



HAL
open science

La décompression réglementaire sous contrainte dans le secteur électrique sud-africain en 2020. Une chronologie commentée. Document de travail de l'ANR Hybridelec

Dubresson Alain

► To cite this version:

Dubresson Alain. La décompression réglementaire sous contrainte dans le secteur électrique sud-africain en 2020. Une chronologie commentée. Document de travail de l'ANR Hybridelec. 2021. halshs-03125688

HAL Id: halshs-03125688

<https://shs.hal.science/halshs-03125688>

Preprint submitted on 29 Jan 2021

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.

La décompression réglementaire sous contrainte dans le secteur électrique sud-africain en 2020 : une chronologie commentée

Document de travail de l'ANR Hybridelec

**Hybridations électriques : formes émergentes de la transition énergétique
dans les villes du Sud**

<https://hybridelec.hypotheses.org>

**Alain Dubresson – Université Paris Nanterre
adubress@parisnanterre.fr**

24 janvier 2021

Liste des principaux sigles utilisés

AMEU : Association of Municipal Electricity Utilities
ANC : African National Congress
B-BBEE : Broad-Black Based Economic Empowerment
BUSA : Business Unity South Africa
CoCT : City of Cape Town
CSIR : Council for Scientific and Industrial Research
DBSA : Development Bank of South Africa
DMRE : Department of Mineral Resources and Energy
DoE : Department of Energy
DTI : Department of Trade and Industry
EFF : Economic Freedom Fighters
ERA : Electricity Regulation Act
FIT : Feed-in Tariff
IEA : International Energy Agency
IPPs : Independant Power Producers
IRP: Integrated Resource Plan
ITSMO : Independant Transmission System Market Operator
MFMA : Municipal Finance Management Act
NERSA : National Energy Regulator of South Africa
PPA : Power Purchase Agreement
PV : (solaire) Photovoltaïque
REI4P : Renewable Energy Independant Power Producer Procurement Programme
RMI4P : Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Programme
RFI : Request for Information
RFP : Request for Proposal
SAEF : South African Energy Forum
SAPVIA : South African Photovoltaic Industry Association
SASOL : Suid-Afrikaanse Steenkool-, **OLie-** en Gasmaatskappy / **South African Synthetic Oil Limited**
SONA : State of the Nation Adress
SSEG : Small Scale Embedded Generation
WCG : Western Cape Government

La décompression réglementaire sous contrainte dans le secteur électrique sud-africain en 2020 : une chronologie commentée

Alain Dubresson

24 Janvier 2021

Le présent document de travail de l'ANR Hybridelec prolonge ceux déjà publiés sur l'Afrique du Sud, en particulier celui consacré à la mise en question du modèle électrique municipal en raison de la diffusion rapide de petites installations PV privées (< 1 MW) dans les espaces urbanisés de la province du Western Cape (Jaglin et Dubresson, 2020). Dans ce dernier document figure, en annexe, une chronologie résumée de l'évolution du cadre réglementaire relatif aux petites productions privées connectées aux réseaux municipaux (SSEG) de 2008 à 2019, décennie d'errements bureaucratiques ayant entravé un essor encore plus rapide des petits équipements décentralisés et non inclus dans le grand programme national d'énergies renouvelables REI4P. Dans le présent document, Il s'agit de compléter cette chronologie en insérant le cadre réglementaire des SSEG dans une phase d'accélération du recours à la production privée d'électricité parallèlement au lancement de la restructuration d'Eskom en 2020.

Au début de l'année 2020, avant le déclenchement de la pandémie de Covid-19, la question électrique demeure une préoccupation majeure (Wright et Calitz, 2020a), le président Cyril Ramaphosa la plaçant même au premier rang de son discours à la nation (SONA 2020), prononcé le 13 février : *'For over a decade, South Africans have had to contend with the effects of a constrained energy supply'...* *'The load shedding of the last few months has had a debilitating effect on our country'*¹. Dans un contexte de récession économique persistante, de menaces pesant sur l'état des finances publiques et la dette de l'État, et en raison de l'incapacité d'Eskom à garantir la sécurité électrique du pays, l'année ayant commencé par une série de nouvelles coupures tournantes et l'annonce d'un plan de maintenance laissant un déficit de l'ordre de 5 000 MW dans les deux années à venir, le gouvernement est conduit à pratiquer une décompression réglementaire sous contrainte, entaillant le monopole de fait d'Eskom pour soutenir les mesures de relance économique. Cette décompression vise à faciliter l'essor de productions privées susceptibles de pallier les défaillances de l'opérateur national, le déficit de production pour 2021 et 2022 étant estimé à au moins 2 000 MW à 3 000 MW, hypothèses basses.

Fin décembre 2020, alors que la pandémie de Covid-19 a provoqué, comme partout dans le monde, un choc économique et social (au troisième trimestre, les estimations de croissance du Pib pour 2020 varient de - 7 à - 8% et le taux de chômage officiel atteint 31%), l'examen des mesures prises ou annoncées montre que cette décompression réglementaire est très inégale selon les acteurs concernés. Il montre surtout qu'au-delà des normes techniques et des procédures administratives, dans les trois cas de figure identifiés, ce sont bel et bien les rapports de pouvoir au sein du secteur électrique et entre ce dernier, l'appareil et le pouvoir d'Etat, qui sont en jeu. Ce n'est certes pas une découverte ni une

¹ <https://www.gov.za/SONA2020>

nouveauté, mais c'est surtout la confirmation du poids considérable d'un système électrique centralisé dont le devenir dépend désormais de la dé-intégration d'Eskom, amorcée en 2020 (Dubresson, 2021).

Cette note expose une chronologie résumée et commentée selon les trois types d'acteurs concernés : les grands producteurs privés (IPPs > 50 MW) ; les petits et moyens producteurs privés (SSEG et IPPs < 50 MW) ; les municipalités dont le modèle électrique est déjà ébranlé et dont les élus comme les ingénieurs tentent de trouver une position stable dans la durée, d'abord vis-à-vis des producteurs privés, petits et grands, ensuite par rapport à la restructuration en cours d'Eskom. L'acte 1 du processus de séparation légale d'Eskom, qui sera sans doute achevé en décembre 2021, devrait en effet aboutir à la création d'un opérateur public indépendant de transmission (ITSMO) et à une réorganisation consécutive de l'achat en gros de l'énergie électrique, de sa revente et de sa distribution aux échelles nationale et locale.

I. L'annonce des mesures gouvernementales au premier trimestre

4 et 5 février. Andre de Ruyter (directeur exécutif d'Eskom), après avoir pris connaissance du discours de Gwede Mantashe, ministre des Ressources minérales et de l'énergie, à l'ouverture de l'annuel African Mining Indaba (*"By this time next year we hope we can say we have a site for energy generation outside of Eskom. We want people to sell energy through transmission. We want to take the pressure off of Eskom"*) déclare qu'Eskom n'est pas opposé à l'ouverture de la production électrique aux IPPs dans laquelle il voit un facteur de compétition et d'amélioration de la productivité : *"We are in principle not averse to anyone else investing in electricity generation. It is clear that the country will benefit from those investments and it will give rise to increased competition and therefore efficiency in electricity generation"*².

Lors de l'ouverture de l'African Mining Indaba, Gwede Mantashe apporte des précisions sur les conditions de production d'électricité par les entreprises minières³. Au passage, son propos confirme que le plafond de 1 MW pour les installations ne nécessitant pas de permis d'exploitation mais qui doivent être enregistrées par NERSA n'est pas inclus dans la tranche de puissance considérée, qui doit être inférieure à 1 MW. Il précise aussi que les équipements allant de 1 à < 10 MW doivent disposer d'un permis d'exploitation délivré par NERSA et être inscrits dans le cadre des quotas définis dans l'IRP2019. Ceux de 10 MW et plus (sans limite de puissance) sont d'abord soumis à la procédure de dérogation à l'IRP ('ministerial deviation' : autorisation à déroger au total de puissance prévu par type de technologie dans l'IRP) pour pouvoir ensuite solliciter un permis d'exploitation.

"While South Africa's mining industry can derive some encouragement from Minister of Mineral Resources and Energy Gwede Mantashe proclaiming that mining companies can generate their own power without licenses, they would do well to first examine the detail of

² Cronje J., 'Eskom CEO says he wasn't aware Mantashe would announce idea for new power generation entity', *Fin24*, 4 February 2020.

<https://www.fin24.com/Economy/Eskom/eskom-ceo-says-he-wasnt-aware-mantashe-would-announce-idea-for-new-power-generation-entity-20200204>

³ 'Can mining companies generate their own power without licenses?', *Fin24*, 05 February 2020.

<https://www.fin24.com/Companies/Mining/can-mining-companies-generate-their-own-power-without-licenses-20200204>

any legislative amendment that comes into being. This is the advice of Jason van der Poel, Mzukisi Kota and Alexandra Felekis of Webber Wentzel attorneys.

At the opening of the Investing in African Mining Indaba in Cape Town on Monday, Mantashe said his department "must allow our mining companies to create energies for self-use. You will not need a licence for that, you just generate for self-use and you run ahead."

The attorneys note that, in the written version of Mantashe's remarks, he said that his department, together with National Energy Regulator of South Africa, is in the process of gazetting a revised version of schedule 2 of the Electricity Regulation Act to enable self-generation. This would also facilitate municipal generation options under "distributed generation", as defined in the current Integrated Energy Plan".

"As Eskom continues with the problems, we must have a fail-safe. We must continue to ensure that we get back to the days when we have a surplus of energy and when we get back to that the price of electricity will be pushed down," Mantashe said.

In an opinion piece released on Tuesday, the three Webber Wentzel experts explain the current state of affairs for mining companies wishing to generate power. They say that currently,

- if mining companies wish to generate their own power less than 1 MW, then they need to register with NERSA;
- If they wish to generate their own power greater than or equal to 1 MW but less than 10 MW, they can do so under the current IRP, but need to get licensed by Nersa;
- If they wish to generate their own power greater than or equal to 10 MW, they would need a ministerial deviation from the IRP and to be licensed by Nersa. This, said the attorneys, could also be enabled through an amendment of schedule 2 of the Electricity Regulation Act to exempt their intended generation facilities from the licensing requirement.

"Miners and industry can derive some encouragement from the Minister's comments but should examine the detail of any legislative amendment that comes into being as a consequence of the minister's comments in order to be certain," say the attorneys".

13 février. Dans son discours à la Nation du 13 février 2020⁴, le président Cyril Ramaphosa annonce des mesures rapides destinées à rétablir la capacité de production électrique nationale et la confiance nécessaire à la croissance économique tout en reconnaissant que les coupures tournantes vont probablement durer encore 18 mois avant que le nouveau plan de maintenance d'Eskom et les nouvelles mesures ne produisent leurs effets.

Il met l'accent sur 6 mesures nouvelles :

- l'activation de la Section 34 Ministerial Determination de l'ERA, qui conduit à l'allocation, par le DMRE, de quotas annuels par types de technologies et qui permet : (i) de rendre opérationnel l'IRP2019 le plus vite possible ; (ii) d'accroître la capacité productive pour les énergies renouvelables, le gaz naturel, l'hydroélectricité, le stockage dans les batteries (un programme national est en cours) et le charbon
- la mise en route d'un programme d'urgence pour les IPPs capables de connecter leurs nouvelles installations au réseau dans les 3 à 12 mois qui viennent
- l'enregistrement rapide par NERSA des demandes provenant de petits IPPs (< 1 MW) pour un usage propre (*own use*) et qui n'ont pas besoin d'un permis d'exploitation

⁴ <https://www.gov.za/SONA2020>

- la prise en compte par NERSA de toutes les demandes formulées par les IPPs > 1 MW, sans limite de puissance, dans les 120 jours réglementaires de délais d'instruction des dossiers
- le lancement du 5ème appel d'offres du REI4P et l'ouverture rapide de discussions avec les IPPs sélectionnés lors du 4ème appel d'offres pour qu'ils accélèrent la réalisation de leurs projets
- la négociation avec les fermes éoliennes et solaires déjà en fonctionnement pour signer de nouveaux PPA accroissant leur capacité productive
- le développement de mesures permettant aux municipalités dont l'état financier est satisfaisant d'acheter directement de l'électricité à des IPPs.

Cet ensemble concorde avec les demandes faites par le BUSA (Business Unity South Africa) et visant à favoriser l'essor d'un secteur privé de production électrique. La presse⁵ souligne cependant l'absence de propos relatifs au transport de l'électricité produite par les installations privées minières et industrielles vers le réseau national et relève surtout qu'il existe déjà un programme d'urgence lancé en décembre 2019 par le ministère des Ressources minérales et de l'énergie (RFI de 3 000 MW, date limite de réponse le 31 janvier 2020).

19 février. Lors du débat à l'Assemblée nationale sur le SONA 2020, le ministre Gwede Mantashe apporte d'autres précisions⁶.

- Depuis l'IRP2010, 18 000 MW ont été ajoutés à la capacité nationale, mais Eskom est incapable de faire face aux pics de demande supérieurs à 31 000 MW. Il y a au moins deux ans de coupures potentielles.
- L'usage de la section 34 de l'ERA permet de lancer rapidement un programme de création d'une capacité d'urgence de 2 000 MW (1 500 en charbon, 2 500 en hydroélectricité, 6 000 en PV, 14 400 en éolien, 2 088 en pompage-stockage et 3 000 en gaz naturel). Les textes sont prêts et ont été soumis à NERSA pour examen. L'usage de la section 34 de l'ERA permet aussi d'ouvrir un nouvel appel d'offres REI4P.
- À propos du programme d'urgence lancé en décembre 2019, il note que 481 réponses sont en cours d'examen, mais qu'il faut aussi s'assurer que les prix proposés n'affectent pas les actuels tarifs (la 'least-cost approach' figure dans le RFI). Le texte d'application de la Section 34 est prêt et soumis à l'examen de NERSA.
- Concernant la production à usage propre (*own use*) :
 - pour les capacités < 1 MW, NERSA a reçu 132 demandes (au total 59 MW), 75 d'entre elles (42 MW) ont été approuvées, 57 sont en instance, le délai moyen d'instruction d'un dossier est de 38 jours ouvrés (selon l'ERA, la durée maximale d'instruction d'un permis est de 120 jours).
 - pour les capacités > 1 MW, le processus d'octroi de permis a été accéléré. Le ministre confirme que les quotas figurant dans l'IRP2019 concernent bien les puissances de 1 MW et plus, sans limites ; depuis mai 2019, NERSA a reçu 18 demandes (116 MW), mais beaucoup sont souvent incomplètes (absence de PPA dans les documents reçus).

⁵ 'Ramaphosa announces far reaching actions to-boost power generation outside of Eskom', *Engineering News*, 13th February 2020.

<http://www.engineeringnews.co.za/article/ramaphosa-announces-far-reaching-actions-to-boost-power-generation-outside-of-eskom-2020-02-13>

⁶ <http://www.energy.gov.za/files/media/speeches/2020/SONA-Debate.pdf>.

- un groupe de travail a été formé avec BUSA (Business Unity South Africa) et le Black Business Council pour réfléchir à la manière de lever les obstacles à certains projets.

- à propos des municipalités, Gwede Mantashe affirme : *"municipalities are enable to buy power from sources other than Eskom or develop their own power projects for generation of own power"*. Mais ensuite, il énumère 5 types de restrictions et de contraintes réglementaires pesantes :

"Advances in distributed generation technology make it viable for municipalities to create own power generation or buy power from projects developed within their jurisdiction.

Cognisant of capacity challenges in most municipalities, also in the interest of security of supply, we are developing regulations to ensure regulatory certainty and in line with the Electricity Regulation Act, for municipalities to procure or develop their own power generation. The regulations will require that a municipality should meet criteria that, amongst others, include the following:

- *Alignment to the IRP 2019 and all other applicable laws.*

- *Good financial standing.*

For the long-term sustainability, a municipality must demonstrate diversity in its customer base and that electricity revenue collection meets its electricity operations and energy buying costs. This is especially critical to ensure that paying customers - especially commercial - are not burdened with high electricity tariffs as compensation for non-paying users.

- *Compliance with the Municipal Finance Management Act - particularly Section 33, which outlines the procedure for a municipality that procures a service like power generation; provided the cost is below a prescribed value.*

- *Approval from National Treasury under the Public Finance Management Act and Treasury Regulation 16.*

- *The municipality must demonstrate either the existence of the necessary technical capacity and competence; or that they have in place convincing measures to create the capacity.*

Keeping with the President's commitment of a paradigm shift in energy, these concrete measures are underway to complement other efforts for improving capabilities of Eskom for reliable supply of electricity, and to ensure security of energy supply for economic growth and development. The results will become evident in the coming months".

II. Un ouverture confirmée aux grands producteurs privés : 13 813 MW hors Eskom...après une rude bataille politique

5 mars. La presse relate que NERSA va lancer un document de discussion (*consultation paper*) pour ouvrir un débat public sur la mise en oeuvre de la section 34 de l'ERA à l'issue duquel le régulateur national formulera ses conclusions et son avis (autorisation finale). Le débat public (qui est une obligation réglementaire) peut durer de 3 à 6 mois⁷.

11 mars. Près d'une centaine de jours après le discours du président Cyril Ramaphosa, le 18 décembre 2019, annonçant une nouvelle ère dans la production électrique, rien de concret n'a encore été réalisé alors qu'Eskom renoue avec le niveau 4 des coupures tournantes dans un contexte de croissance économique nationale quasi nulle en 2019 et avec de sombres perspectives de récession en 2020.

⁷ 'NERSA aiming to grant concurrence on Ministerial determinations within three months', *Engineering News*, 5th March 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/NERSA-aiming-to-grant-concurrence-on-ministerial->

Cette inertie d'action procède de divisions au sein du gouvernement, scindé en deux camps. Dans le premier camp se trouvent Cyril Ramaphosa et Tito Mboweni, partisans d'un nouveau modèle d'énergie électrique décentralisée, de transmission autonomisée et même d'une révolution énergétique verte ; dans le second camp, on relève la présence de David Mabuza (deputy-president), lequel a déclaré à l'Assemblée nationale que les IPPs ne sont pas, et ne seraient pas, des producteurs significatifs, et dont les propos corroborent les annonces de Gwede Mantashe alors que la bureaucratie du DMRE ne réagit pas rapidement. Aucun progrès tangible n'est donc décelable début mars, d'autant que NERSA a annoncé qu'il faudrait plusieurs mois pour mettre la réglementation en conformité avec l'urgence de la situation. En toile de fond, Andre de Ruyter, directeur exécutif d'Eskom, annonce à l'Assemblée nationale que le niveau 8 de coupures (- 8000 MW) n'est pas à écarter, sauf si Eskom reçoit les moyens de réaliser son nouveau plan de maintenance des centrales à charbon. Dans un contexte de défaillance permanente d'Eskom, qui aggrave l'incertitude et les doutes des milieux économiques et financiers et nécessite un engagement public rapide et de grande envergure, cet état de quasi apesanteur suscite de vives réactions au sein de l'opposition politique et dans la presse, qui dénoncent un sabotage du plan d'urgence et/ou les dysfonctionnements de la bureaucratie.

La semaine précédente, David Mabuza (qui préside l'Energy war room) s'en est pris aux IPPs : *"Independent power producers... these are individuals that are supplying 5 MW, two there, 10 there... it's not significant. There's not even a single independent producer that is producing 500 MW, all of them are less than 100, some are less than 50 MW. Whether they are there or not, it wouldn't make any difference"*⁸, propos qui mettent particulièrement en cause les entreprises privées du REI4P, accusées d'être, avec ce grand programme national, les chevaux de Troie de la privatisation d'Eskom. Il est soutenu par le lobby nucléaire, dont le South African Energy Forum (SAEF), lié à la firme russe Rosatom, qui comprend aussi l'EFF dont les dirigeants relaient l'analyse de David Mabuza. Parmi les anti IPPs, on compte également l'African People's Convention, parti de l'ancien député Themba Godi et auquel appartient Adil Nchabeleng, défenseur du nucléaire, entrepreneur politique et dirigeant de Transform SA, l'une des multiples organisations d'activistes hostiles aux énergies décentralisées, en particulier renouvelables. Des réseaux professionnels patronnent cette hostilité aux IPPs, dont le Coal Transporters Forum (camionneurs spécialisés dans l'approvisionnement des centrales non liées à des mines par contrat initial - tied-mines -) ainsi que la Black Energy Professionals Association. Or, cette coalition est influente dans l'ANC, elle a l'oreille d'Enoch Godongwana (président du puissant Economic transformation committee de l'ANC) et du président de la DBSA (Development Bank of South Africa).

Le slogan fédérant cette coalition est "green is not black enough", le nucléaire et le charbon étant considérés comme les meilleurs moyens d'assurer la participation du black business au secteur de l'énergie. Le débat est ainsi racialisé, les énergies renouvelables étant considérées comme une nouvelle variante du monopole exercé par le capitalisme blanc (white monopoly capital) dont l'objectif serait d'éliminer les concurrents noirs faisant des affaires dans l'extraction et le transport du charbon. Comme toute narration, celle-là chemine dans les oreilles complaisantes, en particulier au DMRE qui envisage toujours un

⁸ Ferial Haffajee, 'Stage 4 load shedding hits as Cabinet divide on energy deepens', *Daily Maverick*, 11 March 2020.

<https://www.dailymaverick.co.za/article/2020-03-11-stage-4-load-shedding-hits-as-cabinet-divide-on-energy-deepens/>

rôle important pour le charbon en dépit du retrait ou des réticences des banques à financer des énergies fossiles. Un rapport adressé à l'IEA par le DMRE montre que le ministère n'est pas du tout en train de planifier une transition rapide et juste vers des énergies propres.

Dans ce rude combat, où se situe le ministre Gwede Mantashe ? C'est un homme du charbon ('coal man'), ancien leader de la National Union of Mineworkers, qui dit avoir fait ce qui était possible mais ne s'engage pas réellement en faveur d'un nouvel appel d'offres du REI4P en invoquant sans cesse les barrières réglementaires ; à NERSA, la direction joue également la montre en arguant des délais nécessaires pour engager une procédure d'appel d'offres.

Interview de Gwede Mantashe par Chris Yelland

THE ESKOM CRISIS

Interview: Minerals & Energy Minister Gwede Mantashe

By Chris Yelland • 25 February 2020

<https://www.dailymaverick.co.za/article/2020-02-25-interview-minerals-energy-minister-gwede-mantashe/>

Anyone who wants to understand the thinking of South Africa's veteran coal miner, trade unionist, politician, ANC chairperson and Minister of Minerals and Energy Gwede Mantashe on energy and electricity matters, read on...

In this interview, Chris Yelland of EE Business Intelligence explores wide-ranging energy and electricity issues with Gwede Mantashe, including the War Room, emergency procurements, IRP 2019 and the need for new generation capacity, electricity customers as part of the solution, the role of municipal electricity generation, the electricity supply industry and Eskom restructuring, and the just energy transition.

On the War Room

We have seen a number of hastily announced, reactive, and some would say panic initiatives in response to the electricity crisis at Eskom, such as the President's Task Team, the Technical Task Team, the Nedlac Task Team, the so-called War Room, and the request for information (RFI) for emergency procurements, instead of proactive, carefully considered, robust, resilient institutionally formed policy initiatives. How will the Department of Mineral resources and Energy, as the ministry responsible for energy and electricity policy in South Africa, bring together these initiatives into something that is properly co-ordinated and directed towards resilient and sustainable energy and electricity policy?

My background is in mining, where one of the first lessons is that one must never panic, because panic kills. So, I don't understand when you refer to panic initiatives. They are initiatives to deal with the crisis that faces the country. Take for example the RFI. It is a normal practice after you gazette an IRP to issue an RFI to test the market. We received 481 responses from this, and we are looking at them, sifting through them, and looking at what is possible, and what can give us energy in the next 12, 18, 24 months, and so forth. So, it's not a panic issue, but normal to ask for information.

The others you mention are initiatives intended, if I can speak for the president, to get a hands-on feel for what is happening. I happen to be on the War Room team, and we had our first meeting last week. I found it quite helpful because in the War Room you have a situation where political leaders interact with technical teams, including the Eskom team, where they can explain issues that are being done, step by step. The work is task-orientated rather than panicking.

I have never run a business, but what I know is that where you have a duty to supply a service, you have a responsibility to actually look into that service. Customers will interact with the team from time to time. The terms of reference allow me to interact with stakeholders depending on the issues. But the War Room itself is a government initiative to ensure that we do give proper service to the people. I would suggest that you organise a series of interviews on this matter, and talk to the deputy president, okay?

On emergency procurements

A particular initiative to the emerging electricity supply gap that cannot be met by normal procurement in terms of the integrated resource plan for electricity (IRP), has been the RFI to identify any immediate and short-term emergency options and solutions to fill this gap. Following the RFI, what viable solutions have been identified that can deliver projects that can make a difference in the short term, what are the next steps in the procurement process, and what are the risks?

The RFI is not for emergency procurements. It is to test the market for the implementation of the IRP. So, it is much broader than simply emergency procurement. As I said, we received 481 proposals, and this helps us begin to interact with various players. It's a learning process, but I sometimes feel that a sense of urgency is not as clear as it should be in the department. We are working on ensuring that the department moves with the necessary speed. Officials in the department are used to working according to rules, where it takes three months to do this, or six months to do that. The situation we are in requires a change of approach. That's why we are engaging with NERSA and everybody to say: Guys, let's accelerate processes, because if we don't, we are going to be plunged into darkness.

My own view is that the RFI has helped us identify a number of possibilities. To me, one of the most urgent is the offer to convert diesel-driven open-cycle gas turbines (OCGTs) to gas. In itself, this will go a long way to significantly reduce costs and address the unreliability of diesel supply, to provide a more reliable connected capacity. Together with the installation of modular gas engines, this will go far in terms of ensuring security of supply.

On the issue of renewables, let me state that we are going to open Window 5 because NERSA has now received the Section 34 ministerial determinations for concurrence. But we must remove the myth that by opening Window 5 there will be no load shedding in the next few years. And while we have a capacity allocation of 14,400 MW from wind and 6,000 MW from solar PV in the IRP, the actual electricity derived from this is much lower, until we have the gas-to-power and the battery industry established, and can address the baseload issue. In the meantime, in my view, the biggest game-changer is going to be gas. If we can begin to break this mode of politicising energy – which is necessary for economic growth and development – we will make a lot of progress.

On customers being part of the solution

It is widely recognised that quickest and least-cost new generation capacity and energy will come from customers of electricity after enabling regulations are put in place. The current Schedule 2 of the Energy Regulation Act has been under amendment since early 2018, and has received concurrence by NERSA, but is still not gazetted. Will this now have to be amended further in light of recent announcements by the president and yourself to allow customers to generate for own use? What are the processes and timelines ahead to provide legal and regulatory certainty to enable customers to become part of the solution?

In 2017/18 (former energy) Minister Mamaloko Kubayi-Ngubane gave the go-ahead to Sibanye-Stillwater to generate 50 MW of power as the first phase of a proposed 150MW project. Sibanye never built that capacity, and I always use this as an example of the difference between talk and action. I took time to ask Neal Froneman what the issue was, and I got a long story about not having been given permission to wheel the power from the West Rand to Rustenburg. So, I asked him: To whom did you talk about this? I couldn't get a clear answer.

Right now, we have a number of applications to NERSA that are being processed, and among them will be the Sibanye proposal, the Goldfields proposal, the Anglo Platinum proposal, and many others. I hope we can get beyond mud-slinging to a commitment by all of us for solutions. When we met with Business Unity South Africa (Busa) and the Black Business Council (BBC), I said to them: Here is the department's DDG for projects and programmes. We are assigning him to work with you, and if there is a bottleneck in your project, this is the appointed person to work with to resolve matters. Once we reach this stage, I think we will have gone a long way in addressing these problems.

I told Busa and BBC: Listen, the state is not a night-watchman for capital, it is a partner of capital, and until we refine this relationship, we will always run into problems, because you would want to dictate what should happen, instead of sitting together to facilitate issues. My attitude is that we must engage and facilitate developments in the sector. But let me say quite clearly: We do see customers as part of the solution. The brief of government is not the protection of Eskom. It is to ensure that there is security of energy supply to society.

On municipal generation being part of the solution

The president, and you as minister of minerals and energy, have recently provided strong signals that municipalities will again be allowed to become part of the solution as generators of electricity in South Africa, as well as being enabled to procure energy from IPPs outside the Eskom single-buyer model. Would not the clearest signal of government and your department's intentions in this regard be to withdraw your stated intention to oppose the City of Cape Town's court application to be allowed generate electricity and procure energy from IPPs? Why are the minister and NERSA still opposing this, instead of enabling it?

The City of Cape Town must talk to us instead of going to court. Because when you go to court, you are creating a precedent that can be applied across the board, instead of finding a solution to the particular problem. It is the City of Cape Town that must withdraw the case, come to the table with the signal we have sent, and talk to us to find a solution. But if they go to court, we will have to oppose the case and explain that actually we are ahead of what is being heard in court. We must educate one another, and the Western Cape government, that oppositionist positioning does not help in solving issues.

I met the premier of the Western Cape at the recent Government *Lekgotla*, and said to him: The best way is for us to work together, but if you want to spoil everything, you will be resisted at every turn, because you behave like a spoiler, and you regard the ANC government as your enemy. We are not going to surrender the power of the national government because there is mischief driving the issue.

Cape Town, Johannesburg, Bloemfontein and other municipalities used to have their own power stations. So, when we refine the rules and regulations, it is not from an empty space. There is precedent. We must tighten it. The solutions will not be developed by the court, the solutions will be developed around the table. At best the court will say: Go and develop all the rules and regulations. The City of Cape Town can go to court, but it's an academic exercise.

On new generation capacity procurements in line with IRP 2019

Understanding the timelines of the regulatory, procurement and construction processes, and working back from the dates in Table 5 of IRP 2019 for new generation capacity to come on stream, it is clear, four months since announcing the IRP, that these dates will not be met. In addition, the EAF targets in IRP 2019 for the existing Eskom coal fleet are proving completely unrealistic, which means the quantum of new generation capacity required is way out. Noting the immense cost to the economy of load shedding resulting from the mismatch of supply and demand, are the current central command and control electricity planning and procurement processes really fit for purpose today?

I am an old-school Marxist, and I regard energy as a public good. The state has a responsibility to ensure that there is security of energy supply to society. How it secures and procures this is a different matter. But many things are possible.

Let us say a state-owned company, no names mentioned, comes to us and says: Listen, we want to open a coal-fired power station with carbon capture and storage (CCS), and we can do it in the next two years. And they propose to build it with their own money, operate it to recoup their money, and then transfer it to the state – the Build, Operate, Transfer approach. It is a very attractive proposition, although there has been no decision yet in this direction.

Others are coming to us to say that in Mpumalanga they can open gas power stations, or convert old coal stations to gas, using gas from Mozambique. But you can't say you are going to develop Mpumalanga on the basis of Mozambican gas unless you have a proper arrangement with Mozambique. Yes, we could convert those steam turbines to gas. But let's slow down with the arrogance. Let's go and talk to the Mozambicans first to see if we can co-operate.

In the IRP, nuclear and hydropower are presented as alternatives. While the emphasis is on the DRC's Inga hydro project, we put in nuclear as a failsafe option. The Koeberg nuclear power plant has served South Africa well, and I do not think we should write off the nuclear option yet. If we make energy an ideological matter and politicise the energy needed for economic growth and development, we will be left behind by countries like Egypt that were far behind us.

Countries like Japan, the US and Australia appear quite serious about CCS, and are making a lot of progress. Some of my colleagues are dismissive of this technology, but at the end of this week I am going to Canada, and then to the US, to see a practical CCS installation. I can then come back home and say I have seen how it works, these are the reports, and I can ask our technical teams to have a closer look at them.

On electricity supply industry restructuring

Significant international and local changes are taking place that are disrupting the old Eskom monopoly role in electricity generation, transmission and distribution. Government and your own department are signalling the need for diversity in generation and in the primary energy mix, with increased public and private participation, and even restructuring of the Department of Mineral Resources and Energy for better policy, planning, regulation and project implementation capacity. How do you see the future end-state of the electricity supply industry in SA? How do you see the future role of Eskom, and where do you see governance of Eskom sitting?

The vision is simple, and that is to ensure security of supply to South Africa. That's it. Then you can quibble, and chop and change on how you get there. I think my colleague in Public Enterprises has clarified that Eskom must be unbundled. There is no fight over that now, we all agree that there will

be generation, transmission and distribution, each with its own board, and an Eskom holding company that covers all of them.

I took time over the last two months to look into a few models for transmission. I was attracted to the Dutch and the Chinese models, which are both quite similar. The Dutch model emphasises the central role of the transmission grid, which is the marketplace and wheeler of energy from the generator to the consumer. I discovered that the Chinese have totally liberalised generation and distribution, but tightened control over the transmission. They generate all over the country, but everything goes through transmission, which is state-owned. As we move towards opening up generation, even beyond Eskom, we must begin to think about the role of transmission. This is where the state must have a tight grip in order to have its hands on the pulse of our energy supply.

In 2013, we stopped the Independent System and Market Operator (ISMO) Bill, and our argument at the time was: How does one create a transmission entity for procurement and wheeling of electricity when there was a single source of generated electricity, and no market? The situation is changing very fast now. Minister Pravin Gordhan has indicated they will break Eskom generation into sets of power stations that must compete among themselves. Renewables, instead of being allowed to continue piggybacking on Eskom, must stand on their own feet in the market, and compete. And if we have any appetite for opening generation outside of Eskom, they must also be out there competing. Distribution is diversified already, anyway.

To me, it is not an issue or fundamental question as to where Eskom sits. Theoretically, it may be correct for Eskom to be with energy. But in practice, it would be a disaster right now. The Department of Energy (DoE) must be consolidated into a functional department that is solid and can absorb pressure. At this point, we have not reached that stage, but are working towards this. When I came here some nine months ago, of the eight entities under energy, not even a single one had a CEO, and only one, the National Nuclear Regulator (NNR), had a fully functioning board. All the others were dysfunctional. So, we have to get governance right first to mitigate both operational and financial risk. We are also arguing that there are too many state-owned entities in energy. They must be consolidated.

On the just energy transition

The global energy transition to cleaner, lower-carbon alternatives, seems inevitable. The question is: How can we ensure that this inevitable transition is carefully planned and just towards those who are negatively impacted, so as to ensure that we avoid festering political, social and economic wounds to the body of South Africa that would otherwise remain with us for decades? How can we change the destructive and angry debate from “white renewable energy” and “black coal and nuclear”, to something more constructive and pragmatic, less ideological, deracialised and using less extreme language, in order to create an atmosphere that is more conducive to dialogue and resolution of the core issues?

You see, this question is much bigger than South Africa, because it feeds into a global phenomenon of how this thing is debated. My worry is that weaker states are not given any space to think and engage, but are reduced to conduits for the ideas of powerful states. If Europe says we must close coal now, we are expected to say: Yes Sir. We are not given a chance to explain that we have huge deposits of coal, and can we please look into developing cleaner coal technologies? And then coal becomes a swear word, and anybody who is not seen to be a full convert to renewables is treated like an enemy and is shouted down and labelled.

When I raise the question of the energy mix, some call me a coal fundamentalist. I have worked in coal for a long time, and I have no problem with that. But the reality is that the biggest allocation of new generation capacity in the IRP is for renewables. So, when people go hard on me as an enemy of renewables, I tell them they are not talking to policy, and not looking at the figures, because the biggest decline in the IRP is in coal. But people don't look at that, they just want me to say: Coal is bad, and must be switched off. But my own view is: Let's have a discussion. That's why I am looking to CCS to see if it can work here, why I see gas as a game-changer in the interim, and why we need to develop base-load mechanisms for renewables such as battery storage.

Take nuclear. Many people say it is dirty, and we have not resolved the nuclear waste problem anywhere in the world. But I am saying nuclear is one of the safest technologies, and that there has only been one direct nuclear-related accident in the world, Chernobyl. So, I don't understand when nuclear is projected as dirty and inappropriate. What is correct now, may not be correct in 20 years' time, and *vice versa*. Scientists must continue with research and development. I follow this research, I love it, and I think we must give researchers and engineers space for this.

So, I subscribe to an energy mix – clean coal, CCS, gas-to-power, hydro, renewables, battery storage and even nuclear, because that also gives us time to study the trends as we move ahead. I am one of those who think that a balanced approach to the energy transition would help us. The energy transition is not just about jobs and training, but about establishing serious alternative opportunities and economic activities.

Début mars 2020, le duo Mantashe-Mabuza semble politiquement plus influent au sein de l'ANC que le duo Ramaphosa-Mboweni.

18 mars. Après un renversement du rapport de force au sein des instances centrales de l'ANC à propos de question électrique (Dubresson, 2021), NERSA publie deux documents de discussion relatifs aux deux demandes (Section 34 determinations) soumises par le DMRE et qui portent sur deux programmes d'urgence.

La date limite des débats sur le premier document (programme de 2 000 MW, déficit figurant dans l'IRP2019) est fixée au 14 avril, avec la prise en compte des seules remarques formulées par écrit. L'organisation d'auditions publiques n'est pas envisagée, la durée totale d'instruction du dossier étant ainsi raccourcie à 3 mois.

En revanche, l'instruction du deuxième document prendra 6 mois, la date limite des discussions, qui incluent cette fois des auditions publiques, étant fixée au 7 mai. Ce second document porte sur les productions nouvelles mentionnées dans l'IRP2019, 6 800 MW de solaire PV et d'éolien de 2022 à 2024, 513 MW de capacité de stockage en 2022, 3 000 MW de gaz de 2024 à 2027, 1 500 MW de charbon de 2023 à 2027. Cette procédure calée sur l'IRP2019 est la première depuis 2017, année durant laquelle que la Haute Cour du Western Cape avait déclaré illégale la décision de NERSA autorisant la mise en oeuvre du programme nucléaire national.

23 mars. Des experts sud-africains formulent des interrogations. Concernant le deuxième document, Anton Eberhard souligne ainsi que le calendrier est beaucoup trop tardif et décalé par rapport à l'urgence : il n'est pas possible, par exemple, de construire une centrale thermique à charbon en 3 ans. Chris Yelland analyse le lancement de ces deux programmes, 13 813 MW au total, comme une étape mettant fin au monopole productif d'Eskom et le début d'une diversification significative du mix électrique national.

Commentaire de Chris Yelland : la fin du monopole productif d'Eskom

Power Shift: Draft ministerial determinations propose 13,813 MW of new-build by IPPs — none by Eskom

By Chris Yelland • 23 March 2020

<https://www.dailymaverick.co.za/article/2020-03-23-power-shift-draft-ministerial-determinations-propose-13813-mw-of-new-build-by-ipp-s-none-by-eskom/>

Two so-called draft “S34 determinations” by the National Energy Regulator of South Africa (NERSA) are the first step in the process of procurement of new electricity generation capacity in South Africa totalling some 13,813 MW from independent power producers (IPPs).

South Africa’s national energy regulator on Friday published two draft determinations by Minerals and Energy Minister Gwede Mantashe in terms of Section 34 (1) of the Electricity Regulation Act.

The first draft S34 determination relates to the procurement of 2,000 MW of new generation capacity between 2019 and 2022, and the second draft S34 determination to the procurement of a further 11,813 MW between 2022 and 2027.

These draft S34 determinations begin the procurement process after the gazetting of the South African national integrated resource plan for electricity, IRP 2019 on 18 November 2019. The determinations were submitted to NERSA by the minister on 21 February 2020 for “concurrence” by the energy regulator and published on Friday 20 March 2020.

A high court judgment in April 2017 ruled that in terms of the Electricity Regulation Act and the Promotion of Administrative Justice Act (PAJA), NERSA is required to concur with the draft determinations following a public consultation process before they become final and are gazetted.

The public consultation process began after NERSA published two consultation papers on 18 March 2020. These call for public comment and input on the two draft S34 determinations issued by Minister Mantashe, by 14 April 2020 and 7 May 2020 respectively.

Despite the current electricity supply emergency, which has resulted in up to Stage 6 (6,000 MW) load shedding in South Africa, NERSA has indicated that now, more than a month since receiving the draft S34 determinations, it will require a further three months to concur with the first S34 determination, and six months for the second.

NERSA does not seem to have got the message from Minister Mantashe when he said recently:

“Officials in the department are used to working according to rules, where it takes three months to do this, or six months to do that. The situation we are in requires a change of approach. That’s why we are engaging with NERSA and everybody to say: Guys, let’s accelerate processes, because if we don’t, we are going to be plunged into darkness.”

The Department of Minerals and Energy and NERSA are coming under increasing pressure and criticism for the snail’s pace of their bureaucratic processes and decisions. The energy regulator refutes this criticism and says that “NERSA is cognisant of the urgency of the request [for concurrence] as evidenced by the proposed fast-tracked concurrence process in the consultation papers”.

The draft S34 determinations indicate that electricity produced from the new generation capacity will be procured from IPPs “through one or more tendering procedures which are fair, transparent, competitive and cost-effective”.

The electricity procured from IPPs by the department in terms of the draft S34 determinations may only be sold to Eskom as the designated buyer of the electricity, in accordance with power purchase agreements (PPAs) concluded in the course of the procurement programmes.

Recent statements by the ministers of public enterprises and minerals and energy have indicated that Eskom should not be excluded from building, owning and operating new renewable energy generation capacity. However, the draft Section 34 determinations indicate that all new generation capacity up to 2027 – wind, solar, energy storage, gas and coal-fired – will come from IPPs. None of the new generation capacity will come from Eskom itself.

This is a big shift from the current Eskom monopoly, towards a more diversified electricity supply industry. It also represents a significant diversification away from South Africa’s over-dependence on

coal as primary energy for power generation, which stands at about 80% of the total electricity generated in South Africa. **DM**

Chris Yelland is MD of EE Business Intelligence

14 mai. SASOL lance un appel à information (RFI, Request for Information) dont la date finale est fixée au 5 juin pour la fourniture de 600 MW par des IPPs, provenant surtout du solaire et de l'éolien, en conformité avec les quotas de l'IRP2019. Le groupe a participé au RFI lancé par le ministre DMRE en 2019 avant que ce dernier n'adresse les deux Ministerial determinations à NERSA pour examen et validation. Sur les 2 sites SASOL de Secunda et de Sasolburg, les besoins totaux équivalent à 1 200 MW, 600 MW étant déjà autoproduits ; SASOL pourrait donc devenir totalement indépendant du réseau Eskom.

26 mai. NERSA donne son accord définitif au contenu de la Ministerial determination du DMRE concernant le plan d'urgence de 2 000 MW. Les appels d'offre vont ainsi pouvoir être formulés et lancés.

7 juin. Le plan d'urgence de 2 000 MW, dénommé Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Programme (RMI4P), est publié dans la Gazette gouvernementale.

22 août. Gwede Mantashe lance officiellement le RFP concernant les 2 000 MW du Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Programme (RMI4P)⁹, dont les documents sont mis en ligne le 23 août, avec une date limite de réponse fixée au 24 novembre. Les entreprises sélectionnées seront connues le 15 décembre et la finalisation des contrats financiers est attendue pour le 30 avril 2021. R40 milliards d'investissements sont espérés, avec une entrée en production fin juin 2022.

"Bidders will have to make commitments in terms of job creation, socioeconomic development, supplier and enterprise development and skills development. Stringent local-content thresholds and targets have been introduced that should provide impetus to the local construction and manufacturing sectors"¹⁰.

10 septembre. Gwede Mantashe annonce que NERSA a validé la deuxième Section 34 ministerial determination portant sur la création d'une nouvelle capacité totale de 11 813 MW. Cette validation donne la possibilité d'ouvrir le 5ème appel d'offres du REI4P pour les énergies renouvelables : *"The Section 34 Determination enables the department to undertake procurement of additional electricity capacity in line with the IRP 2019. This will open up various Bid Windows (BW) including BW 5 for renewable energy"¹¹*, mais aucune précision n'est fournie sur la date de lancement.

⁹ <http://www.dmr.gov.za/news-room/post/1861/dmre-issues-the-rfp-for-emergency-power-procurement-programme>

¹⁰ 'DMRE launches procurement process for 2 000 MW of 'dispatchable' power', *Engineering News*, 22nd August 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/dmre-launches-procurement-process-for-2-000-mw-of-dispatchable-power-2020-08-22/rep_id:4136

¹¹ 'Mantashe says NERSA's concurrence with determination opens way for procurement of 11 813 MW of new power', *Engineering News*, 10th September 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/mantashe-says-NERSAs-concurrence-with-determination-opens-way-for-procurement-of-11-813-mw-of-new-power-2020-09-10>

22 septembre. NERSA prend position dans le débat concernant Eskom comme acheteur unique des IPPs dans la nouvelle tranche de 11 813 MW et affirme qu'Eskom doit rester l'unique acheteur jusqu'à ce que les amendements aux New Generation Regulations soient adoptés et que la division d'Eskom, ainsi que la nouvelle organisation de la distribution électrique, soient finalisées. À propos des demandes d'achats directs à des IPPs formulées par des municipalités comme City of Cape Town et City of Johannesburg, NERSA renvoie donc au processus en cours : *"Once the unbundling of Eskom has been completed and all decisions regarding the role of the system operator and the appropriate placing of the mandate to buy power for the system has been outlined, future determinations will take this into account as well"*¹².

25 septembre. Gwede Mantashe fait publier dans la Gazette du gouvernement une Section 34 Determination qui ouvre officiellement la voie au lancement du 5ème appel d'offres REI4P. Il confirme qu'Eskom sera le seul et unique acheteur des IPPs sélectionnés et que l'appel d'offres sera lancé au plus tard avant la fin décembre¹³.

Par ailleurs le DMRE et le IPP Office donnent des précisions¹⁴ concernant les 2 000 MW du Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Programme (RMI4P), le RFP ayant été lancé le 23 août. La notification sera close le 30 octobre, la date limite de dépôt des candidatures est fixée au 24 novembre, le processus d'évaluation commencera le 30 novembre. Les capacités de production iront de 50 MW à 450 MW, elles devront être connectées au réseau en juin 2022 et être flexibles, n'étant nécessairement centrées sur une seule technologie : *The RMIPPPP will procure dispatchable flexible generation that should be able to provide energy, capacity and ancillary services, which will all be compensated for either immediately or over a longer term by government. The plants should operate between 05:00 and 21:30 and must have automatic generation control load following capacity factor – as well as be "scalable" when capacity requirements change. The project may, therefore, comprise of a single facility using a single technology solution, on a single project site; multiple facilities using different technology solutions, including fuel and nonfuel-based generation, on a single project site; or multiple facilities using different technology solutions, on multiple project sites".* Le niveau d'intrants locaux est fixé à 40%, dont 30% provenant d'entreprises B-BBEE, incluant une liste de 30 composants locaux définis par le ministère du Commerce et de l'Industrie (DTI).

30 octobre. NERSA annonce avoir reçu l'autorisation du DMRE d'instruire les demandes et de délivrer des permis d'exploitation pour des installations > 1 MW, même si ces demandes

¹² 'NERSA says Eskom must be buyer of IPP power arising from new determination, *Engineering News*, 22nd September 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/NERSA-says-eskom-must-be-buyer-of-ipp-power-arising-from-new-determination-2020-09-22>

¹³ 'DMRE confirms Eskom as buyer of renewable energy under REIPPPP Bid Window 5', *Engineering News*, 25th September 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/dmre-confirms-eskom-as-buyer-of-renewable-energy-under-reipppp-bid-window-5-2020-09-25/rep_id:4136

¹⁴ 'Emergency' IPP power projects to be grid-connected by mid-2022, *Engineering News*, 25th September 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/emergency-ipp-power-projects-to-be-grid-connected-by-mid-2022-2020-09-25>

ne sont pas alignées sur les quotas de l'IRP2019, donc sans passer au préalable par un accord dit de "déviation" par rapport à l'IRP et formulé par le DMRE¹⁵. Cette autorisation vaut pour les installations connectées au réseau national dans la mesure où l'installation ne dessert qu'un seul consommateur et où il n'y a aucun transfert (wheeling) via le réseau. Cependant, elle n'est pas valable pour les installations qui desserviraient les gouvernements locaux, provinciaux ou municipaux, lesquelles feront l'objet d'un texte particulier.

2 novembre. À la demande de candidats potentiels, le IIP Office confirme l'extension de la date limite de l'appel d'offres du RMI4P, dont le RFP a été lancé le 23 août : 2 000 MW en production en 2022, R40 milliards d'investissements attendus, déclaration d'intention au 30 novembre et soumission finale le 22 décembre. Des observateurs remarquent que les groupes électrogènes, gaz ou diesel, sont favorisés par les conditions proposées, les énergies renouvelables intermittentes devant disposer de connexions hybrides au réseau, ce qui n'est pas inclus dans les termes du RMI4P, ni programmé par Eskom et de toute manière pèserait sur le coût final du kWh solaire ou éolien¹⁶.

22 décembre. La liste des entreprises et des projets qui ont été soumis et agréés dans le cadre de l'appel d'offre du RMI4P est officiellement publiée par le IPP Office¹⁷. Les projets finalement retenus ne seront connus qu'en février 2021, les contrats financiers doivent être conclus en juin 2021 et la mise en service reste programmée pour juin 2022.

III. Réticences, freinage et inertie pour les productions privées > 1 MW - < 50 MW

27 mars. Une version amendée de l'ERA est publiée dans la Gazette gouvernementale¹⁸ qui maintient la norme de < 1 MW pour les installations dispensées de permis d'exploitation, à la déception de tous les acteurs concernés¹⁹.

29 avril. Alors que les premières mesures de déconfinement du pays sont mises en place, le président de SAPVIA, Wido Schnabel, fait parvenir une lettre de 3 pages au président Cyril Ramaphosa pour lui demander d'alléger la réglementation pesant sur les énergies

¹⁵ 'NERSA permitted to grant above 1 MW licences without Ministerial approval', *Engineering News*, 30th October 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/NERSA-permitted-to-grant-above-1-mw-licences-without-ministerial-approval-2020-10-30>

¹⁶ 'IPP Office extends bid deadline for R40bn risk-mitigation programme', *Engineering News*, 2nd November 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/ipp-office-extends-bid-deadline-for-r40bn-risk-mitigation-programme-2020-11-02>

¹⁷ The Risk Mitigation IPP Procurement Programme, 22 December, list of bidders.

<https://www.ipp-rm.co.za/>

¹⁸ <http://www.energy.gov.za/files/media/pr/2020/Amendment-to-Schedule2Gives-Effect-to-2020-SONA-Commitments27032020.pdf>

¹⁹ 'Mantashe sustains 1 MW licence-exemption cap despite calls for higher threshold', *Engineering news*, 27th March 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/mantashe-sustains-1-mw-licence-exemption-cap-despite-calls-for-higher-threshold-2020-03-27>

décentralisées et d'apporter des précisions sur l'IRP afin que les petits producteurs puissent participer à la relance économique souhaitée et à la sécurité énergétique nationale²⁰.

Il souligne trois contraintes majeures : l'absence de quotas nationaux pour les énergies décentralisées, qui rend difficile ou impossible pour NERSA de délivrer des permis d'exploitation ; le maintien de la norme < 1 MW pour les SSEG dispensées de demande de permis d'exploitation depuis 2017, ce qui complique le développement des projets élaborés par les petites et moyennes entreprises et allant jusqu'à 10 MW ; le fait que les projets légèrement supérieurs à 1 MW subissent les mêmes contraintes que les grands projets. Il note qu'actuellement il faut au moins 4 mois à NERSA pour instruire un dossier et entre 6 mois et 1 an pour délivrer un permis d'exploitation, ce qui est bien supérieur aux 120 jours réglementaires. De plus, en raison de la pandémie de Covid-19, NERSA a suspendu ses travaux, y compris les consultations publiques obligatoires. Il presse donc le président Cyril Ramaphosa de prendre en considération les demandes suivantes : élever le seuil de dispense de permis d'exploitation de 1 à 10 MW ; mettre en place un certificat de conformité technique indiquant la puissance SSEG d'un projet et veiller à ce que la base nationale de données soit mise à jour et rendue publique ; clarifier les règles concernant les projets > 10 MW ; s'assurer que NERSA dispose des moyens nécessaires et de la capacité à respecter les règles existantes de son propre fonctionnement. Selon Wido Schnabel, une étude SAPVIA-CSIR montre que plus de 100 000 emplois dans les énergies décentralisées peuvent être créés rapidement par au moins 400 entreprises petites et moyennes.

31 mai. Dans son commentaire du draft du 5 mai concernant l'amendement de l'ERA, SAPVIA demande une clarification à propos du rôle et de l'insertion de l'Embedded Generation dans la procédure proposée ainsi que sur l'allocation en MW destinée à la production dite décentralisée, le plan de 2 000 MW étant insuffisant pour faire face aux besoins à court terme, le double étant probablement nécessaire²¹.

26 novembre. Deux chercheurs, Celeste Renaud et Grové Steyn publient une note (Renaud et Steyn, 2020) qui reprend et précise les conclusions d'un rapport publié en juillet (Renaud *et al.*, 2020). Dans cette note, ils rappellent que des obstacles réglementaires peuvent, et doivent, être levés pour permettre un essor de la production d'énergies renouvelables et ils proposent 6 mesures, faciles à mettre en oeuvre grâce à une publication rapide de nouvelles règles dans la Gazette gouvernementale, ainsi que l'autorisent les textes de loi et les modalités de fonctionnement de NERSA.

- redéfinir la notion de "generation for own use" (usage propre) figurant dans le Schedule 2 of the Electricity Regulation Act (ERA). Tout projet de ce type pourrait être considéré comme équivalant à une participation financière et technique de l'investisseur privé à la production

²⁰ 'Solar body calls for overhaul of distributed-generation rules in open letter to Ramaphosa' *Engineering News*, 29th April 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/solar-body-calls-for-overhaul-of-distributed-generation-rules-in-open-letter-to-ramaphosa-2020-04-29/rep_id:4136

²¹ 'Draft regulations on power capacity falls short of needs, says PV industry', *Business Report*, 31 May 2020.

<https://www.iol.co.za/business-report/energy/draft-regulations-on-power-capacity-falls-short-of-needs-says-pv-industry-48753931>

électrique nationale et pourrait être exempté d'autorisation d'accès au marché, même s'il est connecté au réseau et quelle que soit sa taille

- élever le niveau de l'actuelle exemption de permis d'exploitation de < 1 MW à au moins 50 MW
- simplifier et accélérer la procédure d'enregistrement des projets exemptés de permis (et qui pourraient aller de 100 kW à 50 MW) en créant un portail en ligne et en fournissant des données transparentes sur les projets mis en oeuvre
- mettre en place, et en ligne, un processus spécifique de soumission des documents pour l'approbation des projets > 50 MW au lieu de demander aux candidats de naviguer dans le système actuel très complexe d'accords contractuels, qui a été conçu pour les grands projets
- demander à NERSA de publier sur son website une liste de tous les permis d'exploitation accordés et ajouter toutes les nouvelles demandes une semaine après, avec les raisons de l'agrément ou du refus des projets soumis
- exempter les projets de stockage d'électricité de l'autorisation d'accès au marché et du permis d'exploitation en reconnaissant que cette technologie fournit d'abord des services au réseau.

IV. Un carcan dirigiste pour les municipalités : promesses et réalités du discours ministériel

5 mai. Gwede Mantashe fait publier pour commentaires durant 30 jours le draft d'un amendement modifiant l'Electricity Regulations on New Generation Capacity, 2011, et visant à permettre aux municipalités de produire elles-mêmes ou d'acheter de l'énergie électrique à des producteurs privés²². Le texte est cependant assorti de contraintes fortes : les municipalités doivent avoir des finances saines ('good financial standing') et pouvoir le démontrer ('demonstrate sound financial standing') ; leurs demandes doivent être inscrites dans - et conformes à - l'IRP2019 ; la faisabilité de leur production propre doit être démontrée par une étude préalable et leur demande finale doit être soumise au ministère pour approbation officielle ; les PPA doivent être conformes aux lois réglementant la gestion municipale.

Pour Anton Eberhard, c'est un carcan dirigiste et trop contraignant : *"But why do municipalities even have to ask the Energy Minister's permission? South Africa's power planning, procurement and regulatory regime is far too dirigiste. It needs overhauling. National power expansion plans should be indicative only and licensing procedures eased"*.

Chris Yelland souligne la lenteur de la décision prise et le temps perdu depuis le SONA 2019 et l'appel de Cyril Ramaphosa et, finalement, la portée réduite du texte : *"What amazes me is that it has taken more than a year since the 2019 SONA and Budget speech for the Department of Mineral Resources and Energy to prepare these minor tweaks to the regulations and prepare a draft for public comment. This could have been done in a few days at most, and it will no doubt take several months more for any changes in the regulations to*

²² 82193_draft-regulations-amending-electricity-regulations-on-newgeneration-capacity.pdf

be finalised and Gazetted"²³. Selon lui, le texte est à double sens : c'est peut-être un premier pas vers une ouverture réglementaire plus importante ou bien c'est une nouvelle procédure longue et bureaucratique qui laisse le ministère décider à l'issue d'échanges nombreux avec des municipalités, lesquels seront longs, prendront du temps et risquent de ne servir à rien.

En conséquence, City of Cape Town (CoCT) a décidé de poursuivre son action en justice, engagée en 2015 contre le ministère en charge de l'énergie pour le contraindre à délivrer les autorisations nécessaires aux municipalités sans passer par un labyrinthe bureaucratique dans lequel toute initiative a jusqu'ici été fourvoyée.

11 mai. La Haute Cour de justice du Gauteng a entendu le 10 mai la requête de CoCT contre l'application de l'ERA et ses derniers amendements contraignant une municipalité à solliciter une autorisation du ministère pour se procurer de l'électricité auprès de IPPs ou pour en produire elle-même. Sa demande de clarification²⁴ repose sur un argument déjà ancien, datant de 2012 (Jaglin et Dubresson, 2020 : 36-42) et soulignant la contradiction entre le texte de la Constitution de 1996 et l'ERA en ce qui concerne les devoirs constitutionnels d'une municipalité ainsi que le caractère politique et non juridique du monopole de fait, mais non de jure, d'Eskom.

26 mai. En attendant le verdict de la Cour de Justice du Gauteng, CoCT propose la création d'un cadre national pour un programme coordonné d'énergies renouvelables permettant aux municipalités d'acheter de l'énergie électrique à des producteurs privés²⁵. Kadri Nassiep, (CoCT Energy and Climate Change Directorate executive director) suggère que ce cadre soit géré par le Trésor national ou le IPP Office, sur la base d'allocations spécifiques, de quotas destinés aux municipalités dans le cadre de l'IRP national et ajustés en permanence. L'un des avantages serait l'existence de contrats standardisés, utiles aux municipalités comme aux investisseurs privés. Il demande également que le ministère des Finances reconsidère la section 33 du MFMA à propos des contrats d'achat passés par les municipalités avec des IPPs, dont la durée légale actuelle ne doit pas dépasser 3 ans. Le nouveau système proposé pourrait aussi être inclus dans le REI4P. Il indique enfin que la municipalité du Cap a des projets de soutien aux SSEG ainsi qu'aux équipements allant jusqu'à 10 MW, privés ou municipaux.

8 juin. Le gouvernement du Western Cape fait état des commentaires adressés au DMRE dans la première semaine de juin. Il souligne l'urgence de la mise en production de capacités nouvelles et relève que la procédure imposée aux municipalités allonge la durée de prise de décision et érode l'indépendance de NERSA. Le WCG dénonce une fois de plus la lourdeur

²³ 'Mantashe seeks comment on draft regulations enabling municipalities to buy own power', *Engineering News*, 6 May 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/mantashe-seeks-comment-on-draft-regulations-enabling-municipalities-to-buy-own-power-2020-05-06/rep_id:4136

²⁴ 'City seeks clarity on independent power procurement', CoCT, 11 May 2020.

[http://www.capetown.gov.za/Media-and-](http://www.capetown.gov.za/Media-and-news/City%20seeks%20clarity%20on%20independent%20power%20procurement)

[news/City%20seeks%20clarity%20on%20independent%20power%20procurement](http://www.capetown.gov.za/Media-and-news/City%20seeks%20clarity%20on%20independent%20power%20procurement)

²⁵ 'Cape Town proposes national renewables procurement scheme for municipalities as it pushes ahead with IPP legal case', *Engineering News*, 26th May 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/cape-town-proposes-national-renewables-procurement-scheme-for-municipalities-as-it-pushes-ahead-with-ipp-legal-case-2020-05-26/rep_id:4136

contraignante du dispositif électrique national : *“Centralised electricity structures and Eskom’s dominance on electricity generation and supply in South Africa limits what a provincial or local government can do when confronted with load-shedding²⁶.”* Il soutient la position de la municipalité du Cap et sa quête d'arbitrage par la Haute Cour du Gauteng.

11 août. La Haute Cour du Gauteng se prononce sur la demande de CoCT. La juge Leonie Windell rappelle que les parties prenantes doivent respecter la section 41(3) de la Constitution (1996) relative à la coopération entre sphères de gouvernement ainsi que la Section 41 de l'Intergovernmental Relations Frameworks Act, 2005. Elle constate que sur ce point précis, CoCT n'a pas suivi les recommandations du texte et lui ordonne de reprendre les discussions avec le DMRE et NERSA pour parvenir à un accord ; faute d'accord, les parties peuvent revenir devant la Cour *“any party may apply to this court for leave to re-enroll this application for hearing on the same papers and on such conditions as the court may determine²⁷”*. Pour NERSA, CoCT ne peut pas légalement s'engager dans l'achat à des IPPs sans avoir obtenu une Ministerial determination conforme à la section de l'ERA.

2 septembre. NERSA publie une liste de 29 municipalités autorisées à appliquer leur demande de tarifs spéciaux (FIT) pour des SSEG²⁸.

2 octobre. Kadri Nassiep (CoCT Energy and climate change executive director) confirme la préparation du draft d'un mini IRP municipal permettant d'encadrer les choix énergétiques locaux dès lors qu'une possibilité sera ouverte par un amendement prévu à l'Electricity Regulations on New Generation Capacity. Il confirme également que CoCT va promouvoir le développement de sa propre production photovoltaïque en finançant des installations de 5 à 10 MW, va encourager les projets SSEG et la réduction des consommations, mais il souligne qu'Eskom fournira encore 70% des besoins de la métropole du Cap à moyen terme. Il évoque les discussions en cours avec le Trésor pour mettre au point les modalités d'un programme national destiné aux municipalités et inclus au sein du REI4P : *“We are proposing the establishment of a sustained, credible, planned and coordinated national procurement programme for municipalities that takes into account the national demand and supply options and constraints”*.²⁹ Cependant, il remarque qu'il faudra au moins 5 ans avant que les flux provenant d'un ou de plusieurs IPPs puissent être connectés au réseau municipal.

²⁶ 'Western Cape says draft rules on municipal power unclear on procurement provisions', *Engineering News*, 8th June 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/western-cape-says-draft-rules-on-municipal-power-unclear-on-procurement-provisions-2020-06-08>

²⁷ 'Cape Town ordered to settle IPP dispute with Minister, but case can be re-enrolled if talks fail', *Engineering News*, 11th August 2020.

<https://www.engineeringnews.co.za/article/cape-town-ordered-to-settle-ipp-dispute-with-minister-but-case-can-be-re-enrolled-if-talks-fail-2020-08-11>

²⁸ 'Latest list of municipalities with approved SSEG tariff structures', 3 September, 2020.

<https://www.esi-africa.com/industry-sectors/future-energy/latest-list-of-municipalities-with-approved-sseg-tariff-structures/>

²⁹ 'City of Cape Town drafting 'mini IRP' as it prepares way for IPP procurement', *Engineering News*, 2nd October 2020.

https://www.engineeringnews.co.za/article/city-of-cape-town-drafting-mini-irp-as-it-prepares-way-for-ipp-procurement-2020-10-02/rep_id:4136

Au stade actuel, CoCT a un programme de création de fermes solaires municipales à Atlantis (objectif 50 MW en 2030), sur une superficie de 10 à 20 ha avec des équipements de 7 à 10 MW capables de desservir toute l'année l'équivalent de 4 000 ménages à bas et moyens revenus (source : CoCT website, présentation de l'Atlantis Solar PV Development, Economic and Climate Change Portfolio Committee, CoCT, ECC 09/08/20).

16-19 octobre. Publication le 16 octobre dans la Gazette du gouvernement³⁰ d'un amendement à l'Electricity Regulations on New Generation Capacity 2011 qui définit les conditions légales d'accroissement des capacités propres des municipalités ainsi que celles relatives à l'achat direct à des IPPs.

L'amendement inclut le stockage d'énergie dans les "nouvelles capacités", exclut toute production nucléaire et surtout soumet les municipalités à de fortes contraintes administratives. Pour produire ou acheter de l'électricité, une municipalité "peut" adresser au ministre une demande qui entre dans le cadre de l'IRP ; on retrouve une formulation ("may") discutée antérieurement par des juristes ("may" n'étant pas "must" et "être autorisé à"...ne signifiant pas "devoir"). La municipalité doit (sur ce point, le texte est sans ambiguïté) mener à bien une étude de faisabilité. Puis, elle doit la soumettre à discussion : (i) via un mécanisme interne tel que défini par la section 76(a) du Municipal System Act et prouver que cette étude est conforme à la section 120 du MFMA et au Municipal Public Private Partnership Regulations (Government Notice R309, Government Gazette n°27431 du 1er avril 2005 et (ii) via un mécanisme externe tel que défini par la section 76(b) du Municipal System Act. Le projet doit être également conforme aux obligations contenues dans le Public Finance Management Act.

Aux dispositions réglementaires s'ajoutent les contraintes liées à l'état financier des municipalités, décrites par le ministre le 19 février devant l'Assemblée nationale (voir *supra*) et rappelées lors de la présentation de l'amendement : *"This will ensure an orderly development that is in line with the applicable Integrated Resource Plan (IRP) and municipal Integrated Development Plans. Furthermore, the amendments will ensure that section 34 determination requests are from municipalities that are in good financial standing with feasible project proposals"*.

À l'échelle nationale, les organisations patronales et les promoteurs des énergies renouvelables accueillent favorablement l'amendement³¹ : *"The Minerals Council SA said it welcomed the inclusion of interventions related to mining aimed at ensuring electricity energy security, and, in particular, the fast-tracking of applications for self-generation of energy supply, the separation and unbundling of Eskom to address structural challenges, and improving the operational and financial stability of the power utility"*.

"Greenpeace Africa's senior climate and energy campaign manager, Happy Khambule, said that the amendment was overdue. "It's about time that a decision like this was made, which will lead to decentralisation and better penetration of renewable energy. "But it is between the local and national government, and it doesn't address the key issue: ordinary South Africans are still unable to meaningfully participate in energy democracy as pro-sumers," he said. Khambule said it was key that the power generation projects undertaken by municipalities were focused entirely on renewable energy. "To make a decision like this and

³⁰ https://www.gov.za/sites/default/files/gcis_document/202010/43810gon1093.pdf

³¹ 'Municipalities get green light to make power', *Business Report*, 19 October 2020.

<https://www.iol.co.za/business-report/energy/municipalities-get-green-light-to-make-power-5c300133-db8f-4dc2-abf9-eca3bd8c5799>

allow for new investments in fossil fuels will be another foolish waste on the government's part, as the climate crisis looms in the background and South Africans are still subject to breathing toxic air," Khambule said.

Aux échelles provinciale et locale cependant, le débat relatif à l'égalité de la desserte électrique dans l'ensemble des municipalités resurgi, la grande majorité des municipalités du pays, dont l'état financier est mauvais ou désastreux³², n'étant pas en mesure de mettre le texte en pratique.

D'un côté, les gouvernements des provinces dans lesquelles les municipalités sont plutôt bien gérées, soutiennent l'autonomisation énergétique. C'est le cas dans le Western Cape³³. David Maynier (ministre provincial des Finances et de l'Economie) affirme ainsi: *"The Western Cape is well placed to benefit from these new regulations as only municipalities in good financial standing are eligible to participate". "One indication of good governance and good financial standing are audit results, and in the Western Cape 13 of our 30 municipalities (Metropolitan, District and Local municipalities) were recently awarded clean audits, while 14 received unqualified audits," said Maynier. "Meanwhile, our Municipal Energy Resilience (MER) Project is aimed at strengthening the energy resilience of municipalities in the Western Cape".* Deidré Baartman (Standing Committee on Finance, Economic Opportunity chairperson), développe la même analyse : *"This announcement further offers the renewable energy sector a boost in investment and development prospects, which may stimulate growth and create jobs. "This is critical in an economy which has already seen more than 2.2million jobs lost in the last quarter".*

Inversement, le porte parole provincial de l'EFF pour l'économie, Nosipho Makamba-Botya, dénonce les inégalités en gestation : *"We are now entering a terrain where Eskom seeks to abandon its obligation to produce power altogether and delegate this obligation to the hands of the few well-financed municipalities". "Over time these IPPs will become the main generators of electricity. In this way electricity generation and supply will be privatised and price will be determined by these capitalists. "Only the rich will afford the ever increasing price of electricity, while the poor in townships and informal settlements will be left in the dark".* Le porte-parole provincial de l'ANC pour l'économie, Nomi Nkondlo, tout en étant favorable au contenu de l'amendement, pose néanmoins une question pertinente sur la dimension financière : *"Municipalities have been hardest hit and such a policy position creates the enabling environment to attract much-needed investment to revive local economies. The dilemma though is what will be defined as a 'municipality in good financial standing' ?".*

Dans les villes moyennes, comme George (Western Cape), l'amendement n'est pas perçu comme porteur d'un grand changement. Pour Steyn Van der Merwe (George Municipality's Electro-technical Services Department), le texte ne change rien à la situation antérieure : *"In effect nothing changes, because as a municipality we are still unable to procure electricity directly from an IPP without the minister's approval," said Van der Merwe. "George Municipality has conducted a baseline integrated resource plan for electricity with*

³² 'The shocking state of South Africa's municipalities uncovered', *Business Tech.*, 1 July 2020. <https://businesstech.co.za/news/government/412459/the-shocking-state-of-south-african-municipalities-uncovered/>

³³ 'You may soon be able to buy power generated by your local municipality', *Cape Argus*, 19 October 2020. <https://www.iol.co.za/capeargus/news/you-may-soon-be-able-to-buy-power-generated-by-your-local-municipality-1b90985b-5ed8-4cd1-9ba5-db6535224bb6>

the CSIR in 2019 based on the least-cost scenario. This report will form the basis of decisions surrounding electricity procurement in the short term, if the regulations change." David Maynier (Western Cape Economic Opportunities and Finance Minister) ne dit pas autre chose : *"We look forward to the minister providing more clarity on when and how municipalities could also participate as purchasers of electricity where appropriate and not only Eskom, as has been the historical precedent"*³⁴.

Dans certaines métropoles, comme eThekweni (Durban), en revanche, le texte est perçu autrement, comme une possibilité permettant de s'affranchir en partie ou en totalité, d'Eskom. Selon Krish Kumar (eThekweni municipality's chief financial officer): *"We have just arrived at a 2050 plan in terms of getting ourselves off the grid. What we will be doing in the next few years is an evolving strategy in moving to renewable energy and drawing power from IPPs,"* Kumar said. *According to the policy document, Eskom's renewable energy targets are not high enough to enable the eThekweni municipality to realise its own internal targets to achieve 40% renewable generation by 2030 and 100% by 2050.*

"Costs of purchasing power from Eskom have been rising and are predicted to continue doing so. Increased costs of power are being passed on to residents and businesses within the municipality. Until recently, legislation did not permit eThekweni Municipality to purchase power privately from Independent Power Producers. Now that this is possible, the municipality has the opportunity to transition its energy supply to one that is both renewable and lower cost. This will help ensure renewable generation targets are met whilst additionally reducing the costs of electricity for the municipality and, in turn, residents and businesses within its jurisdiction," the report reads.

*"In addition to transitioning to a more renewable supply of imported electricity, the municipality also has an ambition to reduce the costs of energy for residents and businesses through the generation of renewable power"*³⁵.

Conclusion : "Is green not black enough" ?

2020 a été la pire de toutes les années en termes de coupures tournantes dûes aux pertes de capacité productive, Eskom ayant de nouveau été dans l'incapacité de garantir la sécurité électrique du pays, même avec la baisse significative de consommation résultant de la pandémie de Covid-19 et des mesures de confinement. Pourtant, il existe des solutions alternatives permettant au moins de pallier un déficit qui va perdurer en 2021 et en 2022. Ces solutions reposent, d'une part, sur la mobilisation rapide du dispositif réglementaire actuel pour accélérer la création de nouvelles capacités et, d'autre part, sur le nécessaire allègement, voire une suppression, de certaines règles de ce dispositif qui entravent l'essor de nouveaux investissements sur le court terme, y compris dans le cadre de l'IRP2019 dont il faut rappeler qu'il est évolutif et peut être rendu flexible en fonction des circonstances.

Or, la première solution n'a été mise en oeuvre qu'au prix de nombreux retards et tergiversations, et de manière partielle, seul le programme RMI4P (2 000 MW) ayant été

³⁴ 'Municipality not yet able to buy power', *George Herald*, 19 October 2020.

<https://www.georgeherald.com/News/Article/General/municipality-not-yet-able-to-buy-power-202010160901>

³⁵ 'Ethekewini's bold new plan to generate its own power and get off Eskom grid', *The Mercury*, 19 October 2020.

<https://www.iol.co.za/mercury/news/ethekwinis-bold-new-plan-to-generate-its-own-power-and-get-off-eskom-grid--afecacb7-cefb-4e27-9d3d-97df52c44643>

véritablement lancé. Quant à la seconde, elle présente de telles contraintes pour les équipements < 50 MW et pour les municipalités que les petits et moyens projets productifs, non seulement potentiels mais aussi ceux qui sont techniquement et financièrement prêts, ont parfois été abandonnés ou sont toujours, pour beaucoup d'entre eux, dans l'attente des décisions finales de NERSA et du ministère des Ressources minérales et de l'Énergie.

Retards, tergiversations et lenteur de la décompression réglementaire tiennent à une conjugaison de facteurs amplifiant les défaillances techniques d'Eskom.

Premièrement, faute d'une planification correcte des investissements nécessaires, le réseau électrique national est souvent dans l'incapacité d'intégrer dans les temps les apports venant des grands producteurs privés, surtout quand les équipements productifs sont éloignés du tracé du réseau. Le raccordement des grandes fermes solaires et éoliennes sélectionnées lors des 4 premiers appels d'offre du REI4P a ainsi pris du retard, ce qui peut expliquer, en partie, la prudence dont fait preuve Gwede Mantashe, ministre des Ressources minérales et de l'Énergie, au sujet du lancement du 5ème appel d'offres, mais sûrement pas le blocage systématique, dans les dernières années de la présidence Zuma, de la signature des contrats financiers pour les projets sélectionnés lors du 4ème appel d'offres.

Deuxièmement, les normes techniques nationales figurant dans les codes électriques sont complexes et évolutives et la perte - ou l'absence - de compétences techniques dans nombre de municipalités ne facilite pas leur mise en oeuvre. Même en supposant que les mesures de décompression réglementaire soient plus rapides, et en dépit du rôle essentiel que joue l'association nationale des ingénieurs électriques municipaux (AMEU), rien n'assure que ces mesures soient réappropriées localement dans des délais raisonnables. Surtout, les procédures définies dans les divers textes de loi concernés sont souvent floues et ambiguës. Quel est, par exemple, le contenu exact de la notion de "own use"? La norme de < 1 MW pour les SSEG qui n'ont plus besoin, depuis 2017, d'un permis d'exploitation délivré par NERSA, est sans cesse interprétée différemment. La Constitution de 1996 et certaines lois régissant le système de gouvernement multi niveaux sont parfois contradictoires entre elles en ce qui concerne la nature des droits et devoirs des municipalités en matière de fourniture électrique. Dans ce maquis administratif et juridique complexe, les Hautes Cours de justice des 9 provinces sont sans cesse saisies de multiples litiges, les batailles juridiques sont longues (celle de la municipalité du Cap contre le DoE, puis le DMRE, a commencé en 2015 et n'est toujours pas terminée en janvier 2021) et finalement, nombre de petits investisseurs privés, las d'attendre, installent illégalement leur PV de toiture ou abandonnent leur projet au bénéfice d'un stockage dans des batteries alors que des entreprises rusent avec les règles existantes pour investir dans leurs propres équipements.

Troisièmement, au-delà des seuls codes techniques et des lois, la question électrique constitue l'une des lignes de fracture majeure au sein du gouvernement de Cyril Ramaphosa, de l'ANC et de ses alliés, et c'est là le coeur du problème. Cette courte note montre à quel point cette fracture peut retarder, voire entraver, toute prise de décision érodant la position hégémonique d'Eskom, surtout en faveur des énergies renouvelables. Le grand programme REI4P comme d'ailleurs le premier IRP n'ont été lancés, faut-il le rappeler, que sous la contrainte et dans l'urgence en raison de la crise d'Eskom et de ses désastreuses conséquences en chaîne (Jaglin et Dubresson, 2016). Or, en raison des origines largement étrangères des investissements privés dans les grandes fermes solaires et éoliennes du REI4P (Baker et Sovacool, 2017 ; DoE, 2017), ce qui est également vrai pour les intrants, pour la plupart souvent importés y compris pour les petites et moyennes installations urbaines, les

énergies "vertes" échappent en grande partie au contrôle et à la prédation des fractions d'élites politiques de l'ANC dont la base rentière est le couple Eskom-charbon. On comprend dès lors que la coalition anti-énergies renouvelables, mêlant pêle-mêle fractions d'élites politiques prédatrices, lobbys du nucléaire, du charbon et opposants de tous types à Cyril Ramaphosa, faute d'avoir pu empêcher l'ouverture programmée dans l'IRP2019, multiplie les actions au sein de l'ANC et de ses organisations pour ralentir, voire annihiler, toutes les mesures et les tentatives de décompression réglementaire jouant en faveur des énergies solaires et éoliennes.

En 2020, crise électrique, récession économique et pandémie de Covid-19 aidant, le président Cyril Ramaphosa a réussi, non sans mal il est vrai, à faire avancer l'ouverture aux grands producteurs privés et à faire progresser un peu, mais inégalement, la décompression réglementaire. Rien n'assure toutefois qu'en 2021 les nombreux obstacles identifiés par des chercheurs sud-africains seront levés, sauf si de nouvelles contraintes conduisent le gouvernement sud-africain à accélérer le processus en faveur des petits et moyens producteurs d'énergies renouvelables ainsi que des municipalités, dont les élus comme les ingénieurs électriques sont toujours dans le brouillard.

Références bibliographiques

Baker L., Sovacool B., 2017, "The political economy of technological capabilities and global production networks in South Africa's wind and solar photovoltaic (PV) industries", *Political Geography*, 60, pp. 1-12.

Department of Energy (DoE), 2017, *State of Renewable Energy in South Africa*, Pretoria, Department of Energy.

Dubresson A., 2021, *Eskom en 2020. Les trois fronts de l'opérateur public, une chronique*. Document de travail de l'ANR Hybridelec.
<https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-03125616>

Jaglin S. Dubresson A., 2016, *Eskom. Electricity and Technopolitics in South Africa*, Cape Town, Juta/UCT Press.

Jaglin S., Dubresson A., 2020, *Petites installations PV et revenus municipaux dans les villes du Western Cape. Hybridation et mise en question d'un modèle redistributif*, Document de travail de l'ANR Hybridelec, <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-02900207>.

Renaud C., Tyler E., Roff A., Steyn G., 2020, *Accelerating renewable energy industrialisation in South Africa : What's stopping us ? Final Report*, Rondebosch, Meridian Economics, July 2020.
<https://meridianeconomics.co.za/wp-content/uploads/2020/07/Accelerating-renewable-energy-industrialisation-in-South-Africa-July2020.pdf>

Renaud C., Steyn G., 2020, *Cutting through red tape : a shortcut to solving South Africa's power crisis*, Rondebosch, Meridian Economics, Briefing note, November (n° 2020/4).
<https://meridianeconomics.co.za/wp-content/uploads/2020/11/2020-11-23-Licence-Reforms-v1.0.pdf>

Wright J., Calitz J., 2020a, *Setting up for the 2020s. Addressing South Africa's electricity crisis and getting ready for the next decade*, Pretoria, CSIR Energy Centre, January 2020.
<https://researchspace.csir.co.za/dspace/handle/10204/11282>

Wright J., Calitz J., 2020b, *Setting up for the 2020s. Addressing South Africa's electricity crisis and getting ready for the next decade...and now Covid-19*, Pretoria, CSIR Energy Centre, August 2020.
https://cisp.cachefly.net/assets/articles/attachments/82989_20200723-brochure-settingup2020s.pdf