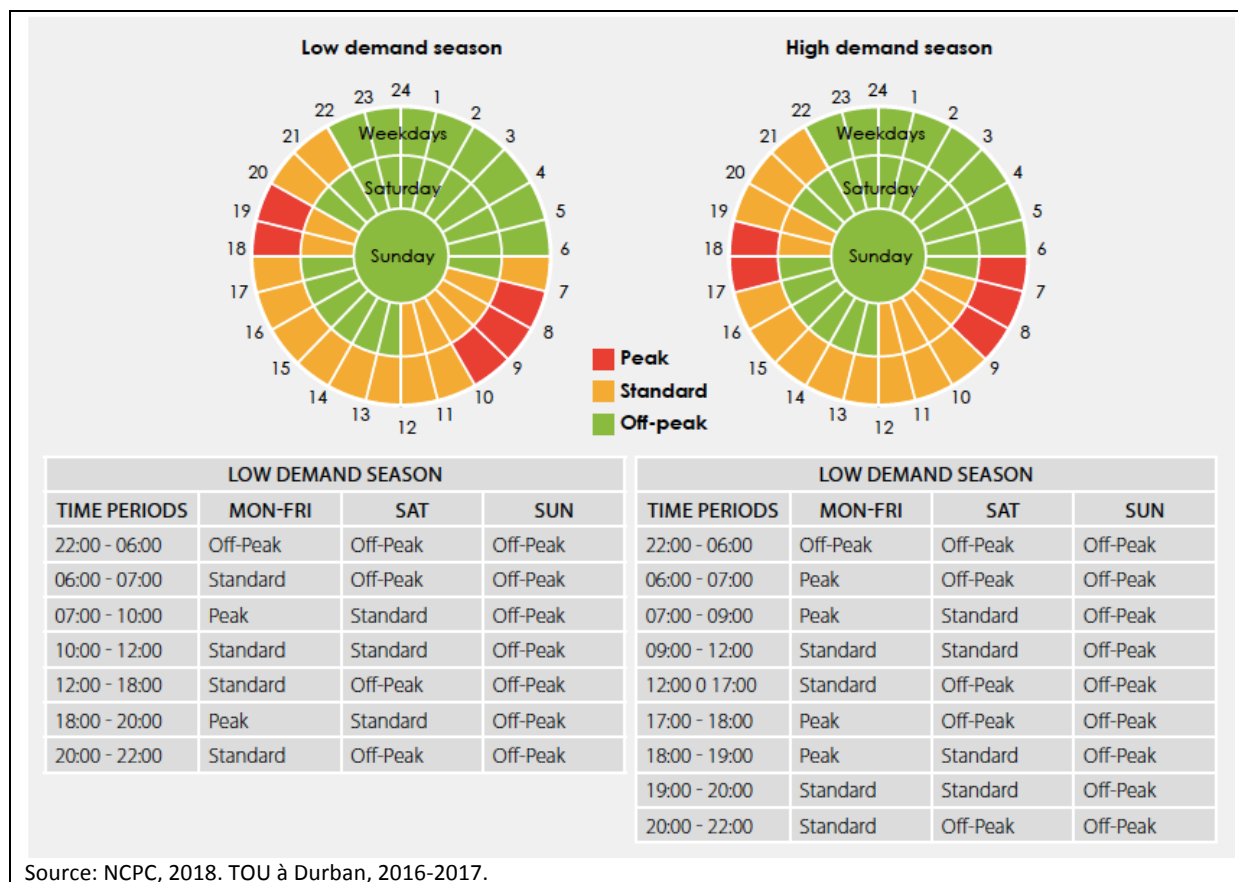


Figure 2: This reflects a power factor comparison by calculation (Source: eThekweni Municipality tariff booklet 2016-2017).

Source: NCPC, 2018.

- Troisièmement, l'adoption du TOU comme principe, avec un tarif différencié selon les saisons de consommation et divisé en trois tranches horaires (peak, standard, off peak). Le TOU permet d'inciter le consommateur à transférer une partie de ses kWh des pics vers les heures moins chères et à la municipalité de l'alimenter avec un tarif bas d'Eskom et une meilleure marge pour elle.



Source: NCPC, 2018. TOU à Durban, 2016-2017.

- Quatrièmement, la mise en place de tarifs de rachat des surplus produits par les systèmes PV (Feed-in-Tariff, FIT). Rappelons ici que selon les termes du MFMA, tout achat municipal doit être effectué au plus bas coût et, s'agissant de kWh, ne peut donc pas être supérieur au tarif d'Escom au moment où cet achat à lieu. Après de longs débats entre AMEU, SALGA et NERSA - et en leur sein -, le principe du 'net billing', plus favorable aux municipalités que le 'net metering', a été recommandé. Avec le 'net metering', les volumes d'entrée et de sortie d'énergie électrique sont mesurés et la valeur monétaire de l'unité entrante (1 unité = 1 kWh) est la même que celle de l'unité sortante. Exemple : si 250 kWh sont importés du réseau et 30 kWh exportés vers le réseau, le 'net metering' affiché est de 220 kWh et le consommateur paye pour ces 220 kWh un montant correspondant à sa position dans la grille tarifaire d'une municipalité ou d'Escom. Avec le 'net billing', la valeur monétaire de l'unité exportée est inférieure à celle de l'unité importée. Si 250 kWh sont importés (à 1,50 rand le kWh) et 30 kWh sont exportés (à 1,00 rand le kWh), le consommateur paye 345 rands, soit 375 rands (250 x 1,50) – 30 rands (30 x 1,00 rand). La différence de valeur correspond aux coûts du transfert via le réseau et de la maintenance de ce dernier (SALGA, GIZ, 2018). D'un point de vue juridique, le choix du net billing fait de l'abonné revendeur un consommateur net et, avant la modification de l'ERA en 2017, le dispensait donc de solliciter une autorisation d'exploitation auprès de NERSA qui était alors obligatoire pour les producteurs privés revendant la totalité ou plus de la moitié de leur propre production. Une autre possibilité, très peu utilisée, consiste à délivrer des 'certificats verts' (green certificates) à un abonné réinjectant des kWh dans un réseau municipal sans lui racheter ces kWh mais en l'autorisant à vendre ces certificats verts.

<i>Non-tax incentives for self-consumption + partial injection</i>		
<b>Feed-In-Tariff</b>	<b>Green Certificate</b>	<b>Net metering / Net billing</b>
1 contract for electricity purchases <b>1 contract</b> for electricity sales	1 contract for electricity purchases <b>0 contract</b> for electricity sales	<b>1 single contract</b> for both electricity purchases and sales
For each kWh injected, the customer is paid according to the current feed-in tariff, regardless of the electricity bill that he may have	The customer <i>can</i> sell the green certificates he acquires when he injects renewable energy into the grid	On his month <i>n</i> bill, the customer can deduct the value of the month <i>n-1</i> injected kWh

Source : IEA, 2018.

Cependant, le calcul du tarif de rachat demeure une opération compliquée, d'autant plus que la mise en oeuvre d'un FIT est accompagnée de l'instauration d'une taxe de raccordement. Pour les municipalités, c'est un dilemme : fixer un tarif de rachat trop bas risque de décourager les initiatives d'installation PV alors que depuis la crise électrique de 2008, elles ne cessent de promouvoir les économies d'énergie et de tenir un discours politiquement correct, très favorable aux énergies renouvelables. Mais fixer un tarif de rachat trop élevé revient d'une part à augmenter les pertes, et, d'autre part, à subventionner les citoyens les plus riches avec les revenus tirés des abonnés consommant moins que la tranche haute, généralement 600 kWh/mois. Les vifs débats au sein de l'AMEU montrent à quel point le problème est compliqué à résoudre en fonction des situations locales : au Cap, le FIT résidentiel est un flat tarif, à Stellenbosch il est inspiré du TOU avec un Time of Generation appliqué en fonction des heures de production.

Pour le citoyen disposant d'un système PV, toute la question est de savoir si la somme des économies réalisées grâce aux kWh du PV directement consommés et de la revente du surplus à la municipalité permet de réduire la durée de récupération de l'investissement initial. À Stellenbosch, cela ne semble pas être le cas en raison du montant de la taxe mensuelle de connexion.

### **The lack of enthusiasm for feed-in tariffs in Stellenbosch**

In 2016 Stellenbosch Municipality implemented a FIT for SSEG. This allows any owners of a rooftop solar system to apply for the FIT. The stipulated rate is the current Eskom rate less 10%. However, what emerged from a Master's research study conducted by Geeta Morar, a Stellenbosch University student who studied at the Sustainability Institute, is that such a scheme isn't necessarily as successful as it could be. Morar's study aimed to uncover some of the perceptions on the proposed feed-in tariff of a sample group of Stellenbosch residents from middle to high income households.

In order to apply for the feed-in tariff, homeowners have to pay a grid connection fee of R140 per month. Morar's case study participants felt that the amount of money they would make back by feeding into the grid wouldn't always match this fee, which means they felt that they won't be making any real money and the payback period for the system would remain the same.

An interesting finding is that case study participants are much more inclined to invest additional money in purchasing batteries than in installing solar PV systems to benefit from the proposed feed-in tariff scheme. This means they'll be able to store their excess electricity on site for evenings and overcast days rather than sell the excess electricity back to the municipality at the proposed tariff. They believe that they would be able to go off the grid completely – an idea much more attractive to them than staying grid-connected and receiving an insubstantial FIT, while, in addition, paying a monthly grid connection fee. By being off the grid, they feel that they would be able to avoid the expected future electricity shortages. This is because the case study focus group revealed that they remain deeply concerned about the national electricity supply system's reliability.

While these findings can't be generalised to speak of all Stellenbosch homeowners, this study provided insight into some of the perceptions around SSEG and FIT in the middle and high income community.

Source: 'Rooftop solar: While municipalities focus on feed-in tariffs, a much larger problem persists', Written by Adél Strydom / Geeta Morar on 2018-05-30 08:29:38

<https://www.sustainabilityinstitute.net/si-news/5503-rooftop-solar-while-municipalities-focus-on-feed-in-tariffs-a-much-larger-problem-persists>

### ***La diversité des choix dans le Western Cape : retours de terrain (extraits d'entretiens et commentaires)***

Les municipalités sud-africaines sont confrontées à la diminution de la consommation électrique consécutive, entre autres facteurs, aux économies d'énergie réalisées par les ménages et les entreprises (mais en moyenne, la consommation reste relativement élevée, 230 kWh/personne/mois). Cette diminution pèse évidemment sur la valeur des ventes et, en conséquence, sur la capacité à financer les coûts fixes des réseaux locaux alors que les municipalités n'ont aucune prise sur les augmentations des tarifs d'Eskom (coût variable).

Celles du Western Cape sont pénalisées par leur éloignement des centrales thermiques et le long transport de l'électricité sur les lignes à haute-tension (le surcoût est évalué à 3%). En outre, les problèmes qu'elles doivent résoudre sont très divers. L'état technique des réseaux diffère : dans certains cas la priorité est à l'urgente modernisation d'un réseau vétuste (Swellendam), dans d'autres cas l'actuel réseau à une qualité technique et une capacité suffisantes pour absorber un surplus venant d'installations PV privées (Mossel Bay, George) ; au Cap, CoCT ne contrôle pas toute la desserte du territoire métropolitain (25% des connexions sont alimentées directement par Eskom), et à George, Mossel Bay et Swellendam, des exploitations agricoles et agro-industrielle sont aussi desservies par Eskom. Les bases économiques, le mix local résidentiel-commercial, les profils sociaux citoyens sont contrastés et, en conséquence, les nécessaires adaptations de la structure tarifaire ne peuvent être homogènes. Il est d'autant plus compliqué de faire des comparaisons entre les villes

que les adaptations entreprises depuis 2016 n'y ont pas le même pas de temps et qu'une même municipalité peut aussi modifier sa structure tarifaire d'une année sur l'autre, comme CoCT qui a introduit un nouveau tarif résidentiel depuis le 1er juillet 2018 (Home User Tariff) tout en ajustant les critères d'autres tarifs pour faire basculer des citoyens dans la nouvelle catégorie.

#### *Variations municipales sur la SSEG*

18 municipalités sur les 25 ayant des compétences en termes de distribution d'électricité sont engagées dans le processus SSEG. Dans les quatre villes étudiées, une n'est pas dans ce cas, Swellendam, mais l'examen des tarifs SSEG 2019-2020 et une comparaison avec les années antérieures montrent que la mise en pratique du SSEG n'est pas si simple dans les trois autres villes.

- Swellendam, une résistance assumée au développement du PV privé résidentiel avec réinjection dans le réseau municipal (pas de réglementation, pas de FIT), une position pro PPA avec de grandes fermes éoliennes et solaires concurrençant Eskom).

Source : entretiens avec Frik Erasmus (FE), Director of Infrastructure, Municipality of Swellendam, 22 août 2018 ; Herman Fourie (HF), Overberg Lighting and Electrical, Swellendam, 22 août 2018 ; Hector Odendaal (HO), consultant et agent intermédiaire, entretien à George, 29 août 2018.

FE, qui est plutôt prudent dans ses propos (il insiste souvent sur le caractère personnel de ce qu'il dit : « *It is my opinion* »), n'est pas hostile aux énergies renouvelables en général, mais il fait d'emblée une nette distinction entre, d'une part, les grands producteurs privés (IPPs), et, d'autre part, les SSEG (< 1MW) à propos desquels il se montre très réticent. Il est très favorable à un système qui mettrait en concurrence Eskom et des IPPs, son travail (« *my job is...* ») consistant à acheter l'électricité au meilleur prix aux heures de pointe, durant lesquelles les tarifs d'Eskom sont les plus élevés et alors que la municipalité vend à perte du fait de son tarif constant (flat tarif).

Or, les petits producteurs urbains indépendants équipés en PV (sans batterie installée) peuvent réinjecter de l'électricité dans le réseau uniquement dans la journée, donc en heures creuses lorsque le tarif d'Eskom est le plus bas, ce qui permet à la municipalité de dégager un surplus monétaire compensant les pertes subies pendant les heures de pointe. Pour FE, la municipalité n'a donc aucun intérêt financier à encourager le développement de SSEG résidentiels avec tarif de rachat. Il est d'accord pour des installations PV privées résidentielles à des fins de consommation propre, mais pas pour une revente des surplus à la municipalité (« *for own consumption and saving purposes, but not for feed-in* »). Il aimerait bien que la municipalité s'équipe en EnR pour ses propres besoins (installation de PV sur le toit du bâtiment du service des infrastructures par exemple), mais les priorités aujourd'hui sont en fait ailleurs : mise en place d'un système de récupération d'énergie pouvant garantir le bon fonctionnement du réseau d'assainissement ; rénovation du réseau électrique, ce que la dernière version de l'IDP confirme en termes de choix d'investissement à programmer.

FE ajoute cependant que toutes les municipalités n'ont pas des positions identiques face à la question du PV et du FIT. L'intérêt des SSEG dépend beaucoup de la taille de la ville, du niveau de pauvreté et de la base économique. Avec une base économique, surtout industrielle, plus étoffée, le développement du PV peut être un avantage (avec des réinjections durant les heures de pointe et un tarif de rachat moins coûteux que celui de l'achat à Eskom à ce moment là). Mais Swellendam est une petite ville dans laquelle il est déjà difficile d'équilibrer les demandes. En outre, dans les petites villes, il y a des problèmes de compétences techniques pour surveiller et contrôler les installations, beaucoup de techniciens municipaux qualifiés ayant été remplacés par des agents peu qualifiés issus des groupes désavantagés et recrutés au titre de la 'réparation' (Employment Equity Act).



Les propos de FE sont confirmés et précisés par HF. Son analyse de la diffusion lente et peu importante de PV à Swellendam met en lumière trois facteurs : le blocage exercé par la municipalité qui est très hostile au développement de SSEG résidentiels pour des raisons financières (pertes de recettes), le prix encore élevé et dissuasif des installations PV, la mentalité dominante des consommateurs qui ne voient pas l'intérêt d'un changement et parfois ignorent même de quoi il s'agit lorsqu'on aborde avec eux la question des énergies renouvelables. Et il faudra du temps pour modifier les mentalités.

Concernant la municipalité, le blocage est total selon HF et la réaction à toute tentative d'injection dans le réseau municipal est rapide. HF ne dément pas le fait qu'il y ait des installations raccordées au réseau « illégalement », et ajoute que lorsque la municipalité s'en aperçoit, elle change le compteur du consommateur concerné. Quand elle a appris que quelques installations PV réinjectaient de l'électricité dans le réseau grâce au compteur mécanique classique (comptage du total des unités entrantes réduit par celui des unités sortantes, avec pour conséquence la diminution des kW/h consommés et une réduction de la facture), la municipalité s'est lancée dans une opération de remplacement des types de compteur. HF souligne que les compteurs à pré paiement, qui bloquent les flux de retour, ne permettent pas la réinjection dans le réseau. L'installateur propose alors de sous-dimensionner l'installation PV pour être sûr que l'utilisateur pourra auto-consommer toute l'électricité produite. Il y a donc peu de chances, pour le moment, d'assister à un développement important du PV dans la ville. HF comprend d'autant moins les résistances de la municipalité qu'elle pourrait, selon lui, récupérer de l'argent avec un FIT adapté.

L'analyse de HF est complétée par celle de HO, pour qui, à Swellendam, il n'est même pas possible de discuter. Il a lui-même posé la question du FIT pour pouvoir équiper une maison située en ville, mais la municipalité lui a opposé un refus. Sans FIT, le solaire ne sert à rien pour une maison d'habitation : de 8h15 à 17h, il n'y a personne sur place et la consommation est très faible ; le pic de consommation est de 17h à 20h30, quand tout le monde est rentré. Or, le PV fournit l'essentiel de l'électricité entre 9h et 17h : sa production est donc inutile en l'absence de stockage (batterie) et/ou de FIT. C'est pourquoi HO est très critique quant à la politique menée à Swellendam, qui résiste beaucoup au SSEG, ce qui n'est pas le cas dans d'autres municipalités où existent des politiques pro-SSEG. Exemples : Paarl (siège de la municipalité de Drakenstein) et Wellington (située dans la même municipalité). La résistance aux SSEG s'explique, selon HO, pour plusieurs raisons : la perte de revenus pour la municipalité, le manque de qualifications professionnelles (la mise en place des SSEG nécessite celle de nouveaux systèmes informatiques et de nouvelles structures tarifaires), le manque de volonté face à nouveauté et au travail supplémentaire. Il est difficile de sortir de la routine et on semble se contenter de cette routine à Swellendam.

En revanche, FE est favorable à la mise en concurrence entre Eskom et des grands producteurs privés qui fourniraient des EnR à un tarif plus bas que celui d'Eskom. Mais cela suppose de régler deux problèmes :

- Un problème d'ordre réglementaire concernant la signature de PPA par la municipalité : il faut obtenir l'agrément de NERSA pour le tarif d'achat et surmonter la contrainte du MFMA qui n'autorise pas, ou complique, la signature de contrats de plus de 3 ans (l'exemple de l'usine MTO à George montre qu'il est possible de signer des contrats de plus de 3 ans même si la procédure est longue et compliquée). EF souligne cependant avec force que ce principe, qui n'est pas appliqué pour les contrats d'achat d'électricité entre les municipalités et Eskom, n'a pas de validité juridique ; il n'y a pas de raison de l'appliquer seulement aux contrats entre municipalités et IPPs. Il ajoute qu'il s'agit d'une mesure politique destinée à protéger Eskom
- Un problème de localisation du IPP par rapport aux réseaux Eskom et municipal. Si le IPP est connecté au réseau Eskom, l'intérêt pour la municipalité est nul car elle doit alors passer par le système tarifaire d'Eskom. EF est plutôt en faveur d'une connexion directe sur le réseau

municipal avec toutefois un problème à régler, celui de la localisation du point de livraison qui peut être diversement situé :

- Soit les points de livraison et de connexion coïncident et sont localisés à proximité du réseau municipal : le compteur (bulk meter) y est installé et le financement et la maintenance de la ligne en amont de ce compteur est à la charge du producteur privé.
- Soit le point de livraison et de connexion sont différents, le premier étant à proximité immédiate de la ferme solaire/éolienne et disjoint (éloigné) du point de connexion au réseau municipal. Dans ce cas, le financement de la ligne de transmission entre les deux points est à la charge de la municipalité. Cette option a sa nette préférence, sous réserve de pouvoir négocier avec le producteur privé un tarif inférieur à celui d'Eskom (si une ferme solaire ou éolienne doit être reliée directement au réseau municipal, le coût de raccordement varie, selon la distance, entre R5 et R30 millions d'après FE).

Il affirme une conviction : tant qu'Eskom ne sera pas démantelé, ces solutions ne pourront pas être mises en oeuvre, Eskom contrôle tout, la production, le transport et la distribution et ne considère pas les municipalités comme des 'utilities'.

*Mossel Bay et George : approches pragmatiques et tâtonnements expérimentaux en tous domaines pour offrir le choix aux habitants*

Sources : Mossel Bay, entretien avec Charles Geldenhuys (CG), Electricity and Mechanical Department Senior Manager et Petrus Harmse (Manager, Planning & Customers Services – Electrical), 27 août 2018

George, entretien avec Hector Odendaal (HO), consultant/agent pour Specialized Solar Systems) 29 August 2018 ; Steyn van der Merwe (SvM), Director Planning and Design Directorate, Electro-Technical Services, 31 août 2018.

À Mossel Bay, l'approche est très pragmatique et expérimentale, avec une recherche de solutions via une exploration de possibilités diverses, mais les ingénieurs n'ont pas de réponses toutes faites. Ils ne sont ni conservateurs, ni dogmatiques mais persuadés qu'il faut aller de l'avant. « *We are building our own experience* ». *We don't have the solution to make the whole thing viable whole year round* ". L'idée centrale de CG est que la municipalité doit offrir des choix aux consommateurs et le PV est l'un de ces choix (« *SSEG will be part of the system in the ongoing 20 years*»), valorisé par l'incertitude pesant sur l'alimentation électrique ("*80% of the interest came from the load shedding*") et la hausse continue des tarifs d'Eskom.

Il faut aussi tester ces choix et on n'en est qu'au début, au stade des « tâtonnements expérimentaux », mais il faut les faire. D'autant qu'on ne sait pas ce que sont les attentes de la population qui d'ailleurs elle-même est dans le brouillard. Le credo (sa conviction) de CG est que la municipalité doit impulser et encourager le mouvement en communiquant sur son savoir technique et financier et sur l'évolution de ce savoir auprès des habitants. Partager l'information disponible pour inciter les citoyens à entreprendre quelque chose est d'autant plus compliqué et difficile qu'il y a beaucoup d'incertitudes. D'abord les vicissitudes de la réglementation de la part de NERSA : non seulement le cadre est mal stabilisé mais il varie sans cesse. Incertitude sur les arbitrages finaux de NERSA concernant les tarifs soumis tous les ans par les municipalités. Incertitude également sur les tarifs d'Eskom qui peuvent également varier au cours du même exercice budgétaire, ce qui impacte les budgets municipaux. Un exemple très récent : le 7 mars 2019, NERSA annonce une autorisation d'augmentation du tarif de base d'Eskom de + 13,82% au 1<sup>er</sup> avril (9,41% de hausse + 4,41% liés à une clause de rattrapage) mais les tarifs municipaux ne sont réajustés que le 1<sup>er</sup> juillet. Comment anticiper une telle variabilité survenant de surcroît en cours de préparation d'un budget municipal ?.

La démarche expérimentale est bien illustrée par l'installation de PV sur le toit du bâtiment des services techniques dans lequel l'entretien a lieu : « *the load management gives priority to the PV, then batteries, then the grid and, if necessary, the generator. We are not in the business of selling. We are learning, in the process of experimenting, learning curving* ». L'installation PV a aussi un objectif démonstratif et pédagogique pour les habitants, qui sont très intéressés par l'expérience menée et à qui le service technique tente d'apporter des réponses : « *On the side of the people : they got very excited, they phoned everyday to know about the policy and the solutions but then just a few projects were implemented at the end of the day. We only ask them to be registered. But there is resistance because of what the newspapers say : they want to tax you... but apart from that, no big resistance to register* ». Ces réponses doivent être claires et honnêtes : « *But we must be clear on the cost : break-even in 7 year time. Lifespan of the PV: different types and they all have different lifespans. The cheapest, they are obsolete when they reach their lifetime. Size of the system: depends of the type of load* ». Il ne faut pas oublier le coût des batteries : est-ce que cela vaut vraiment la peine pour les ménages d'en acheter ? La réponse n'est pas facile, elle dépend de la puissance installée (en moyenne, la puissance installée par les ménages est 3 kWc).

Le but ultime est d'offrir l'électricité au plus bas tarif possible aux consommateurs. Cela passe par l'ouverture de choix nouveaux, dont le PV. Cependant, tant que le problème du stockage n'est pas réglé, tout restera expérimental. La grande question est en effet celle du stockage. Hybridité ? Oui, le système futur sera plus divers que l'actuel mais CG ne sait pas du tout à quelle échelle cette hybridité sera développée de manière soutenable. L'idée de préserver un service public accessible à tous est très présente.

La démarche expérimentale a cependant des limites. Concernant les entreprises, il n'y a pas de FIT à Mossel Bay faute de savoir-faire gestionnaire municipal. Compte tenu de la puissance installée, il faut en effet que l'entreprise concernée obtienne d'abord une autorisation d'exploitation de NERSA, qui doit également approuver le FIT. Mais ce tarif spécifique est très compliqué à calculer car les industriels, par exemple, ont des tarifs particuliers négociés au cas par cas avec Eskom. Il est ainsi très difficile de discuter avec trois interlocuteurs différents. CG dit que le service technique ne sait pas le faire : « *We don't know how to manage it. It is a grey area* ». « *We are going there. It will be changed in the next tariff structure but not yet ready* ». Example : *Airport could feed back solar energy but requires a licence from Nersa and use municipal infrastructure. How should we do it ?* ».

La municipalité peut faire de la formation, des expositions, des conférences et elle peut donner des conseils. Mais finalement, c'est le tarif qui a une réelle fonction d'orientation des comportements : « *The tariff structure works as a learning process* ». Si l'abonnement (grid charge) est très élevé, il orientera les comportements ("il faut frapper les gens au niveau des poches" : « *hit into the pockets* »). C'est la meilleure incitation pour indiquer aux consommateurs ceux qui peuvent sortir du réseau et ceux qui doivent éviter de sortir. Et pour être efficace en termes d'économie d'énergie, il faudrait appliquer un TOU aux ménages, ce qui est difficile en raison des incertitudes sur les arbitrages de NERSA et des tarifs d'Eskom. L'objectif doit être d'obliger les gens à gérer leur propre demande en améliorant leur courbe de charge. « *What we want to do is to force the people to manage their demand and improve their load factor : they have to switch from solar to gas or to network to help the municipality manage the whole demand and save on its Eskom bill* ». Pour cela, il faudrait généraliser le TOU : « *we have already a time of use tariff for commercial consumers and there is no legal barrier to expand it to households, but that will be in a second phase because they would have to change the meters and it is costly. The classic prepaid meter cannot make the difference between hours and is not compatible with ToU tariff* ».

De plus, la modification d'une courbe de charge est compliquée, le mode de fonctionnement du PV posant problème : « *the real problem is to switch a part of the demand off the load at peak hour. During daytime it is fine. Peak hour : in the morning, not too big, around +10% more; the real*

*challenge is in the evening (18h-20h30 : +20%). Panels do not help but batteries could help. But storage is too costly at the moment. Research and new technology are still needed”.*

Finalement, CG se dit favorable aux expérimentations à modeste échelle, mais pas à des échelles supérieures, ce qui entraînerait un risque pour la municipalité. Il ne répond pas à la question concernant le développement de mini réseaux solaires ou mixtes dans les townships et qui pourraient être gérés par la municipalité. Solution pas du tout envisagée ou pas du tout envisageable au stade actuel ? Ou bien trop de risques de sorties du réseau auquel les ingénieurs demeurent attachés, pas seulement pour des raisons techniques mais aussi parce que les ventes d'électricité permettent de subventionner les kWh gratuits pour les indigents ainsi que des actions dans d'autres secteurs que la fourniture d'électricité ?

À George, un pas supplémentaire est franchi avec l'expérimentation d'une méthode de planification de l'électricité incorporant les SSEG à des fins de pilotage. La réglementation et le FIT sont en vigueur et les défis posés par l'essor du PV et des SSEG sont inclus dans la conception d'un Energy master plan (un "mini-IRP" municipal), qui sera ensuite intégré dans le IDP local. SvM Insiste beaucoup sur importance de la planification pour affronter les défis posés par les SSEG. Pour cela, il a fait appel à une équipe de consultants<sup>18</sup> (*a national consultancy firm*). *“They are involved in national Eskom planning : they know the business of planning electricity”.*

Un plan similaire est déjà en place pour l'eau avec l'usage d'un SIG : la banque de données permet de cartographier la consommation (ou plutôt les dépenses des ménages) par compteur d'eau sur un an, ce qui est aussi possible pour l'électricité, par exemple avec les compteurs à pré paiement. Pour l'eau, on peut visualiser les dépenses en cliquant sur la carte disponible sur un site internet. Le SIG relie en effet la localisation du compteur, la consommation en m3 et la dépense en rands. *« All data is integrated in the GIS »*. SvM montre les cartes sur internet (on peut consulter les cartes du SIG sur : [george.imqs.co.za](http://george.imqs.co.za)). Il affirme que cela permet réellement de faire de la planification, notamment pour simuler les conséquences du développement du PV : *“Because of SSEG, we need to run simulations with PV to know how the system will handle it”*. Le système permet de faire de la prospective pour rechercher le mix idéal en fonction de chaque demande : *“demand forecast + cost study : what is the best mix for that demand?”*. Cela permet aussi à la municipalité de pouvoir discuter de manière informée avec d'éventuels investisseurs privés : si une entreprise propose par exemple un projet de biomasse, la municipalité peut l'étudier à partir de son plan énergétique et de ses simulations. A partir de là, elle peut indiquer ce qui serait le plus efficace (quel usage, pour quel horaire avec quel pic de demande) et ensuite négocier et signer un contrat intéressant pour 20 ans. L'outil planification sert à piloter la demande et à négocier les contrats de SSEG de manière à ne pas dépasser un niveau acceptable pour le budget municipal. C'est un processus de pilotage permanent : une planification très utile mais qui demande néanmoins du personnel qualifié. Or, même à George, il faut faire appel à du personnel extérieur (problème de capacité locale malgré la taille de la ville, la deuxième de la province).

Pour construire la base de données et l'actualiser, on dispose d'une cartographie fine du réseau à partir des 6 points de connexion/entrée avec le réseau Eskom. Les flux peuvent être directement enregistrés et les données collectées sont intégrées dans le SIG. L'avantage des équipements de toiture est qu'il sont repérables facilement avec des photos aériennes et il est donc possible de cartographier leur extension et leur progression dans la ville. Il est aussi possible de combiner localisation du PV, types d'usage et valeur de la propriété bâtie concernée (le montant de la taxe sur la propriété figure dans la base municipale). *“Rooftop: useful to use this GIS system to monitor and follow”*.

<sup>18</sup> GLS consulting (siège à Johannesburg, bureau au Cap. Correspondant à George : Hilton Baartman (electrical manager GLS : 072 715 3044 : [hilton@gls.co.za](mailto:hilton@gls.co.za)). Voir aussi : Jason Schäffler (Nano energy : [www.nano.co.za](http://www.nano.co.za)).

Concernant le PV (et plus largement les SSEG), SvM distingue 3 groupes en termes de segments de marché : « *The more wealthy people want to go off ; Reluctant people : they don't want PV at all; they don't want to get involved ; Quite a small community is really involved* ». Mais il souligne : « *The problem is for the poor: how to use solar for poor households? "Solar is a good option for many people in the long run, but the poor don't have the money to do it themselves. It's less of a burden on middle income* ». Selon SvM, ce serait à la municipalité de prendre le risque pour impliquer les plus pauvres.

Il faut changer le business model et convaincre les populations de l'intérêt des économies d'énergie. Cela n'aurait que des avantages pour George : « *energy efficiency : economies for the municipality ; involve the people ; stimulate the market in George and create jobs* ». « *SSEG is here to stay : it is good if the municipality is able to make it profitable for all the communities.* » La municipalité elle-même peut prendre des initiatives concernant ses propres équipements (le toit du garage du siège d'Eden Municipality (district), situé à George, est équipé d'un système PV).

À propos de l'aéroport de George qui est alimenté en électricité par la municipalité mais dispose de son propre équipement PV installé au sol (41% de la consommation), les conséquences sur les revenus municipaux sont faibles car la demande de pointe reste identique (forte en soirée) : la facture municipale reste donc la même (le facteur de charge reste identique et les gains de consommation en journée ne se traduisent pas par des gains similaires sur la facture).

Plus généralement selon SvM, « *Municipalities will have to decide : either generate themselves : but that's a big choice. Which expertise and capacity? Money? Or let individuals have their own PV. But then, the question of revenue and financing of social policies becomes a question* ».

À propos des IPPs, à Mossel Bay comme à George, les opinions sont favorables, avec cependant des nuances. CG (Mossel Bay), qui s'exprime à titre personnel : (« *in my opinion* »), n'est pas hostile au principe des IPPs et des PPA. Il l'est d'autant moins que le réseau municipal est en mesure d'absorber de l'électricité supplémentaire. Le problème est que les IPPs cherchent à vendre le plus cher possible, notamment au moment du pic de demande, alors que la municipalité cherche au contraire à diminuer son coût d'achat à ce moment-là. Dans la journée, le tarif d'Eskom est bas, mais CG serait prêt à acheter plus cher qu'à Eskom pour peu que les IPPs l'aident à équilibrer le facteur de charge sur 24h. Cependant, on se heurte à la réglementation du MFMA, à l'obligation pour une municipalité de ne pas acheter le kWh plus cher qu'à Eskom, et en effet, on ne voit pas l'intérêt financier pour la municipalité sauf si elle parvient à mieux équilibrer le facteur de charge sur 24h. Il faut donc négocier le prix et l'heure d'injection dans le réseau avec pour objectif de mieux gérer la charge. Pour CG, il n'y a pas de raison d'augmenter le prix d'achat seulement pour accroître la part des EnR alors qu'il n'y a pas de demande pour cela. De plus, « *Infrastructure is there* », et l'infrastructure c'est de l'argent investi, il faut donc la gérer au mieux et ne pas déséquilibrer le système trop rapidement.

À George, la position de SvM est également favorable aux IPPs pour lesquels existent déjà, localement, des PPA. Par rapport aux réponses obtenues à Swellendam et à Mossel Bay, SvM affirme cependant que les contraintes du MFMA peuvent être surmontées, puisque George Municipality l'a fait. « *No, many municipalities think it is not possible but in fact it is allowed. To sign an agreement of more than 3 years : the advertising must be clear that it is a long term contract. Municipalities have to follow the process. Not an easy process but it is allowed. If it is open and fair, it is possible with public participation so that the council can take an informed decision. It will be all the more possible if it is included in the local energy master plan* ».

Le Cap : 'politique' publique ou action(s) publique(s) ?

Source principale : entretien Brian Jones (BJ), Head Green Energy, Energy Department – City of Cape Town, 3 septembre 2018

Au Cap, la situation est un peu plus compliquée. D'un côté, les textes officiels de CoCT sont marqués par une posture pro-EnR et l'action en justice engagée contre le DoE à propos de la liberté de signer des contrats avec des IPPs illustre le fort engagement municipal sur le plan juridique ; d'un autre côté existent de vives tensions internes entre départements municipaux sur le degré et la nature des engagements au profit des EnR et la restructuration permanente du dispositif de gestion de la question énergétique au sein de CoCT (nouvel Energy directorate, créé par Patricia De Lille, plusieurs fois remanié) ne facilite pas la cohérence et la continuité de l'action municipale. Peut-être est-ce un effet de la taille de la métropole, de celle de son administration municipale qui est sans commune mesure avec celle des autres villes et au sein de laquelle tout compromis est plus difficile à trouver entre les différentes logiques comme on l'a vu pour le programme chauffe-eau et la bataille intestinale entre deux départements (Dubresson, 2013).

CoCT est néanmoins pionnier dans la réglementation SSEG et la signature de PPA comme le plan énergie en cours valorisent les EnR. En contrepoint, Brian Jones, le responsable de Green Energy à CoCT, est d'une grande prudence quant au champ d'action réel de la municipalité (qui peut équiper ses bâtiments, faire du lobbying pour accroître la part des EnR dans l'IRP, mais guère plus) et rappelle que de très nombreuses installations PV ont été développées sur le territoire métropolitain hors de tout contrôle municipal, ce qui est un vrai problème (ces installations ne doivent rien à l'action municipale et maintenant il faut les prendre en compte).

Sur le PV résidentiel au Cap : une réglementation de rattrapage

Pour BJ, il y a au Cap un véritable problème de stratégie énergétique. *"The present urban strategy is a nonsense, municipal targets (120 MW of SSEG in 2020) are a nonsense"*. La municipalité fixe des objectifs quantifiés, mais elle n'explique pas à quels objectifs réels ces volumes et ces pourcentages correspondent. Les bonnes questions devraient être : *"What are our missions ? What can we control ? What can we afford ? What are the costs ?"*. Or personne ne pose ces questions essentielles et en fait, on a surtout affaire à un discours municipal. Un exemple, l'objectif zéro émission de CO<sub>2</sub>: *"No emission", it does not mean anything. We have to reduce emissions. OK, but then: at what cost? Can we afford it ?"*. Pour BJ, les objectifs locaux sont peu réalistes car ils sont contraints par l'IRP national et les régulations de NERSA. La part relative des IPPs est décidée au niveau national (voir dans le dernier IRP2019 le volume de MW par technologie pour le REI4P et pour les SSEG). Les municipalités sont obligées de rester confinées dans l'allocation EnR figurant dans l'IRP : *« they are at the bottom of this system of decision »*. Elles sont contraintes par la composition du mix national et par les quotas annuels de puissance en MW imposés dans l'IRP par types de technologie. Toute augmentation à l'échelle locale est contrôlée par NERSA et la somme des demandes municipales ne doit pas dépasser le quota annuel total du PV, sauf si une dérogation est accordée par le DoE. *"We have to convince people around [à la municipalité] that generation/IRP is a national framework"*. Pour BJ, la stratégie municipale SSEG ne peut pas du tout être pensée en termes d'autonomie, elle est tout entière *"embedded in the multi-level goverment"*.

Pour revenir au Cap, le problème actuel est que beaucoup de citoyens ont installé illégalement du PV de toiture et la municipalité est dépassée. Or cette dynamique d'installation va prendre de l'importance, et selon BJ c'est inévitable. Pour les installations de moins de 1 MW, il y a un véritable marché domestique et une « big opportunity » pour les installateurs. La prolifération des PV est surtout portée par l'offre destinée à ceux qui ont les moyens de s'équiper et l'activisme marchand est un puissant moteur du développement constaté.

L'approche actuelle de CoCT est la suivante : on ne peut pas stopper ce mouvement, il faut donc travailler avec les consommateurs équipés, d'abord les recenser, d'où le lancement, en juillet 2018 de la mesure d'enregistrement obligatoire au plus tard le 28 février 2019 (puis reportée fin mai

2019). Plus tard, BJ indique dans la discussion que certains membres du gouvernement, qui avaient soutenu les économies d'énergie, voudraient maintenant vendre plus d'électricité et sont arrivés avec l'idée « folle » que « *rooftop PV should be forbidden. But it's just not possible* ». On soulignera que la reprise des coupures tournantes en 2019, la publication du nouvel IRP et l'état d'urgence électrique en décembre 2019 ont modifié cette représentation gouvernementale. On dispose d'une évaluation de la campagne municipale d'enregistrement des PV illégalement installés : en octobre 2019, 50% seulement des propriétaires ont entrepris la démarche d'enregistrement.

Quant aux IPPs, BJ insiste beaucoup sur l'importance de la gouvernance multi-niveau de l'électricité : CoCT ne peut rien faire en dehors du cadre national (surtout avec Eskom et les régulations de NERSA, qui surdéterminent tout) et ceci vaut aussi pour les IPPs. Remarquons cependant que CoCT est quand même : (i) signataire d'un PPA avec la ferme éolienne Darling et (ii) pionnier dans l'élaboration d'une réglementation locale SSEG hors - ou à côté - des textes nationaux et a signé des PPA dès 2014 avec des entreprises commerciales. D'ailleurs, BJ évoque plus souvent le PV résidentiel que le PV d'entreprise, qui semble faire beaucoup plus sens...il est vrai qu'il est plus facilement contrôlable par la municipalité et peut également permettre de fournir de l'électricité aux heures de pointe, surtout s'il y a des batteries. Selon lui, la principale action que les municipalités peuvent entreprendre est de faire du lobbying auprès du pouvoir central pour augmenter le part de EnR dans le mix national. Pour le reste, leur marge de manœuvre est limitée. Il reste (commentaire) que CoCT a engagé trois procédures auprès de cours de justice pour obtenir le droit d'acheter directement de l'électricité à des IPPs (mais on n'en connaît pas l'issue) et qu'à George, l'engagement auprès de IPPs locaux est plus net qu'au Cap.

*En conséquence, la question du FIT est très diversement traitée selon les municipalités.*

- Concernant les ménages.

À Swellendam, où il n'y a pas de FIT mais où la municipalité a constaté des réinjections illégales dans son réseau et des baisses consécutives du montant de certaines factures (les compteurs mécaniques tournent à l'envers à l'exportation de flux, ce qui diminue le total mensuel des kWh consommés), la lutte contre ces réinjections est basée sur l'obligation faite aux abonnés identifiés de changer, à leurs frais, leur type de compteur en leur fournissant des compteurs à pré paiement.

Au Cap, toutes les installations solaires PV destinées à être connectées au réseau avec un FIT doivent avoir un compteur AMI installé par CoCT aux frais de l'abonné selon City's Smart Building Handbook. En 2019-2020, le tarif SSEG est divisé en deux segments, Domestic Embedded Generation 1 et 2 (DEB 1, 2) alors qu'en 2018-2019 il n'y avait qu'un seul tarif unique (Residential SSEG) réservé aux abonnés dont le solaire PV était enregistré et dont les achats excédaient les ventes. Dans les deux nouveaux segments on trouve : une charge fixe mais tarifée à la journée dans le DEB 1 et au mois dans le DEB 2 ; une division en deux blocs selon le niveau mensuel de consommation (0-600 kWh et > 600 kWh) et une facturation au kWh consommé ; un FIT avec rachat au kWh injecté dans le réseau, plus élevé dans le DEB 1 que dans le DEB 2. Dans cette catégorie tarifaire, l'abonné paye également des frais de lecture du compteur. Tous les nouveaux enregistrés depuis le 1er juillet 2018 doivent relever du DEB 2.

A George, le tarif SSEG n'est pas applicable aux abonnés utilisant un compteur mécanique ou à pré paiement. Il n'y a qu'un seul tarif SSEG, avec une charge fixe mensuelle mais la tarification est divisée en haute et basse saisons, chaque saison étant elle-même divisée en heures de pointe, standard et creuses. Les tarifs municipaux de rachat sont calés sur les divisions de tarification et varient donc au cours de l'année. A Mossel Bay, on trouve quatre tarifs de SSEG selon le niveau de consommation et le type de desserte : deux pour la desserte en courant monophasé, avec une charge fixe mensuelle, une facturation de la consommation au kWh et un FIT avec un tarif de rachat au kWh réinjecté; deux pour la desserte en courant triphasé, mais la charge fixe est ici calculée selon

l'ampérage. Dans les quatre cas, le tarif de rachat du kWh est le même, ce qui n'est pas le cas dans les deux FIT appliqués au Cap.

Concernant les entreprises, trois cas de figure sont observables :

- George : un seul tarif de rachat municipal, mais des négociations de gré à gré sont possibles, comme le montre l'exemple de l'usine MTO, qui n'est pas du solaire PV mais montre que pragmatisme et souplesse existent
- Cape Town : un FIT particulier pour les entreprises SSEG mais non applicable pour la catégorie SPU 2 (Small Power Users 2 (< 1000kWh/mois))
- Mossel Bay : pas de FIT pour les entreprises, trop compliqué à calculer pour un service électrique ne aurait du mal à le faire (voir CG, supra)

#### *Du bon usage de la charge fixe, du TOU et de la demand charge*

La charge fixe est destinée à récupérer les coûts fixes qui ne varient pas en fonction du total de kWh consommés par un abonné. Elle est partout appliquée à tous les tarifs, sauf aux tarifs subventionnés destinés aux plus démunis (classés et enregistrés comme indigents) et parfois à des tarifs proches dans les tranches de faible consommation. C'est un instrument de pilotage du passage d'un compteur mécanique à un compteur à pré paiement : dans les 4 villes, elle est plus élevée quand le compteur est mécanique et, à consommation égale, elle pénalise de ce fait l'abonné (soulignons que l'installation d'un nouveau compteur à pré paiement est gratuite mais que le montant de la caution à verser à la municipalité est plus élevé). C'est de plus en plus un instrument de restructuration des tarifs.

Exemple, au Cap depuis le 1er juillet 2018, au nom de l'équité sociale, un nouveau tarif a été créé, le Home User Tariff (HUT). Dans l'ancienne structure tarifaire, les abonnés qui consommaient moins de 600 kWh/mois étaient exemptés du paiement d'une charge fixe. Mais des citoyens aisés, auparavant classés dans la catégorie des gros consommateurs (> 600 kWh/mois, avec une charge fixe en c/kWh) et qui ont réalisé des économies d'énergie et/ou se sont équipés en solaire PV, ont glissé de facto dans le tarif inférieur et se retrouvent subventionnés par des citoyens moins riches en termes de patrimoine mais consommant plus de 600 kWh/mois. Le système de taxe fixe a donc été modifié : tous les abonnés dont la valeur de la propriété est de R1 million ou plus en 2018 et qui sont équipés d'un compteur à pré paiement basculent dans un nouveau tarif HUT, de même que tous les abonnés qui ont encore un compteur mécanique, quelle que soit la valeur de leur propriété. Dans le nouveau HUT, pour l'exercice 2018-2019, tous les abonnés payent une charge fixe (R163,32), le tarif du kWh pour les premiers 600 kWh/mois est de R201,78, au-delà de 600 kWh/mois il passe à R278,46 (TVA incluse dans ces données).

Au-delà du discours sur l'équité sociale, cette modification de structure tarifaire est aussi un moyen pour CoCT de contrebalancer la baisse de consommation généralisée d'électricité dans la métropole, qui menace de plus en plus sa capacité financière à recouvrer les coûts fixes. Ainsi que l'a déclaré un membre du CoCT (non identifié dans l'article cité) : *"Due to the decline in usage, it is not possible to rely on electricity consumption to cover fixed costs as this will lead to unequal distribution of costs among the customer base"*<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> 'Cape Town is changing the way it charges for power because its residents are using too little electricity. Here's what it will mean for power bills', *Business Insider*, 20 April 2018, <https://www.businessinsider.co.za/heres-why-cape-towns-radical-change-in-the-way-it-charges-for-electricity-wont-end-up-costing-anyone-anything-extra-you-just-wont-save-either-2018-4>



### Here's what it means.

Assuming the average South African consumes at a minimum average of 230kWh per person per month, then under the new tariff a family of four would pay **R1,932.94** for electricity; a two-person household **R1,002.47**; and a 6-person household pays **R2,902.41**.

	Current		Proposed
1-person (230kWh)	<b>R388.98</b>	VS	<b>R576.23</b>
2-person (460kWh)	<b>R777.95</b>	VS	<b>R1,002.47</b>
4-person (920kWh)	<b>R1,891.98</b>	VS	<b>R1,932.94</b>
6-person (1,380kWh)	<b>R2,837.97</b>	VS	<b>R2,902.41</b>

Source: Business Insider, 20 April 2018.

Finalement, la structure tarifaire qui semble la plus favorable aux municipalités est la combinaison d'un TOU résidentiel, d'une charge fixe pour la connexion et le service et d'un tarif de rachat du surplus électrique des installations privées PV basé sur le net billing. Cependant, rien n'assure que les modifications de structure tarifaire suffiront à enrayer l'érosion des revenus issus de la vente d'électricité. Par tâtonnements expérimentaux (à Mossel Bay et à George) et/ou par ajustements successifs (au Cap et peut-être à Swellendam), les municipalités sont en quête d'un nouveau modèle électrique devant intégrer les nouveaux dispositifs sociotechniques tout en tentant de préserver une distribution équitable dans des villes marquées par la pauvreté et la ségrégation.

### Conclusion. Sortir de l'étau Eskom : réguler l'hybridation et construire de nouveaux modèles

Il ne s'agit pas d'idéaliser l'actuel modèle électrique municipal, souvent affecté par nombre de problèmes et de dysfonctionnements (sur le cas du Cap, Jaglin, 2008) mais de s'interroger sur son devenir dans un contexte de changement du paysage électrique aux échelles locale et nationale. Les municipalités doivent s'adapter à ce changement et relever deux défis, la multiplication des petites productions privées dans leurs territoires et la dé-intégration programmée d'Eskom avec la création, dès mars 2020, de la nouvelle Transmission Entity (TE), la séparation totale étant programmée pour 2021. Le TE gèrera le réseau de transport incluant les lignes à haute tension, les sous-stations et les transformateurs. Elle abritera le système de régulation technique assurant la stabilité du réseau ainsi que la fourniture de l'électricité au meilleur tarif en fonction des coûts comparés du kWh produit par chaque centrale. Surtout, le TE sera le nouvel opérateur de marché, en charge de passer des contrats d'achat avec les fournisseurs en amont et de vente avec les consommateurs directs et les distributeurs en aval.

La concomitance entre croissance rapide des petits producteurs urbains et dé-intégration d'Eskom pose en termes singuliers le problème de la régulation des configurations hybrides locales et celui de l'autonomisation des municipalités par rapport à Eskom. Elle modifie l'architecture institutionnelle, introduit de nouveaux acteurs et, partant, change la place des municipalités dans la gouvernance électrique. Trois grands groupes de modèles, qui peuvent être cumulés par une

municipalité, ont été envisagés en 2017, avant l'accentuation de la crise d'Eskom et la décision politique de sa dé-intégration.

### The realm of possible business models

#### 1. Building generation capacity

1.1. *Building embedded power systems* (e.g. installing rooftop solar PV systems on municipal bulidings with or without feeding into the municipal grid. Modalities: financing through the municipality's balance sheet, through debt, through grants.

1.2. *Building stand-alone power plants* (e. g. building a large wind farm or solar park on municipal land used for municipal grid with possibility of on-selling to Eskom. Modalities: financing through debts/grants ; entering into a PPP ; sign a BOT ; set up a special purpose vehicle with other municipalities/partners.

#### 2. Procuring energy

2.1. *Procuring electricity from embedded generators* (e. g. procuring electricity from a roof-top PV system installed by residential customers. Modalities : purchase based on feed-in tariff/net metering/net billing

2.2. *Procuring electricity from an IPP* (e. g. procuring electricity from an independant solar park/wind farm in the vicinity of the municipality. Modalities : purchase based on a PPA

#### 3. Playing a facilitation role

3.1. *Playing a trading/aggregating role* (e. g. buying electricity from local producers for on-selling to willing consumers at a premium/ Modalities : billing through the electricity tariff (with potential premium); ex: using an additional wheeling charge for the use of the municipal electricity network/or an administrative charge)

3.2. *Operating a storage facility* (e. g. store electricity in time of excess and sell it in time of high demand). Modalities : billing through the electricity tariff (with potential premium)

3.3. *Providing electricity services* (e. g. installing power systems, providing maintenance). Modalities : billing based on a service fee or energy savings

Source : GIZ, 2017.

Pour le programme Hybridelec, il sera intéressant en 2020 de confronter ces modèles aux évolutions locales afin de déceler, si possible, des tendances susceptibles d'être inscrites dans la durée. Pour le moment, l'accélération de la diffusion des petites installations solaires PV urbaines est sans doute la seule certitude.

### Références

City of Cape Town (CoCT), 2019, *Budget 2019-2020, Annexure 7, Tariff Policies*, Cape Town, CoCT.

Dubresson A., 2013, 'À propos d'une initiative municipale verte au Cap (Afrique du Sud). Les leçons du Solar Water Heater Advanced Programme', *Flux*, 3, n° 93-94, pp. 43-55.

Filipova A., Morris M., 2018, *Small-Scale embedded generation in South Africa. Implications for energy sector transformation from a local government perspective*, UNU-WIDER, National Treasury, SA-TIED Working Paper 23, May 2018.

GIZ, 2017, *New Roles for South African Municipalities in Renewable Energies- A Review of Business Models, Discussion Paper*, South African-German Energy Partnership, March 2017, (published in South Africa in June 2017).

NewRolesforSAZmunicipalitiesZinZrenewableZenergyZDiscussionZPaper.pdf

International Energy Agency, 2018, *Net metering and PV self-consumption in emerging countries*, Report IEA-PVPS, T9-18:2918 (August 2018).

Hedden S., 2015, *Gridlocked. A long-term look at South Africa's electricity sector*, Pretoria, Institute for Security

Studies, African Future Papers 15, September 2015.

Jaglin S., 2008, 'Gouvernement technique au Cap : services en réseaux et intégration urbaine', in Dubresson A., Jaglin S., (eds), *Le Cap après l'apartheid. Gouvernance métropolitaine et changement urbain*, Paris, Karthala, pp. 119-155.

Janisch A., Euston-Brown M., Borchers M., 2012, *The Potential Impact of Efficiency Measures and Distributed Generation on Municipal Electricity Revenue: Double Whammies and Death Spirals*, Cape Town, Sustainable Energy Africa.

Jooste M., Palmer I., 2013, 'Have inclining block tariffs for electricity made a difference?', *Business Day*, 31 October 2013, <http://pdg.co.za/wp-content/uploads/2012/04/Have-inclining-block-tariffs-for-electricity-made-a-difference-published-in->

Korsten N., Brent A. C., Sebitosi A. B., Kritzinger K., 2017, 'The impact of residential rooftop solar PV on municipal finances : An analysis of Stellenbosch', *Journal Energy Southern Africa*, 28(2): 29-39. DOI: <http://dx.doi.org/10.17159/2413-3051/2017/v28i2a1740>

Korsten N., Kritzinger K., Scholtz L., 2019, 'Understanding Solar Photovoltaic Investment. Decision in the Residential Sector in South Africa' : A Technical Analysis, *Conference Paper, 27th AMEU Technical Convention*, Cape Town, 13-16 October 2019  
[http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/Understanding\\_solar\\_photovoltaic\\_investment\\_decisions\\_in\\_the\\_residential\\_sector\\_in\\_South\\_Africa\\_-\\_A\\_technical\\_analysis\\_-\\_N\\_Korsten,\\_K\\_Kritzinger\\_and\\_L\\_Scholtz\\_.pdf](http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/Understanding_solar_photovoltaic_investment_decisions_in_the_residential_sector_in_South_Africa_-_A_technical_analysis_-_N_Korsten,_K_Kritzinger_and_L_Scholtz_.pdf)

Kritzinger K., 2018, *Green Energy. Options and opportunities for the Eden District*, communication à l'Eden District Municipality Green Energy Summit, George Municipality, George, 11-12 April 2018  
<http://greenenergy.edendm.gov.za/wp-content/uploads/2018/04/Centre-of-Renewable-Sustainable-Energy-Studies-Ms-Karin-Kritzinger.pdf>

Lutchman P. 2019, 'Incorporating Embedded Generation into Municipal Networks', *Conference Paper, 27th AMEU Technical Convention*, Cape Town, 13-16 October 2019  
[http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550499/Incorporating\\_Embedded\\_Generation\\_Into\\_Municipal\\_Networks\\_-\\_P\\_Lutchman.pdf](http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550499/Incorporating_Embedded_Generation_Into_Municipal_Networks_-_P_Lutchman.pdf)

Kotzen K., Raw B., Atkins P., 2014, 'A perspective on Distributed Generation in Municipal Networks. The Revenue Impact of Solar Generation', *Conference Paper, 64th AMEU Convention*, October 2014, Midrand.  
[https://www.researchgate.net/publication/270573581\\_A\\_Perspective\\_on\\_Distributed\\_Generation\\_in\\_Municipal\\_Networks\\_-\\_The\\_revenue\\_impact\\_of\\_Solar\\_Generation](https://www.researchgate.net/publication/270573581_A_Perspective_on_Distributed_Generation_in_Municipal_Networks_-_The_revenue_impact_of_Solar_Generation)

Mayr D., Schmid E., Trollip H., Zeyringer M., Schmidt J., 2015, 'The impact of residential photovoltaic power on electricity sales revenues in Cape Town South Africa', *Utilities Policy*, 36 : 10-23.

Mashiri R., Bekker B., 2018, 'Mitigating Residential Tariff Uncertainty : The Viability of Combining Off-grid PV and Grid Supply', *Conference Paper', SASEC 2018, 5th Southern African Solar Energy Conference, 25-27 June 2018, Durban.*  
[https://www.researchgate.net/publication/331704057\\_MITIGATING\\_RESIDENTIAL\\_TARIFF\\_UNCERTAINTY\\_THE\\_VIABILITY\\_OF\\_COMBINING\\_OFF-GRID\\_PV\\_AND\\_GRID\\_SUPPLY](https://www.researchgate.net/publication/331704057_MITIGATING_RESIDENTIAL_TARIFF_UNCERTAINTY_THE_VIABILITY_OF_COMBINING_OFF-GRID_PV_AND_GRID_SUPPLY)

Mkhwebane E., Ntuli N, 2019, 'Alternatives for small, medium and micro scale enterprises participation in the renewable energy industry - small scale embedded generation', *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 30(2) : 144-151.

Pandarum A., 2018, 'Trends and Statistics of Solar PV Generation in South Africa', *Presentation at the Conference SA Energy Storage, 22-23 October 2018, Johannesburg.*  
<https://www.ee.co.za/article/sa-energy-storage-2018-conference-presentations-and-papers.html>

National Cleaner Production Centre, *South Africa (NCPC SA), 2018, A guide to Understanding your Industrial Electricity Bill*, Pretoria, DTI, CSIR.

PQRS, 2016, *Demystifying the total installed PV capacity for South Africa*,  
<https://pqrs.co.za/data/demystifying-the-total-installed-pv-capacity-for-south-africa-nov-2016/>

Ramokgoba B., (n.d.), *Eskom Tariff History, Compiled for Eskom*,  
<http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Documents/TariffHistory.pdf>

Rix A., Kritzing K., Meyer I., van Niekerk J.-L., 2015, *Potential for Distributed Photovoltaic Systems in the Western Cape Province*, Stellenbosch University, Centre for Renewable and Sustainable Energy Studies, 2 July 2015.  
[https://www.crses.sun.ac.za/files/research/publications/technical-reports/WCG%20PV%20Report%20Final\[1\].pdf](https://www.crses.sun.ac.za/files/research/publications/technical-reports/WCG%20PV%20Report%20Final[1].pdf)

SALGA, 2018, *Status of Small Scale Embedded Generation (SSEG) in South African Municipalities*,  
<https://www.salga.org.za/SALGA%20Energy%20Summit%202018/Energy%20Summit%20Web/Document/Status%20of%20Small%20Scale%20Embedded%20Generation.pdf>

SALGA-GIZ, 2019, *Solar Rooftop PV Generation in Municipalities. Frequently Asked Questions for Municipalities, Installers and Customers*  
<https://www.sseg.org.za/wp-content/uploads/2019/03/SSEG-FAQ-Handbook-1.pdf>

Shumba T., Radebe H., Dippenaar J., Euston-Brown M., 2019, *The Impact of Small Scale Embedded Generation on Municipal Revenue*, *Conference Paper, 27th AMEU Technical Convention*, Cape Town, 13-16 October 2019.  
[http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/The\\_Impact\\_of\\_SSEG\\_on\\_Municipal\\_Revenue\\_-\\_T\\_Shumba,\\_H\\_Radebe,\\_J\\_Dippenaar\\_and\\_M\\_Euston-Brown.pdf](http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/The_Impact_of_SSEG_on_Municipal_Revenue_-_T_Shumba,_H_Radebe,_J_Dippenaar_and_M_Euston-Brown.pdf)

Statistics South Africa (StatsSA), 2019, *Financial Census of Municipalities for the year ended 30 June 2018*, Pretoria, Statistics South Africa.

Trollip H, et.al., 2012, 'Potential impact on municipal revenue of small scale own generation and energy efficiency', *submitted to the South African Economic Regulators Conference held in Pretoria on 21-22 August 2012*. <http://www.nersa.org.za/SAERC/Documents/SAERC/Hiltop%20Trollip.pdf>

van Der Merwe J., Gaunt C.-T., Kritzing K., 2019, 'Impact Assessment of a High Penetration of Rooftop PV in Cape Town', *Conference Paper, 27th AMEU Technical Convention*, Cape Town, 13-16 October 2019  
[http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/Impact\\_assessment\\_of\\_a\\_high\\_penetration\\_of\\_rooftop\\_PV\\_in\\_Cape\\_Town\\_J\\_Van\\_der\\_Merwe,\\_CT\\_Gaunt\\_and\\_K\\_Kritzing.pdf](http://www.ameu.co.za/Websites/ameu/files/Content/6550472/Impact_assessment_of_a_high_penetration_of_rooftop_PV_in_Cape_Town_J_Van_der_Merwe,_CT_Gaunt_and_K_Kritzing.pdf)

## ANNEXE

### Chronologie résumée du cadre réglementaire SSEG (Small Scale Embedded Generation) 2008-2019 : une décennie perdue d'errements bureaucratiques

**2008-2010** : après la 'crise électrique' de 2008, plusieurs municipalités (dont City of Cape Town et Nelson Mandela Bay Metro) adressent par courrier à NERSA et au DoE des demandes de précisions réglementaires à propos de l'EG. Elles interrogent le régulateur national sur l'existence de règles claires autorisant des installations PV de petite puissance pour faire face aux coupures répétées pratiquées par Eskom.

**2011** : en septembre, NERSA présente un document (*Decision Paper*) intitulé '*Standard Conditions for Small Scale (less than 100 kW) Embedded Generation within municipal boundaries*'. Pourquoi avoir choisi un maximum de puissance de 100 kW ? Il n'y a pas, alors, de normes nationales de référence pour le PV (en cours d'élaboration) et la plupart des installations résidentielles existantes ont une puissance inférieure à ce plafond. En outre, ce maximum de puissance correspond à la limite haute des deux premières catégories définies par les codes techniques de NERSA et relatifs à la connexion d'installations d'énergies renouvelables aux réseaux. Ces catégories, A1 et A2, ont des contraintes de normes moins nombreuses que les catégories supérieures.

**Table 1: NERSA categories for renewable energy power plants**

Categories	Connection Voltage	Power Range
A1	LV	$0 < x \leq 13.8\text{kVA}$
A2	LV	$13.8\text{kVA} < x < 100\text{kVA}$
A3	LV	$100 \text{ kVA} \leq x < 1\text{MVA}$
B	MV	$0 < x < 1\text{MVA}$
B	N/A	$1\text{MVA} \leq x < 20\text{MVA}$
C	N/A	$\geq 20 \text{ MVA}$

Source: Nersa, 2012, *Grid Connection Code for Renewable Energy Plants (RPPs) Connected to the Electricity and Transmission System (DS) in South Africa*, Nersa, November 2012, p.8.

Cependant, NERSA rappelle qu'un électricien qualifié et agréé doit délivrer un certificat de conformité technique pour toute installation connectée au réseau, mais les professionnels actuels sont encore peu familiers du PV ; il n'existe aucun programme de formation à la nouvelle technologie agréé au niveau national pour les électriciens et il faut donc faire confiance au vendeur/installateur, ce qui ne garantit ni la fiabilité, ni la sûreté de l'équipement.

**2012-2014** : en janvier 2012, d'après une note d'Aurelie Ferry pour SALGA (Ferry, 2014), l'attention de l'AMEU est attirée par l'existence du document NERSA mis en circulation. Ce document, non daté avec précision, se réfère à une 'décision' du régulateur national prise le 22 septembre 2011 sans toutefois que la procédure requise de consultation publique, qui doit précéder une décision à caractère obligatoire, ait été respectée. SALGA, AMEU et Eskom, avec l'appui de GIZ, décident alors de constituer un groupe de travail pour élaborer et fournir à NERSA une synthèse de leurs réponses à la 'décision' datée du 22 septembre 2011. Plusieurs réunions tenues en parallèle ont porté sur deux axes, le cadre réglementaire et les dimensions techniques.

Selon les termes du *Decision Paper* de 2011, les municipalités doivent collecter des renseignements, enregistrer et tenir à jour une base de données concernant toute production encastrée ('*embedded*') de moins de 100 kW installée dans leur territoire de juridiction ; elles doivent aussi fournir un rapport annuel statistique à NERSA, ce qui laisse entendre qu'il existe déjà des cas d'EG développés hors de tout cadre juridique national stabilisé. Cette hypothèse est confirmée en 2016 par une intervention

de Brian Jones à propos de Cape Town<sup>20</sup> et, à l'échelle nationale, par un rapport de WWF publié en 2017, qui fait état d'une révolution silencieuse du PV de toiture hors de tout cadre juridique : "According to market analysis by PQRS (PQRS, 2017), by the end of 2016, estimated PV installations in South Africa were already at 218 MWp. These installations comprise almost 9 MWp in the agricultural sector, 110 MWp in the commercial and industrial sector, and 24 MWp in the residential sector. However, according to the GreenCard report, 'Status of SSEG in South African Municipalities', municipalities in South Africa are only aware of about 38 MWp of installation (PVGGreenCard, 2017). This is less than 20% of the estimated total installations of 218 MWp. The larger of these installations are mostly done with the knowledge and approval of the electricity distributor (the municipality or Eskom) but it is likely that many residential installations are done illegally". (WWF, Greentrust, Nedbank 2017). Il y aurait ainsi une "réglementation de rattrapage" d'un processus échappant aux pouvoirs publics et qui est urgente pour les municipalités, directement confrontées aux installations illégales de citoyens solvables et gros consommateurs.

Le texte du *Decision Paper* précise, élément intéressant, que « *these conditions are guidelines currently but the intention is to include them in the Licence conditions of the municipalities when they are renewed* ». NERSA semble donc être prêt à inclure un nouveau cadrage relatif à l'EG et aux relations marchandes entre municipalités et IPPs n'ayant pas plus de 100 kW de puissance installée lors des renouvellements des permis d'exploitation de réseaux délivrés aux municipalités.

Depuis lors, de nombreuses réunions ont été organisées pour discuter les implications du document NERSA. 13 municipalités, dont 7 métropolitaines, y sont représentées. En 2013, des experts de la GIZ rédigent une première réponse à soumettre à NERSA ; leur texte est discuté et amendé par le groupe SALGA/AMEU/Eskom. En mai 2014, un consensus est atteint sur le contenu du concept de '*net metering*'. Le projet de réponse finale est examiné le 12 juin 2014 par le Salga Municipal Trading Services Working Group, qui souscrit aux commentaires proposés. Sur cette base, le 3 juillet 2014, le Salga National Executive Committee approuve le principe d'une présentation des commentaires à NERSA. Cette présentation a lieu le 16 juillet 2014.

**2015** : NERSA lance des consultations sur la nouvelle réglementation, qui doit être approuvée en novembre avec en particulier la mise au point des tarifs du '*municipal net billing*', qui diffère du '*net metering*' et est plus favorable aux municipalités.

- Le 10 avril 2015, une réunion publique est organisée pour discuter un document préparatoire à la réglementation des SSEG. Ce document (*consultation paper*) ne concerne que la production PV connectée aux réseaux de distribution. Il souligne l'absence de réglementation pour la tranche de puissance allant de 100 kW à 1 MW alors que des municipalités ont déjà mis en place des mesures spécifiques pour les équipements solaires de toiture (*rooftop solar*), qui se multiplient partout rapidement.

Résumé des discussions<sup>21</sup>. Aurelie Ferry (SALGA) indique que beaucoup de municipalités se sont engagées dans un soutien actif au PV SSEG ; s'il faut évidemment appuyer ces efforts, il faut également prendre en compte les pertes de recettes induites. Tout nouveau modèle doit donc limiter les conséquences négatives sur les revenus municipaux. Paul Vermeulen (City Power's, Johannesburg) confirme la perte de recettes mais affirme qu'il faut aussi soutenir les EnR en limitant les risques financiers grâce à des tarifs encourageant l'investissement privé et garantissant des montants acceptables pour la municipalité. Une taxe de 50 cents/jour et par kVA d'électricité distribuée peut couvrir, selon lui, l'accroissement du coût total de connexion au réseau des nouveaux producteurs privés. Il appelle également à une clarification des règles pour ces producteurs, en

<sup>20</sup> Residential Renewable Energy for Cape Town – a webinar hosted by Brian Jones Head of Green Energy for the City of Cape Town on 11 09 2014 gives some insight.

<http://greenaudits.co.za/residential-renewable-energy-generation-for-cape-town/>

<sup>21</sup> 'NERSA mulls rules for grid-tied rooftop solar', *Engineering News*, 10 April 2015, <http://www.engineeringnews.co.za/article/Nersa-mulls-rules-for-grid-tied-rooftop-solar-2015-04-10>

particulier celles relatives aux normes techniques et à la qualité du courant produit par l'offre privée. Deon Conradie, représentant d'Eskom, insiste sur la nécessité de mettre en place des *business models* de distribution viables dans un marché où des perturbations de desserte (par Eskom, mais aussi par les EnR intermittentes) pourraient inciter des consommateurs à sortir des réseaux et devenir des 'prosumers' : *"The future vision must be for an evolution to a market where many customers can become producer-consumers, or prosumers, and still be retained as active customers on the grid"*. Tobias Boschofs-Niemz (CSIR) demande à NERSA de prendre en compte l'idée de création d'une agence nationale d'achat d'électricité qui pourrait être le seul acheteur des SSEG connectés aux réseaux. Cette agence, sans doute longue à mettre en place, fournirait les compensations nécessaires aux municipalités; *"Such an agency de-risks the business case for PV owner and makes municipalities financially indifferent to embedded PV"*. Il affirme que pour lancer une installation PV de 3 MW, une hausse moyenne de tarif de R0,02/kWh (2 cents) serait suffisante. Ian Langridge (South African Independent Power Producer Association, SAIPP) demande à NERSA de ne pas se limiter à l'énergie solaire PV et d'inclure également toutes les autres technologies dans sa nouvelle réglementation. Il demande aussi pourquoi le document se limite aux projets dont la capacité n'excède pas 1 MW et argumente en faveur d'une barre plus haute, fixée à 5 MW, beaucoup de projets étant situés entre les deux puissances. NERSA indique qu'il prévoit de publier un document réglementaire pour les SSEG à la fin du mois de mai 2015.

- Le 5 octobre 2015, lors de la convention annuelle de l'AMEU, réunie à Sandton, le conseiller Energie de Jacob Zuma, Silas Zimu, déclare lors du panel de discussion, que les municipalités ont de nombreuses opportunités pour faire face à la baisse de revenus consécutive à celle de la consommation (en partie liée aux EnR et aux mouvements *off grid*) et souligne la possibilité de produire leur propre électricité, par exemple à partir du traitement des déchets. Il affirme que rien dans le MFMA n'interdit aux municipalités d'aller de l'avant avec des projets d'IPPs basés sur les EnR<sup>22</sup> et il ajoute : *"Just do it. Take the risk. We will support you. Joburg has a power purchase agreement with Kelvin power station. A precedent has been set. The metros must take the lead."* (Slabbert, 2015). Bertha Dlamani, managing director de EON Consulting, relève que des consommateurs individuels importants n'attendent pas la nouvelle réglementation pour investir dans leur propres installations et tenter de sortir des réseaux et qu'il est donc temps de les autoriser à vendre leur surplus et de mettre les réseaux en état technique de recevoir les nouveaux flux. Elle dit aussi que les firmes ont besoin d'une stabilité réglementaire pour investir, opinion partagée par Peggy Drotsky (Chief operating officer, South African Chamber of Commerce and Industry). Cris Yelland (EE Publishers) met cependant les participants en garde contre l'idée dominante de la fin rapide du charbon et des autres combustibles fossiles, dont la diminution des prix en dollars constants sur les marchés internationaux peut influencer beaucoup sur les trajectoires énergétiques. Il évoque également l'expérience allemande du mix énergétique, la question épineuse des subventions et les conséquences des choix allemands (dont les prix élevés du kWh pour les ménages). Il souligne néanmoins que les entreprises commerciales sud-africaines consomment de l'électricité surtout entre 8h et 17h, ce qui est favorable aux EnR. Enfin, il attire l'attention des participants sur la difficile question des tarifs de rachat ; trop bas, ils rendraient les installations non viables. Dave Long (Business Unit South Africa) insiste aussi sur le fait que les investisseurs privés ont besoin de tarifs adéquats: *"it should be understood the benchmark for tariffs for new renewable projects should be at the level of Eskom's new power stations, Medupi and Kusile, rather than its average tariffs that include older power stations. That is more than R1.20/kWh. The peaker plants run at R3.50-R4.00/kWh. That is what developers are looking for and need to be successful. That together with acceptable risk"* (Slabbert, 2015).

---

<sup>22</sup> En 2014, le DoE a lancé un appel à projets de moins de 5 MW installés, le "Small Project IPP Procurement Programme", complétement au grand programme REI4P, validé certains projets en 2015 mais qui n'ont pu être mis en place en l'absence de signature des contrats financiers, absence à mettre en relation avec les difficultés du 4ème appel d'offres du REI4P dues à l'attitude négative d'Eskom, l'opérateur national considérant que les prix de rachat de l'électricité 'verte' sont exorbitants pour ses propres capacités financières.

- Novembre 2015, le DoE décide de prendre en charge le processus et annonce qu'une modification de l'ERA (*The Electricity Regulation Act n° 4 of 2006 as amended in 2007 - ERA*) est envisagée.
- Une clarification est prévue au 3ème trimestre 2016. En attendant, deux normes techniques doivent être respectées, NRS S097-2 (connexion des EG au réseau) et SANS 10142-1 (normes nationales d'équipement des locaux). Quant à Eskom, et contrairement à certaines municipalités, l'entreprise n'autorise aucune EG, connexion et synchronisation sur son réseau de bas voltage.

**2016** : En juillet, NERSA approuve l'agrément de tarifs de rachat au cas pas cas comme solution intermédiaire en attendant la publication officielle de la réglementation nationale. A cette date, SALGA-AMEU avec l'appui de SEA, GIZ et GreenCape élaborent plusieurs notices standardisées (demandes de connexion au réseau, contrats d'achat, guides techniques) destinés à épauler les municipalités dans leur démarche. En septembre 2016, ces notices sont synthétisées en un seul document, mis en ligne par GreenCape et disponible pour toutes les municipalités.

- 2 décembre : le DoE publie le *Draft Licensing Exemption and Registration Notice* qui valide le draft de NERSA sur les SSEG. Il indique que pour les capacités de production allant de 1 MW à 10 MW, une autorisation d'exploitation délivrée par NERSA est toujours nécessaire mais que l'accord ministériel préalable pour 'déviations de l'IRP' (excès de puissance installée par rapport au quota annuel programmé dans le plan national) ne le sera plus si l'autorisation est accordée avant que l'allocation totale de puissance mentionnée dans l'IRP pour les EnR soit atteinte. Cependant, l'IRP revu et actualisé en 2016 n'a toujours pas été validé par le gouvernement et, en conséquence, il n'a pas été officiellement publié. La mesure d'ouverture dite de 'déviations', qui concerne beaucoup de projets d'équipements allant de 1 MW à 10 MW, reste donc en suspens.

## 2017

- Novembre: amendement au Schedule 2 de l'ERA qui dispense tout exploitant de nouvelle installation dont la puissance est inférieure ou égale à 1 MW de solliciter une autorisation auprès de NERSA<sup>23</sup> et transfère aux municipalités la fonction d'enregistrement. Le nouveau Schedule 2 impose : (i) une demande d'autorisation d'exploitation auprès de NERSA ; (ii) la prise en compte de toute installation > 1MW (*own use* ou non) dans l'allocation totale autorisée par l'IRP (200 MW dans la version 2016) ainsi qu'une obligation de demande de dérogation au cas par cas si nécessaire.

## 2018

- 26 avril : NERSA publie et soumet à la discussion publique jusqu'au 30 mai une première version de la réglementation proposée (un simple enregistrement, l'autorisation de production n'est pas nécessaire) pour tous les types de SSEG d'une puissance installée < 1 MW (*Draft consultation paper. Rules for Registration of Small Scale Embedded Generation*), connectés ou non à un réseau. La procédure concerne donc les installations à basse tension (*low voltage*) connectées à un réseau mais aussi les opérateurs des réseaux allant jusqu'à 132 kV. Le chapitre II, paragraphe 6, indique que toute connexion à un réseau est subordonnée à une demande d'enregistrement auprès de NERSA et à l'obtention d'un certificat d'enregistrement (numéro particulier ensuite inclus dans une base nationale de données). Les opérateurs de réseau doivent également transmettre l'agrément technique et financier contractualisé avec les demandeurs d'installation et doivent garantir un accès non discriminatoire à leur réseau.

De vives oppositions proviennent d'ONG comme OUTA (Organisation Undoing Tax Abuse), d'organisations patronales, de lobbies et de think tank libéraux, qui considèrent que cette proposition vise en réalité, à travers la constitution d'une base nationale de données, à taxer les producteurs privés d'électricité, connectés ou non aux réseaux<sup>24</sup>, contribuant ainsi à punir ceux qui

<sup>23</sup> DoE, *Government Gazette*, n° 41237, vol. 29, 10 November 2017.

<sup>24</sup> "Nersa drafts new regulations that require residents to register generators", *The Citizen*, 9 May 2018, <https://citizen.co.za/news/news-cns/1919494/nersa-drafts-new-regulations-that-require-residents-to-register-generators/>



ont fait des efforts pour compenser les dysfonctionnements d'Eskom<sup>25</sup> et à les (ré)intégrer de manière draconienne dans le champ de l'opérateur public défaillant et des municipalités, qui le sont tout autant<sup>26</sup>.

- 21 mai : finalement, après une vaine tentative de 'précision' sur les modalités et les objectifs réels du draft, Mbulelo Ncetezo, manager exécutif pour la régulation électrique à NERSA, annonce que le texte est retiré dans l'attente de la publication d'une nouvelle notice par le DoE, révisant celle de 2016.

- 8 juin : le DoE met en circulation une notice de discussion comprenant une nouvelle version des *Rules for Registration of Small Scale Embedded Generation* mais aussi des corrections à la modification 2017 du Schedule 2 de l'ERA qui contenait des erreurs techniques et entretenait le flou.

- Depuis le 8 juillet (fin du processus de commentaires publics), le nouveau Schedule 2 n'a pas été publié et les nouvelles règles relatives au SSEG non plus.

- Novembre : le DoE transmet à NERSA une nouvelle version du draft.

- 15 décembre : NERSA met en circulation une nouvelle notice à discuter jusqu'au 15 janvier 2019. Le texte propose le prélèvement d'une taxe de R200 pour tout enregistrement de SSEG. Soulignons qu'à cette date, City of Cape Town a lancé depuis 6 mois sa propre procédure d'enregistrement des installations PV en spécifiant bien que cet enregistrement était gratuit dans tous les textes diffusés à ce propos.

## 2019

- Janvier : NERSA officialise la taxe de R200 mais cette décision n'est pas publiée au Journal officiel, les installateurs comme les clients n'ayant pas été informés.

- Février : le DoE transmet à NERSA une nouvelle (nième) version du draft pour mise en circulation et débat. Au 3 avril 2019, le processus n'est pas engagé.

- 3 avril : NERSA, interrogé par EE Publishers, explique que ce draft doit être examiné par ses propres instances en avril, puis mis en circulation avant d'être renvoyé au DoE pour être revu par le ministre de l'Énergie et officiellement publié. Aucun délai n'a été fixé, mais sur son site web, NERSA a cependant remis en ligne le draft de juin 2018 en le datant cette fois du 20 août alors qu'aucun texte n'a été officiellement validé.

- 9 mai : NERSA met en circulation une nouvelle version du draft, la date limite pour transmettre les commentaires étant fixée au 24 mai. Le régulateur national annonce également que son comité électricité a approuvé 16 demandes de SSEG et une demande de cogénération selon les règles de l'amendement au Schedule 2 de l'ERA publiées en novembre 2017 et qui restent en vigueur jusqu'à l'officialisation de la version 2019 du draft (exit donc la version de l'été 2018 pourtant remise en ligne un mois plus tôt...).

- 15 mai : la presse rapporte que le ministre de l'Énergie, Jeff Radebe, a envoyé le 2 mai un courrier à NERSA indiquant que le régulateur national devrait commencer à accorder des autorisations d'exploitation à des projets de SSEG dont la capacité est supérieure à 1 MW et dont le maximum de puissance est de 500 MW, sans qu'il soit nécessaire que les investisseurs demandent au DoE une autorisation de dépassement (éventuel) du quota national d'énergies renouvelables figurant dans l'IRP (dont la version 2019 n'est pas encore publiée). Selon SAIPPA, entre 2 500 MW et 3 500 MW de projets existants sont bloqués en raison des contraintes que le ministre semble vouloir lever, y compris des projets de type 'own use'.

- 22 mai : NERSA annonce avoir reçu la lettre de Jeff Radebe en date du 2 mai précisant que le ministre autorise un dépassement des quotas prévus par type d'énergie électrique dans l'IRP (ancienne version) pour les SSEG dont la capacité installée prévue est comprise entre 1 et 10 MW. Le

<sup>25</sup> 'Nersa now punishes consumers who heeded call to use less energy', *Sunday Times*, 8 May 2018 <https://www.timeslive.co.za/sunday-times/business/2018-05-08-nersa-now-punishes-consumers-who-heeded-call-to-use-less-energy/>

<sup>26</sup> 'Nersa's proposed regulations are 'draconian'', <https://www.iol.co.za/business-report/energy/nersas-proposed-regulations-are-draconian-14853530>

ministre confirme que les puissances installées < 1MW n'ont plus besoin d'autorisation d'exploitation délivrée par NERSA mais qu'elles doivent être enregistrées par le régulateur.

Le flou perdure néanmoins. D'abord, dans l'IRP2010, toujours en vigueur le 22 mai 2019, il n'existe pas de maximum installable par année pour les SSEG, ce type de raccordement d'IPPs au réseau n'étant pas mentionné dans l'IRP, ni dans les tableaux prospectifs. Sur quels critères accorder des dérogations ? Ensuite, la limite supérieure de 10 MW n'est pas celle annoncée par la presse le 15 mai (500 MW) : pourquoi le ministre a-t-il revu à la baisse le plafond de puissance ? Enfin, l'enregistrement des puissances < 1 MW est en cours mais ce sont les municipalités qui en ont la charge, pas NERSA. Pour tenter de clarifier la situation, NERSA annonce la tenue d'une réunion le 31 mai avec tous les acteurs concernés par les puissances > 1 MW.

- 31 mai : Dennis Seemela (NERSA electricity licensing, compliance and dispute resolution Head) indique lors de la réunion organisée à Pretoria que la lettre du ministre Radebe n'implique pas une approbation automatique des demandes de dépassement des quotas, mais que les services de NERSA sont prêts à considérer ces demandes. Cependant, il est rappelé que l'IRP2010, toujours en vigueur le 31 mai 2019, ne mentionne pas les SSEG et que la nouvelle version (en cours d'examen par le National Economic Development and Labour Council à ce moment là) prévoit des quotas annuels de production d'au moins 500 MW pour les SSEG, mais qui pourraient être plus élevés dans les premières années du plan. Pour le moment, Dennis Seemela dit interpréter la lettre du ministre comme une autorisation à agir dans le cadre du quota de 500 MW. Un modèle de demande officielle de dépassement a été mis au point incluant tous les détails techniques. Il souligne aussi que tous les types de technologies sont concernés et que toute demande sera examinée à condition que la puissance prévue soit comprise entre 1 MW et 10 MW (« *within the 1 MW and 10 MW range* »). Selon lui, les projets > 10 MW ne sont pas concernés par la lettre ministérielle et les investisseurs doivent donc s'adresser d'abord au ministère pour obtenir une dérogation particulière.

Durant la réunion, une mise au point a été faite à propos de l'enregistrement des SSEG < 1 MW. Ces enregistrements continuent mais une procédure revue sera mise en œuvre quand Gwede Mantashe, nouveau ministre des Ressources minérales et de l'Énergie (Mineral Resources and Energy ; les deux anciens ministères créés sous la présidence Zuma ont été regroupés dans le nouveau gouvernement Ramaphosa après les élections présidentielles), décidera de publier la nouvelle notice nationale pour les SSEG (le débat public est clos le 31 mai). Il est indiqué que 51 projets SSEG (7 MW) ont été enregistrés au 31 mai. Conclusion de Dennis Seemela : “ *Nersa is only able to implement policy . . . [and] as things stand, that means that we can register facilities up to 1 MW in size in line with the exemption notice published on November 10, 2017, and we can license facilities between 1 MW and 10 MW based on the letter we received from the Minister of Energy on May 2* ”<sup>27</sup>.

- 18 octobre: publication de l'IRP2019, dans lequel est reconnue l'existence et programmée la croissance des petites installations privées décentralisées de puissance modeste (1 à 10 MW) dont le nombre est croissant et qui sont surtout tournées vers l'autoconsommation ('*own use*'). La fragilité du réseau national, illustrée par le retour des coupures tournantes en février-mars 2019, puis en octobre, a conduit les rédacteurs du plan à définir une période de court terme ('*immediate term security supply*', 2019-2022) durant lesquelles le déficit permanent estimé (2 000 MW) pourrait être rapidement comblé par les petits producteurs privés afin d'éviter les coupures tournantes. Il est prévu que l'allocation en MW reste ouverte et non précisée jusqu'en 2022, puis passe à 500 MW/an jusqu'en 2030. La dérogation à la règle de non dépassement des montants d'allocation annuelle en MW par type de sources d'énergie est reconnue comme possible. Reste à lever une ambiguïté, la notion de '*own use*' pour les petites installations privées demeurant controversée. Reste également à franchir une seconde étape de décompression réglementaire par l'extension du texte de 2017 (suppression de l'autorisation d'exploitation accordée aux installateurs de puissances allant jusqu'à 1

---

<sup>27</sup> 'Blanket deviation' does not exempt 1 MW to 10 MW projects from licensing process – Nersa', *Engineering News*, 31 May 2019, <https://www.engineeringnews.co.za/article/blanket-deviation-does-not-exempt-1-mw-to-10-mw-projects-from-licensing-process-nersa-2019-05-31>

MW) à tous les acteurs, surtout les entreprises, qui envisagent ou ont programmé des investissements pour des puissances allant de 1 MW à 10 MW.

- 18 novembre: dans un communiqué transmis par twitter, la branche DA de la province du Western Cape se félicite de propos tenus par le ministre des Ressources minérales et de l'Energie, Gwede Mantashe, qui aurait émis un avis favorable à l'achat direct d'énergie électrique par les municipalités à des IPP's ayant des installations > 1 MW. Le lendemain, le ministre réfute cette interprétation et rappelle que selon la section 34 de l'ERA, assurer la sécurité de la desserte en électricité, définir les types de technologie, le montant de la production allouée par types et le calendrier de raccordement au réseau sont des prérogatives ministérielles<sup>28</sup>.

- 9 décembre: après 5 jours de nouvelles coupures tournantes de niveaux 2 à 4, qui font suite à des séries successives d'interruptions de ce type depuis le début de l'année, SAPVIA affirme que le plafond limitant à 1 MW les installations PV dispensées de solliciter une autorisation auprès de NERSA est arbitraire, n'a aucun fondement technique ou commercial et demande que ce plafond soit porté à 10 MW, ce qui permettrait à des IPPs d'installer rapidement 2 000 MW supplémentaires en 12 mois<sup>29</sup>.

- 18 décembre : alors que les coupures tournantes d'Eskom ont repris depuis le mois de novembre à un très haut niveau, le ministre des Ressources minérales et de l'Energie lance, dans l'urgence, un Risk Mitigation Power Purchase Programme pour combler au plus vite le déficit de production de l'opérateur public, estimé au moins à 2000 MW, puis à 3000 MW<sup>30</sup>.

La première étape de l'appel d'offres court jusqu'au 31 janvier 2020. Aucune limite de puissance, basse ou haute, ne figure dans le texte, mais l'appel vise des installations connectées, ou connectables, au réseau et opérationnelles dès la signature d'un PPA. Il s'adresse peut-être également à la catégorie 'distributed' mentionnée dans l'IRP2019 et pourrait concerner des installations allant de 1 MW à 10 MW.

Dans cette précipitation provoquée par le désastre d'Eskom, la finalisation du document NERSA définissant la réglementation nationale pour les SSEG dont la puissance va jusqu'à 1 MW est toujours mise en sommeil ou a été renvoyée à une date non précisée et, au 31 décembre 2019, les municipalités sont toujours dans l'expectative.

### Sources autres que celles indiquées en bas de pages

Les communiqués de presse et les textes mis en discussion par le régulateur national sont disponibles sur le site de NERSA : <http://www.nersa.org.za/>

*Current regulations regarding the connection and synchronization of embedded generation systems*, <http://www.saaea.org/news/category/net%20metering>, 7 July 2016.

Ferry Aurelie, 2014, *Small Scale Embedded Generation - Update to the Regulation*, <http://www.sustainable.org.za/resource.php?id=10>

Hedden S., 2015, *Gridlocked. A long-term look at South's Africa electricity sector*, Pretoria, Institute for Security Studies (ISS), African Future Papers, 15, September 2015,

<sup>28</sup> 'IRP 2019 enables embedded generation for all', *Media Statement*, 19 November 2019, DMRE, <http://www.energy.gov.za/files/media/pr/2019/MediaStatement-IRP-2019-enables-embedded-generation-for-all-191119.pdf>

<sup>29</sup> 'Association calls for more small-scale embedded generation as load-shedding persists', *Engineering News*, 9 December 2019, <http://www.engineeringnews.co.za/article/association-calls-for-more-small-scale-embedded-generation-as-load-shedding-persists-2019-12-09>.

<sup>30</sup> [http://www.energy.gov.za/files/docs/MTPPP%20Generation%20-%20DMRE%20Request%20For%20Information%20\(13%20December%202019\).pdf](http://www.energy.gov.za/files/docs/MTPPP%20Generation%20-%20DMRE%20Request%20For%20Information%20(13%20December%202019).pdf)

<https://issafrica.org/research/papers/gridlocked-a-long-term-look-at-south-africas-electricity-sector>

'Positive reaction to Radebe's lifting of licence restraints on small-scale power plants', *Engineering News*, 15 May 2019, <https://www.engineeringnews.co.za/article/positive-reaction-to-radebes-lifting-of-licence-restraints-on-small-scale-power-plants-2019-05-15>

SALGA, 2015, *Energy efficiency and renewable energy initiatives in South African Municipalities*, AMEU technical convention, Johannesburg, 5 October 2015.  
<http://www.ameu.co.za/Portals/16/Conventions/Convention%202015%20Presentations/EE%20and%20RE%20in%20municipalities%20-%20Aurelie%20Ferry.pdf>

Slabbert A., 2015, "Metros should lead the way with renewable, IPPs - Silas Zimu", *Money Web*, 8 October 2015  
<http://www.ameu.co.za/LibraryReports/eJournal/TabId/3011/ArtMID/5216/ArticleID/148795/Metros-should-lead-the-way-with-renewable-IPPs-Silas-Zimu.aspx>

WWF, Greentrust, Nedbank, 2017, *Industrial Scale Solar Heat in South Africa. Opportunities in agri processing and textiles*, <https://www.greencape.co.za/assets/Uploads/Industrial-Scale-Solar-Heat-in-South-Africa-opportunities-in-agri-processing-and-textiles.pdf>

Yelland C., 2019, 'Nero fiddles, while the prospect of load shedding in South Africa continues', *Daily Maverick*, 3 April 2019  
<https://www.dailymaverick.co.za/article/2019-04-03-nero-fiddles-while-the-prospect-of-load-shedding-in-south-africa-continues/>