Pretoria, le17 juillet 2025

Ambassade de France en Afrique du Sud
Service économique régional de Pretoria

Affaire suivie par N. Viossat et A. Moisson
Visa : T. Dornon

AFRIQUE AUSTRALE

Le *Southern Africa Power Pool* (SAPP), à quand l'émergence d'un vrai marché régional de l'électricité ?

Créé en 1995 sous l'égide de la Southern African Development Community (SADC) [i], le SAPP est le premier projet de marché commun de l'électricité en Afrique[ii], représentant 280 millions d'habitants, dont près de la moitié n'ont pas accès à l'électricité. Il vise à renforcer l'intégration régionale par la mutualisation des capacités de production, l'interconnexion des réseaux et la mise en place d'un système d'échange plus concurrentiel. Longtemps centré autour de l'Afrique du Sud, le SAPP cherche désormais à se diversifier pour exploiter le fort potentiel énergétique – notamment renouvelable – de ses membres. Le développement du marché reste freiné par des infrastructures insuffisantes (transmission et interconnexions), un cadre institutionnel fragile et un manque de financement. A cela s'ajoute l'absence de coordination politique forte et de décisions concertées entre États membres. Dans ce contexte, le soutien des bailleurs internationaux et l'implication croissante d'acteurs privés, y compris français, seront essentiels pour compenser les limitations des gouvernements.

Dominé par l'Afrique du Sud, le SAPP amorce un rééquilibrage régional nécessaire

Historiquement structuré autour de l'Afrique du Sud, le SAPP reste, à ce jour, une extension du réseau sud-africain (annexe 1). Cela se traduit par une forte dépendance (annexe 2) avec près de 85 % des capacités de génération connectées au réseau provenant d'Afrique du Sud (60 sur 73 GW, sur un total de 82 GW, annexe 3). Cette dépendance est particulièrement flagrante en Eswatini (80% de l'électricité importée), en Namibie (60%), au Botswana (52%) et au Lesotho (45%). Autre exemple emblématique, l'électricité produite par le barrage de Cahora Bassa (Mozambique)[iii] transite par l'Afrique du Sud et 40 % est ensuite réexportée vers le Sud du Mozambique via le réseau sud-africain, une situation qui crée des tensions dans la relation entre les deux pays[iv].

Les pays voisins ambitionnent désormais non seulement de s'émanciper de l'Afrique du Sud, mais aussi de se positionner comme exportateurs en exploitant leur potentiel dans les énergies renouvelables. Les projets énergétiques se sont récemment multipliés dans la région avec 27 GW de nouvelles capacités rajoutées au réseau entre 2012 et 2022. Cette nouvelle approche est dictée par la croissance rapide de la demande régionale (déficit moyen de 5 GW de capacité installée), accélérée ces dernières années par les difficultés persistantes de l'opérateur sud-africain Eskom[v]. A l'échelle de la région, une meilleure intégration du marché de l'électricité permettrait une meilleure allocation des ressources, permettant de compenser en direct les intermittences des énergies renouvelables, les opérations de maintenance dans les centrales (thermiques et nucléaire) et la fluctuation du potentiel hydroélectrique, impacté par les variations extrêmes du climat[vi]. Des stratégies ambitieuses ont notamment été introduites en Namibie[vii] et au Botswana[viii] pour le développement des énergies renouvelables, surtout solaire, tandis que des pays comme le Mozambique (Mphanda Nkuwa)[ix], la Zambie (Batoka Gorge)[x] ou même le Malawi (Mpatamanga)[xi] misent sur de grands projets hydroélectriques. En RDC, le projet Inga 3, véritable serpent de mer, pourrait bénéficier d'un nouvel élan suite à l'octroi d'un financement de 1 Md USD par la Banque Mondiale[xii] et pourrait constituer le projet le plus structurant de la région.

De nombreux projets de lignes et d'interconnexions régionales (annexes 4 et 5),[xiii] émergent pour mieux exploiter le potentiel énergétique du reste de la région (notamment en renouvelables — annexe 6) et renforcer la résilience du réseau. L'interconnexion prévue avec l'*Eastern Africa Power Pool* (EAPP) via la Tanzanie en 2027 pourrait créer le plus grand marché électrique mondial, du Cap au Caire[xiv], en phase avec les ambitions de l'Union Africaine pour un marché continental de l'énergie[xv]. Des investissements dans les capacités de stockage, notamment par batteries, seront aussi nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande : de tels projets sont déjà en cours en Afrique du Sud et en Namibie et devraient voir le jour prochainement au Botswana.

Une expansion ralentie par des barrières structurelles et un manque de coordination régionale

Plusieurs facteurs structurels freinent l'émergence du SAPP comme véritable marché régional intégré. Malgré des programmes d'investissement ambitieux[xvi], les réseaux nationaux restent pour la plupart vieillissants et sous-dimensionnés et peinent déjà à assurer le transport d'électricité au niveau national. Au niveau régional, les infrastructures restent mal interconnectées,

avec des zones isolées, des lignes transfrontalières sous-dimensionnées, mal entretenues et sujettes à de fortes pertes. 9 GW ne sont pas connectés au SAPP et près de 15% du volume d'électricité ne peuvent être pas être échangés à cause de contraintes liées aux lignes de transmission[xvii]. De plus, les énergies renouvelables rencontrent des défis spécifiques à leur intégration avec l'absence de mécanismes commerciaux viables (tarifs spécifiques, certificats d'énergie verte…) pour compenser leur intermittence.

La gouvernance du marché reste fragmentée et dominée par des monopoles publics. Le SAPP et la RERA (*Regional Energy Regulators Association of Southern Africa*) manquent de pouvoirs contraignants, ce qui limite l'harmonisation règlementaire régionale[xviii]. L'absence de gestion et de régulation indépendante, le manque de transparence tarifaire et la prédominance des contrats bilatéraux[xix] entravent le développement d'un véritable marché régional. Dans de nombreux pays, l'existence d'un acheteur unique freine l'arrivée de producteurs indépendants (IPP), par crainte d'une perte de contrôle ou de revenus, et bloque l'essor de mécanismes comme le *wheeling*[xx]. Cette organisation limite la concurrence et maintient une dépendance vis-à-vis d'entreprises d'État peu agiles et compétitives, mais disposant de forts relais d'influence au niveau national à même d'entraver les réformes.

Derrière l'élan sud-africain, le SAPP s'ouvre aux acteurs et financement privés, notamment français

Un marché qui s'ouvre progressivement. Plusieurs initiatives structurantes ont toutefois été lancées, signe d'une évolution positive : cadre pour le commerce transfrontalier d'électricité, mécanisme de supervision réglementaire du SAPP, code régional SADC du réseau électrique.... Le début de libéralisation du marché engagé sur les deux dernières années avec l'introduction de cinq acteurs privés comme Africa Greenco au sein du SAPP[xxi], en tant que *traders* indépendants d'électricité sur le marché[xxii], constitue un signal encourageant qui gagnerait à être plus soutenu par le leadership politique. Dans ce contexte, l'Afrique du Sud continue de jouer un rôle de précurseur. Le pays a non seulement initié la création de NTCSA, opérateur indépendant du système électrique (ISO) lancé en 2024, mais a également posé les bases d'un cadre normatif solide avec l'adoption de son "Market Code" en 2023. Ces avancées structurantes permettent de dissocier les fonctions de gestion du réseau des activités de production et de distribution, favorisant une meilleure transparence, une concurrence accrue, et une intégration plus efficace des nouveaux entrants.

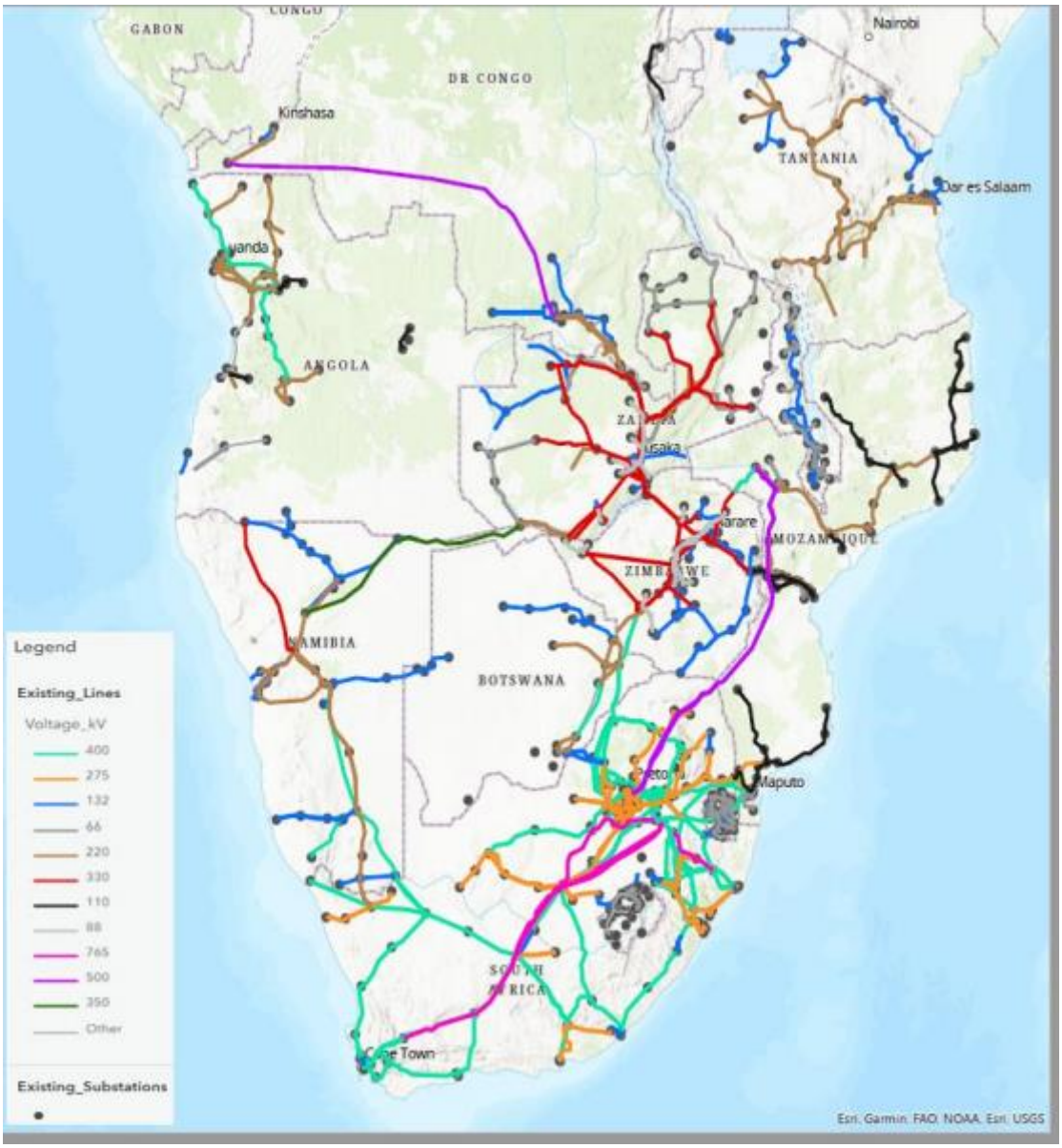
Le soutien des banques de développement reste déterminant pour combler les lacunes en financement et en expertise des opérateurs publics et mobiliser des capitaux privés, notamment issus du secteur minier, fortement présent dans la région et particulièrement énergivore. Des initiatives telles que l'Embedded Generation Investment Programme (EGIP) porté par la Development Bank of Southern Africa (DBSA)[xxiii], la Mission 300 portée par la Banque mondiale (BM)[xxiv] pour l'expansion du réseau électrique, soutenue à hauteur d'1 Md EUR par l'AFD et le *Regional Transmission Infrastructure Financing Facility* (RTIFF)[xxv] pour financer les interconnexions régionales peuvent jouer un rôle structurant, à condition d'être pleinement déployées et articulés avec les priorités du SAPP. La BM et la BEI sont également des acteurs majeurs dans le financement d'infrastructures[xxvi].

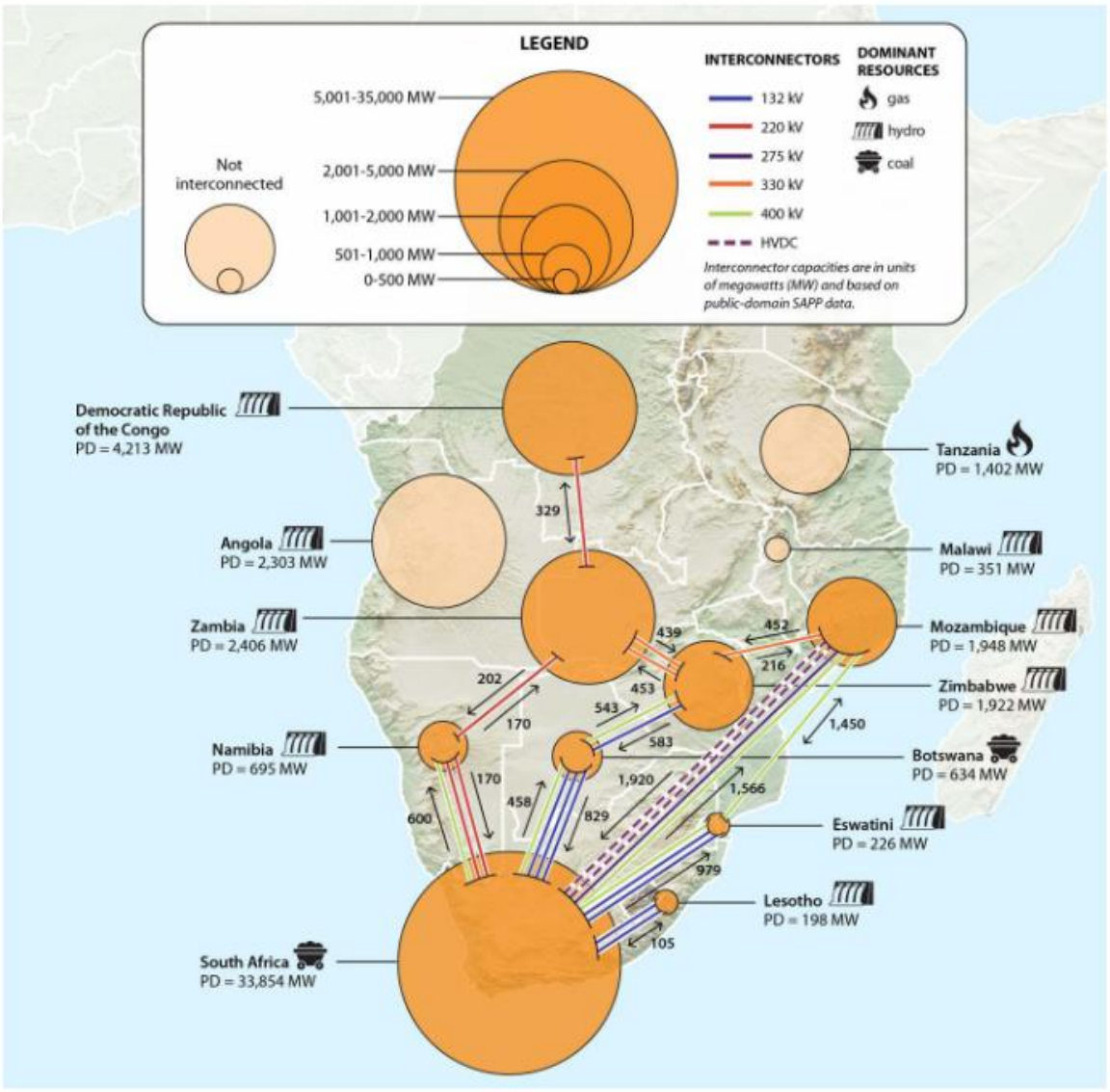
L'ouverture au secteur privé ouvre des opportunités pour les entreprises françaises. Au Mozambique et au Malawi, des consortiums menés par EDF et Total Energies développent des projets hydroélectriques majeurs, à vocation régionale, une approche qui pourrait être répliquée ailleurs, notamment en RDC. De même, les entreprises françaises sont parmi les leaders sur le marché des énergies renouvelables et du stockage BESS en Afrique du Sud (EDF, Total Energies et Engie), mais aussi en Namibie (Innosun), au Botswana (EDF, Voltalia) et en Zambie (Total Energies, Neoen). L'ouverture aux partenariats public-privé pour lignes de transmission en Afrique du Sud pourrait, à terme, ouvrir la voie à de nouveaux marchés pour l'ensemble de la région.

Le SAPP incarne un levier clé pour l'intégration économique et énergétique de l'Afrique australe, mais son développement reste freiné par des déficits financiers, règlementaires et d'infrastructures importants. L'ouverture progressive du marché et l'implication croissante d'acteurs privés et de bailleurs internationaux offrent toutefois des perspectives encourageantes. L'exemple sud-africain, avec l'adoption d'un "Market Code" et l'ouverture accrue de son système électrique, montre la voie. À l'échelle régionale, seule une volonté politique affirmée permettra de renforcer la coordination, moderniser le cadre réglementaire, et garantir un accès équitable et efficient aux infrastructures. Le SAPP ne pourra pleinement jouer son rôle que s'il s'inscrit dans une vision partagée, inclusive et tournée vers l'investissement durable, où les entreprises françaises peuvent jouer un rôle essentiel.

Thibault Dornon

Annexe 1 : Les lignes de transmission électriques existantes en Afrique australe (Source SAPP, 2025)




LEGEND
5,001-35,000 MW
2,001-5,000 MW
1,001-2,000 MW
501-1,000 MW
0-500 MW
Not interconnected
INTERCONNECTORS
132 kV
220 kV
275 kV
330 kV
400 kV
HVDC
DOMINANT RESOURCES
gas
hydro
coal
Interconnector capacities are in units of megawatts (MW) and based on public-domain SAPP data.
Democratic Republic of the Congo
PD = 4,213 MW
Angola
PD = 2,303 MW
Zambia
PD = 2,406 MW
Namibia
PD = 695 MW
South Africa
PD = 33,854 MW
Tanzania
PD = 1,402 MW
Malawi
PD = 351 MW
Mozambique
PD = 1,948 MW
Zimbabwe
PD = 1,922 MW
Botswana
PD = 634 MW
Eswatini
PD = 226 MW
Lesotho
PD = 198 MW
329
439
452
216
453
202
170
543
583
1,450
170
1,920
1,566
458
829
600
979
105

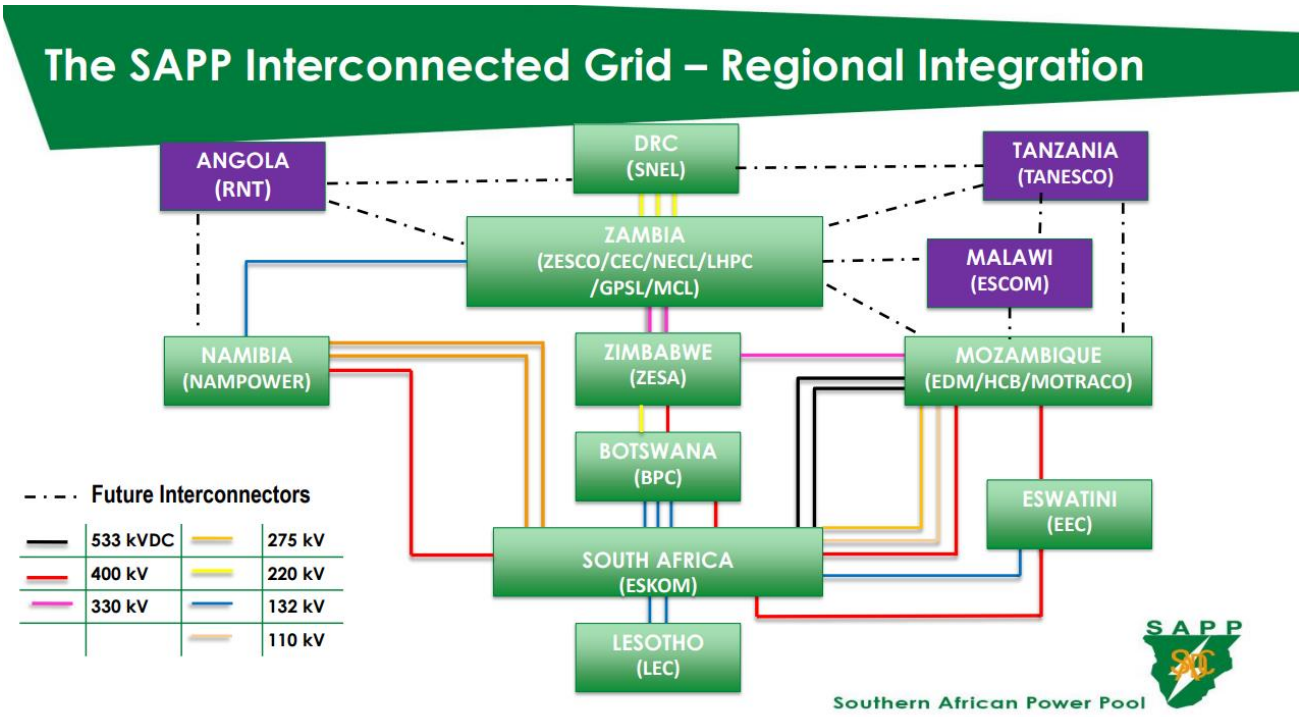
Annexe 2 : Les capacités de génération électrique des électriciens publics des membres continentaux du SAPP (Source : SAPP, avril 2025)

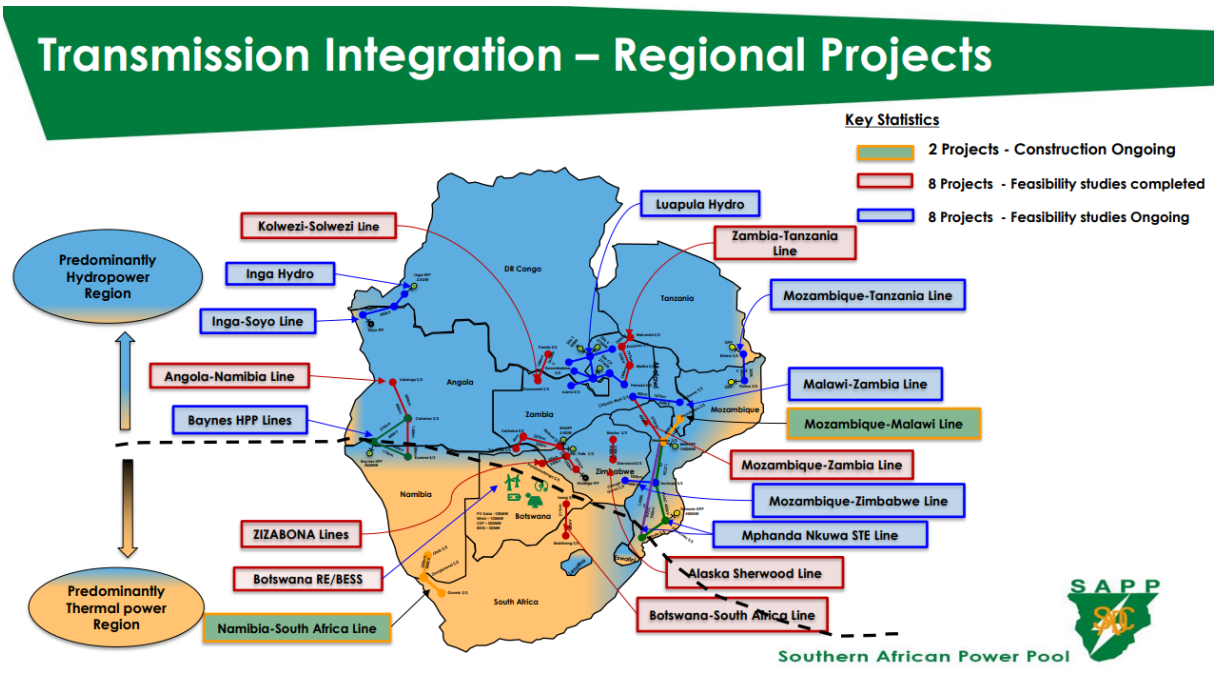
Country, Utility	Available (MW), during time of peak	Recorded Peak Demand (MW)[1]	Load Shed (MW)
South Africa, Eskom	32,000	31,014	-
Botswana, BPC	740	656	-
Eswatini, EEC	70	223.6	-
Mozambique, EDM and HCB[1,2,3]	2,246	1,024	-
Namibia, NamPower	489.5	618	-
Zambia, ZESCO, CEC	1,279	1,690	600
Zimbabwe, ZESA	1,505	1,590	500
Lesotho, LEC	104	158.8	-
DR Congo, SNEL[2]	2,034	1,976	200

Annexe 3 : Offre et demande du SAPP (Source : SAPP, 2023)

Country	Installed Capacity (MW)	Operating Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Peak Demand Plus Reserves (MW)
Angola	6,020	4,947	2,303	2,803
Botswana	892	630	634	701
DRC	2,819	2096	4,213	4,522
Eswatini	71	65	226	259
Lesotho	74	70	198	213
Malawi	506	330	351	380
Mozambique	2,796	2,642	1,948	2,240
Namibia	624	370	695	765
South Africa	60,326	28,372	33,854	37,443
United Republic of Tanzania	1,822	1,741	1,402	1,612
Zambia	3,493	2,650	2,406	2,589
Zimbabwe	2,771	1,952	1,922	2,118
Total (All)	**82,214**	**45,865**	**50,152**	**55,645**
Total (Interconnected Only)	**73,866**	**38,847**	**46,096**	**50,850**

Annexe 4 : Les interconnexions existantes et futures du SAPP (Source : SAPP, 2025)





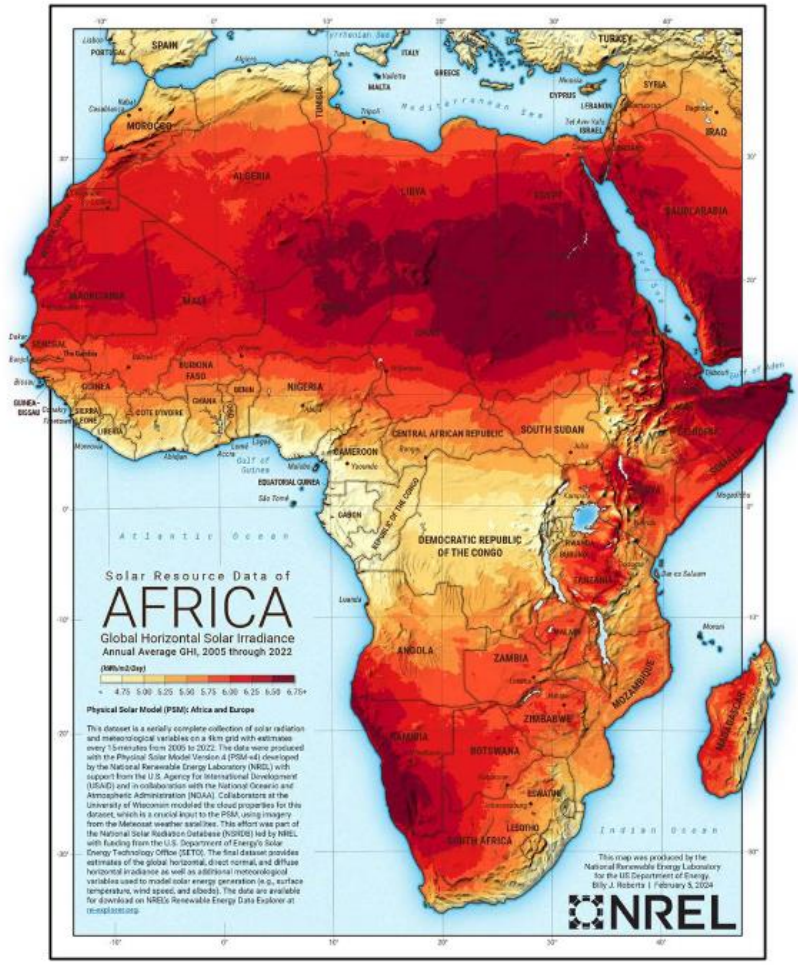
Annexe 5 : Pipeline des projets d'interconnexions régionaux du SAPP (Source : SAPP, 2025)

Status of SAPP Project Pipeline

Concept Stage	Procurement of Consultants	Pre-Feasibility Study	Feasibility & ESIA Studies in Progress	Feasibility Studies Completed	Construction Stage
1. Inga – Soyo Interconnector (DRC– Angola) 2. Angola-Zambia Interconnector 3. Botswana – Namibia Interconnector 4. Inga 3 Interconnector	1. Mozambique – Tanzania (MOTA) Interconnector 2. Baynes – Tombwa Transmission Line	1. Luapula Hydro Power Plant & Transmission Lines 2. Mozambique – Zimbabwe (MOZI)	1. Baynes Hydro Transmission Lines 2. Malawi – Zambia (MAZA) Interconnector 3. Mphanda Nkuwa Transmission Line 4. Mphanda	1. Angola – Namibia (ANNA) Interconnector 2. Botswana – South Africa (BOSA) Interconnector 3. Kolwezi –Solwezi Interconnector (DRC – Zambia) 4. Mozambique – Zambia (MOZA) Interconnector 5. Zambia – Tanzania Interconnector part of ZTK 6. Zimbabwe – Zambia – Botswana – Namibia (ZIZABONA) Interconnector 7. 2nd Alaska – Sherwood (part of CTC) 8. Batoka Hydro – Transmission Line 9. Botswana Renewables (PV, CSP, Wind & BESS)	1. Mozambique – Malawi Interconnector 2. Obib – Oranjemund Interconnector (Namibia – South Africa) 3. Mukuni Substation (Part of ZIZABONA)

SAPP
Southern African Power Pool

Annexe 6 : Potentiel des énergies solaire et éolienne en Afrique australe (Source : National Renewable Energy Laboratory, 2024)



[i] La SADC est une organisation régionale qui vise à promouvoir le développement économique de l'Afrique australe. Ses objectifs principaux sont de renforcer la coopération politique et économique entre les États membres, promouvoir l'industrialisation, le commerce intrarégional et les infrastructures régionales, encourager la paix, la sécurité et la stabilité dans la région et accélérer l'intégration énergétique.

[ii] Le SAPP a été formé sous les auspices de la Southern Africa Development Community (SADC) et compte exactement les mêmes membres (16 pays). Ces derniers sont principalement en Afrique australe (Afrique du Sud, Lesotho, Eswatini, Namibie, Botswana, Zimbabwe, Mozambique, Zambie, Malawi, Angola) et dans l'Océan Indien (Ile Maurice, Seychelles, Madagascar, Comores). Les deux derniers membres sont la République Démocratique du Congo et la Tanzanie. Le siège du SAPP est à Harare au Zimbabwe.

[iii] Etabli sur le fleuve Zambèze, le barrage de Cahora Bassa constitue un actif énergétique sans équivalent en Afrique subsaharienne (2075 MW). La majeure partie de sa production est exportée vers l'Afrique du Sud (60%), le Zimbabwe et le Botswana. Le barrage fait actuellement l'objet d'un projet de modernisation de 500 M EUR financé par la BAfD, le fonds chinois « Grow Together in Africa » et l'AFD via un prêt non souverain de 100M€ en faveur de l'entreprise (HCB), adossé à une subvention déléguée de l'UE (23 M€). Le projet est censé s'achever en 2025 et permettra de rallonger de 25 ans la durée de vie du barrage et d'augmenter de 5% ses capacités.

[iv] Le Mozambique envisage de ne pas renouveler le contrat d'exportation avec Eskom au-delà de 2030, ce qui serait une perte énorme comme source d'électricité (décarbonée) pour l'Afrique du Sud, mais aussi pour l'usine d'aluminium Mozal (à côté de Maputo), livrée via l'Afrique du Sud. Pour l'heure, le Mozambique ne dispose pas des capacités de transmission pour livrer Maputo depuis Cahora Bassa sans passer par l'Afrique du Sud.

[v] Eskom est dans le processus de sortie d'une crise historique, résultat d'années de mauvaise gestion et de capture organisée de l'Etat sous la présidence de Jacob Zuma (2009-2019), marquée notamment par des délestages journaliers de plusieurs heures par jour, une dette financière très élevée (plus de 21 Mds USD) et par une corruption endémique (rapport Zondo). Les délestages réguliers ont pris fin depuis mi-2024 grâce au rattrapage des opérations de maintenance, l'ajout de nouvelles capacités de production thermique (Kusile) et le déploiement de systèmes solaires par le secteur privé.

[vi] En 2024, le fonctionnement du barrage de Kariba a été gravement impacté par la sécheresse causée par le phénomène climatique El Nino. Au Zimbabwe et en Zambie, dont près de 80% de l'électricité est produite par le barrage, des délestages électriques ont été imposés durant près de 18 heures par jour.

[vii] La stratégie de la Namibie prévoit que le pays produira 70% de son électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030, et cessera les importations d'électricité à horizon 2040. Des projets d'exportation sont également envisagés. Nampower se finance notamment auprès des bailleurs internationaux et s'associe à des IPP via des accords d'achat à long terme (PPA).

[viii] Alors que la consommation locale n'atteint que 700 MW et que les infrastructures de transmission sont largement à construire, le nouveau gouvernement botswanais a annoncé son ambition de développer, à terme, 8000 MW de projets solaires. Un premier appel d'offres a été présenté par le ministère de l'Energie, avant d'être annulé puis relancé, suite à un changement du cahier des charges (photovoltaïque classique plutôt que concentré) et un redimensionnement à la hausse (900MW répartis sur 4 sites).

[ix] Représentant un investissement d'environ 5 Mds EUR 51,5 Md EUR de dotation en capital et 3,5 Mds EUR de dette à lever), cette infrastructure de 1,5 GW sur le fleuve Zambèze illustre l'ambition du Mozambique de réussir au cours des prochaines années à répondre aux besoins de sa population et de son économie, tout en alimentant la sous-région. La ventilation commerciale de l'électricité produite est une question qui reste encore ouverte et qui fera l'objet d'arbitrages complexes. Arrivé en tête en mai 2023 de l'appel d'offres international, le groupement emmené par EDF et associant Total Energies et le Japonais Sumitomo a signé en décembre un accord 2023 avec leurs partenaires publics, à savoir GMNK, HCB et EDM. La signature de l'accord de concession devait intervenir incessamment sous peu mais a été retardée.

[x] La Zambie et le Zimbabwe devraient prochainement relancer un nouvel appel d'offres pour la construction de la centrale hydroélectrique Batoka d'une valeur de 5 Mds USD précédemment attribué à General Electric (GE) et Power Construction Corp. of China. La Zambezi River Authority (ZRA), une coentreprise entre les deux pays, prévoirait de sélectionner de nouveaux soumissionnaires d'ici le mois de septembre 2025. Le projet est prévu sur le fleuve Zambèze, à 54 km en aval des chutes Victoria, à cheval sur la frontière entre les deux pays. Les travaux sur le projet de centrale hydroélectrique de 2 400 MW de Batoka Gorge devaient initialement commencer en 2020, mais ils ont connu plusieurs retards, notamment en raison de l'apparition de la pandémie de coronavirus et de difficultés à trouver des financements.

[xi] Le projet Mpatamanga prévoit l'installation d'une capacité de production de 358,5 MW. Le projet est développé par Mpatamanga Hydro Power Limited (MHPL), une coentreprise entre l'entreprise nationale de production

électrique Egenco (30%), EDF (27,5%), la Société financière internationale soit la Banque Mondiale (15%) et SN Malawi BV dont TotalEnergies est en partie actionnaire. Son coût total devrait dépasser 1,5 Md USD (subvention de la SFI + prêts et equity d'autres bailleurs internationaux). Une fois achevé, d'ici 2030 selon les prédictions, le barrage devrait doubler la capacité de génération d'électricité du pays. Un tiers de la production devrait être exportée vers le SAPP.

[xii] Inga3 sera situé à côté d'Inga 1 et 2 (en activité) à 150 km de l'embouchure et à 350 km de Kinshasa. Le projet est évalué entre 10 et 15 Mds USD pour une capacité à fixer entre 4 000 et 11 000 MW (la capacité nationale installée en RDC est de seulement 2.700 MW) soit une véritable révolution pour le pays. L'Afrique du Sud a signé un contrat d'achat pour 2000 MW qu'elle souhaite renégocier à la hausse ; d'autres pays de la sous-région pourraient aussi se positionner. En juin 2025, la Banque Mondiale a validé un financement d'1 Md$ (prêt concessionnel) pour Inga3. Sur dix ans, plusieurs phases (la première de 250 M$) favoriseront l'appropriation du projet par les populations locales jusqu'au démarrage de la construction : dimension socio-économique, environnementale, financière, et formation aux compétences (ouvriers et ingénieurs). L'AFD instruit actuellement un financement de 10 M€ pour la formation des ingénieurs congolais qui seront nécessaires à la construction et qui complètera la composante formation de la BM de 27 M$. (Source : SE de Kinshasa)

[xiii] Plusieurs projets régionaux majeurs sont en cours dont les interconnexions Zambie-RDC, Botswana-Zambie, Malawi-Mozambique, Malawi-Zambie, Zambie-Tanzanie, Angola-Namibie, Mozambique-Tanzanie… Cette dernière connexion permettra de relier le SAPP au Eastern Africa Power Pool (EAPP).

[xiv] Le SAPP représente 280 millions d'habitants pour 82 GW de capacité installée tandis que l'EAPP représente 13 pays, 622 millions d'habitants et une capacité installée de 89,5 GW.

[xv] Le Marché unique africain de l'électricité (AfSEM), a été lancé en 2021 sous l'égide de l'Union africaine. L'AfSEM a pour objectif de faciliter le développement durable d'un marché continental unique et intégré de l'électricité et s'appuie sur l'Accord de libre-échange continental africain. Une stratégie pour le développement d'un cadre réglementaire harmonisé du marché de l'électricité en Afrique a été publiée dans le cadre de l'AfSEM.

[xvi] Le 28 mars 2025, le ministre de l'Électricité et de l'Énergie sud-africain a publié une décision ministérielle qui vise à garantir l'approvisionnement énergétique de l'Afrique du Sud en introduisant le programme des fournisseurs de transport indépendants (programme ITP). Le programme ITP devrait permettre d'ajouter jusqu'à 3 222 MW au réseau électrique sud-africain alors que 15 000 kms sont nécessaires pour connecter les futures capacités d'énergies renouvelables dans le pays

[xvii] La Tanzanie et l'Angola, non reliées et en surplus d'énergie, ne peuvent pas vendre leur électricité aux autres pays déficitaires en énergie de la région tandis que le Mozambique est fortement limité pour le faire.

[xviii] Basée à Windhoek, la RERA a pour mandat de renforcer les capacités, de faciliter l'harmonisation des politiques, législations et échanges dans le secteur de l'énergie, et de promouvoir la coopération entre régulateurs via des protocoles d'accord. Toutefois, son rôle reste strictement consultatif.

[xix] Entre 2014 et 2020, 80 à 90% des échanges interrégionaux ont été accomplis via des contrats bilatéraux selon le National Renewable Energy Laboratory.

[xx] Le *wheeling* est le transport d'électricité produite dans un lieu et livrée à un acheteur dans un autre lieu via un réseau tiers.

[xxi] Africa Greenco et Maamba Collieries Limited en Zambie, Nyangani Renewable Energy au Zimbabwe, Solarcentury Trading en Namibie et Enterprise Power DRC en RDC.

[xxii] Le SAPP gère un marché physique dans le cadre desquels s'effectuent des échanges d'électricité concurrentiels pour des livraisons futures sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle. Un marché d'équilibrage a également été récemment mis en place afin de fournir des services d'équilibrage en temps réel.

[xxiii] L''*Embedded Generation Investment Programme* est un programme lancé par la Development Bank of Southern Africa pour soutenir le développement de projets d'énergie renouvelable décentralisée en Afrique du Sud. Le programme mobilise 400 M EUR avec une participation à hauteur de 200 M EUR de la BEI.

[xxiv] La Mission 300 est une initiative visant à raccorder 300 millions de personnes à l'électricité en Afrique subsaharienne d'ici 2030.

[xxv] Le RTIFF est un fonds de financement régional de 1,3 Md USD mis en place par le SAPP en partenariat avec la SADC. Il est géré par le Climate Fund Manager. Ce fonds vise à développer les infrastructures de transport d'électricité entre les 16 pays membres de la SADC.

[xxvi] Exemples : don de 292M USD de la Banque Mondiale pour développer l'interconnexion électrique entre la Zambie et la Tanzanie. La ligne de transmission Eastern Backbone reliant le Malawi à la Tanzanie et l'interconnexion Malawi-Mozambique, financées par la BEI, devraient permettre au Malawi de mieux s'intégrer au marché régional de l'électricité. Dans le cadre du barrage de Mphanda Nkuwa de 1 500 MW, l'UE et la BEI ont engagé 200 M€ pour la centrale et 300 M€ pour les infrastructures de transmission associées…