

**OXFAM**  
COMPACTO DE INFORMAÇÃO

# **O desafio energético na África subsariana: Guia para defensores e decisores políticos**

Parte I: Produção de energia  
para um desenvolvimento  
sustentável e equitativo

Nkiruka Avila, Juan Pablo Carvalho, Brittany Shaw e Daniel M. Kammen

2017

# OXFAM

## COMPACTO DE INFORMAÇÃO

# ÍNDICE

Compactos de informação de investigações da Oxfam .....	4
Informação sobre os autores e agradecimentos .....	4
Como citar este relatório .....	5
Siglas e abreviaturas .....	6
Sumário executivo .....	7
1. Introdução .....	16
Compreendendo o défice de electricidade da África subsariana .....	17
Definição de acesso à energia .....	19
2. O potencial de recursos da África subsariana.....	21
Recursos renováveis e fósseis potenciais .....	21
Zonas de energia renovável .....	23
3. Procura de electricidade na África subsariana.....	26
Estimativas e projecções de procura .....	26
Perfis da procura no futuro .....	27
4. Produção de electricidade .....	30
Produtores independentes de energia.....	31
Produção própria.....	32
Desafios actuais.....	33
5. Soluções para o défice de electricidade.....	37
O caminho à base de combustíveis fósseis para aumentar a oferta .....	37
O caminho à base de energias renováveis para aumentar a oferta .....	41
6. Operações de rede com baixo teor de carbono .....	45
Flexibilidade do sistema .....	45
Energias renováveis como capacidade de base.....	49
Agrupamentos de energia enquanto facilitadores.....	54
7. Recursos distribuídos de energia .....	56
O potencial dos recursos energéticos distribuídos.....	56
Comparação de tecnologias de energia descentralizada.....	57
8. Estudos de caso de expansão de capacidade centralizada .....	63

Perfis de país .....	64
Metodologia.....	65
Cenários.....	66
Resumo dos resultados.....	72
Contrapartidas de cada caminho.....	74
Resumo.....	76
<b>9. Conclusão .....</b>	<b>77</b>
<b>Referências.....</b>	<b>79</b>
<b>Lista de compactos de informação .....</b>	<b>84</b>

# COMPACTOS DE INFORMAÇÃO DE INVESTIGAÇÕES DA OXFAM

Editora da série: Kimberly Pfeifer

Os compactos de informação de investigações da Oxfam destinam-se a informar e a promover a discussão sobre temas fundamentais para a redução da pobreza. A série explora diversas questões com que a Oxfam trabalha — sempre no âmbito do contexto mais amplo do desenvolvimento internacional e da ajuda humanitária. Foi criada para partilhar a riqueza investigativa da Oxfam com uma audiência mais ampla, na esperança de promover uma discussão e debate aprofundados. Todos os compactos de informação estão disponíveis em formato .pdf e podem ser descarregados no nosso site, [oxfamamerica.org/research](http://oxfamamerica.org/research). É possível disseminá-los, desde que sejam devidamente citados (para tal, consulte a página seguinte).

A selecção dos tópicos dos compactos de informação da Oxfam pretende apoiar os objectivos de desenvolvimento da organização ou os aspectos-chave do nosso trabalho em matéria de políticas. Cada compacto representa um esforço da Oxfam para informar o desenvolvimento estratégico do nosso trabalho e todos eles são uma síntese da literatura disponível ou de uma investigação original conduzida ou comissionada pela Oxfam America. Todos os compactos de informação foram sujeitos a uma apreciação de pares.

Os compactos de informação da Oxfam não pretendem ser ferramentas de advocacia ou campanha, nem constituem uma expressão das políticas da Oxfam. As opiniões expressas são as dos autores e não necessariamente as da organização. No entanto, acreditamos que esta investigação constitui um corpo útil de trabalho para todos os leitores interessados na redução da pobreza.

Para obter uma lista completa dos compactos disponíveis, consulte a secção "Lista de compactos de informação" deste relatório.

## Informação sobre os autores e agradecimentos

O Professor Daniel M. Kammen é director-fundador do Renewable and Appropriate Energy Laboratory (RAEL) da Universidade da Califórnia, em Berkeley. Também é o enviado especial de assuntos científicos do Departamento de Estado dos Estados Unidos.

Nkiruka Avila é doutoranda no Energy and Resources Group da Universidade da Califórnia, em Berkeley, e investigadora associada no Lawrence Berkeley National Lab.

Juan Pablo Carvalho é doutorando no Energy and Resources Group da Universidade da Califórnia, em Berkeley, e associado sénior de engenharia científica no Lawrence Berkeley National Lab.

Britt Shaw é mestranda no Energy and Resources Group da Universidade da Califórnia, em Berkeley.

Este trabalho foi generosamente financiado pela Nathan Cummings Foundation. O relatório beneficiou imensamente dos contributos e comentários de Sasanka Thilakasiri, James Morrissey, Kiri Hanks, Yacob Mulugetta, Tracy Carty, Paulina Jaramillo, Heather Coleman e Kimberly Pfeifer.

## Como citar este relatório

Quando citar este relatório, siga o seguinte formato:

Avila, N., Carvalho, J. P., Shaw, B. e Kammen, D. M., O desafio energético na África subsariana: Guia para defensores e decisores políticos, Parte I: Produção de energia para um desenvolvimento sustentável e equitativo, Série de compactos de informação da Oxfam (2017):

<https://www.oxfamamerica.org/static/media/files/oxfam-RAEL-energySSA-pt1-port.pdf>

Caso pretenda obter autorização para publicar um excerto maior, envie o seu pedido para [permissions@oxfamamerica.org](mailto:permissions@oxfamamerica.org).

Se pretender enviar correspondência aos autores, deverá endereçá-la da seguinte forma:

Professor D. M. Kammen

Renewable and Appropriate Energy Laboratory

Energy and Resources Group

University of California

Berkeley, CA 94720 USA

[kammen@berkeley.edu](mailto:kammen@berkeley.edu) | URL: <http://rael.berkeley.edu>

# SIGLAS E ABREVIATURAS

AIE	Agência Internacional da Energia
CNE	custo nivelado da electricidade
FV	fotovoltaico
GPL	gás de petróleo liquefeito
GW	gigawatt
kWh	kilowatt por hora
MMBtu	1 milhão de unidades térmicas britânicas
PDEMC	plano de desenvolvimento energético com o menor custo
PDEMP	plano de desenvolvimento energético a médio prazo
PIE	produtor independente de energia
SESUD	sistema de energia solar para uso doméstico
TIC	tecnologias da informação e comunicação
TWh	terawatt por hora

# SUMÁRIO EXECUTIVO

A África subsariana, onde vivem mais de 950 milhões de pessoas, é a região com maiores índices de pobreza eléctrica do mundo. Há mais de 600 milhões de indivíduos sem acesso a electricidade e muitos outros milhões ligados a redes nacionais que não são fiáveis e que não satisfazem as suas necessidades diárias em matéria de serviços energéticos. A maioria dos países desta região tem índices de acesso a electricidade de cerca de 20% e duas em cada três pessoas não têm acesso a serviços energéticos modernos. O consumo médio anual de electricidade no sector residencial subsariano são 488 kilowatts por hora (kWh) per capita — o equivalente a cerca de 5% do consumo dos Estados Unidos. A Agência Internacional da Energia (AIE) estima que a procura de electricidade na África subsariana cresceu cerca de 35% entre 2000 e 2012, tendo atingido os 352 terawatts por hora (TWh), e prevê a subida da procura total de electricidade em África a um ritmo médio de 4% por ano até 2040. As estimativas de procura que incluem produção própria, como geradores a diesel, reportam números ainda mais elevados: 423 TWh em 2010. Para atender a esta procura crescente, a região terá de expandir significativamente a sua capacidade de produção instalada e fazer modernizações extensas à rede eléctrica. Ao ritmo actual de electrificação e de crescimento populacional, prevê-se que mais de meio milhar de milhão de pessoas continue sem acesso a electricidade até 2040, estimando-se que o acesso pleno de toda a população da região só seja alcançado em 2080. Como tal, a África subsariana carrega o fardo de um complexo e persistente défice de electricidade.

Este défice refere-se tanto à discrepância entre a oferta e a procura nas regiões ligadas à rede, bem como à falta de acesso nas regiões não servidas pela rede. Colmatar o défice de electricidade na África subsariana é um desafio multidimensional, com implicações importantes para a forma como se deve enquadrar o problema energético da região como um todo.

A África subsariana tem grandes desigualdades de rendimentos e riqueza, que conduzem a grandes diferenças nos desejos dos consumidores e à sua disposição para pagar pela electricidade. Os seus países exibem grandes disparidades no que respeita aos custos da electricidade, com a África do Sul e a Zâmbia a praticarem alguns dos preços mais baixos e o Djibouti e o Gabão a praticarem alguns dos mais altos. O acesso também é profundamente desigual entre os indivíduos que estão ligados à rede. Algumas pessoas não têm possibilidades económicas para consumir electricidade, apesar de estarem ligadas. Como tal, não podem consumir electricidade suficiente para fazer uso dos serviços energéticos modernos. Também estão sujeitas a níveis desproporcionalmente altos de interrupção dos serviços, sem poderem recorrer a dispendiosos geradores a diesel, como fazem os indivíduos mais abastados da

região. Os aparelhos electrónicos que os consumidores da região comprarão no futuro — muitos dos quais pela primeira vez — serão mais eficientes do que os que existem actualmente em muitas das economias mais ricas. Assim, o ritmo, nível e perfil da procura de electricidade na África subsariana irá evoluir de forma diferente. As diferenças tecnológicas, geográficas, culturais e sociais existentes sugerem que a região deveria definir um padrão próprio de nível de vida, bem como o tipo de serviços de energia que deve procurar alcançar, ao invés de se comparar com países mais ricos.

A persistente escassez de electricidade minou o crescimento económico da região e impediu-a de alcançar várias das suas metas de desenvolvimento em matéria de saúde e educação. Entre as causas desta escassez figuram a falta de capacidade de produção para fornecer energia às regiões ligadas à rede, a falta de infra-estruturas adequadas para fornecer energia, impedimentos regulamentares ao fornecimento constante de receitas para manter e investir em nova capacidade de produção, bem como o facto de a população que habita as zonas remotas estar muito dispersa. Em 2012, a África subsariana tinha uma capacidade de produção instalada de apenas 90 GW — cerca de 0,1 kW per capita —, contrastando fortemente com as economias mais ricas, cuja capacidade instalada varia entre 1,0 e 3,3 kW per capita. A incapacidade da região de fornecer electricidade fiável tem levado ao crescimento prolífico da produção própria, pouco eficiente e dispendiosa, nos sectores industrial, comercial e até residencial.

Esta falta de planeamento sistemático para o sector da energia resultou num sistema com elevadas perdas de transmissão e distribuição (uma média de 18% na região, excluindo a África do Sul) e criou uma elevada dependência de barragens de grande dimensão e de dispendiosos geradores a diesel. A dependência de combustíveis fósseis da região cria um problema multifacetado de variabilidade de oferta e preço, com os produtores de combustível a reduzir a oferta em períodos de preços baixos e os consumidores a sofrerem perdas económicas durante períodos de preços elevados. Além disso, projecções indicam que as alterações climáticas têm um impacto substancial na fiabilidade dos recursos de energia hidroeléctrica da África subsariana. Os padrões irregulares de precipitação e as secas prolongadas podem reduzir a produção de energia hidroeléctrica e obrigar a longas paralisações. E, embora o contributo da região para a emissão de gases com efeito de estufa seja o mais baixo do mundo, é a mais vulnerável aos impactos das alterações climáticas, como secas e fracos rendimentos agrícolas.

Este desafio complexo representa uma oportunidade para os países subsarianos projectarem sistemas de energia com baixo consumo de combustível e baixas emissões de carbono, baseados em tecnologias de energia eólica, geotérmica e solar, bem como para utilizarem estratégias ágeis e eficientes de gestão da procura.



A região dispõe de fontes de energia fóssil e renovável em abundância. Estima-se que o potencial técnico de capacidade de produção se situa nos 10 000 GW para a energia solar, 350 GW para a hidroelectricidade e 400 GW para o gás natural, totalizando mais de 11 000 GW. O que limita o desenvolvimento da energia eléctrica na região é a falta de mecanismos técnicos, políticos e de financiamento eficazes que permitam o desenvolvimento destes recursos. Além disso, a falta de infra-estruturas de rede na região pode ser transformada numa oportunidade para liderar o caminho em direcção a sistemas de energia melhor concebidos, mais eficientes e sustentáveis, que não estejam à mercê de activos históricos fortemente dependentes de carbono. Existe uma janela de oportunidade tanto para intervenientes públicos como privados para determinar a melhor forma para coordenar soluções de energia ao nível do ponto de utilização, da mini-rede e da rede centralizada. Devem implementar-se mecanismos para facilitar a extensão da rede e a implantação de micro-redes, para alcançar regiões que não estão ligadas. As empresas de distribuição de electricidade e as estruturas tarifárias devem ser justas, estáveis e sustentáveis, para assegurar uma prestação fiável de serviços e uma boa relação custo-benefício aos consumidores finais, bem como a manutenção adequada das valiosas infra-estruturas de energia.

A colmatção do défice de electricidade com fontes renováveis implicará contrapartidas económicas e ambientais, devido à combinação única de desafios e oportunidades da região. Um caminho promissor para facilitar este desenvolvimento é através de agrupamentos regionais de energia (*power pools*), que permitam que os países agreguem recursos e continuem a expandir as redes além das fronteiras nacionais, capitalizando a diversidade regional em recursos e procura. Já existem quatro agrupamentos regionais de energia, mas apenas cerca de 7% da electricidade é comercializada além das fronteiras internacionais, e maioritariamente através do agrupamento de energia sul africano (South African Power Pool). A facilitação da utilização dos quatro agrupamentos de energia da região poderia ajudar a poupar mais de 50 mil milhões de USD em investimentos de capital no sector da energia. Os agrupamentos de energia também poderiam facilitar estratégias adicionais para incorporar grandes quantidades de produção de energia renovável variável, como a utilização de reservatórios existentes de energia hidroeléctrica para armazenamento, a implantação de novas tecnologias de armazenamento químico e mecânico e a adopção de programas generalizados de resposta à procura em toda a região.

É fundamental projectar, testar e avaliar diferentes cenários de expansão para a África subsariana, para encontrar a combinação ideal de oferta, transmissão, armazenamento e recursos do lado da procura, para alimentar o desenvolvimento e o crescimento nas próximas décadas. Os países têm de desenvolver e adoptar diversas ferramentas integradas de modelação orientadas por dados, para fins de planeamento e operacionalização ao nível dos sistemas

a uma escala sem precedentes. Os governos têm de estabelecer parcerias com intervenientes de instituições académicas e do sector privado para produzir dados com a qualidade e na quantidade necessárias para que os responsáveis pela tomada de decisões tenham a informação certa para estas ferramentas de modelação.

Neste relatório, projectámos um modelo de sistema energético de acesso aberto e analisámos os percursos ideais para expandir a capacidade de oferta em dois países, que utilizámos como estudo de caso: Quénia e Nigéria. Comparámos os custos médios de vários cenários de expansão para alcançar energia fiável e acessível até 2035 e explorámos questões como a integração de diversos recursos renováveis, melhorias no acesso a electricidade, os impactos da fiabilidade e o papel das fontes de energia descentralizada.

Os estudos de caso demonstram que as energias renováveis já são competitivas em termos de custos e que combustíveis como o gás natural podem desempenhar um papel importante, dotando os sistemas de flexibilidade até os custos de armazenamento da rede diminuir. Estudos demonstram que as escolhas de combustível devem ser consideradas com cautela — particularmente no que diz respeito ao carvão, que revelou ser um caminho dispendioso para a electrificação no Quénia e na Nigéria. Os estudos de caso também demonstram que a escala da expansão de produção centralizada necessária para alcançar um crescimento moderado de carga até 2035 é significativa, em comparação com os investimentos históricos em sistemas de energia e com os índices de expansão sistémica em muitos países da região. O investimento actual em sistemas de electricidade na África subsariana são aproximadamente 8 mil milhões de USD por ano. Este valor é insuficiente para superar o actual desafio infra-estrutural, para expandir o acesso e a cobertura, bem como para atender ao crescimento da procura. O modelo estima que a Nigéria terá de instalar pelo menos 36 GW adicionais em 2035 para acompanhar o crescimento da carga baseado na rede, e que o Quénia terá de instalar pelo menos 17 GW. Estes valores equivalem a cerca de cinco vezes a capacidade operacional actual de cada país. Portanto, para garantir o acesso da totalidade da população à electricidade será necessário combinar diversos caminhos e estratégias, tais como sinergias entre os sistemas de energia distribuída e centralizada, o reforço do apoio financeiro e dos investimentos e a melhoria da capacidade e gestão institucionais.

Embora desafiantes, estes resultados revelam oportunidades para aumentar a utilização de energia limpa e para estabelecer cooperação intranacional e internacional em África. Embora os modelos apenas ilustrem oportunidades, há sinais promissores de que, se o acesso à energia e o desenvolvimento sustentável passarem a ser considerados prioridades em todo o continente, África estará preparada para uma transformação energética. Esta avaliação produziu diversas conclusões importantes.

### **Eis as principais observações:**

- Embora a África subsariana tenha recursos fósseis significativos, muitos dos quais são o foco de “corridas aos recursos” domésticas e internacionais, os investimentos em combustíveis fósseis e a utilização destes devem ser criteriosos, tendo em conta que:
  - a exploração de combustíveis fósseis, mesmo em países com energia limitada, é frequentemente levada a cabo sem pensar no desenvolvimento de fontes de energia sustentável; e
  - décadas de experiência demonstram que o desenvolvimento de energia com base em combustíveis fósseis pouco contribui para aumentar o acesso à energia, que é mais baixo na África subsariana do que em qualquer outra região.
- África tem um potencial excepcional de recursos solares, eólicos, geotérmicos e de biomassa, tanto numa base per capita como em termos de diversidade de recursos. Assim sendo, o continente deveria ser capaz de alcançar elevados níveis de serviços energéticos, com emissões de carbono muito baixas.
- Os avanços nas redes inteligentes e nas tecnologias de informação e comunicação (TIC) permitirão à região tirar o máximo partido dos seus recursos renováveis excepcionais.
- A integração bem-sucedida de uma quantidade significativa de recursos renováveis variáveis exigirá uma elevada flexibilidade por parte da rede, que tem sido prejudicada pela dificuldade de operacionalização dos agrupamentos regionais de energia e pelo alto custo do armazenamento energético.
- Aliar agrupamentos de energia operacionais a políticas estratégicas e metas accionáveis poderia acelerar o ritmo da electrificação em toda a região.
- Enquanto estes desafios vão sendo resolvidos, é provável que os combustíveis fósseis, em especial o gás natural, continuem a fazer parte da transição da região para uma rede de electricidade com baixo teor de carbono.

### **Estas observações conduzem às seguintes conclusões accionáveis:**

- A falta de dados está a colocar entraves à análise de futuros projectos de rede em muitos países da região. O desenvolvimento de ferramentas de planeamento robustas, com requisitos relativamente baixos de dados, permitirá uma habilitação mais ampla de projectos de energias renováveis com base nos seus custos e benefícios energéticos, sociais e ambientais.

- O investimento nas energias renováveis está a revelar-se um caminho mais sustentável e económico para enfrentar o duplo desafio africano: empoderamento económico e acesso à energia.
- O caminho da energia limpa beneficia significativamente de agrupamentos regionais de energia que funcionam bem. Os esforços nacionais para desenvolver planos de transição para energias limpas, bem como políticas que alinham a prestação de serviços energéticos na rede e fora dela são fundamentais. No entanto, realizar algum trabalho regional adicional — através de agrupamentos regionais de energia — pode acelerar o progresso em direcção ao alcance das metas nacionais e regionais de suficiência energética, bem como o acesso à energia de toda a população em África.
- Tem-se prestado pouca atenção em todo o mundo às formas de coordenar e integrar os sistemas de energia fora da rede, as mini-redes e os sistemas em grande escala geridos por empresas de distribuição de electricidade. Para os países africanos e para os indivíduos, os benefícios de um sistema deste tipo podem ser transformadores.

### Caixa de Texto 1: Léxico das redes de electricidade

Nesta caixa, são definidos diversos termos da indústria relacionados com os aspectos técnicos, económicos, ambientais e de gestão dos sistemas de energia.

**Armazenamento de energia:** várias tecnologias, como baterias, energia hidroeléctrica bombeada e volantes, capazes de armazenar energia eléctrica e facilitar a produção de electricidade para permitir um equilíbrio constante de energia na rede.

**Carga líquida (*net load*):** a restante oferta de electricidade que deve ser fornecida pela frota de produção convencional após toda a energia renovável variável ter sido consumida.

**Combustíveis fósseis:** fontes não-renováveis de energia desenvolvidas a partir de matéria orgânica soterrada na terra ao longo de milhões de anos. Incluem petróleo, gás natural e carvão.

**Curva de duração da carga (*load duration curve*):** a procura de electricidade organizada em ordem decrescente de magnitude ao longo de um determinado período de tempo.

**Custo nivelado da electricidade:** o valor líquido actual do custo unitário (capital e variável) da electricidade durante a vida útil de um activo de produção. É utilizado como valor aproximado para o preço médio que o activo de produção deve receber num mercado para atingir o ponto de equilíbrio ao longo da sua vida útil.

**Eficiência energética:** a prestação de mais serviços pelo mesmo aporte energético ou a prestação dos mesmos serviços por um aporte energético menor. Trata-se de uma forma de gerir e restringir o crescimento do consumo de energia.

**Energia despachável (*dispatchable power*):** electricidade produzida por geradores que podem ajustar a potência de saída de acordo com as necessidades do operador da rede. As centrais despacháveis têm a capacidade de despachar energia ao longo de determinados períodos de tempo, de minutos a uma hora.

**Energia intermitente:** a produção variável de fontes renováveis, como da energia solar e eólica, devido a mudanças nas condições climáticas. A oferta intermitente de energia requer armazenamento e/ou geradores de acção rápida para facilitar a produção.

**Equilíbrio energético (*energy balance*):** a correspondência entre oferta e procura, que deve ser mantida pelos operadores da rede em todos os momentos para evitar cortes de electricidade. Este equilíbrio requer geradores e armazenamento despacháveis e flexíveis.

**Factor de capacidade (*capacity factor*):** é a proporção entre a produção efectiva de uma central eléctrica ao longo de um determinado período de tempo e a capacidade total máxima (também conhecida como capacidade declarada) caso a central opere com a capacidade nominal total continuamente ao longo do mesmo período de tempo.

**Flexibilidade da rede:** a capacidade de um sistema de energia de responder a mudanças na procura e oferta — é uma característica de todos os sistemas de energia.

A flexibilidade é especialmente crítica em níveis mais elevados de energia renovável variável ligada à rede (principalmente energia eólica e solar).

**Imposição de restrições (*curtailment*):** a redução da produção programada de uma central eléctrica devido a um excesso de produção e à congestão da transmissão. Normalmente, não há qualquer compensação para a redução da produção e isso pode reduzir a rentabilidade da central.

**Incerteza da procura (*demand uncertainty*):** todos os sistemas de energia são planeados com um determinado grau de incerteza em relação à carga, sendo as previsões de procura refinadas mais perto do dia da operação, dentro de horas e minutos.

**Mini-rede/micro-rede:** qualquer rede que não esteja ligada à rede central principal do país em que se encontra.

**Produção cativa (*captive generation*):** fontes de energia localizadas, tais como geradores a diesel, montadas por indivíduos ou pequenas comunidades para uso pessoal. Também é conhecida como produção própria.

**Produção distribuída (*distributed generation*):** tecnologias de energia em pequena escala (geralmente geradores modulares) para produzir electricidade perto de centros de carga e dos consumidores finais.

**Produção flexível:** a capacidade das centrais eléctricas de aumentar ou reduzir a produção de energia, de forma rápida e eficiente, para responder às mudanças na procura de energia.

**Rede eléctrica:** uma rede interligada que fornece electricidade aos consumidores. A energia é produzida por geradores de grande dimensão e enviada por linhas de transmissão de longa distância e alta voltagem para estações de distribuição, onde é reduzida a voltagens mais baixas e enviada para os consumidores individuais. Esta estrutura é considerada uma rede centralizada.

**Reservas de contingência (*contingency reserves*):** produção adicional que é mantida disponível em caso de paralisação dos geradores ou da transmissão.

**Reservas não-girantes (*non-spinning reserves*):** a capacidade de produção adicional que não está actualmente ligada ao sistema, mas que pode ser operacionalizada após uma breve espera, utilizando geradores despacháveis de início rápido ou através de importações.

**Resposta à procura (*demand response*):** alterar as cargas pedindo aos consumidores finais que desliguem os aparelhos e as máquinas industriais maiores nos horários de picos de consumo, bem como para operar estas máquinas em horários específicos, fora dos picos de consumo, alterando o perfil de carga para coincidir com a oferta de produção.

**Transmissão flexível:** a capacidade das redes eléctricas para limitar os estrangulamentos na transmissão de energia e permitir um equilíbrio energético numa

área maior recorrendo às redes vizinhas.

**Reservas operacionais (*operating reserves*):** a capacidade de produção disponível para o operador do sistema dentro de um curto intervalo de tempo, para atender à procura caso um gerador deixe de funcionar ou haja outra interrupção do fornecimento. São compostas por reservas girantes e não girantes.

**Rampa (*ramp*):** o ritmo de variação de energia despachável de uma central eléctrica para acompanhar as mudanças na procura. Uma central pode aumentar a rampa para responder a aumentos na procura ou ao falhanço de outros geradores, ou diminuir a rampa durante o horário de baixa carga.

**Energias renováveis:** energia que deriva de processos naturais e que é constantemente reabastecida. Deriva, nas suas diversas formas, directa ou indirectamente do sol ou de calor gerado nas profundezas da terra. Inclui a energia solar, eólica, de biomassa, geotérmica, hidroeléctrica e dos recursos do oceano, bem como os biocombustíveis e o hidrogénio derivado de fontes renováveis.

**Integração das energias renováveis:** a elevada penetração das energias renováveis na rede apresenta desafios porque as estruturas convencionais de redes são construídas para transmitir energia de grandes geradores despacháveis e controláveis para cargas. Para evitar apagões, a energia gerada e consumida na rede deve ser igual em todos os instantes. Os geradores solares e eólicos não são despacháveis e controláveis pois dependem de padrões climáticos. Portanto, uma rede com grandes quantidades de energias renováveis vai exigir armazenamento e geradores despacháveis de acção rápida para manter o equilíbrio da rede.

**Reservas girantes (*spinning reserves*):** a capacidade adicional de produção disponível para os operadores de rede para atender a mudanças imprevistas na procura, aumentando a potência de saída dos geradores que já estão ligados ao sistema de energia.

**Redução (*turndown*):** a utilização de geradores em níveis de saída reduzidos. Por vezes, é necessário que os geradores despacháveis reduzam a saída durante um determinado período de tempo e que também tenham a capacidade de voltar a aumentar a produção rapidamente.

# 1. INTRODUÇÃO

A África subsariana enfrenta dois grandes desafios energéticos: o acesso inadequado à energia e as alterações climáticas. Para ser capaz de mitigar os impactos das alterações climáticas, terá de alcançar o pleno acesso à electricidade e desenvolver sistemas de energia limpa. Trata-se da região com maiores índices de pobreza energética no mundo: há mais de 600 milhões de pessoas sem acesso a electricidade e muitos outros milhões ligados a redes eléctricas que não são fiáveis e que não satisfazem as suas necessidades diárias de serviços energéticos. A maioria dos países desta região tem índices médios de acesso a electricidade de cerca de 20% e duas em cada três pessoas não têm acesso a serviços energéticos modernos. As estimativas de procura na África subsariana, que incluem produção própria como geradores a diesel, reportam que a procura de electricidade em 2010 se situou nos 423 Twh (Castellano et al., 2015). A Agência Internacional da Energia (AIE) estima que a procura de electricidade na África subsariana cresceu cerca de 45% entre 2000 e 2012 e prevê a subida da procura total de electricidade em África a um ritmo médio de 4% por ano até 2014 (AIE, 2014). Para atender a esta procura, a região terá de expandir significativamente a sua capacidade de produção instalada e fazer modernizações extensas à rede eléctrica. Ao ritmo actual de electrificação e de crescimento populacional, prevê-se que mais de meio milhar de milhão de pessoas continue sem acesso a electricidade até 2040 (AIE, 2016), estimando-se que o acesso de toda a população da região só seja alcançado em 2080 (Africa Progress Panel, 2015). Como tal, a África subsariana carrega o fardo de um défice de electricidade complexo e persistente.

Este é o contexto que enquadra o presente relatório: o desafio de colmatar o défice de electricidade na África subsariana, limitando, em simultâneo, as emissões de gases com efeito de estufa. O relatório propõe-se a analisar o potencial de produção disponibilizado por diferentes fontes de energia, debruçando-se depois sobre os desafios e oportunidades apresentados por diferentes vias de expansão energética. O trabalho inclui modelos de sistemas de energia eléctrica em dois países, a Nigéria e o Quênia, avaliando o caminho com custos de investimento mais baixos em diferentes cenários. O relatório centra-se em explicar os desafios técnicos e institucionais que caracterizam as diferentes vias energéticas e, a este respeito, destina-se a ser um guia para defensores e decisores políticos.

Este trabalho baseia-se em seis meses de revisão documental da literatura sobre sistemas e opções de energia eléctrica na África subsariana, bem como nos esforços de avaliação do Quênia e da Nigéria. O presente relatório (Parte I) sobre colmatar o défice de electricidade na África subsariana destina-se a



complementar outro relatório da Oxfam que explora os desafios em torno da promoção do acesso à energia e da abordagem da pobreza energética. Esse relatório, referenciado neste trabalho como [Parte II](#) pode ser [obtido no mesmo local de onde este relatório foi descarregado](#).

## COMPREENDENDO O DÉFICE DE ELECTRICIDADE DA ÁFRICA SUBSARIANA

A África subsariana enfrenta um défice de electricidade em dois sentidos: existe uma incompatibilidade entre a oferta e a procura nas regiões ligadas à rede e uma falta de acesso nas regiões fora da rede. Colmatar o défice de electricidade na África subsariana é um desafio multidimensional, com implicações importantes para a forma como se deve enquadrar o problema energético da região como um todo.

A África subsariana tem grandes desigualdades ao nível dos rendimentos e da riqueza (AIE, 2014), que conduzem a grandes diferenças ao nível do desejo dos consumidores e à sua disposição para pagar pela electricidade. Os países também exibem grandes disparidades no que respeita aos custos da electricidade, com a África do Sul e a Zâmbia a praticar alguns dos preços mais baixos e o Djibouti e o Gabão a praticarem alguns dos mais altos. O consumo também é desigual entre os indivíduos que estão ligados à rede. Apesar de estarem ligadas, algumas pessoas não têm possibilidades económicas para consumir electricidade e, como tal, não podem fazer uso dos serviços energéticos modernos. Também estão sujeitas a níveis desproporcionalmente altos de interrupção dos serviços, sem poderem recorrer a dispendiosos geradores a diesel, como os indivíduos mais abastados da região.

Além disso, os aparelhos electrónicos que os consumidores da região comprarão no futuro — muitos dos quais pela primeira vez — serão mais eficientes do que os que existem actualmente em muitas das economias mais ricas. Assim, o ritmo, nível e perfil da procura de electricidade na África subsariana irão evoluir de forma diferente. As diferenças tecnológicas, geográficas, culturais e sociais existentes sugerem que a região deveria definir um padrão próprio de nível de vida, bem como o tipo de serviços de energia que se deve procurar alcançar, ao invés de se comparar com países mais ricos.

Na África subsariana, o consumo médio anual de electricidade são 488 kWh per capita — o equivalente a cerca de 5% do consumo dos Estados Unidos da América (Banco Mundial, 2014). Os altos índices de acesso a electricidade da África do Sul contribuem significativamente para esta média. Se excluirmos a África do Sul, o consumo anual de electricidade é apenas cerca de 150 kWh per capita (Banco Mundial, 2014). No entanto, estas estimativas podem ser



resolver não só a problemática do acesso à energia, como também os desafios das alterações climáticas da região. O factor que limita o desenvolvimento da energia eléctrica na região são mecanismos técnicos, políticos e de financiamento eficazes que permitam o desenvolvimento destes recursos. A falta de infra-estruturas de rede pode ser transformada numa oportunidade para liderar o caminho em direcção a sistemas de energia melhor concebidos e mais eficientes, que não estejam à mercê de activos históricos fortemente dependentes de carbono. Os intervenientes dos governos e do sector privado têm envidado esforços concertados para promover a utilização de micro-redes e outros recursos de energia distribuída para alcançar as regiões que não estão electrificadas, mas estes esforços resultaram inadvertidamente na justaposição das tecnologias centralizadas e distribuídas como esforços adversários. No entanto, estas tecnologias devem ser vistas como complementares. Quando se constroem redes centralizadas e distribuídas com o intuito de as integrar e ligar no futuro, é possível criar sinergias estratégicas. Para tal, é fundamental implementar estruturas eficazes para facilitar esta tarefa. Finalmente, as estruturas tarifárias e das empresas de distribuição de electricidade podem ser sujeitas a uma reforma para passarem a reflectir taxas justas e estáveis, que garantam uma prestação fiável de serviços aos consumidores finais.

A região enfrentará desafios económicos, ambientais, políticos e operacionais significativos, bem como contrapartidas, no caminho para atingir estes objectivos. Para compreender a escala destes desafios, projectámos um modelo de sistema energético de acesso aberto e analisámos os percursos ideais para expandir a capacidade de oferta em dois países, que utilizámos como estudo de caso: Quênia e Nigéria. Esta análise compara os custos médios de vários cenários de expansão para alcançar energia fiável e acessível até 2035 e explorámos o papel dos recursos renováveis nas combinações de electricidade, face a diversos crescimentos da procura e condições políticas.

## DEFINIÇÃO DE ACESSO À ENERGIA

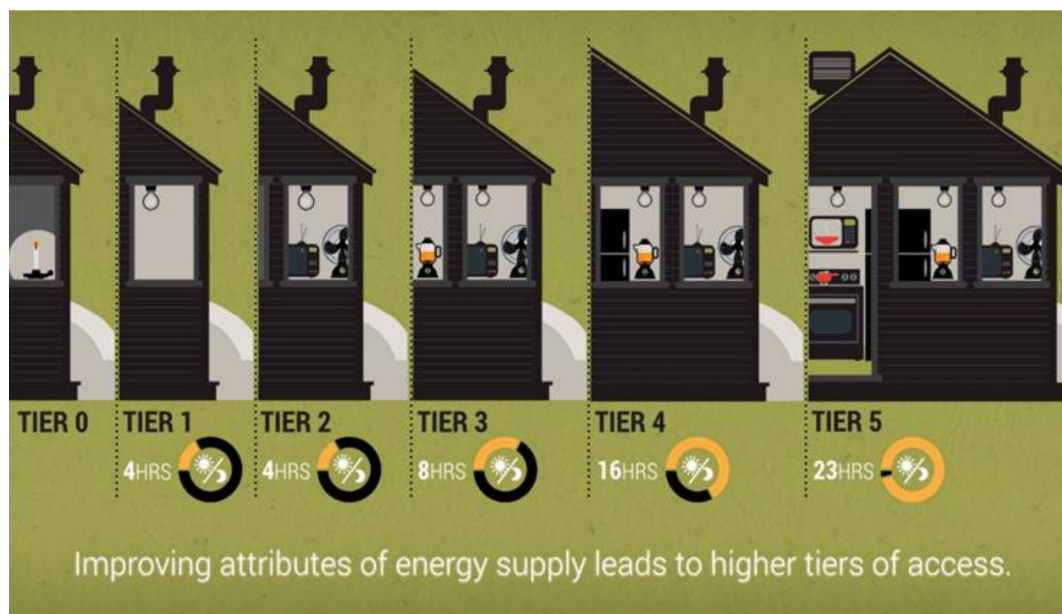
Um dos desafios do défice de electricidade na África subsariana é o facto de os índices de ligação à rede na região não apresentarem um quadro holístico do acesso real aos serviços energéticos modernos. É comum os países terem altos índices de ligação à rede, aliados a uma baixa qualidade do fornecimento de electricidade (ver Nigéria na Figura 12).

O acesso à energia está interligado com factores socioeconómicos complexos que não podem ser medidos com uma abordagem binária de “ligado/não ligado”. Para medir quem tem acesso à energia, em particular à electricidade, é necessária uma compreensão holística da qualidade do acesso e de como isso afecta o desenvolvimento socioeconómico. Pede respostas para perguntas

como “Existe uma ligação à rede central? Quão acessíveis do ponto de vista financeiro são a ligação à rede e o seu fornecimento de electricidade? Quão fiável e previsível é o fornecimento de electricidade? Quão seguro é o fornecimento de electricidade?” Em resposta a esta complexidade, o Banco Mundial propôs um quadro com vários níveis para definir e medir o acesso à energia (Bhatia & Angelou, 2015), com base em vários princípios:

1. O acesso à energia deve ser medido com base na usabilidade, fiabilidade e acessibilidade, definidos a partir da perspectiva do consumidor.
2. O acesso à energia envolve um espectro de níveis de serviço experienciados por agregados familiares e indivíduos.
3. O acesso à energia pode ser alcançado através de diversas tecnologias; por isso, a sua medida deve ser tecnologicamente neutra.

**Figura 2: O quadro multiníveis de acesso à energia**



Fonte: Bhatia & Angelou, 2015.

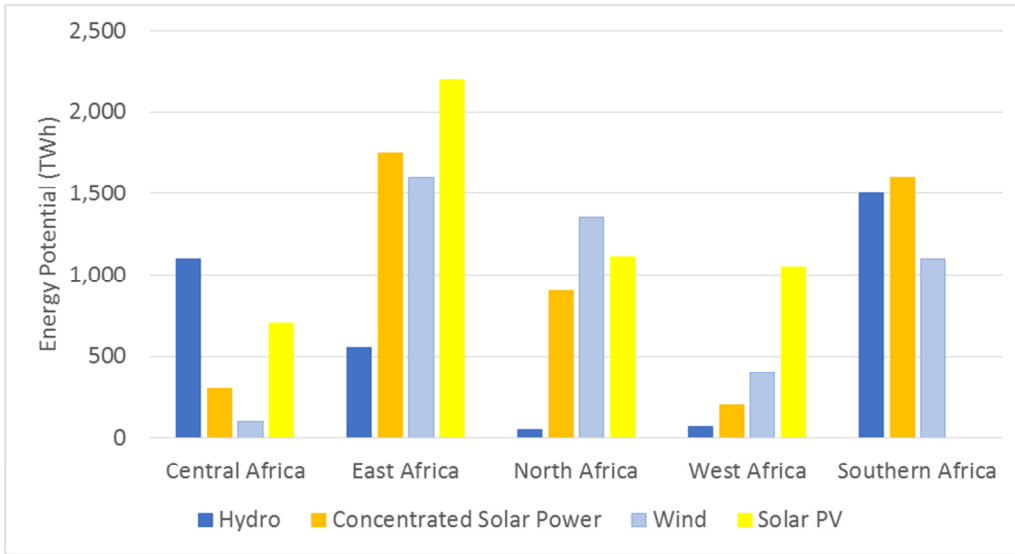
## 2. O POTENCIAL DE RECURSOS DA ÁFRICA SUBSARIANA

A África subsariana tem uma enorme abundância de recursos de energia renovável e fóssil, que ainda não foram devidamente desenvolvidos para atender à procura de electricidade da região. Estima-se que a sua capacidade técnica potencial de produção se situe nos 11 000 gigawatts (GW), em grande parte com base nas energias renováveis (Figura 3).

### RECURSOS RENOVÁVEIS E FÓSSEIS POTENCIAIS

Todos os países da região têm um elevado potencial de energia solar, totalizando cerca de 10 000 GW, e estima-se que só o potencial técnico de energia solar fotovoltaica se situa nos 6500 terawatts por hora (TWh) por ano (Cartwright, 2015). A maioria dos seus países costeiros tem um alto potencial de energia eólica, totalizando cerca de 109 GW. O Vale do Rife Africano Oriental oferece cerca de 15 GW de capacidade geotérmica, principalmente na Etiópia e no Quénia. Como a região acolhe os rios do Congo e Nilo, que são dois dos maiores rios do mundo, também tem alguns dos melhores recursos hidroeléctricos do mundo. Estima-se que a hidroelectricidade explorável se situa nos 350 GW, estando localizada principalmente em Angola, Camarões, República Democrática do Congo (RDC), Etiópia e Gabão. Os seus recursos energéticos fósseis incluem descobertas recentes de petróleo e gás, tendo cerca de 400 GW de potencial de gás natural. Estima-se que os recursos de carvão se situam nos 300 GW, principalmente no Botsuana, Moçambique e África do Sul (Castellano et al., 2015). No entanto, alguns países com baixos índices de acesso, como Angola e a Nigéria, têm infra-estruturas petrolíferas bem desenvolvidas que não se traduzem numa oferta fiável de electricidade (Figura 1).

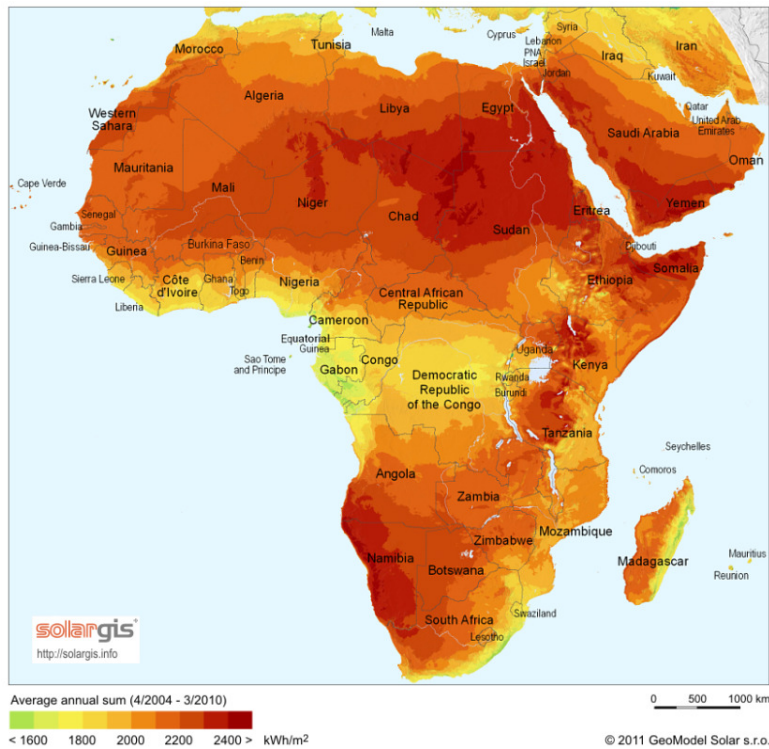
**Figura 3: O abundante potencial de energia renovável da África subsariana**



Fonte: Cartwright, 2015.

A Figura 4 mostra a distribuição espacial da irradiação solar em África, destacando as áreas com alto potencial de energia solar concentrada e desenvolvimento fotovoltaico.

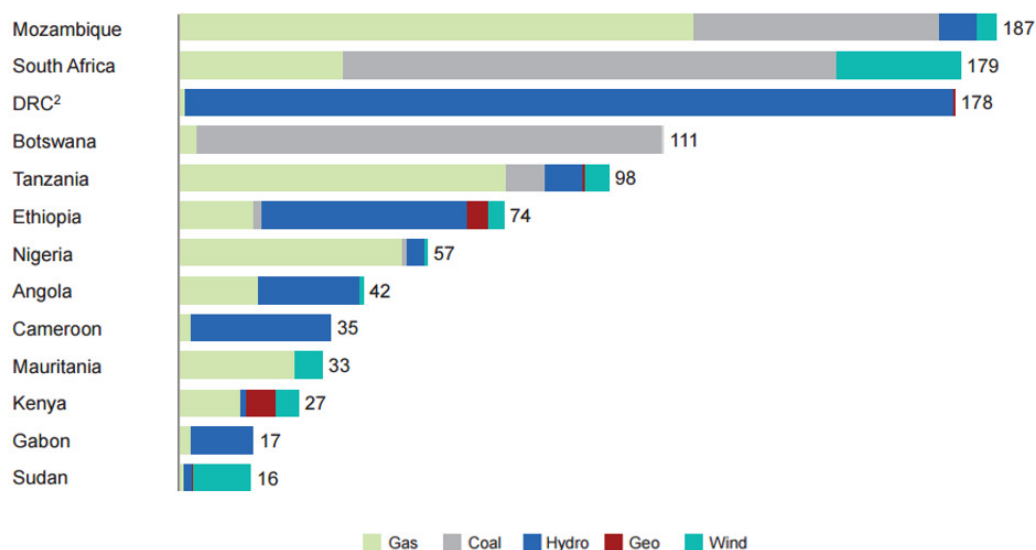
**Figura 4: Irradiação solar em África**



Fonte: GeoSUN Africa, 2011.

A Figura 5 mostra que o maior potencial de produção de electricidade está na África central e austral, sendo maioritariamente composto por hidroelectricidade, carvão e gás natural. O potencial geotérmico existe principalmente na África oriental, Etiópia, Quênia e Tanzânia. Esta concentração de recursos em diferentes zonas destaca a importância da cooperação regional, especialmente porque algumas das regiões com o maior potencial regional de produção não têm os índices mais altos de procura (Castellano et al., 2015).

**Figura 5: Potencial de produção de electricidade (GW) por tecnologia**



Fonte: (Castellano et al., 2015).

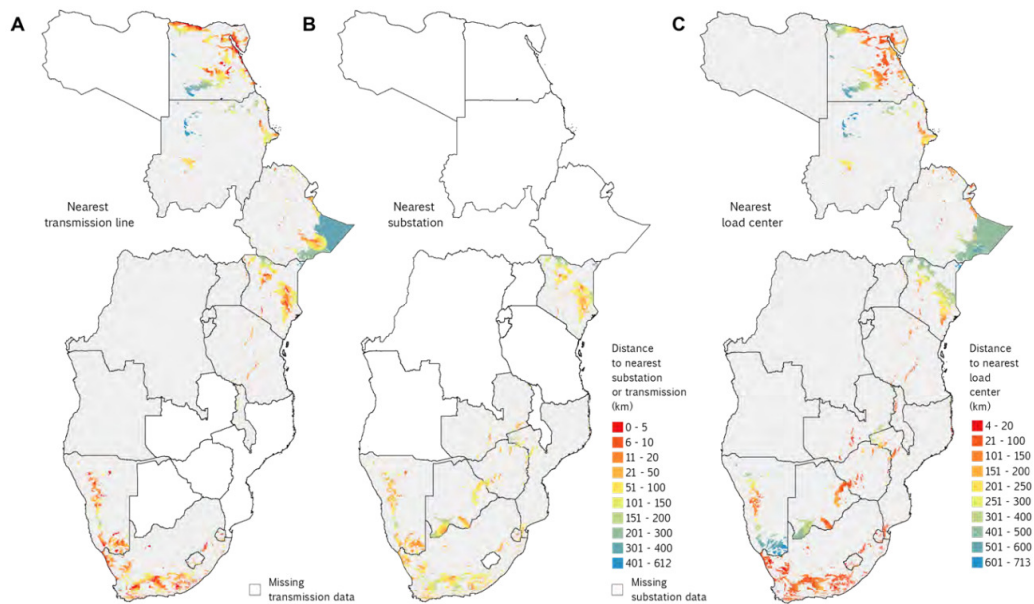
## ZONAS DE ENERGIA RENOVÁVEL

Para conseguir explorar os recursos renováveis da África subsariana com sucesso, será necessário ter em consideração os sistemas na sua totalidade. Embora a região tenha recursos solares e eólicos abundantes, os recursos de alta qualidade estão distribuídos geograficamente de forma desigual. Por isso, a promoção do fornecimento de energia eólica e solar limpa e de baixo custo a todos os países exigirá uma colaboração regional efectiva e a interligação da rede (Wu et al., 2016). As diferenças ao nível das características operacionais das várias tecnologias de produção podem complementar-se entre si, reduzindo assim a necessidade de produção de reserva e armazenamento para as energias renováveis. Por exemplo, o aumento da capacidade solar e eólica em países como a África do Sul e a Tanzânia pode ser utilizado juntamente com a actual produção de energia hidráulica de países como o Congo, Etiópia, Malawi, Moçambique, Uganda e Zâmbia para garantir o equilíbrio dos serviços das redes regionais. Ao mesmo tempo, a produção solar e eólica pode reduzir o risco de



variação inter-anual e climática na disponibilidade de energia hidroelétrica. Muitas das zonas com elevado potencial renovável situam-se perto de infra-estruturas de transmissão e grandes centros de carga, o que reduz a necessidade de modernização da transmissão e os custos de extensão (Figuras 6 e 7). Estas sinergias podem ser exploradas. As estratégias de dupla utilização dos solos, como a utilização de terrenos tanto para produção agrícola como para o desenvolvimento de energia eólica, ajudará a evitar potenciais conflitos que advenham do acesso à terra. Os locais de produção de energia solar e eólica podem partilhar o mesmo espaço, para reduzir custos, maximizar a eficiência da transmissão e minimizar os impactos ecológicos (Wu et al., 2016).

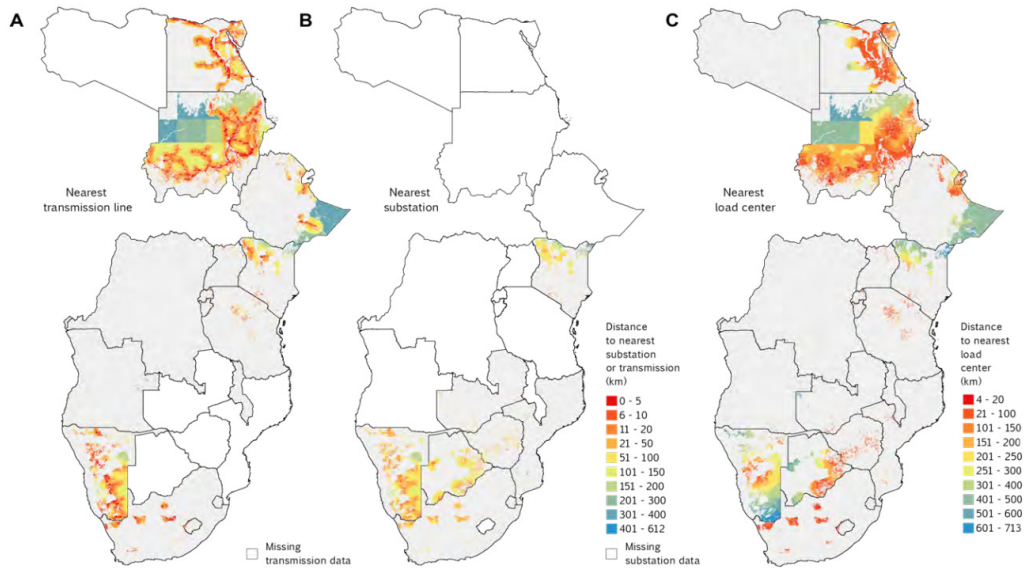
**Figura 6: Distância das zonas com altos índices de vento do centro de transmissão (A), subestação (B) e centro de carga (C) mais próximos na África oriental e austral**



Fonte: Wu et al., 2015.



**Figura 7: Distância das zonas com altos índices de sol do centro de transmissão (A), subestação (B) e centro de carga (C) mais próximos na África oriental e austral**



Fonte: Wu et al., 2015.

### 3. PROCURA DE ELECTRICIDADE NA ÁFRICA SUBSARIANA

Os dados sobre a procura de electricidade na África subsariana costumam ser pouco fiáveis ou não estar disponíveis. No entanto, os dados disponíveis mostram que a procura está a crescer rapidamente e que grande parte dela continua latente devido aos baixos níveis de acesso na região.

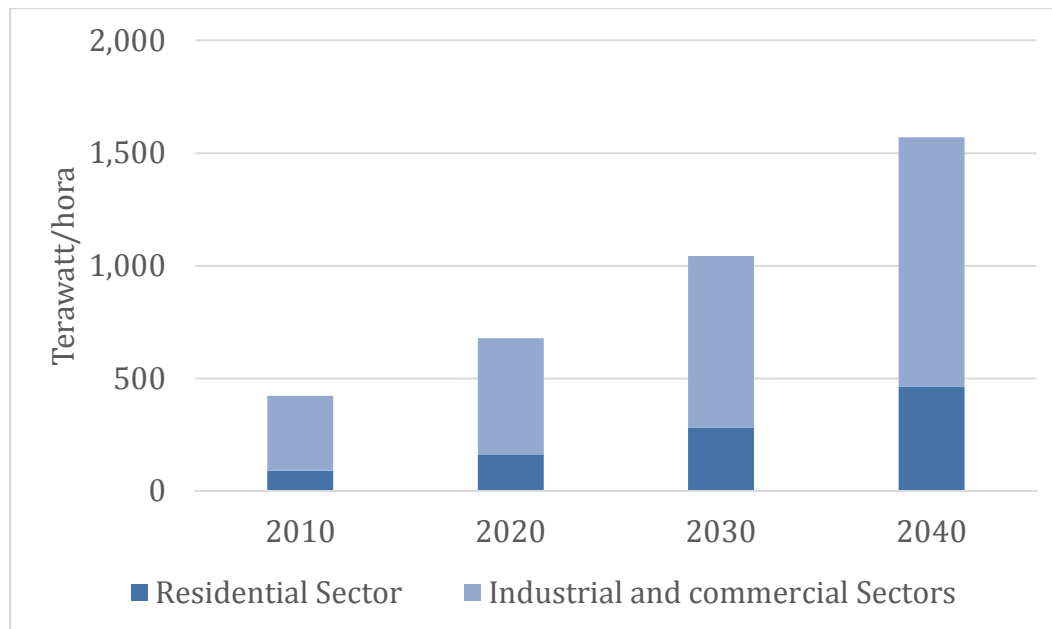
#### ESTIMATIVAS E PROJEÇÕES DE PROCURA

A Agência Internacional da Energia (AIE) estima que a procura de electricidade na África subsariana cresceu cerca de 35% entre 2000 e 2012, tendo atingido os 352 terawatts por hora (TWh). Actualmente, o consumo médio de electricidade per capita na África subsariana são 488 kWh por ano, sendo este o índice mais baixo de qualquer região de importância mundial. Em comparação, no norte de África, onde o índice de acesso a electricidade é superior a 90%, a procura de electricidade aumentou mais de 80% entre 2000 a 2012, tendo atingido 1500 kWh per capita. O maior índice de procura na África subsariana situa-se na Nigéria e na África do Sul, que, juntas, representam cerca de 40% da procura total (AIE, 2014).

A Agência Internacional da Energia (AIE) prevê a subida da procura total de electricidade em África a um ritmo médio de 4% por ano até atingir 1570 Twh em 2040, incluindo as estimativas de potência cativa (Figura 8). O relatório da McKinsey sobre o sector de energia na África subsariana previu uma procura de electricidade de 423 TWh em 2010 e projectou um índice de crescimento anual de cerca de 4% até 2040 (Castellano et al., 2015).

A existência de discrepâncias nas estimativas históricas de procura de electricidade, que se devem especialmente a dados pouco fiáveis sobre energia cativa e auto-produção, contribuem para a incerteza das projecções sobre a procura, que são tão importantes para decidir o futuro do design do sistema de energia da região. Eis por que razão a ferramenta de modelação de acesso aberto descrita na secção 8 foi projectada para estimar vias de expansão da capacidade dos sistemas de energia, apesar da pouca disponibilidade de dados e do fraco acesso.

**Figura 8: Crescimento esperado da procura de electricidade na África subsariana**



Fonte: Castellano et al., 2015.

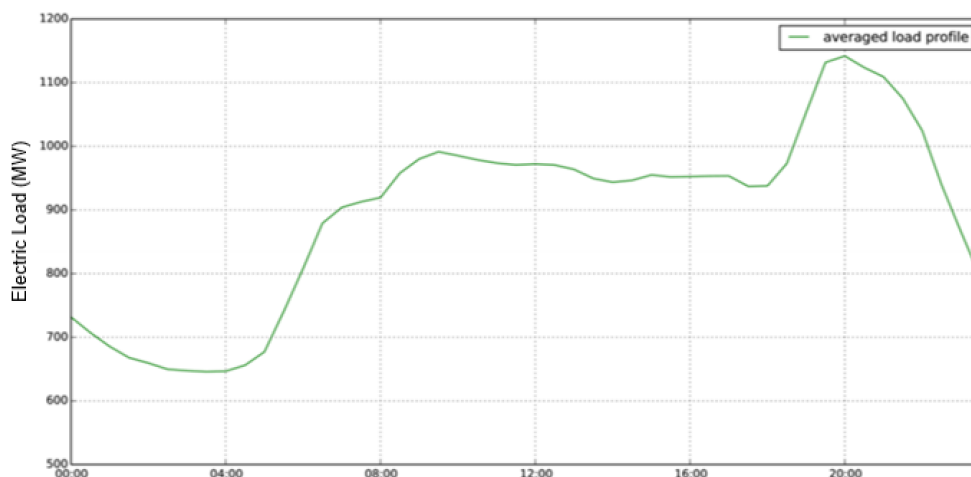
## PERFIS DA PROCURA NO FUTURO

À medida que os países africanos se vão desenvolvendo, os seus perfis de procura de electricidade vão mudando. Os perfis de procura actual mostram que, na maior parte do continente africano, a procura de electricidade atinge o pico à noite. O formato deste perfil de procura — em particular a dimensão do pico de procura em relação à procura média — é importante para planear a capacidade. Se o pico de procura for muito superior à procura média, será necessário instalar mais capacidade de produção, mesmo que esta capacidade só seja utilizada durante algumas horas por dia, quando ocorre o pico de procura. A necessidade de centrais eléctricas preparadas para picos impacta consideravelmente a economia da rede.

Não é apenas a dimensão dos picos que é importante, o momento em que ocorrem também o é, devido à disponibilidade horária dos recursos renováveis variáveis. O pico da procura no Quênia, por exemplo, e noutros condados da África subsariana, ocorre à noite (Figura 9). Como a energia solar não está disponível à noite, a capacidade solar instalada não irá contribuir para a capacidade de pico necessária para atender à procura. Portanto, a energia solar pode ser menos favorável do que outros recursos, que podem estar disponíveis durante todo o dia. Eis por que razão as tecnologias de armazenamento

desempenham um papel importante na implantação de energias renováveis. As baterias, por exemplo, podem armazenar energia solar durante os picos de produção de energia à tarde e descarregá-la à noite, durante as horas do pico da procura.

**Figura 9: Perfil de carga média do sistema de energia do Quênia durante um dia útil, em 2012**



Fonte: Ackermann et al., 2014.

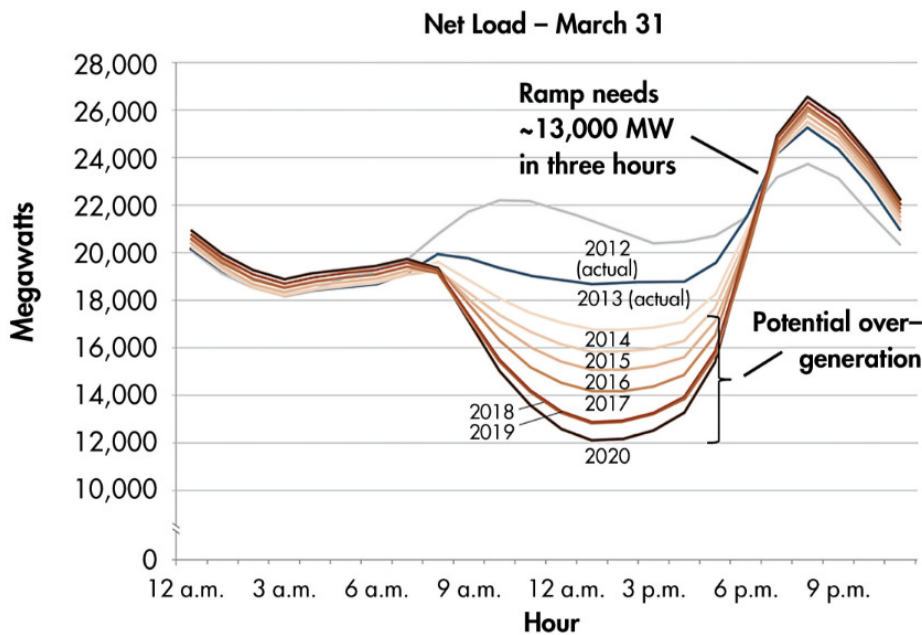
À medida que os sectores da manufactura e dos serviços se desenvolvem na região e o formato do perfil da procura evolui, as horas do pico da procura podem passar para mais cedo, durante o pico de produção de energia solar. Esta mudança representaria uma enorme melhoria para o valor da energia solar da rede e torná-la-ia mais útil no sistema de planeamento.

O estado americano da Califórnia tem um sistema de energia que integra grandes quantidades de energia não-despachável; como tal, a sua experiência sugere alguns dos desafios que a África subsariana pode enfrentar na integração da energia solar FV e eólica. O gráfico em forma de pato da Figura 10 mostra a carga líquida da rede eléctrica da Califórnia ao longo de um dia. Cada linha representa a carga líquida, igual à carga normal menos a produção de energia eólica e FV. A "barriga" da curva do pato representa o período de menor carga líquida: à tarde, quando a geração de energia FV está no seu máximo. A barriga da curva cresce à medida que se prevê que as instalações de energia FV aumentem entre 2012 e 2020. Quando o sol se põe ao fim do dia e a produção solar cai, a carga líquida aumenta. Isto resulta em rampas acentuadas na produção de outros geradores despacháveis, geralmente centrais térmicas.

O gráfico mostra como a energia solar FV poderia, potencialmente, produzir mais electricidade do que a rede pode consumir. Em situações de sobreprodução, o fornecimento de energia ultrapassa a procura e requer alguma

flexibilidade, como resposta à procura, armazenamento na rede ou, em última análise, uma redução da produção das centrais eléctricas convencionais. Quando a produção convencional já não pode ser mais reduzida para acomodar o excesso de oferta de produção variável, a situação conduz à restrição da produção. A restrição ocorre quando um operador de sistema diminui a saída de electricidade de uma central eólica ou fotovoltaica a números abaixo do que esta produziria normalmente. Nos geradores eólicos, isto faz-se alterando o ângulo da lâmina. Nas centrais solares, a produção é restringida reduzindo a saída do seu inversor ou desligando a central por completo. A restrição da produção gera vários desafios. Requer que o operador do sistema tenha o controlo físico do gerador, que é normalmente o caso nas grandes centrais eléctricas de energia renovável, mas não o caso dos sistemas mais pequenos, em particular dos sistemas distribuídos ou instalados no topo dos edifícios. A restrição também reduz os benefícios económicos e ambientais das centrais de energia solar e eólica, porque cada unidade de energia restringida representa uma unidade de energia não vendida e uma unidade de produção de combustível fóssil não deslocada. À medida que as restrições aumentam, os benefícios gerais de energia solar adicional podem cair ao ponto de as instalações adicionais não valerem os custos (Denholm et al., 2015). É por isso que a flexibilidade da rede é fundamental para a transição da África subsariana para uma rede com baixo teor de carbono.

**Figura 10: Mudanças na carga líquida da rede da Califórnia com elevado índice de penetração de energias renováveis**

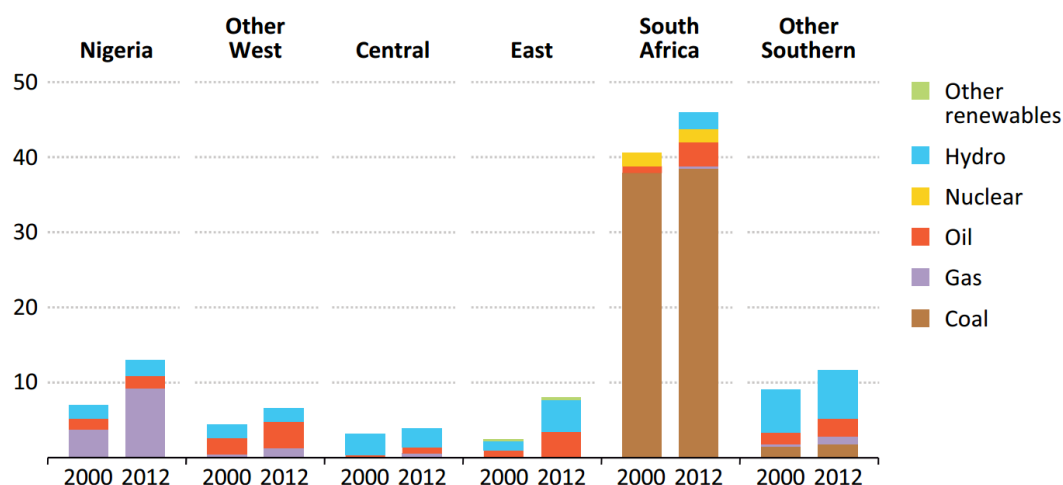


Fonte: Denholm et al., 2015.

## 4. PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

A rede eléctrica da África subsariana tem uma capacidade de produção instalada de cerca de 90 GW — cerca de 0,1 kW per capita —, contrastando fortemente com as economias mais ricas, cuja capacidade instalada varia entre 1 e 3 kW per capita (AIE, 2014). Metade da capacidade da região está situada na África do Sul, com 13 GW situados na Nigéria (Figura 11). Apenas cerca de 6 GW (ou 40%) da capacidade total estão operacionais devido a má manutenção e à escassez de combustível na Nigéria. A capacidade instalada de vários países da África subsariana é inferior a 1 GW (AIE, 2014). Excluindo a África do Sul, a capacidade de produção instalada total da África subsariana são apenas 28 GW, o equivalente à da Argentina (Castellano et al., 2015).

**Figura 11: Capacidade de produção instalada baseada na rede (GW) na África subsariana, 2000 e 2012**



Fonte: AIE, 2014.

A carência de capacidade de produção da região deve-se em parte ao baixo nível de investimento em sistemas de energia, que corresponde actualmente a cerca de 0,5% do produto interno bruto (PIB) (Africa Progress Panel, 2015). De acordo com um relatório recente, a África subsariana tem potencial para instalar cerca de 1 terawatt (TW) de capacidade de produção recorrendo a diversas opções tecnológicas, excluindo a tecnologia de energia solar (Castellano et al, 2015). Cerca de 20% da produção actual da região corresponde a hidroelectricidade e mais de 70% a combustíveis fósseis (Cartwright, 2015). Esta

dependência de combustíveis fósseis é contrária às previsões de potencial de recursos que mostram uma abundância de recursos renováveis na região.

Eis a capacidade de produção instalada das empresas de distribuição de electricidade e a combinação de cada região:

- A **África austral** tem mais capacidade de produção instalada na rede do que a restante África subsariana. Do total de 58 GW da África austral, 80% situa-se na África do Sul. O resto da África austral tem apenas 12 GW, maioritariamente sob a forma de hidroelectricidade, juntamente com algum carvão, petróleo e gás. 85% da capacidade de produção da África do Sul advém do carvão e a restante de destilado de petróleo (6%), hidroelectricidade (5%) e energia nuclear (4%). É o único país africano com centrais nucleares (com uma capacidade de cerca de 2 GW). Em 2012, o custo médio de produção da rede na África austral era aproximadamente 55 USD por MWh, devido à elevada utilização de carvão de baixo custo e energia hidroeléctrica (AIE, 2014).
- Estima-se que a capacidade de produção da rede da **África ocidental** se situa nos 20 GW. Desta capacidade, mais de 50% corresponde a gás (maioritariamente na Nigéria), cerca de 30% a destilado de petróleo e cerca de 20% a energia hidroeléctrica. Alguns países, como o Benim, Burkina Faso e Níger, importam a maior parte da sua electricidade. Em 2012, o custo médio de produção era aproximadamente 140 USD por MWh, devido à dependência da produção de gás e petróleo (AIE, 2014).
- A rede da **África oriental** tem uma capacidade de produção de cerca de 8 GW, dos quais 50% vêm da energia hidroeléctrica, 45% do destilado de petróleo e os restantes da energia geotérmica e gás. Cerca de 250 MW dos recursos de energia geotérmica estão situados no Quénia. Em 2012, o custo médio de produção era aproximadamente 110 USD por MWh, apesar da produção barata de hidroelectricidade da região, devido à elevada utilização de dispendiosas centrais a petróleo (AIE, 2014).
- A África central, com 4 GW, tem a menor capacidade de produção de rede da África subsariana, que é composta principalmente por 65% de energia hidroeléctrica, 15% de gás e 20% de destilado de petróleo. Em 2012, o custo médio de produção era aproximadamente 95 USD por MWh, devido ao baixo custo da energia hidroeléctrica (AIE, 2014).

## PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA

Normalmente, as empresas de distribuição de energia da África subsariana são verticalmente integradas — ou seja, controlam todos os níveis da cadeia de

abastecimento: a produção, transmissão e distribuição. No entanto, devido ao fraco desempenho do sector da energia na região, muitos países têm tentado desagrupar as suas empresas de distribuição de energia para permitir a participação de produtores independentes de energia (PIE). Os PIE são entidades, geralmente privadas, que produzem e vendem electricidade às empresas de distribuição de energia e aos consumidores e consumidores finais. O Gana, Nigéria e Uganda tiveram algum sucesso nesta área. Todavia, em 2014, 21 países da região ainda tinham empresas de distribuição de energia detidas pelo Estado e verticalmente integradas, sem qualquer participação do sector privado, impedindo o envolvimento de PIE. Alguns países mantiveram a integração vertical, mas introduziram PIE.

Actualmente, são 18 os países subsaarianos com PIE, tendo uma capacidade cumulativa de 6,8 GW. Estes PIE variam em dimensão, de alguns megawatts a 600 MW. A esmagadora maioria da capacidade dos PIE é térmica (82%); 18% é alimentada por energias renováveis. A presença de PIE pode ajudar a reduzir a percepção do risco de investir em sistemas de energia na região e incentivar o investimento privado. Para serem bem-sucedidos, os PIE requerem um clima de investimento local favorável, políticas e quadros regulamentares claros, disponibilidade local de combustíveis competitivos em termos de custo, bem como práticas eficazes de planeamento, aquisição e contratação (Eberhard et al., 2016).

## PRODUÇÃO PRÓPRIA

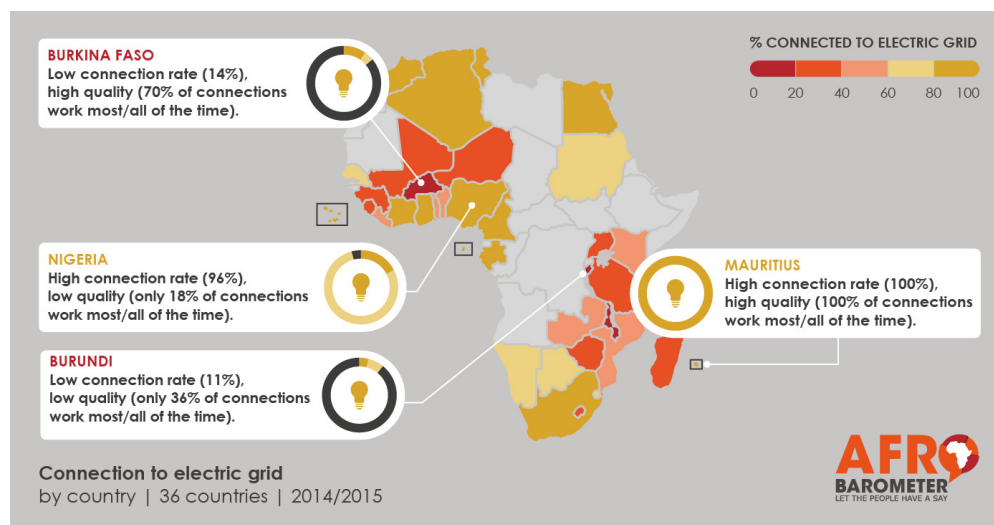
As estimativas de capacidade instalada da região são espantosamente baixas em comparação com o potencial de recursos, sendo que a situação é ainda pior do que as estimativas indicam. A capacidade instalada e a presença de uma rede não garantem o acesso dos indivíduos a electricidade. Na Nigéria, por exemplo, o abundante potencial de energia fóssil e o desenvolvimento de infra-estruturas para a produção de petróleo não levaram a um aumento da ligação fiável à rede eléctrica (Figura 12).

A incapacidade da África subsariana de fornecer electricidade fiável tem levado ao crescimento prolífico da produção própria, pouco eficiente e dispendiosa, nos sectores industrial, comercial e até residencial, chegando aos 10% da capacidade de produção da região. Esta situação aumentou o custo e o risco de fazer negócios na África subsariana. Esta falta de electricidade fiável resultou em perdas económicas de cerca de 2% do PIB da região e cerca de 5% das vendas anuais das suas empresas (Castellano et al., 2015). Na Nigéria, 85% das empresas usam um gerador de reserva (Cartwright, 2015). Estes geradores de reserva são caros, custando cerca de 300% mais do que a electricidade da



rede (Foster & Steinbuks, 2009). Por isso, esta utilização prolífica demonstra o apetite da região por electricidade e a vontade de pagar por ela.

**Figura 12: Índices de ligação e qualidade de ligação em países africanos**



Fonte: Afrobarometer, 2016.

### **Caixa de Texto 2: Os perigos dos geradores in loco**

Normalmente, os geradores in loco são barulhentos, poluem os ambientes de vida e trabalho das comunidades e comportam um risco significativo de incêndio e doenças respiratórias. A pobreza energética, tanto em termos de utilizações primárias – como cozinhar – como de electricidade, comporta ameaças significativas para a saúde. Cerca de 600 000 mortes prematuras em África podem ser atribuídas à poluição do ar interior, devido à queima de combustíveis sólidos durante a confecção de alimentos, ao passo que os geradores a diesel domésticos aumentam o risco de envenenamento por monóxido de carbono e de incêndio.

## **DESAFIOS ACTUAIS**

O sector da electricidade na região apresenta um conjunto único de desafios. Embora o contributo da África subsariana para a emissão de gases com efeito de estufa seja o mais baixo do mundo, é a região mais vulnerável aos impactos das alterações climáticas, como secas e fracos rendimentos agrícolas (Kang et al., 2009). Os padrões irregulares de precipitação e as secas prolongadas podem reduzir a produção de energia hidroeléctrica e obrigar a longas paralisações (Foster & Steinbuks, 2009). Os seguintes desafios são metas prioritárias para a reforma do sector da electricidade na África subsariana e

pretendem alcançar objectivos de acesso à energia a preços acessíveis e sustentabilidade em toda a região.

- **Falta de capacidade do sistema.** A persistente escassez de electricidade da região minou o seu crescimento económico e impediu-a de alcançar várias das suas metas de desenvolvimento em matéria de saúde e educação (AIE, 2014). Entre as causas desta escassez figuram a falta de capacidade de produção para fornecer energia às regiões ligadas à rede, a ausência de infra-estruturas adequadas para fornecer energia, a má manutenção das centrais de produção, desafios regulamentares que impedem o fluxo constante de receitas para manter e investir em nova capacidade de produção, bem como o facto de a população que reside nas zonas remotas estar muito dispersa. Esta falta de planeamento sistemático no sector da energia resultou num sistema com elevadas perdas de transmissão e distribuição (uma média de 18% na região, excluindo a África do Sul) (AIE, 2014) e criou uma elevada dependência de barragens de grande dimensão e de dispendiosos geradores a diesel.
- **Má gestão do sector.** É fundamental reformar as empresas de distribuição de energia e a sua regulamentação para melhorar a sua eficiência operacional e promover a cooperação regional, assim colmatando o défice de electricidade. A região gasta milhares de milhões de dólares em perdas das empresas de distribuição de electricidade e em subsídios petrolíferos que não beneficiam o desenvolvimento do sector de energia (Africa Progress Panel, 2015). Como a maioria das empresas de distribuição de energia não é capaz de recuperar os custos investidos sem estes subsídios, o desenvolvimento de sistemas de energia é entendido como de alto risco e, como tal, é pouco atraente para os investidores privados. Portanto, a maioria dos investimentos em energia limitam-se a matérias-primas energéticas produzidas para exportação, que permitem garantir preços com mais facilidade.
- **Elevado índice de perdas no sistema.** As perdas no sistema na África subsariana são o dobro da média mundial. Incluem perdas técnicas devido à má manutenção das redes de transmissão e distribuição, bem como perdas comerciais devido à fraca cobrança de receitas. Estima-se que as perdas de transmissão e distribuição se situam nos 18% na região, excluindo a África do Sul (AIE, 2014). Estas perdas aumentam a capacidade de produção que é necessária para atender à carga, tornando a produção centralizada não viável do ponto de vista económico, expondo as empresas de energia a grandes riscos financeiros e aumentando as tarifas para o utilizador final (Castellano et al., 2015).
- **Dependência de grandes barragens.** Devido à variabilidade sazonal da produção de energia hidroeléctrica e ao impacto das secas prolongadas na

região, a dependência de grandes barragens cria sistemas de energia frágeis e aumenta os riscos financeiros e climáticos da região (Kammen et al., 2015). Até ao momento, os riscos ambientais e financeiros das grandes barragens têm sido avaliados, em grande parte, quando as barragens já estão em funcionamento. No entanto, um estudo de Oxford recém-publicado demonstrou que, na maioria dos casos, mesmo sem contabilizarmos as externalidades negativas para o meio ambiente, os custos de construção das grandes barragens são demasiado elevados para produzirem retornos positivos sobre o investimento. Isto deve-se principalmente às ultrapassagens de custos e aos atrasos na execução (Ansar et al., 2014). O estudo veio lançar uma nova luz sobre as estratégias de energia a longo prazo e desmascarou a noção de que as barragens produzem energia barata. A barragem de Kariba, por exemplo, que tem o maior reservatório do mundo e é responsável por 40% da capacidade de produção da África do Sul, tem vindo a ser incapacitada por secas constantes, agravadas pelas alterações climáticas. A barragem, que se situa na bacia do rio Zambeze, corre riscos elevados, estando à mercê dos fenómenos meteorológicos extremos, tanto inundações como secas. Dado que a barragem fornece metade da electricidade da Zâmbia, esta vulnerabilidade constitui uma ameaça para as actividades económicas do país (Leslie, 2016).

- **Dependência de combustíveis fósseis.** Os combustíveis fósseis suscitam um vasto leque de desafios. A região tem reservas abundantes de gás natural que estão a ser ameaçadas pela má gestão e pela queima e extracção sistémicas. A expansão das infra-estruturas de gás para fornecer electricidade necessitará de uma gestão cuidadosa para evitar vazamentos de metano — este será um dos maiores desafios dos esforços para mitigar as alterações climáticas durante a produção de electricidade. A utilização prolífica de carvão na África do Sul electrificou a região, mas sobrecarregou-a com graus significativos de poluição atmosférica e desafios em matéria de saúde pública. Os países que dependem fortemente da indústria do petróleo, tais como a Nigéria, são afectados pelas alterações de preços nos mercados internacionais. A queda acentuada dos preços do petróleo entre Julho de 2014 e Janeiro de 2015 resultou numa queda de 28% nas receitas da Nigéria (IRENA, 2015).

Uma forma de ultrapassar os desafios do sector é através de agrupamentos regionais de energia, que permitam que os países agreguem recursos e continuem a expandir as redes além das fronteiras nacionais, capitalizando sobre a diversidade regional em recursos e procura. Já existem quatro agrupamentos regionais de energia, mas apenas cerca de 7% da electricidade é comercializada além das fronteiras, e maioritariamente através do agrupamento de energia sul africano (*South African Power Pool*). A facilitação da utilização dos quatro agrupamentos de energia da região poderia ajudar a poupar mais de 50 mil milhões de USD em investimentos de capital no sector da energia

(Castellano et al., 2015). Outras estratégias para incorporar grandes quantidades de produção de energia renovável variável incluem a utilização de reservatórios existentes de energia hidroelétrica para armazenamento, a implantação de novas tecnologias de armazenamento químico e mecânico e a adoção de programas generalizados de resposta à procura em toda a região.

## 5. SOLUÇÕES PARA O DÉFICE DE ELECTRICIDADE

A colmatação do défice de electricidade da África subsariana tem dois componentes principais. Um componente envolve aumentar o fornecimento de energia eléctrica à região e determinar se a nova capacidade de produção virá de fontes fósseis ou renováveis. O segundo componente envolve satisfazer a procura de electricidade e determinar o papel das redes centralizadas e descentralizadas no aumento do acesso dos indivíduos. Estes dois componentes estão interligados e podem complementar-se um ao outro através de políticas e quadros estratégicos.

### O CAMINHO À BASE DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS PARA AUMENTAR A OFERTA

Os principais desafios da utilização de combustíveis fósseis para aumentar a oferta de electricidade são a volatilidade e variabilidade dos preços, a poluição local e as alterações climáticas.

Em primeiro lugar, a volatilidade e variabilidade dos preços dos combustíveis fósseis criam um problema multifacetado: os países importadores têm de lidar com um abastecimento de combustível pouco fiável, ao passo que a variabilidade de preço leva os produtores de petróleo e gás a impor restrições ao fornecimento, devido aos baixos preços do petróleo e gás, e os geradores a sofrer grandes perdas económicas devido aos preços elevados do petróleo e gás. A incerteza afecta a economia dos sistemas de energia e, com a maioria dos países presos às mesmas escolhas de combustível há décadas, também aumenta o risco de activos ociosos, cujos custos operacionais deixam de ser acessíveis (African Development Bank, 2013).

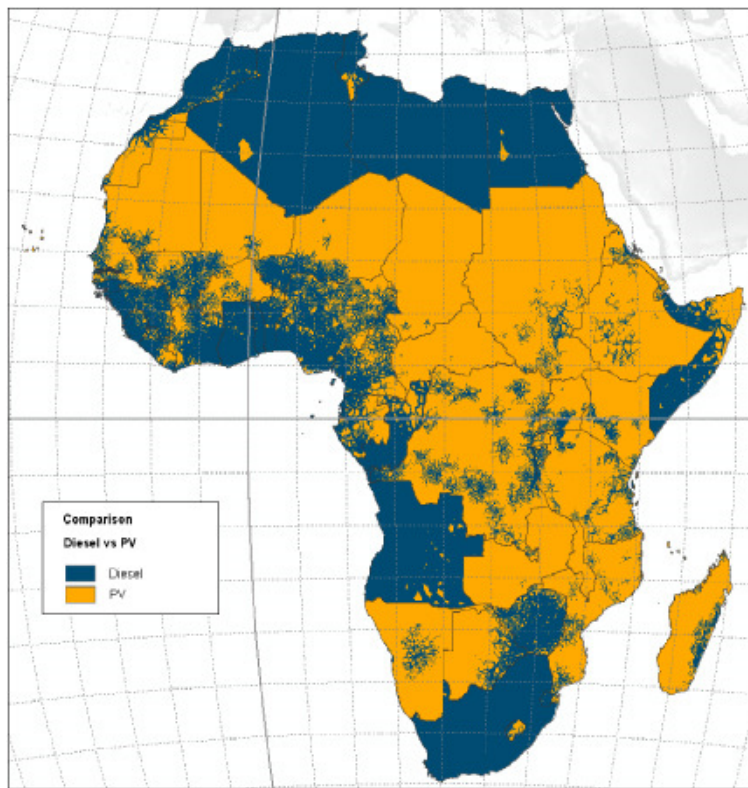
#### **Caixa de Texto 3: Abastecimento instável na Nigéria**

70% da frota de centrais eléctricas da Nigéria dependem de gás natural. A insegurança e incerteza que marcam o abastecimento do gás natural na Nigéria incapacitam a frota de produção do país, levando a um aumento do uso de geradores a diesel privados como reserva. Em 2012, mais de 10 TWh da procura de electricidade da Nigéria foram satisfeitos por geradores (AIE, 2014).

Em segundo lugar, a prevalência de subsídios na África subsariana cria uma barreira significativa ao afastamento dos combustíveis fósseis. Os governos gastam aproximadamente 21 mil milhões de USD por ano em subsídios de combustível, incluindo subsídios que cobrem as perdas das empresas de distribuição de electricidade (Africa Progress Panel, 2015). A grande maioria destes subsídios é gasta no norte de África, bem como em Angola e na Nigéria. Os subsídios, ao sobrecarregarem os orçamentos nacionais e ao desencorajarem o investimento em recursos renováveis, inibem o desenvolvimento da energia sustentável. Irão, eventualmente, encurralar os investimentos energéticos da região em tecnologias com elevada intensidade de carbono que poderão tornar-se activos ociosos, em caso de regulamentações futuras em matéria de alterações climáticas e emissões. Nos últimos anos, vários países subsarianos, tais como Angola, Gana, Quénia, Nigéria e Uganda, têm tentado reformar as suas políticas. O Quénia, em particular, conseguiu reformar o seu subsídio de custo de combustível para a electricidade permitindo a aprovação automática das alterações ao custo dos combustíveis para contribuir para o desenvolvimento das energias renováveis no país (Whitley e van der Burg, 2015). Para colmatar o défice de electricidade de forma sustentável e limpa, alguns destes investimentos em subsídios de combustíveis fósseis poderão ter de ser canalizados para sistemas de energias renováveis.

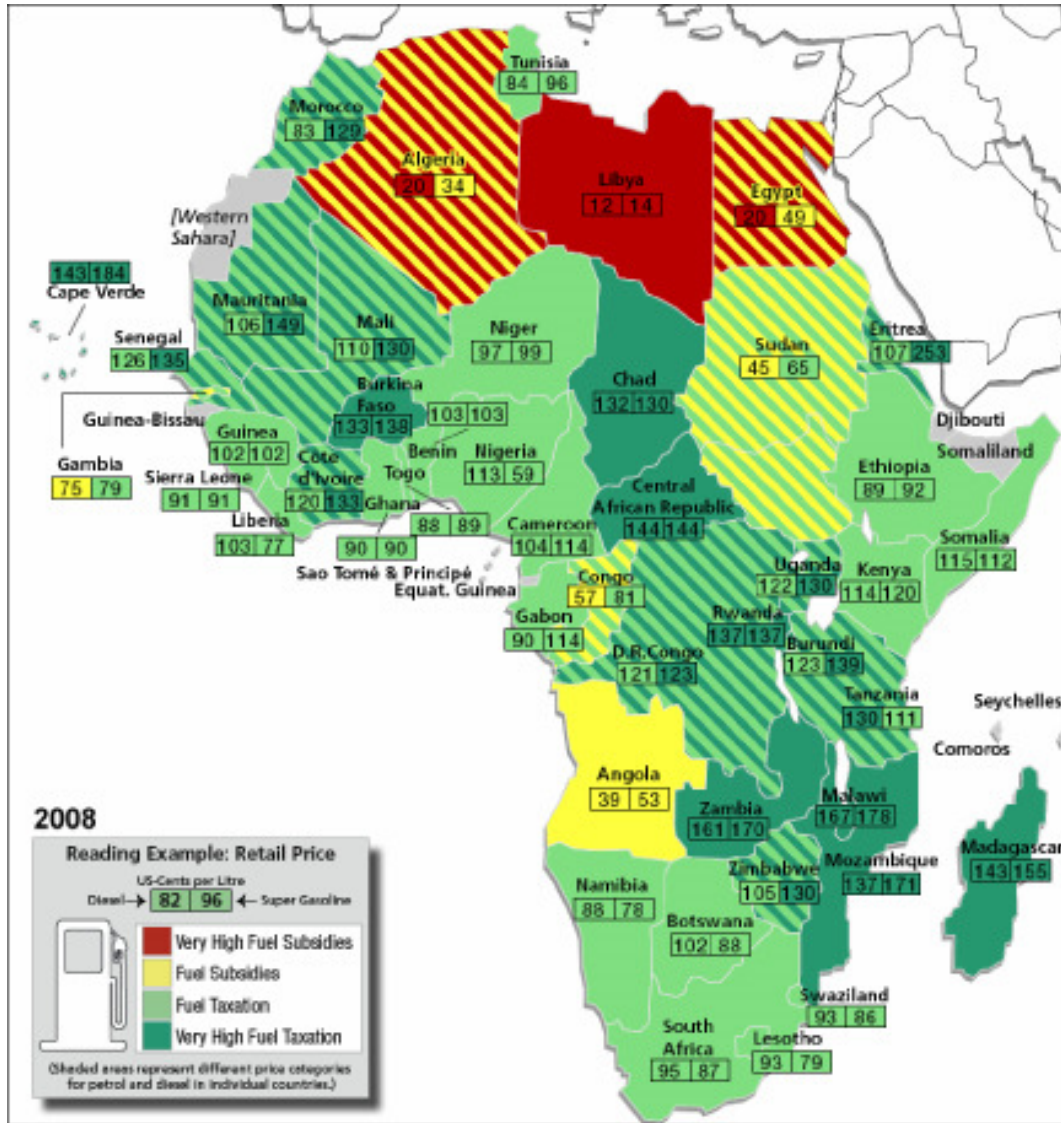
Um estudo das opções com bons níveis de rentabilidade para a electrificação rural em África demonstrou o impacto dos subsídios no acesso a electricidade. O estudo comparou geradores a diesel, energia solar FV e a extensão da rede nas áreas fora da mesma e descobriu que a presença de subsídios é crucial para determinar se a energia solar FV tem bons níveis de rentabilidade em comparação com o diesel. Os países vizinhos (com factores geográficos semelhantes) fizeram escolhas diferentes no que toca à rentabilidade (Figura 13), o que revela o quão sensíveis os custos da electrificação rural são aos preços dos combustíveis. Os subsídios existentes para o diesel, como é possível ver na Figura 14, também poderiam ser direccionados para apoiar a energia FV, para evitar distorções no mercado emergente de electrificação rural (Szabó et al., 2011).

**Figura 13: Opção com melhor nível de rentabilidade para electrificação fora da rede em África, comparando o diesel com energia solar FV**



Fonte: Szabó et al., 2011.

**Figura 14: Preços de venda a retalho dos combustíveis em África em 2008, ilustrando as regiões com subsídios e impostos de combustíveis elevados**



Fonte: Szabó et al., 2011.

Finalmente, a poluição proveniente de centrais alimentadas a carvão terá impactos significativos na saúde pública local e nas alterações climáticas. As zonas urbanas na África subsariana já sofrem de elevados níveis de poluição atmosférica devido à utilização prolífica de geradores a diesel em edifícios residenciais e comerciais. A província de Mpumalanga na África do Sul, onde existem 12 centrais eléctricas alimentadas a carvão, tem um dos índices mais altos do mundo de poluição atmosférica, em particular de dióxido de azoto, partículas em suspensão e dióxido de enxofre. As emissões na província ultrapassam o nível máximo recomendado pela Organização Mundial de Saúde (Siegfried, 2014).



## **O papel da captura e armazenamento de carbono**

Alguns dos desafios ambientais associados ao caminho dos combustíveis fósseis poderiam ser atenuados pelas tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CAC), que impedem que grandes quantidades de CO<sub>2</sub> sejam libertadas para a atmosfera. Estas tecnologias capturam CO<sub>2</sub> produzido pelas grandes centrais eléctricas industriais, comprimem-no para transportá-lo e, de seguida, injectam-no nas profundezas de uma formação rochosa, num local seguro e cuidadosamente seleccionado, onde ficará armazenado permanentemente (Global CCS Institute, n.d.). Dez países, incluindo o Canadá, China, Malawi e Arábia Saudita, fizeram da CAC uma das suas contrapartidas climáticas na Conferência do Clima em Paris. A CAC é vista como uma tecnologia de ponte que irá comprar tempo para permitir a transição para uma economia sustentável baseada na conservação de energia e em fontes de energia renovável (Vergragt et al., 2011). Exigirá um investimento significativo em novas infra-estruturas, tais como oleodutos e monitorização a longo prazo.

No entanto, a utilização da CAC como tecnologia de ponte para a transição para sistemas com baixas emissões de carbono poderia bloquear o uso de combustíveis fósseis, particularmente na África subsariana, onde grande parte da capacidade de produção necessária ainda está por desenvolver. Aliar a CAC à produção de bioenergia numa abordagem conhecida como BECCS poderia aliviar este risco. A BECCS envolve a produção sustentável de biomassa, utilizando-a para produzir electricidade e sequestrando as suas emissões — o resultado é um sumidouro de carbono eficaz.

Existem várias barreiras à implantação da CAC na África subsariana, incluindo os elevados custos de capital, o risco de fuga de carbono, bem como a escassez de locais geologicamente viáveis e a falta de quadros regulamentares na região. A CAC também pode constituir uma ameaça para a segurança alimentar em países cujo potencial geológico para o armazenamento de carbono reside em terras agrícolas férteis (Román, 2011).

## **O CAMINHO À BASE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA AUMENTAR A OFERTA**

Os principais desafios da utilização das energias renováveis para expandir o fornecimento de electricidade são o risco de que as alterações climáticas dificultem a produção de energia hidroeléctrica, a intermitência e variabilidade da energia solar e eólica, bem como o risco de produção em excesso e imposição de restrições.

Em primeiro lugar, embora a África subsariana tenha potencial para produzir electricidade limpa, renovável e acessível em abundância através da energia

hidroeléctrica, uma série de estudos (tais como Kammen et al, 2015) revelaram a existência de um risco elevado de que as alterações climáticas possam prejudicar o desempenho das barragens hidroeléctricas, como se viu recentemente na barragem de Kariba. As secas e a variabilidade sem precedentes da queda de precipitação irão restringir o desempenho técnico das grandes reservas hidroeléctricas, o que terá impactos a longo prazo na agricultura e produção de electricidade (Kang et al., 2009). As barragens de grande dimensão também comportam riscos sociais e ecológicos. Podem pôr em risco os meios de subsistência provocando a perda de terras agrícolas e levando à necessidade de reassentar comunidades. As barragens podem dar origem a reservas de água estagnada, altos níveis de sedimentação e crescimento de algas que têm impacto na vida selvagem (Union of Concerned Scientists, 2016). O desenvolvimento da barragem de Akosombo no rio Volta no Gana, por exemplo, levou ao reassentamento de cerca de 80 000 pessoas de 740 aldeias. Também resultou numa perda de biodiversidade e em inundações que aumentaram o risco de doenças transmitidas pela água (Kalitsi, 2003). Existem medidas que podem aliviar os impactos negativos das grandes barragens, mas, para implementá-las, são necessárias políticas e gestão eficazes.

Em segundo lugar, as fontes renováveis de produção, como a energia eólica e solar, são variáveis e intermitentes, só estando disponíveis quando o sol brilha ou o vento sopra. Ainda assim, é possível fazer precisões com algum grau de certeza. O verdadeiro desafio é o facto de os sistemas de rede serem convencionalmente projectados para dependerem de geradores controláveis, ao invés de fontes intermitentes. Vários países da África subsariana podem ser capazes de ultrapassar este desafio recorrendo a design intencional.

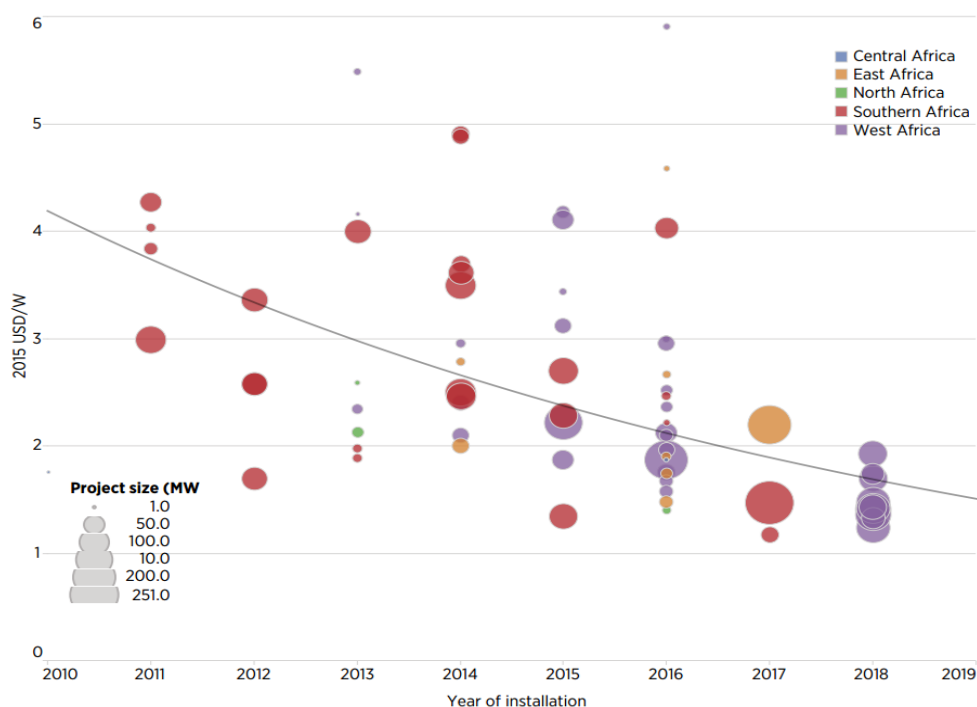
Finalmente, o consumo de electricidade na maioria dos países da África subsariana atinge um pico à noite, ao passo que a produção solar normalmente atinge o pico entre o início e o meio da tarde. Este desfasamento gera o risco de produzir mais energia do que a que será consumida (excesso de produção) em determinados momentos. Nestes casos, a produção de electricidade seria cortada e não paga (imposição de restrições).

### **Custo das energias renováveis**

A descida do custo das energias renováveis significa que o elevado custo económico já não é a principal restrição à sua implantação. O desafio consiste em conseguir operações eficazes na rede. Globalmente, o custo médio ponderado da energia solar FV instalada em grande escala caiu de cerca de 5 USD por watt em 2009 para cerca de 2 USD por watt em 2015. Os custos em África têm sido comparáveis (Figura 15). Os preços dos módulos solares FV também diminuiram significativamente desde 2009, para aproximadamente 0,52 a 0,72 USD por watt em 2015. Em resposta a esta redução de custos, África

adicionou cerca de 800 MW de energia solar FV em 2014 e 750 MW em 2015, duplicando a sua capacidade cumulativa (IRENA, 2016). Apesar do elevado potencial de produção solar da África subsariana, a maior parte do rápido crescimento da capacidade solar do continente tem-se situado no norte de África. Recentemente, uma central eléctrica solar proposta de 800 MW nos Emirados Árabes Unidos relatou um custo médio de 0,03 USD por kWh (Clifford, 2016), em comparação com os custos típicos de 0,08 USD por kWh da hidroelectricidade em grande escala, 0,10 USD para a energia geotérmica e 0,07 a 0,14 USD para o gás natural (AIE, 2014).

**Figura 15: Custo instalado da energia solar FV de larga escala, existente ou proposta, em África, 2011-2018**



Fonte: IRENA, 2016. Nota: Cada círculo representa um projecto energético individual.

No geral, para chegar aos 100% na utilização de energias renováveis na África subsariana, eis o que será necessário:

1. políticas que incentivem a implantação das energias renováveis e desencorajem o desenvolvimento de novos combustíveis fósseis;
2. mecanismos de financiamento inovadores que permitam que as soluções descentralizadas prosperem e sejam integradas na futura expansão da rede;

3. um quadro que atraia investidores privados para o sector da energia e crie capacidade humana através da capacitação de empresários locais;
4. a melhoria dos procedimentos organizacionais e da gestão do sector, suportando os agrupamentos operacionais de energia alimentados por linhas de transmissão internacionais e inter-regionais, que permitem a partilha energética e a redução dos custos;
5. políticas que incentivem e apoiem sistemas de energias renováveis descentralizados, que permitem 100% de acesso a electricidade acessível e fiável; e
6. estratégias de abastecimento de electricidade que dão prioridade à diversidade de recursos, como energias renováveis despacháveis e armazenamento, anulam a necessidade de combustíveis fósseis e garantem a segurança do abastecimento.

## 6. OPERAÇÕES DE REDE COM BAIXO TEOR DE CARBONO

O principal desafio de um caminho de expansão de capacidade dominado por energias renováveis não é o custo económico — é a flexibilidade de sistema necessária para lidar com a intermitência e a variabilidade da energia solar e eólica. Para haver uma elevada penetração das energias renováveis, é necessário haver um sistema energético habilitado com TIC e outras tecnologias de rede inteligente, que permitam a monitorização do sistema em tempo real e o controlo remoto da tensão e das condições de fluxo de energia, que são essenciais para a resposta rápida que é necessária para lidar com a variabilidade do vento e do sol. Também requer uma gestão eficaz da rede que utilize agrupamentos de energia para permitir uma cooperação regional de longo alcance e a partilha da energia.

### FLEXIBILIDADE DO SISTEMA

As infra-estruturas e os responsáveis pela gestão dos sistemas energéticos devem ser capazes de se adaptar e responder às mudanças nas condições em vários períodos de tempo. A flexibilidade da rede a curto prazo implica equilibrar a procura e a oferta ao longo dos minutos e horas do dia, sendo que a flexibilidade a longo prazo implica a alteração da capacidade de produção e transmissão ao longo dos anos de investimento. É fundamental aumentar a flexibilidade do sistema de energia eléctrica para garantir a fiabilidade das operações a níveis de alta penetração de recursos renováveis variáveis. As fontes de flexibilidade incluem geradores despacháveis, maior capacidade de transmissão e acesso, áreas de equilíbrio de grande dimensão e cooperação regional, gestão da procura e armazenamento.

Todos os sistemas energéticos possuem um nível inerente de flexibilidade. A electricidade não pode ser “pausada”, pois flui pelos fios da rede, viajando da fonte de produção para várias utilizações finais: é impossível armazenar temporariamente a electricidade em excesso nos fios da rede, em antecipação da decisão do consumidor de ligar um interruptor de luz. Em vez disso, a quantidade de electricidade que é produzida num dado momento tem de coincidir com a quantidade de energia eléctrica a ser consumida. Como a procura pode mudar rapidamente (p. ex., quando as pessoas ligam as luzes ao anoitecer), os sistemas de energia são projectados para serem flexíveis, para que possam dar resposta a estas mudanças rápidas — previsíveis e imprevisíveis — na procura. Além disso, um sistema energético robusto deve ter

capacidade de produção adicional suficiente (também conhecida como reservas “girantes” e “operacionais”<sup>1</sup>) para compensar falhas inesperadas de produção (p. ex., quando uma central eléctrica fica offline).

No geral, os sistemas de energia que dependem fortemente de gás natural e energia hidroeléctrica são mais flexíveis do que os sistemas com grandes quantidades de carvão e energia nuclear. As centrais nucleares e a carvão demoram mais tempo a atingir a sua capacidade total de produção (também conhecida como tempo de aumento (*ramping time*)) do que as centrais a gás, sendo que as barragens têm capacidade de armazenamento. Normalmente, os operadores das redes recebem previsões com a antecedência de um dia, que são actualizadas uma hora antes e, posteriormente, nos minutos anteriores ao serviço. É difícil planear a oferta para que coincida com as previsões de procura utilizando energia solar e eólica, pois a produção destas varia significativamente num curto período de tempo, tais como horas (o vento pode parar de soprar de repente numa área de grande dimensão ou o sol pode ficar escondido atrás de nuvens) e não são recursos despacháveis. Portanto, para fazer a transição para níveis de alta penetração da produção de energia renovável variável será necessária mais flexibilidade. Os geradores de reserva podem melhorar a flexibilidade, sendo que esta capacidade de reserva não precisa de ser garantida na proporção de um para um, porque a rede pode actuar como um sistema holístico, em que cada instalação de produção renovável não requer uma reserva igual de produção despachável (Cochran et al., 2014). Por exemplo, uma rede interligada de redes pode fornecer electricidade a áreas com elevado índice de nuvens indo buscar energia a zonas onde o sol brilha e utilizando outra produção despachável.

Este potencial de sistema holístico apela à criação de agrupamentos de energia integrados de forma efectiva, para articular a capacidade de produção ao longo de grandes distâncias geográficas e amenizar a produção variável de energia solar e eólica. Como o investimento em novos geradores e linhas de transmissão e a construção dos mesmos demoram vários anos, é fundamental planear a flexibilidade do sistema para garantir o crescimento da produção de energias renováveis variáveis. Um sistema com um elevado grau de flexibilidade garante que os geradores de energia renovável não sofrerão restrições (desligados) frequentemente, desta forma melhorando o factor de capacidade das centrais renováveis e aumentando as vendas de energia eléctrica da central. Estas características melhoram os fluxos de receitas e os calendários de retorno financeiro, tornando os geradores renováveis mais atraentes para os investidores e intervenientes estatais.

É fundamental descobrir de que grau de flexibilidade a África subsariana necessita, para informar as decisões dos responsáveis políticos em matéria de

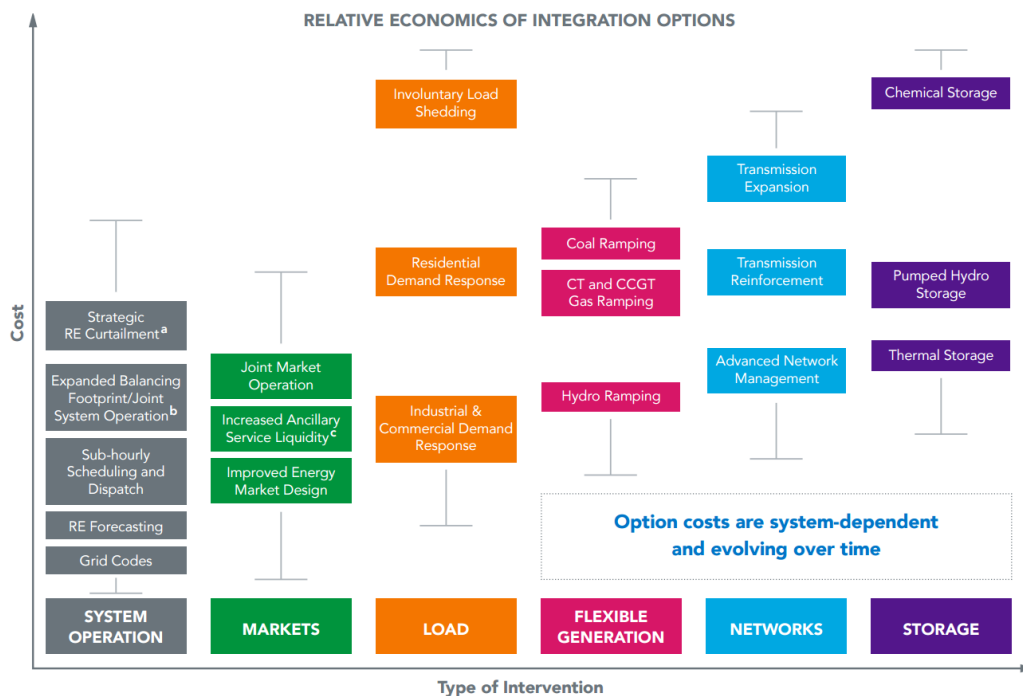
---

<sup>1</sup>Veja o léxico na Caixa de Texto 1.

investimentos, particularmente no que diz respeito às escolhas de combustível, nos próximos anos. Este cálculo requer uma profunda modelação sistémica da rede de cada país e dos agrupamentos de energia (uma tarefa que é impossível para alguns países, que têm um acesso limitado a dados). A publicação de estudos sobre sistemas de energia dissipará noções incorrectas sobre a dificuldade de operar sistemas de energia com níveis elevados de recursos renováveis variáveis e deixará claro quais serão os custos operacionais reais da capacidade de produção renovável. Alguns países da região estão a melhorar o acesso a dados sobre sistemas de energia e têm-se realizado estudos em profundidade no Quénia e na África do Sul. Os estudos sobre sistemas de energia de alta resolução no Quénia mostraram que a proporção de armazenamento para capacidade eólica é de aproximadamente 01:10, para uma penetração de 30% (Carvallo et al., prestes a ser publicado). Esta proporção é uma medida aproximada do quão flexível a rede do Quénia é no que diz respeito à integração de energias renováveis sem armazenamento. Também demonstra que a produção variável, como no caso da energia eólica, não requer capacidade de reserva na proporção de um para um para garantir um fornecimento fiável (Carvallo et al., prestes a ser publicado). Além de ajustarem os recursos do lado da oferta, os sistemas de energia podem melhorar o grau de flexibilidade ao permitirem uma resposta à procura e recorrendo a armazenamento distribuído.

Na transição para sistemas de energia renovável de alto nível, os reguladores e operadores de sistema podem recorrer a um conjunto de opções (Figura 16). As opções incluem estratégias físicas, tais como armazenamento de baterias, estratégias operacionais, como aumentar as frotas térmicas e melhorar as previsões, e estratégias institucionais, como o design de novos mercados e a integração da resposta à procura. Algumas fontes de flexibilidade, como o armazenamento de energia hidroeléctrica bombeada, são mais baratas do que juntar mais baterias à rede. Embora as opções de aumento da flexibilidade e os custos que lhes estão associados diverjam de sistema para sistema, geralmente, as ferramentas que ajudam a explorar a flexibilidade existente através de mudanças ao nível das operações do sistema e dos designs de mercado são mais baratas do que aquelas que requerem investimentos em novas fontes de flexibilidade. Embora as alterações ao nível das operações do sistema e do design do mercado exijam um investimento de capital menor, têm custos de implementação e podem implicar mudanças ao nível das relações institucionais (Cochran et al., 2014).

**Figura 16: Custos relativos das estratégias para aumentar a flexibilidade dos sistemas de energia**



Fonte: Cochran et al., 2014.

As duas primeiras colunas da Figura 16 — operações de sistema e mercados — representam opções de baixo custo, mas exigem mudanças organizacionais e operacionais. A coluna da carga representa as mudanças ao nível da procura — em particular a resposta à procura. As restantes colunas representam alterações à rede física (centrais de produção e redes de transmissão).

Uma elevada flexibilidade do sistema prevenirá os seguintes desafios operacionais:

- **Volatilidade dos preços da electricidade.** Quando os geradores não são flexíveis e não são capazes de reduzir a sua produção durante períodos de baixa carga, o excesso de energia no sistema pode provocar uma queda significativa dos preços, expondo as centrais a altos riscos financeiros. Além disso, quando os geradores não são capazes de aumentar a produção em períodos de elevada procura, os preços disparam, em detrimento das empresas distribuidoras e dos consumidores finais.
- **Imposição de restrições à energia.** Devem ser impostas restrições aos sistemas não-despacháveis ou inflexíveis (desligando-os) durante os períodos de alta produção e baixa procura.



- **Reduções de carga (*load shedding*)/cortes parciais (*brownouts*).** A qualidade da energia fornecida aos consumidores finais depende da frequência do sistema de energia, que é mantida a um nível ideal equilibrando a oferta e a procura. Os sistemas de energia que não são flexíveis precisam de cortes parciais e de reduções de carga eventuais para repor o equilíbrio no sistema em períodos de alta procura e baixa produção.

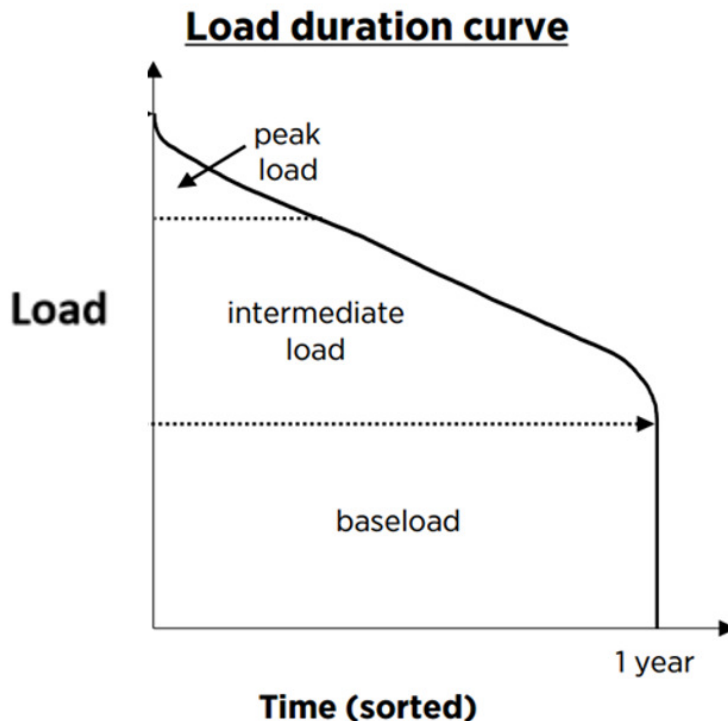
É fundamental fazer corresponder a oferta e a procura em diferentes horas de carga e regiões (isto é, através do tempo e espaço físico) para alcançar a flexibilidade do sistema. É por isso que a implementação bem-sucedida dos agrupamentos de energia na África subsariana facilitará a implantação de energias altamente renováveis nas próximas décadas. Os agrupamentos de energia agregam cargas e geradores através de redes de transmissão, permitindo uma maior flexibilidade da oferta e procura.

## ENERGIAS RENOVÁVEIS COMO CAPACIDADE DE BASE

A carga de electricidade é normalmente categorizada como capacidade de base, carga intermédia e pico de carga (

Figura 17). Os esforços para alcançar altos índices de penetração das energias renováveis enfrentam um desafio, que consiste em corresponder à procura de capacidade de base de forma fiável. A procura de capacidade de base refere-se à procura mínima ou previsível de um sistema de energia que não é altamente variável. Convencionalmente, a procura de capacidade de base é coberta por energia nuclear e a carvão, porque estas centrais têm uma produção relativamente constante, têm tempos de resposta lentos e têm elevados custos de investimento que precisam de ser recuperados rapidamente. Os sistemas de energia com um elevado índice de penetração de energias renováveis requerem combinações de produção com um elevado grau de flexibilidade, que, por sua vez, reduzem a necessidade de centrais, como as nucleares, que são pouco flexíveis. Os geradores não-despacháveis a energia renovável, como os a energia solar FV e eólica, não são capazes de satisfazer a capacidade de base de forma permanente devido à sua variabilidade. No entanto, os geradores despacháveis a energia renovável, como os grandes geradores hidroeléctricos, a biogás e energia geotérmica, são capazes de trazer flexibilidade ao sistema de energia e atender à procura de capacidade de base. Como tal, a capacidade das energias renováveis de atender à procura de capacidade de base dependerá da combinação de produção (de fontes de energia despacháveis e variáveis) e do perfil de procura do sistema de energia.

Figura 17: Curva de duração da carga

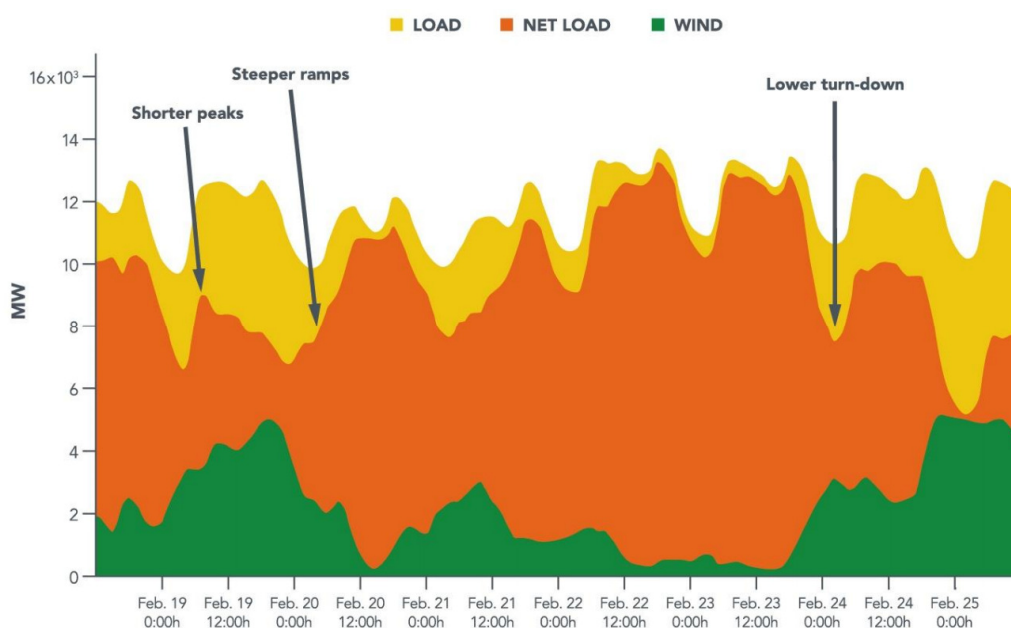


Fonte: Ueckerdt and Kempener, 2015.

Verificar-se-á um aumento da integração das energias renováveis à medida que os sistemas de energia do futuro vão sendo reforçados com tecnologias de rede inteligente e de informação e comunicação (TIC) que permitem um maior controlo remoto da produção centralizada e distribuída, em vez de exigir que o operador do sistema tenha o controlo físico do gerador. Uma elevada flexibilidade do sistema também ajuda a gerir a elevada variabilidade da produção — por exemplo, nebulosidade sobre painéis solares — que provoca mudanças rápidas na carga líquida (Figura 18). A rapidez com que as mudanças ocorrem exige centrais capazes de responder rapidamente aumentando ou reduzindo a produção, sob a forma de centrais preparadas para picos (*peaker plants*) e reservas girantes (*spinning reserves*). A quantidade de capacidade de resposta rápida necessária depende, pois, da combinação geral de produção do sistema de energia, da forma da carga horária, da penetração das energias renováveis variáveis e da exactidão da previsão da procura. Como existem ainda muitas zonas da África subsariana que ainda não estão ligadas à rede, a construção de uma rede com baixo teor de carbono, com TIC e tecnologias de armazenamento, não exigiria grandes alterações às infra-estruturas existente.

Como tal, a região pode desenvolver-se intencionalmente escolhendo combinações estratégicas de fornecimento de electricidade, que permitem uma elevada penetração das energias renováveis. Se a região escolher a sua futura combinação de fornecimento de electricidade com a flexibilidade como uma prioridade, será capaz de reduzir a necessidade de armazenamento centralizado de energia para gerir elevados índices de penetração das energias renováveis.

**Figura 18: Carga líquida de um sistema de rede nos Estados Unidos**



Fonte: Cochran et al., 2014.

### Gestão da procura

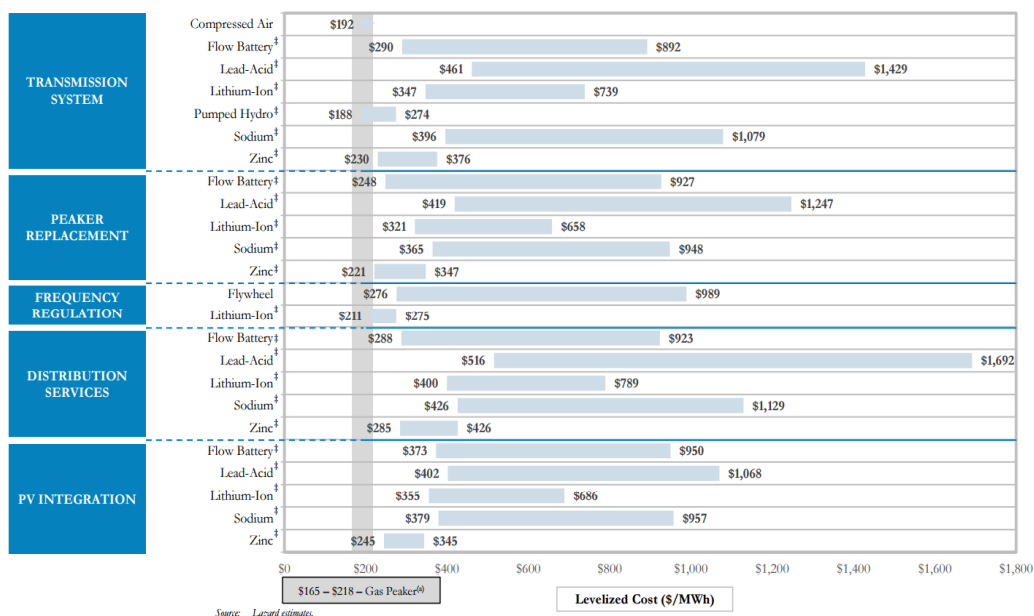
A eficiência energética reduz a capacidade total necessária e o índice de crescimento de carga, permitindo situações de financiamento mais sustentáveis e menos dispendiosas. As estratégias de gestão da procura, como a resposta à procura, podem facilitar a utilização de energias renováveis para atender a uma proporção maior da carga diária e reduzir a necessidade de armazenamento em grande escala, através da redução dos picos, e deslocando a procura para que coincida com o timing da produção variável. A resposta à procura permite alterar as cargas pedindo aos consumidores finais que desliguem os aparelhos e as máquinas industriais maiores nos horários de picos de consumo, bem como para operar estas máquinas em horários específicos, fora dos picos de consumo, alterando o perfil de carga para coincidir com a oferta de produção. Isto é especialmente importante no caso das energias renováveis, já que a carga líquida pode mudar rapidamente. Também permite que a procura seja satisfeita com flexibilidade e rapidez, e evita a imposição de restrições à produção de energia solar e eólica.

## O papel do armazenamento

A necessidade de armazenamento depende de quantos recursos flexíveis podem ser incorporados no sistema de energia e do formato do perfil da procura. A utilização de baterias pouco dispendiosas facilitará a electrificação através de micro-redes, até a rede centralizada ser alargada às zonas rurais. Os desafios operacionais provocados pela variabilidade do vento e do sol podem ser aliviados através da previsão da insolação solar e das velocidades do vento, para assim planear a distribuição de electricidade. Em paralelo, é necessário desenvolver tecnologias de armazenamento que compensem as variações na produção de energia solar. No entanto, as baterias não são a única opção. A África subsariana poderia desenvolver um portefólio diversificado de produção e utilizar reservas girantes para gerir a produção intermitente, de minutos a algumas horas. As centrais modernas a gás foram projectadas para serem capazes de aumentar rapidamente a produção em cerca de 50 MW por minuto. Estas centrais, aliadas às tecnologias de rede inteligente, tais como sensores e controlo melhorados, serão suficientes para acomodar a maior parte dos problemas de intermitência das energias renováveis, sem que haja necessidade de armazenamento adicional. Em caso de elevados índices de penetração da energia solar e eólica, podem ser necessários locais de armazenamento de energia distribuída. As formas menos dispendiosas de armazenar electricidade a médio e longo prazo são a hidroelectricidade bombeada e o ar comprimido. No entanto, estão sujeitas a grandes restrições, dependendo da disponibilidade geográfica (Kenning, 2015). Além do armazenamento de energia hidroeléctrica bombeada utilizando reservatórios de grande dimensão, o tipo mais prevalente de armazenamento na África subsariana actualmente são as baterias, principalmente à escala de distribuição para micro-redes. Em Marsabit, no Quênia, por exemplo, são utilizados volantes para gerir a variabilidade de uma micro-rede alimentada a energia eólica e a diesel (Kenning, 2015). O armazenamento volante funciona armazenando energia eléctrica sob a forma de energia cinética rotacional, numa roda de rápida rotação. A roda gira mais rápido para armazenar energia e reduz a sua velocidade para descarregá-la.

No geral, a África subsariana precisará de uma combinação de centrais de produção com capacidade de aumentar rapidamente a sua produção e de tecnologias de armazenamento de energia para sustentar os índices de alta penetração das energias renováveis, ao menor custo e com o menor impacto ambiental. A Figura 19 mostra o custo nivelado de diversas tecnologias de armazenamento de energia em diferentes escalas de implementação (Lazard, 2013), ilustrando que o custo nivelado de uma tecnologia pode variar, dependendo dos serviços que fornece à rede eléctrica.

**Figura 19: Custo nivelado não-subsidiado do armazenamento de energia em várias tecnologias e serviços de rede**



Fonte: Lazard, 2013.

## O futuro da energia nuclear na África subsariana

A energia nuclear, um recurso com baixo teor de carbono, poderia desempenhar um papel significativo na electrificação da África subsariana e há interesse na região em incrementar esta forma de produção. A África do Sul, o único país na África subsariana com centrais nucleares activas, está a procurar ampliar a sua capacidade. No entanto, a energia nuclear comporta riscos significativos de segurança, económicos, ambientais e públicos. Caracteriza-se por baixos custos operacionais e elevada densidade de combustível, mas está sujeita a elevados custos de capital inicial. As centrais nucleares são propensas a construções longas e a atrasos no licenciamento. A energia nuclear levanta preocupações ao nível da segurança, incluindo questões relativas à eliminação do combustível utilizado e ao risco de proliferação de armas nucleares, associadas à implementação das tecnologias de energia nuclear e dos processos de enriquecimento de combustível. Os custos totais são cerca de cinco vezes maiores do que o custo de produção de gás natural. E o custo estimado da desactivação de cada central, incluindo os custos de restauração do local e de eliminação do combustível utilizado, situam-se nos 500 milhões de USD (Chu & Majumdar, 2012). A problemática da ultrapassagem dos custos e do tempo de construção pode ser aliviada por pequenos reactores modulares, mas as competências técnicas especializadas e a força de trabalho necessárias para adoptar e operar centrais nucleares com segurança ainda estão em falta na região (Castellano et al., 2015). Com o custo da energia solar e eólica a descer e

as tecnologias de rede inteligente, incluindo o armazenamento, a fazer progressos, uma via nuclear iria expor a região a riscos financeiros e a uma insegurança energética comparativamente maiores (Chu & Majumdar, 2012).

## AGRUPAMENTOS DE ENERGIA ENQUANTO FACILITADORES

A cooperação regional — promovida pelos agrupamentos de energia e pelas redes transfronteiriças de transmissão — será fundamental para reduzir o défice de electricidade na África subsariana. Esta cooperação pode oferecer economias de escala a países pequenos com carga limitada. Pode reduzir o custo médio de produção através de um agrupamento dos recursos dos países. Pode ajudar a diversificar os portefólios de energia dos países e protegê-los da variabilidade de preços decorrente da dependência de um único combustível ou da sazonalidade da energia hidroeléctrica. Também pode reduzir a dependência das importações de combustíveis fósseis, permitindo a partilha de grandes recursos renováveis concentrados. Por exemplo, os benefícios dos recursos geotérmicos no Quênia podem ser partilhados com a África do Sul, que é actualmente alimentada por carvão, e a hidroelectricidade na África Central pode ser partilhada com o Senegal (Castellano et al., 2015), que é actualmente alimentado a diesel.

No entanto, a cooperação regional tem os seus próprios desafios políticos e económicos. Para que sejam capazes de desenvolver e operar agrupamentos de energia, os estados-membros terão de encontrar formas de colaboração eficazes. Precisarão de confiança mútua nas capacidades energéticas do sistema de rede de cada país. Terão de formar pessoal local e desenvolver conhecimentos técnicos especializados em sistemas de energia. Finalmente, terão de criar quadros internacionais eficazes para reger tanto os aspectos jurídicos como técnicos das interligações.

Existem quatro agrupamentos de energia na África subsariana:

- **O agrupamento de energia centro-africano** (*Central Africa Power Pool, CAPP*), criado em 2003, composto por Angola, Burundi, Camarões, República Centro-Africana, Chade, Congo, República Democrática do Congo (RDC), Guiné Equatorial, Gabão e São Tomé. O CAPP ainda está em fase de desenvolvimento e ainda não está operacional.
- **O agrupamento de energia da África oriental** (*Eastern Africa Power Pool, EAPP*) foi criado em 2005 por sete países: Burundi, RDC, Egipto, Etiópia, Quênia, Ruanda e Sudão. Foi adoptado pelos chefes de Estado do Mercado Comum da África Oriental e Austral (COMESA) como instituição especializada para promover a interligação dos sistemas de energia. Desde

então, a Líbia, Tanzânia e Uganda também aderiram ao EAPP. O EAPP tem lançado planos directores e estudos sobre os sistemas de energia regionais, prevendo-se que estará totalmente operacional daqui a alguns anos.

- O **agrupamento de energia da África austral** (*Southern Africa Power Pool, SAPP*) foi criado em 1995 por 12 países: Angola, Botsuana, RDC, Lesoto, Malavi, Moçambique, Namíbia, África do Sul, Suazilândia, Tanzânia, Zâmbia e Zimbabué. É o agrupamento de energia mais avançado e activo da região, com trocas de energia à escala internacional e mercados de energia operacionais a curto prazo.
- O **agrupamento de energia da África ocidental** (*West African Power Pool, WAPP*) é uma instituição especializada da Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental (CEDEAO) e é composto por 14 países: Benim, Burquina Faso, Costa do Marfim, Gâmbia, Gana, Guiné, Guiné-Bissau, Libéria, Mali, Níger, Nigéria, Senegal, Serra Leoa e Togo. O WAPP ainda está em fase de desenvolvimento e ainda não está operacional.

Em 2012, o Africa Development Bank Group lançou o *Programme for Infrastructure Development in Africa* (programa de desenvolvimento de infra-estruturas em África), com o mandato de melhorar o desenvolvimento dos mercados transfronteiriços de energia, entre outras prioridades. O programa inclui quatro corredores de transmissão de electricidade (que ainda não estão em funcionamento), três dos quais estarão baseados na África subsariana:

- uma linha de transmissão norte-sul, do Egipto à África do Sul, com ramificações na África oriental;
- uma linha de transmissão de Angola à África do Sul, com ramificações na África central e ocidental; e
- uma linha de transmissão oeste-africana que liga o Senegal e o Gana com várias ramificações noutros países.

## 7. RECURSOS DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA

A expansão da capacidade de produção centralizada não é a única forma de electrificar a África subsariana. Os sistemas de energia fora da rede e distribuídos oferecem novas oportunidades para colmatar o défice de electricidade. Historicamente, estes sistemas fora da rede têm sido alimentados a diesel, que comporta riscos de transporte em áreas remotas. Hoje em dia, devido à natureza modular das energias renováveis, como a energia solar e as pequenas centrais hidroeléctricas, a maioria dos sistemas fora da rede é alimentada a energia renovável. As melhorias ao nível do conhecimento e da gestão dos sistemas de distribuição eléctrica facilitarão os recursos energéticos distribuídos (RED), como a energia solar FV instalada no topo das casas e comunitária, bem como os sistemas a baterias.

### O POTENCIAL DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os RED têm diversas vantagens em relação aos sistemas centralizados de rede, como perdas de potência reduzidas, design à escala e adequação às fontes de energia renováveis. Em particular, os RED têm potencial para atenuar as desigualdades sociais reforçadas pelas grandes redes centralizadas. As redes existentes na África subsariana favorecem as comunidades mais abastadas, que se situam em áreas onde a rede limitada existe e que podem pagar as taxas de ligação relativamente caras, enquanto as comunidades rurais são deixadas com poucas opções de acesso a electricidade. Este défice de electricidade intra-regional perpetua as desigualdades ao colocar entraves ao desenvolvimento do bem-estar daqueles que vivem na pobreza. Os RED, sob a forma de micro-redes, têm o potencial de ultrapassar este desafio e fornecer rapidamente energia às comunidades que não têm acesso à rede.

Ao contrário dos sistemas de transmissão, no passado, os sistemas de distribuição contaram com pouca monitorização por parte dos operadores. Com o advento das tecnologias de rede inteligente, a África subsariana tem a oportunidade de tornar as suas redes receptivas aos RED, retirando a pressão da produção centralizada e aumentando a fiabilidade global da rede. As TIC serão fundamentais para o sucesso dos RED porque permitem a comunicação remota para fins de manutenção e reparação, análise fácil de dados e medição inteligente. Os RED estão à espera da combinação certa de catalisadores, tais



como baterias mais baratas e TIC mais inteligentes, para impulsionar um crescimento sem precedentes e implantação.

Até agora, o discurso sobre o acesso a electricidade na África subsariana tem sido dominado por argumentos que contrapõem as soluções centralizadas, como a extensão da rede, às soluções descentralizadas, como as mini-redes. Há quem argumente que as mini-redes não são capazes de fornecer níveis modernos e fiáveis de serviços energéticos, ao passo que outros defendem que a extensão da rede é demasiado lenta e dispendiosa para chegar aos milhões de pessoas sem electricidade. Estes argumentos “de tudo ou nada” baseiam-se no pressuposto desactualizado de que o fornecimento de electricidade deve vir de uma produção centralizada em grande escala e de redes comissionadas pelos governos nacionais. Na realidade, para superar os índices crescentes de pobreza energética na região, é necessário implementar ambas as soluções, em simultâneo e em sinergia (Casillas & Kammen, 2010). As micro-redes devem ser concebidas como uma medida provisória para a extensão da rede principal, com a duração de alguns anos, devendo ser perfeitamente integradas na rede principal quando esta chegar. A falta de integração poderá resultar em activos de energia ociosos, que impedirão os investidores de investir em pequenas empresas privadas de energia que possam ter a capacidade de chegar às regiões mais remotas. As empresas privadas de micro-redes precisam de ser apoiadas pelas empresas nacionais de distribuição de energia e pelos programas de electrificação rural. Além disso, os países devem criar capacidade humana e favorecer a criação de emprego dando aos trabalhadores acesso a formação técnica em instalação e manutenção de micro-redes. Finalmente, os países também poderiam oferecer incentivos fiscais e ao nível da importação aos desenvolvedores de micro-redes.

## COMPARAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE ENERGIA DESCENTRALIZADA

As estratégias de implantação de electricidade renovável em zonas fora da rede incluem a utilização de lanternas solares, sistemas de energia solar para uso doméstico e micro-redes solares. Para lidar com a intermitência, é frequente construírem-se micro-redes alimentadas a energia solar e eólica, como sistemas híbridos a gás natural, biogás ou diesel. À medida que o custo do armazenamento de energia vai descendo, as micro-redes renováveis podem tornar-se a única fonte de energia eléctrica, tanto nas zonas situadas dentro da rede como fora desta (para uma comparação detalhada destas tecnologias, consulte a [Parte II](#) deste relatório).

## **Lanternas solares**

As lanternas solares combinam pequenos painéis fotovoltaicos com dispositivos de iluminação. São vendidas como uma unidade única ou como um painel FV com um conjunto de luzes, que pode ser carregado durante o dia quando o painel FV está a produzir electricidade. Em algumas partes da África subsariana, as lanternas solares autónomas são facilmente acessíveis e podem ser encontradas em supermercados, lojas de ferragens, lojas de conveniência de postos de gasolina e noutros pequenos fornecedores. Devido à descida dos preços da tecnologia solar FV, as lanternas solares podem fornecer uma maior produção de energia e iluminação de qualidade superior, a um custo igual ou inferior ao das lâmpadas de querosene e das velas, que seriam a alternativa em termos de iluminação. Como o custo de combustível é zero, as lanternas também reduzem os custos variáveis associados ao querosene e a outras fontes de iluminação comuns.

As associações comerciais de iluminação solar, como a Global Off-Grid Lighting Association (GOGLA), e outras organizações têm desenvolvido e aplicado padrões de alta qualidade para defender políticas que promovam um melhor clima empresarial para as empresas de energia solar. Apesar destes esforços, há muitas lanternas solares baratas e mal construídas que atraem os consumidores, mas chegam rapidamente ao fim das suas vidas úteis, oferecendo poucas hipóteses de reparação ou manutenção.

## **Sistemas pico-solares e solares para uso doméstico**

Os sistemas pico-solares, ou pico-FV, são sistemas de energia solar FV muito pequenos que fornecem energia maioritariamente para iluminação e outras aplicações de carga relativamente baixa, como o carregamento de telemóveis. As capacidades dos sistemas pico-solares, tal como definido aqui, variam de 1W a 10W. O custo destes sistemas, bem como dos sistemas de energia solar para uso doméstico (SESUD), caiu na última década, graças a grandes descidas dos custos de fabrico e dos materiais dos painéis fotovoltaicos. As tecnologias solares com vários níveis de capacidade também se têm tornado opções com uma melhor relação custo-benefício para os agregados familiares fora da rede, devido a melhorias ao nível dos aparelhos e lâmpadas com maior eficiência energética, em particular a tecnologia dos díodos emissores de luz (LED). Também têm beneficiado de inovações nos sistemas de definição de preços e pagamento, graças à possibilidade de fazer operações bancárias no telemóvel e a outros avanços das TIC.

Na África oriental, empresas como a M-Kopa Solar estão a implementar sistemas pico-solares, como um kit com vários aparelhos de iluminação e entretenimento. Os consumidores podem comprar estes kits pagando a totalidade do valor de uma só vez ou pagando em prestações ao longo do

tempo, utilizando mecanismos de dinheiro móvel, como o M-PESA e o Airtel MTN. Este modelo de negócio pré-pago (*pay-as-you-go*) impulsionou o acesso a electricidade para comunidades sem ligações à rede e sem rendimentos suficientes para pagar os custos de capital de um sistema solar à escala doméstica de uma só vez. Os sistemas da M-Kopa são constituídos por painéis solares de 8W, que vêm com várias luzes LED, um rádio recarregável e um carregador de telemóveis. Em 2016, a M-Kopa já tinha ligado mais de 300 000 agregados familiares à energia solar (PwC, 2016).

Da mesma forma, as empresas que vendem SESUD nos mercados emergentes tiveram sucesso com o modelo pré-pago, aliado a sistemas de pagamento com base no telemóvel, mesmo que os sistemas não sejam vendidos em conjunto com os aparelhos. A Mobisol, um importante fornecedor de sistemas de energia solar para uso doméstico no Ruanda e na Tanzânia, agrega diferentes gamas de painéis fotovoltaicos solares (matrizes de 80W, 100W, 120W e 200W) a kits de aparelhos de corrente contínua (CC) (ver Figura 20). O pacote mais básico é um sistema de 80W com sete luzes LED, uma estação de carregamento de telemóveis e componentes de equilibragem do sistema, como cabos e interruptores. Este sistema suporta dispositivos eléctricos de iluminação, carrega vários telemóveis, e alimenta um pequeno rádio e uma televisão durante várias horas. O maior sistema da Mobisol fornece energia suficiente para carregar computadores portáteis e alimentar um frigorífico de CC, bem como uma televisão durante períodos mais longos. Até à data, a Mobisol instalou mais de 3 MW de capacidade em sistemas de energia solar para uso doméstico na África oriental — um testemunho do modelo de negócio pré-pago e da escala adequada de produtos para clientes com baixos rendimentos e de classe média emergente sem acesso à rede central.

**Figura 20: Exemplo de sistema de energia solar para uso doméstico de 100W da Mobisol, com kit de aparelhos de CC**



Fonte: Mobisol, 2017.

## Micro-redes

Uma micro-rede é um sistema de produção e distribuição de energia em pequena escala, que fornece electricidade a vários edifícios numa povoação. Normalmente, os projectos de micro-redes existentes na África subsariana pertencem e são implementados por empresas privadas, sendo que o capital inicial para investimentos em infra-estruturas provém de fontes variadas, incluindo doadores, investidores de fundos privados e dívida, bem como subsídios ou empréstimos do governo. As micro-redes também podem ser detidas e operadas por empresas públicas de distribuição de electricidade ou por um modelo híbrido, público e privado.

As micro-redes são capazes de fornecer electricidade a locais remotos porque as inovações nas TIC permitem prever a procura e serviços pré-pagos. Além disso, as micro-redes não requerem grandes investimentos ou grandes prazos de construção — embora os custos de capital ainda sejam proibitivos para pequenos e médios empresários. As variações no preço do diesel e a sua entrega em áreas remotas pode aumentar significativamente os custos de transacção de electricidade de um gerador a diesel. No entanto, o diesel é facilmente armazenado e a sua tecnologia de gerador é madura e padronizada.

Hoje em dia, as fontes renováveis estão mais acessíveis às micro-redes, graças aos calendários rápidos de construção de projectos renováveis, à queda dos preços das tecnologias de energia solar e eólica e à melhoria das tecnologias de armazenamento de baterias. Além disso, os sistemas modernos de TIC permitem operações remotas menos dispendiosas, facturamento e apoio ao cliente, e sistemas de pagamentos móveis para clientes em comunidades rurais fora da rede. No entanto, as tarifas de electricidade das micro-redes renováveis são geralmente mais elevadas do que as tarifas da rede em áreas urbanas, porque as micro-redes não têm economias de escala e não beneficiam dos subsídios do governo para as tarifas da rede.

Como a produção renovável não tem custos de combustível, a decisão de desenvolver uma micro-rede à base de diesel ou de energia solar FV depende dos custos de capital e combustível de cada uma das opções. À medida que os custos de capital das energias renováveis vão diminuindo, especialmente da energia solar, as micro-redes à base de energias renováveis estão a ficar mais populares. Hoje em dia, empresas como a PowerHive e a PowerGen no Quênia estão a desenvolver micro-redes que dependem da produção de energia solar FV, juntamente com alguns pilotos de produção eólica, combinadas com armazenamento de baterias, ou sistemas híbridos de micro-rede à base de diesel e renováveis (Figura 21). Uma micro-rede híbrida a diesel com armazenamento incorporado pode fornecer electricidade aos consumidores quando a velocidade do vento é demasiado baixa para produzir energia ou quando o sol se põe.

**Figura 21: Projecto da PowerGen no condado de Samburu, no Quénia, exibindo uma micro-rede de 3kW**



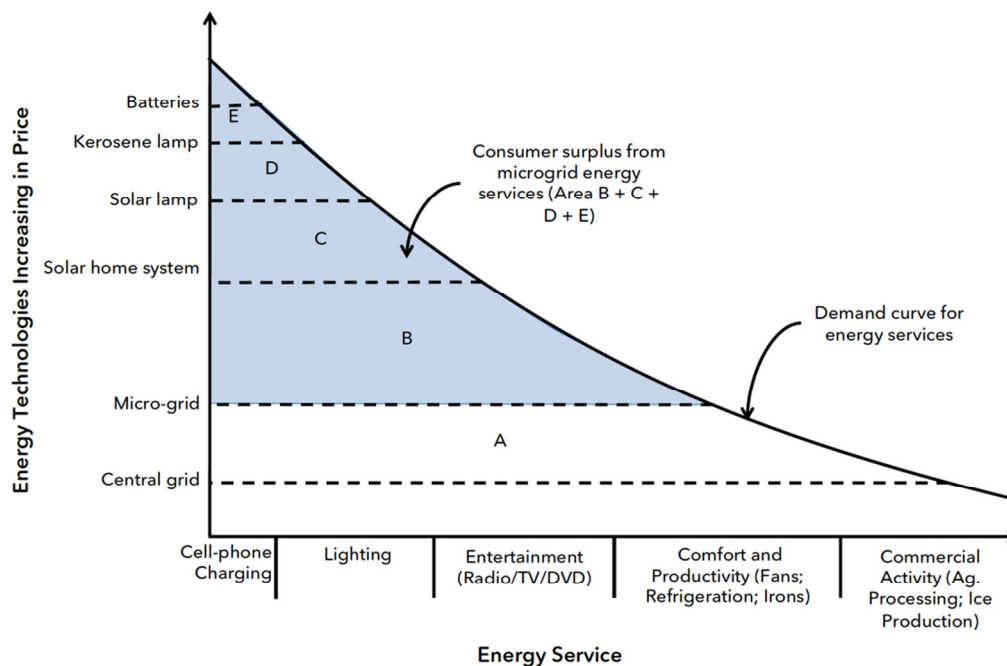
Fonte: PowerGen, 2017.

O principal desafio que as micro-redes enfrentam é o elevado grau de incerteza regulamentar no que diz respeito ao papel e eventual destino dos activos físicos, se ou quando a rede central for construída e se tornar capaz de oferecer tarifas mais baratas. Projectar as micro-redes tendo em vista uma eventual ligação à rede central pode reduzir a incerteza em torno dos investimentos em micro-redes e mudar a natureza dos serviços de energia por elas fornecidos. Por exemplo, uma micro-rede ligada à rede central pode evoluir de um gerador in loco para um comprador de energia da rede central, funcionando como um pequeno distribuidor de energia para as suas ligações domésticas já existentes. Para aliviar a incerteza de mercado no financiamento dos projectos de micro-redes, pode implementar-se um quadro regulamentar geral para micro-redes, para definir com clareza de que forma é que podem ser licenciadas e geridas. Mudanças políticas desta natureza podem já estar em curso em países como o Quénia.

O custo da electricidade molda os serviços que as pessoas utilizam e a sua procura de electricidade. Se a electricidade é cara, as famílias utilizá-la-ão apenas para aceder a serviços que são altamente valorizados, que exigem pequenas quantidades de energia e que só podem ser fornecidos pela electricidade (tais como o carregamento de telemóveis) ou para os quais a electricidade oferece um melhor desempenho na prestação do serviço (p. ex. luz eléctrica vs. velas). Da mesma forma, os agregados familiares abster-se-ão de utilizá-la para tarefas que requerem grandes quantidades de energia e para as quais podem estar disponíveis fontes de energia substitutas, tais como a confecção de alimentos, que pode ser feita com combustíveis sólidos. À medida

que os preços vão caindo, o número de serviços a que um agregado familiar pode ter acesso aumenta. Como resultado, os serviços a que um agregado familiar está disposto a aceder estão relacionados com a tecnologia de produção que determina o preço da electricidade. A Figura 22 mostra a relação entre o preço por unidade de energia para os consumidores e os serviços de energia exigidos por uma rede centralizada, uma micro-rede, um sistema de energia solar para uso doméstico, uma lâmpada solar, uma lâmpada a querosene e baterias. Em muitas partes da África subsariana, o fornecimento de electricidade através da rede centralizada pode ser imprevisível, havendo cortes de energia nos períodos de pico de procura. Dependendo da qualidade e consistência do serviço da rede centralizada, alguns clientes podem preferir pagar um prémio adicional pela energia produzida por uma micro-rede fiável, ao invés da energia imprevisível da rede centralizada.

**Figura 22: Gráfico do preço da energia por unidade vs. nível de serviço para várias tecnologias de energia**



Fonte: Schnitzer et al., 2014.

Alcançar uma elevada penetração das energias renováveis na África subsariana apresenta desafios relacionados com a flexibilidade do sistema e o acesso a financiamento, mas também cria oportunidades que decorrem, por exemplo, dos agrupamentos de energia operacionais e das tecnologias de rede inteligente, que podem conduzir a electricidade limpa a preços acessíveis, à redução das emissões e a menos poluição. Os decisores políticos devem considerar todos estes factores de forma holística para permitir o desenvolvimento de uma rede com baixo teor de carbono.

## 8. ESTUDOS DE CASO DE EXPANSÃO DE CAPACIDADE CENTRALIZADA

A verificação dos caminhos possíveis para colmatar o défice de electricidade na África subsariana exigirá a modelação dos sistemas de energia da região. Algumas análises a nível pan-africano prevêem um crescimento anual da capacidade na ordem dos 8% a 13%, com uma expansão de 50–200 GW até 2025 (Bazilian et al., 2012; Sanoh et al., 2014; Sparrow et al., 2002). Ainda assim, a modelação dos sistemas de energia do futuro terá de se adaptar aos contextos específicos, que variam de país para país, havendo poucas investigações na literatura sobre a expansão sustentável de sistemas de energia a nível nacional em países individuais. Em vários países da região, a modelação de sistemas de energia é um desafio devido à falta de dados fiáveis e exactos. Alguns países, como o Quénia, Nigéria e África do Sul (IRENA, 2015), envidaram esforços consideráveis para registar os dados dos seus sistemas de energia, mas, mesmo nestes casos, alguns dados não estão disponíveis ao público e aceder-lhes continua a ser um desafio para investigadores e analistas. Em vez de um modelo pancontinental de toda a África subsariana com base em dados irreais, procurámos ilustrar as contrapartidas dos vários caminhos de expansão da capacidade para colmatar o défice de electricidade através dos estudos de caso do Quénia e da Nigéria, dos quais obtivemos dados fiáveis sobre sistemas de energia. O modelo de expansão da capacidade<sup>2</sup> determina o caminho de menor custo para expandir a produção de electricidade num determinado horizonte temporal (geralmente, no espaço de 20 anos) e compara os impactos económicos, ambientais e sociais associados a estes caminhos.

### **Caixa de Texto 4: Modelação de sistemas de energia**

Esta análise centra-se na quantificação da produção de electricidade baseada na rede que é necessária para atender ao crescimento da procura. O modelo de expansão da capacidade determina o portefólio de produção com as melhores condições financeiras para o Quénia e a Nigéria, com base em factores como o potencial de recursos de energia da região, a capacidade instalada existente, factores de capacidade média e o contributo de cada tecnologia de produção durante os picos.

<sup>2</sup> Consulte a descrição do modelo em anexo.



## PERFIS DOS PAÍSES

Escolhemos o Quênia por ser uma das economias em mais rápido crescimento da região, com fontes de energia renovável em abundância, embora apenas cerca de 40% da sua população tenha acesso fiável a electricidade.

Seleccionámos a Nigéria porque tem a maior economia em África, bem como cortes de electricidade incapacitantes no meio de recursos renováveis e fósseis em abundância. Apenas cerca de 50% da sua população tem um acesso fiável à electricidade.

### **Quênia**

A electricidade no Quênia é distribuída pela Kenya Power and Lighting Company (KLPC), que serve mais de 2 milhões de clientes, tendo um pico de procura baseado na rede de cerca de 1250 MW. A capacidade de produção instalada é de aproximadamente 2 GW: 44% de hidroelectricidade, 36% de combustíveis fósseis (diesel e gás), 22% de energia geotérmica e 0,3% de energia eólica (Ackermann et al., 2014). O Quênia encontra-se numa boa posição para integrar grandes quantidades de energias renováveis devido à sua abundância de energia geotérmica, eólica e hidroeléctrica, relativamente baratas. Ao longo da última década, foi aumentando a sua capacidade produção com relativa rapidez e fez progressos impressionantes no fornecimento de acesso a electricidade limpa e a preços acessíveis. No entanto, o Quênia também planeia adicionar 4500 MW de carvão até 2030.

### **Nigéria**

A Nigéria é o maior produtor de petróleo de África e, em 2012, foi o quarto maior exportador de gás natural liquefeito do mundo. A capacidade instalada da Nigéria situa-se nos 13 GW — com base em 70% de gás natural e cerca de 30% de hidroelectricidade — e tem um pico de procura baseado na rede de cerca de 4500 MW. No entanto, apenas cerca de 3 GW da sua capacidade instalada estão operacionais, devido à indisponibilidade de gás, à escassez de água e à deterioração das infra-estruturas. No total, o país perde cerca de 2,7 GW da sua capacidade de produção devido a restrições ao nível do gás, embora tenha um dos maiores depósitos de gás natural do mundo. O país perde até 0,5 GW em má gestão das águas (Ley et al., 2015). A Nigéria não está no bom caminho para cumprir várias das suas metas de expansão da capacidade de produção, publicadas em 2006 (Gujba et al., 2010). Devido a estes desafios, a Nigéria decidiu privatizar o sector da electricidade em 2013. Os benefícios desta decisão demorarão algum tempo a tornar-se visíveis, sendo necessário aguardar pela reestruturação do sector. A Nigéria encontra-se numa boa posição para integrar grandes quantidades de energias renováveis devido à sua abundância de



hidroelectricidade e gás natural, que podem oferecer a tão necessária flexibilidade operacional.

## METODOLOGIA

O modelo de otimização requer um conjunto de variáveis de entrada comuns: um portefólio de recursos existentes e potenciais; projecções de custos variáveis (combustível) e custos de capital; previsões de carga anual; e caracterização das características operacionais das diferentes tecnologias de energia, tais como o potencial de recursos, o factor de capacidade média e o contributo para o pico. O portefólio de recursos futuros inclui a energia hidroeléctrica, energia geotérmica, gás natural e carvão, energia eólica, energia solar fotovoltaica e diesel. O modelo considera todas as centrais existentes nos sistemas de energia do Quénia e da Nigéria em 2015. Apresenta o investimento anual necessário para o portefólio de produção com menores custos, com restrições que permitam satisfazer a carga anual e os picos de procura.

O modelo tem em consideração energias renováveis não-despacháveis e a variabilidade de carga líquida, utilizando um factor de contributo durante os picos. Por exemplo, as adições de capacidade solar no modelo contribuem com 0% de capacidade para os picos de procura porque o Quénia e a Nigéria têm picos de procura à noite, quando a energia solar não está disponível (Figura 9). O modelo também inclui uma margem de 15% de capacidade de reserva para garantir a fiabilidade. Não tem resolução geoespacial e temporal elevada (por hora), um compromisso que permite estimativas razoáveis sem grandes requisitos de dados, que seriam proibitivos dado o estado de disponibilidade de dados em algumas regiões da África subsariana. Esta abordagem também permite uma análise de sensibilidade clara, através da duplicação do modelo em cenários variados e ilustrando as contrapartidas em matéria de custos, escolhas de combustível e metas políticas. As estimativas da capacidade de produção do modelo são conservadoras, porque incluem o factor de contributo para os picos, que diz respeito à disponibilidade das fontes de energia renovável; as estimativas de custos também são conservadoras, porque excluem o custo de modernização das infra-estrutura existentes. Como tal, os resultados devem ser interpretados como a menor estimativa de capacidade de expansão e custo necessários para aliviar a pobreza energética na região.

As centrais de produção são agrupadas em categorias de recursos: energia solar FV, eólica, biomassa, hidroelectricidade em pequena escala, hidroelectricidade em grande escala, carvão, energia geotérmica, gás natural e diesel. O gás natural é dividido em turbinas de ciclo combinado e turbinas de combustão, para diferenciar o funcionamento das centrais em capacidade de

base e pico de capacidade. O custo de cada recurso é dividido em custo de capital anual (USD/kW-ano) e custo variável (USD/kWh).

As previsões mais recentes do Banco Mundial dos preços de produtos essenciais são utilizadas para o carvão, petróleo (diesel e fuelóleo) e gás natural liquefeito (GNL) (Baffes, 2016). Em média, o preço do carvão são 50 dólares por tonelada, do petróleo 50 USD por barril e do gás natural 9–12 USD por MMBtu. As previsões de custo da energia solar FV foram retiradas de um estudo de 2015, desenvolvido pelo German Fraunhofer Institute (Mayer et al., 2015). Os custos da energia eólica, ciclo combinado, turbinas a gás, turbinas de combustão e da unidade de carvão foram retirados de um relatório de 2013 da U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013). Para a energia eólica, assumimos uma tendência linear na redução dos custos de capital de 2% por ano, em consonância com os resultados empíricos (Wiser & Bolinger, 2016). Os custos das unidades geotérmicas foram retirados dos planos de desenvolvimento energético com o menor custo do Quênia.

## CENÁRIOS

O cenário de menor custo inicial não tem quaisquer restrições adicionais e é apelidado de cenário *business-as-usual* (BAU), ou procedimentos habituais. Os outros cenários ambientais e políticos são explorados utilizando restrições adicionais ao modelo. Os cenários são escolhidos com base em realidades pertinentes de cada país. O Quênia tem planos para construir cerca de 4500 MW de carvão para acompanhar o crescimento da procura no país. A combinação produtiva da Nigéria é actualmente dominada por gás natural e energia hidroeléctrica. Ambos os países se encontram a adoptar medidas de eficiência energética, conforme descrito nos seus planos de energia. Também se explora o impacto de um imposto de carbono, em linha com as actuais discussões globais sobre ter em conta as externalidades ambientais do uso de combustíveis fósseis.

Os caminhos ideais de expansão da produção até 2035 para o Quênia e Nigéria baseiam-se nos seguintes cenários:

### Quênia

1. **BAU:** Este cenário encontra o caminho de expansão de menor custo utilizando uma taxa anual de crescimento da procura de 10%.
2. **Carga baixa:** Este cenário baseia-se numa redução da carga reduzida e em previsões dos picos de procura, assumindo estratégias de eficiência energética.

3. **Carvão:** Este cenário restringe o modelo à instalação de 1920 MW de carvão até 2020 e 4500 MW de carvão até 2030, de acordo com os planos do Quênia a médio prazo.
4. **Imposto sobre o carbono:** Este cenário adiciona um imposto de 40 USD/tonelada de CO<sub>2</sub> a partir de 2016, com base no custo social do carbono.
5. **Imposto sobre o carbono + carvão até 2030:** Este cenário restringe o modelo adicionando um imposto de 40 USD/tonelada de CO<sub>2</sub> a partir de 2016 e instalando 4500 MW de carvão em 2030.

## Nigéria

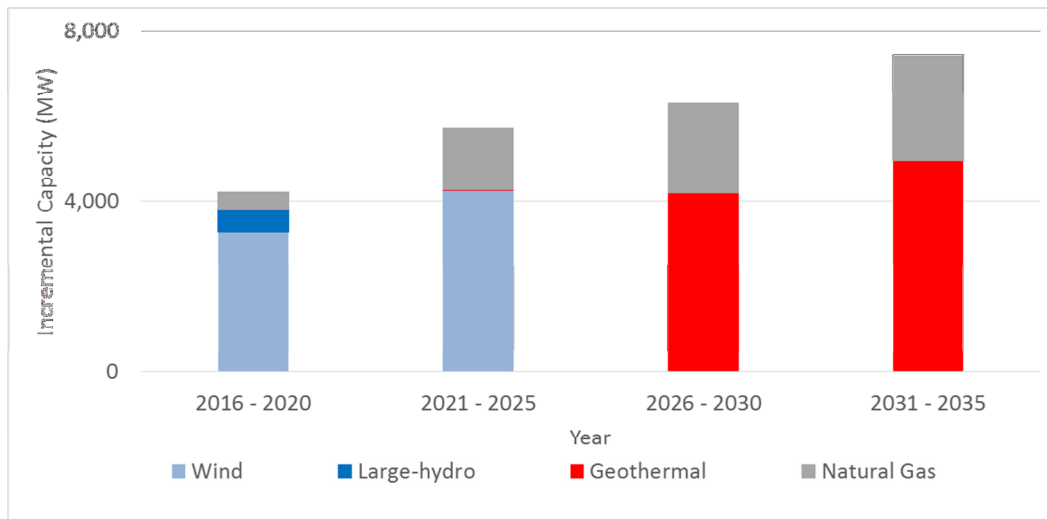
1. **BAU:** Este cenário encontra o caminho de expansão de menor custo utilizando uma taxa anual de crescimento da procura de 6%.
2. **Carga baixa:** Este cenário baseia-se numa redução da carga e em previsões dos picos de procura, assumindo medidas de eficiência energética.
3. **Gás e hidroelectricidade:** Este cenário restringe o potencial de recursos ao gás natural e à hidroelectricidade, só para reflectir as actuais escolhas de combustível da Nigéria.
4. **Imposto sobre o carbono:** Este cenário restringe o modelo adicionando um imposto de 40 USD/tonelada de CO<sub>2</sub> a partir de 2016, com base no custo social do carbono.

As figuras 23–26 exibem os resultados em termos da capacidade de produção incremental necessária em incrementos de cinco anos — ou seja, quanta capacidade adicional será necessária em cada período de cinco anos para satisfazer as condições de cada cenário até 2035. As tabelas 2-5 mostram o custo total e o custo nivelado do portefólio de produção de cada cenário.

### Cenário *business-as-usual* (BAU)

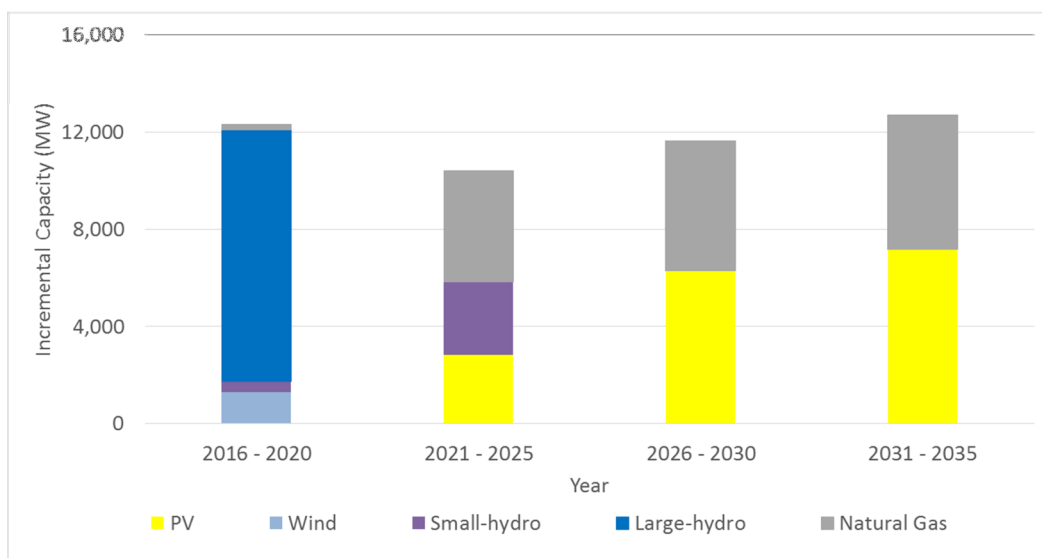
Os resultados do modelo mostram que o crescimento de carga do Quênia pode ser satisfeito de forma sustentável e económica predominantemente com energia geotérmica e eólica, juntamente com algum gás natural (Figura 23). O carvão não é uma boa opção do ponto de vista económico. A maioria das adições de capacidade de produção do Quênia ocorre mais à frente no horizonte temporal, entre 2030 e 2035.

**Figura 23: Expansão da capacidade incremental no cenário BAU no Quênia**



A Nigéria vai precisar de mais capacidade de produção do que a prevista nos seus planos actuais para atender à procura existente e ao crescimento previsto da procura. O índice de procura insatisfeita da Nigéria hoje em dia é de tal forma alto em comparação com a capacidade existente, que são necessários mais de 10 GW de capacidade adicional a cada cinco anos. A via de expansão com menores custos para a Nigéria inclui energia hidroeléctrica, gás natural e energia solar FV (Figura 24). Neste caso, o carvão também não é uma boa opção do ponto de vista económico. Os planos de expansão da produção devem ser combinados com extensas modernizações do sistema ao nível da transmissão de distribuição (estes custos não estão incluídos aqui).

**Figura 24: Expansão da capacidade incremental no cenário BAU na Nigéria**

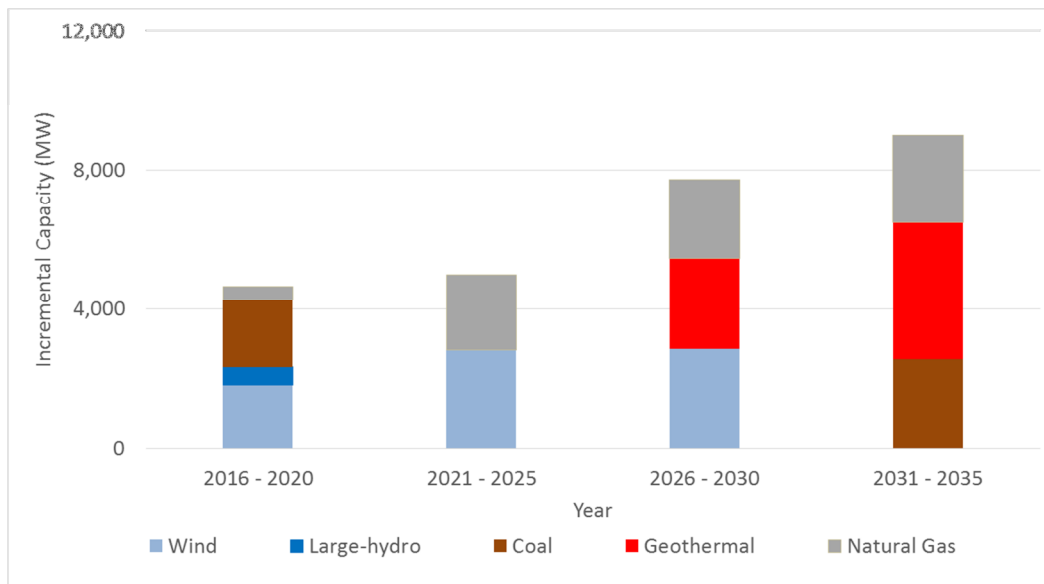


## **Cenário do carvão no Quênia**

As opções de tecnologias de produção ficarão bloqueadas durante pelo menos 30 anos porque os activos de produção têm vidas longas e é necessário tempo para recuperar os investimentos feitos nos mesmos. Portanto, é importante demonstrar as contrapartidas económicas, ambientais e sociais significativas, envolvidas na transição para uma rede com baixo teor de carbono. Para determinar as contrapartidas que o desenvolvimento de carvão no Quênia implica, o modelo restringiu-se aos planos do Quênia de 4500 MW de carvão em 2030. O carvão não foi identificado como a fonte de electricidade com o menor custo em nenhum dos cenários avaliados, tanto para o Quênia como para a Nigéria. Ao abrigo das nossas suposições, o modelo mostra que o plano do Quênia de adicionar 4500 MW de carvão até 2030 aumenta os custos de produção em aproximadamente 2 mil milhões de USD em 2035, em comparação com o caminho BAU. O modelo mostra que o carvão põe de fora a produção geotérmica, que é uma fonte de produção de capacidade de base, limpa e barata (Figura 25).

O desenvolvimento do carvão irá resultar em riscos significativos para o meio ambiente e a saúde pública das comunidades locais nos condados quenianos de Kitui e Lamu, onde se encontram as reservas locais de carvão, bem como para as zonas costeiras de carvão importado. Prende o Quênia a uma tecnologia de que muitos países se estão a afastar. Do ponto de vista operacional, o carvão fornece capacidade de base, mas não pode responder rapidamente às variações do sistema, como o gás natural faz. Se o Quênia decidir desenvolver centrais de carvão, poderá vir a precisar de tornar o seu sistema mais flexível introduzindo turbinas a gás, motores a diesel ou armazenamento de energia.

**Figura 25: Expansão da capacidade incremental no cenário de carvão do Quênia**

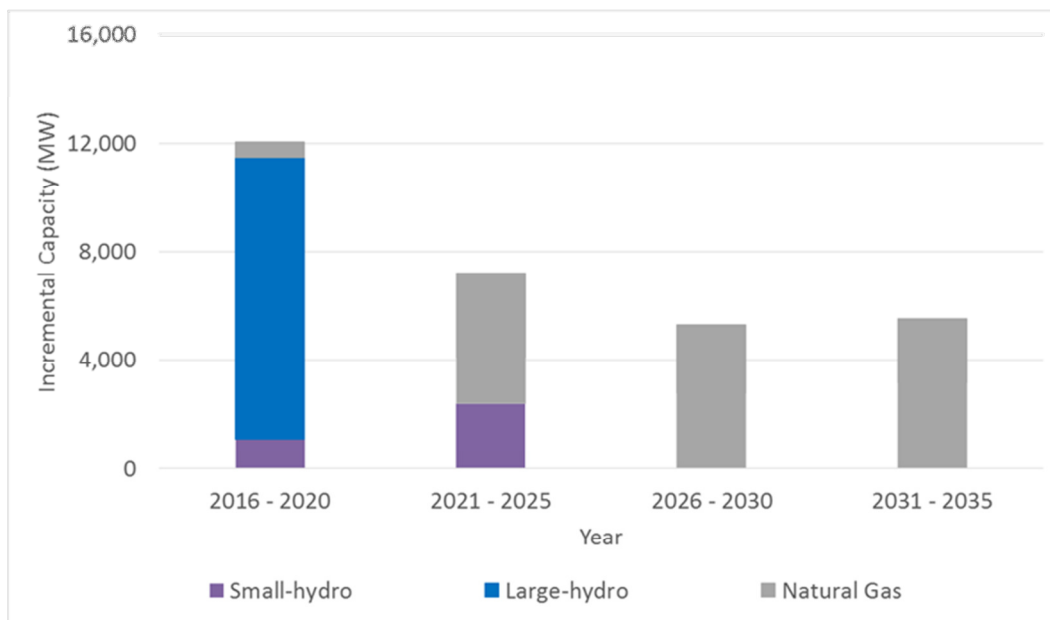


### Cenário de gás e hidroeletricidade na Nigéria

Se a Nigéria restringir as opções de produção à energia hidroelétrica e ao gás natural, como tem feito actualmente, os custos de produção entre 2016–2035 serão superiores em 6,5 mil milhões de USD aos custos do caminho BAU diversificado que inclui energia solar FV. O caminho de expansão mais sólido para a Nigéria do ponto de vista económico é o desenvolvimento dos recursos renováveis do país e a redução da sua dependência do gás natural e da energia hidroelétrica, tendo o benefício adicional de preservar o meio ambiente. A magnitude de capacidade incremental necessária entre 2025 a 2035 parece ser menor quando se escolhe apenas o gás natural, porque o gás tem um valor de capacidade maior do que a energia solar. Portanto, são necessários menos megawatts de gás para satisfazer a mesma quantidade de carga (Figura 26). No entanto, isto não significa que seja um caminho de expansão mais barato (

**Tabela 2).**

**Figura 26: Expansão da capacidade incremental no cenário de gás natural e hidroelectricidade na Nigéria**



### Cenário de baixa carga

No cenário de baixa carga, as estratégias de eficiência energética destinadas a alcançar um crescimento da procura menor do que o esperado no Quênia conduziriam a reduções na capacidade cumulativa total na ordem dos 5 GW e na poupança de cerca de 5 mil milhões de USD (cerca de 25%) dos custos totais de produção, em comparação com o cenário BAU (Tabela 1). Da mesma forma, um cenário de baixa carga que apresente um crescimento com maior eficiência energética na Nigéria poderia poupar 7 GW de nova capacidade instalada e 10 mil milhões de USD (cerca de 11%) em custos de produção do sistema (

**Tabela 2).** Nestes cenários, são escolhidos os mesmos tipos de recursos de produção, mas utiliza-se menos de cada recurso, o que resulta em custos mais baixos.

### **Cenário do imposto sobre o carbono**

Devido à disponibilidade e acessibilidade económica dos recursos de energia geotérmica e eólica no Quénia, e dos recursos de energia solar e hidroeléctrica na Nigéria, os cenários BAU resultam em portefólios de energia limpa, sem a necessidade de internalizar danos provocados por emissões através de instrumentos de custos, como impostos sobre o carbono. Até 2035, a parte da produção anual que provém de fontes renováveis, excluindo as grandes centrais hidroeléctricas, seria 90% no Quénia (devido aos abundantes recursos geotérmicos) e cerca de 30% na Nigéria.

Como resultado, o cenário de imposto sobre o carbono, no qual se aplica um imposto de 40 dólares/tonelada de CO<sub>2</sub>, não tem um impacto significativo nos tipos de recursos utilizados para colmatar o défice de electricidade. No Quénia, o imposto sobre o carbono aumenta os custos em 0,5 mil milhões de USD, cerca de 2% do caminho de menor custo, porque a combinação BAU no país já é dominada por tecnologias com baixo teor de carbono. Na Nigéria, aumenta os custos em aproximadamente 10 mil milhões, cerca de 10% do caminho de menor custo, porque a Nigéria tem uma maior dependência do gás natural.

No entanto, se o Quénia prosseguir com os planos que tem para o futuro em matéria de carvão, um imposto sobre o carbono terá um impacto significativo. Incluir um imposto sobre o carbono no plano de 4500 MW para o carvão aumentaria o custo em mais de 6 mil milhões, em comparação com o cenário BAU.

## **RESUMO DOS RESULTADOS**

**Tabela 1: Custo da expansão da capacidade de produção de electricidade em vários cenários no Quénia**

<b>Cenário</b>	<b>Valor actual líquido (mil milhões de USD)</b>	<b>Diferença no VAL comparado com o cenário BAU (mil milhões de USD)</b>	<b>CNE (MWh/USD)</b>



BAU	21		46
Carga baixa	16	(5)	46
Carvão	24	3	51
Imposto sobre o carbono	22	0,5	47
Imposto sobre o carbono + carvão	28	7	59

**Tabela 2: Custo da expansão da capacidade de produção de electricidade em vários cenários na Nigéria**

Cenário	Valor actual líquido (mil milhões de USD)	Diferença no VAL comparado com o cenário BAU (mil milhões de USD)	CNE (MWh/USD)
BAU	86		72
Carga baixa	77	(10)	71
Gás natural e hidroelectricidade	92	6	77
Imposto sobre o carbono	96	10	80

**Tabela 3: Capacidade de produção instalada cumulativa até 2035 em vários cenários no Quénia**

Fonte	capacidade (GW) em 2035 por cenário			
	BAU	Carga baixa	Carvão	Imposto sobre o carbono
FV	0	0	0	0
Eólica	8	8	8	8
Biomassa	0	0	0	0
Hidroelectricidade (pequena)	0	0	0	0
Hidroelectricidade (grande)	1	1	1	1
Carvão	0	0	5	0

Gás natural de ciclo combinado	0	0	0	0
Diesel	1	1	1	1
Energia geotérmica	10	5	7	10
Gás natural de ciclo simples	6	4	7	6
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>26</b>

Nota: O Quênia deve adicionar pelo menos 19 GW de capacidade para atender à demanda até 2035.

**Tabela 4: Capacidade de produção instalada cumulativa até 2035 em vários cenários na Nigéria**

Fonte	Capacidade (GW) em 2035 por cenário			
	BAU	Carga baixa	Gás natural e hidroelectricidade	Imposto sobre o carbono
FV	16	12	0	16
Energia eólica	1	1	0	1
Biomassa	0	0	0	0
Hidroelectricidade (pequena)	3	4	3	3
Hidroelectricidade (grande)	11	11	11	11
Carvão	0	0	0	0
Gás natural de ciclo combinado	4	4	11	4
Diesel	0	0	0	0
Energia geotérmica	0	0	0	0
Gás natural de ciclo simples	17	13	10	17
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>45</b>	<b>36</b>	<b>53</b>

Nota: A Nigéria deve adicionar pelo menos 36 GW de capacidade para atender à procura até 2035.

## CONTRAPARTIDAS DE CADA CAMINHO

Dada a abundância de recursos renováveis no continente, os países têm potencial significativo para utilizar energias renováveis variáveis para fornecer

capacidade de base, integrando fontes geograficamente diversificadas e empregando a flexibilidade existente na rede, conforme descrito. Esta habilidade depende, em parte, da actual combinação de combustíveis da rede, mas, como os sistemas de energia da África subsariana são relativamente jovens, a expansão pode ser levada a cabo de forma estratégica para acomodar um elevado índice de penetração de recursos renováveis variáveis. Por exemplo, os países com grandes capacidades de hidroelectricidade e de gás natural nas redes existentes podem fazer uma transição para a integração em grande escala dos recursos renováveis com uma boa relação custo-eficácia (como se viu nos estudos de caso do Quênia e da Nigéria), sobretudo se permitirem o comércio regional de energia.

Os combustíveis fósseis vão desempenhar um papel na transição da região devido à capacidade instalada já existente e à possibilidade de alguns recursos, como o gás natural e o diesel, darem flexibilidade ao sistema. À medida que os custos do armazenamento de energia descem, a necessidade de gás e gasóleo pode ser posta de lado. Embora hoje em dia a produção de energias renováveis tenha custos semelhantes aos dos combustíveis fósseis, conseguindo, no entanto, evitar os riscos ambientais associados, uma rede inteiramente à base de energia renovável exigirá armazenamento em grande escala devido às flutuações da carga, mudanças climáticas inesperadas, cortes inesperados nas centrais e na rede e à variabilidade do vento e do sol.

As contrapartidas económicas, ambientais e políticas, bem como os impactos das escolhas de combustível da África subsariana, como foi possível ver nos estudos de caso, são as seguintes:

1. O desenvolvimento de carvão sujeitará as comunidades a degradação ambiental e riscos significativos para a saúde pública. Esta exposição ao risco é desnecessária porque estão disponíveis alternativas renováveis baratas, como mostram o Quênia e a Nigéria. Em países que não têm alternativas mais baratas e mais limpas ao carvão, a cooperação regional, através de agrupamentos de energia, constitui uma forma viável de atender à procura de electricidade de forma sustentável. Os estudos de caso do Quênia e Nigéria mostram que os governos devem abordar os planos de desenvolvimento de carvão com o devido cuidado e cautela. Também sublinham a necessidade de ter dados acessíveis sobre os sistemas de energia de outros países da região, pois os possíveis custos ambientais que a escolha de carvão hoje em dia implica são grandes.
2. A construção de centrais a carvão como medida paliativa no caminho de transição para as energias renováveis pode causar dependência e prender os países a um caminho de expansão de qualidade inferior e com custos elevados, tanto económicos como ambientais.

3. Os sistemas de energia construídos para utilizar carvão são diferentes dos sistemas construídos para as energias renováveis, sendo que a utilização do carvão hoje em dia pode contribuir para determinar as características do sistema, como a flexibilidade operacional, que podem limitar a futura integração das energias renováveis.
4. Existem contrapartidas económicas entre recursos com baixo custo de capital/alto custo variável (normalmente o carvão, gás natural e diesel) e recursos com alto custo de capital/baixo custo variável (tipicamente as energias renováveis, como o sol e o vento). É importante ter estas contrapartidas em consideração no caso dos países subsarianos marcados por uma escassez de capital, podendo também ter implicações para a balança comercial dos países e para a sua exposição a riscos financeiros.

## RESUMO

Este capítulo debruça-se sobre as contrapartidas económicas, ambientais e operacionais associadas à colmatação do défice de electricidade na África subsariana, embora sejam específicas a cada contexto e exijam a modelação do sistema de energia, o que é proibitivo para muitos países na região devido à falta de dados. Os estudos de caso do Quénia e da Nigéria demonstram que as energias renováveis já são competitivas em termos de custos e que combustíveis como o gás natural podem desempenhar um papel importante, permitindo flexibilidade ao nível dos sistemas até os custos de armazenamento da rede diminuírem. Os estudos de caso também demonstram que a escala da expansão de produção centralizada necessária para alcançar um crescimento moderado de carga até 2035 é significativa, em comparação com os investimentos históricos em sistemas de energia e com os índices de expansão dos sistemas em muitos países da região. Há vários anos que a região investe muito menos do que é necessário: o investimento actual em sistemas de electricidade na África subsariana são aproximadamente 8 mil milhões de USD por ano. Este valor é insuficiente para superar o actual défice infra-estrutural, para expandir o acesso e a cobertura, bem como para atender ao crescimento da procura (Cartwright, 2015). A capacidade de produção baseada na rede aumentou 22 GW em toda a África subsariana entre 2000 e 2012, de cerca de 68 GW para 90 GW, metade dos quais só na África do Sul (AIE, 2014). O modelo demonstra que a Nigéria terá de instalar pelo menos 36 GW adicionais até 2035 para acompanhar o crescimento da carga baseado na rede.

Para garantir o acesso da totalidade da população da África subsariana à electricidade será necessário combinar diversos caminhos e estratégias, tais como sinergias entre os sistemas de energia distribuída e centralizada, o reforço

do apoio financeiro e dos investimentos e a melhoria da capacidade e gestão institucionais. Fornecer electricidade acessível e fiável a todos os indivíduos da África subsariana exigirá esforços financeiros, sociais e políticos sem precedentes.

## 9. CONCLUSÃO

Este relatório descreveu o estado do sector da energia na África subsariana e os desafios e oportunidades associados aos vários caminhos de expansão energética. Demonstrámos que a região tem um abundante potencial de energia renovável, cujos custos estão em declínio e a atingir paridade com os recursos convencionais de produção. Também demonstrámos que o investimento em combustíveis fósseis e o planeamento da utilização dos mesmos devem ser criteriosos, tendo em conta que décadas de desenvolvimento fóssil na região pouco fizeram para aumentar os índices de acesso à energia. É fundamental que as escolhas de combustível sejam consideradas com cautela, particularmente no que diz respeito ao carvão, que revelou ser um caminho dispendioso para a electrificação no Quénia e na Nigéria. O sucesso da transição para altos índices de penetração das energias renováveis dependerá de várias fontes de flexibilidade sistémica, em particular o gás natural e o armazenamento das redes, bem como do funcionamento eficaz dos agrupamentos regionais de energia. Além disso, ressaltamos que a implementação de sistemas distribuídos e centralizados de energia deve ser feita de forma estratégica para que estes possam operar em sinergia e complementar-se uns aos outros durante a sua vida operacional.

A falta de acesso a dados e de disponibilidade dos mesmos na África subsariana torna difícil a integração dos resultados de análises sistémicas nas decisões políticas dos países. Existe o risco de esta situação acorrentar a região a um caminho de desenvolvimento que não é ideal para a sua população do ponto de vista económico e ambiental. Para alcançar rapidamente o acesso da totalidade da população da região à electricidade será necessária uma combinação de caminhos e escalas.

A narrativa em torno do défice de electricidade na África subsariana tem sido dominada por perguntas desligadas. De onde deve vir o abastecimento — de combustíveis fósseis ou renováveis? Que escala de infra-estrutura deve ser implementada para chegar às populações sem ligação — extensões da rede centralizada ou sistemas distribuídos? Em contraste, redefinimos o défice de electricidade como um problema integral que envolve incompatibilidades de oferta-procura, desigualdades e decisões sobre o acesso a electricidade — em última análise, é um desafio técnico e social. Na nossa opinião, a abordagem convencional, que depende de combustíveis fósseis e extensões da rede, está a ser substituída por um novo paradigma baseado em recursos renováveis e tecnologias adequadas à escala. Estes elementos estarão no centro das decisões públicas e privadas para capacitar a África subsariana nas próximas décadas.

**Tabela A1: Classificação do país**

<i>Sub-Saharan Africa</i>			
<i>Eastern Africa</i>	<i>Western Africa</i>	<i>Middle Africa</i>	<i>Southern Africa</i>
Burundi	Benin	Angola	Botswana
Comoros	Burkina Faso	Cameroon	Lesotho
Djibouti	Cape Verde	Central African Republic	Namibia
Eritrea	Côte d'Ivoire	Chad	South Africa
Ethiopia	Gambia	Congo	Swaziland
Kenya	Ghana	Democratic Republic of the Congo	
Madagascar	Guinea	Equatorial Guinea	
Malawi	Guinea-Bissau	Gabon	
Mauritius	Liberia	Sao Tome and Principe	
Mozambique	Mali		
Rwanda	Mauritania		
Seychelles	Niger		
Somalia	Nigeria		
Sudan	Senegal		
Uganda	Sierra Leone		
United Republic of Tanzania	Togo		
Zambia			
Zimbabwe			

# REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., Brown, T., Langanke, S., and Narasimhan, B. (2014). Analysis of the stability of the Kenyan power system. Energynautics GmbH, Germany.
- Africa Progress Panel. 2015 *Power, people, planet: Seizing Africa's energy and climate opportunities: Africa progress report 2015*. Geneva.
- African Development Bank. 2013 The high cost of electricity generation in Africa. Championing Inclusive Growth Across Africa blog, February 18.
- Afrobarometer. 2016 AD75. Off-grid or 'off-on': Lack of access, unreliable electricity supply still plague majority of Africans. <http://afrobarometer.org/publications/ad75-unreliable-electricity-supply-still-plague-majority-of-africans>.
- Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., and Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy* 69: 43–56.
- Baffes, J. (2016). *Commodity market outlook*. Washington, DC: World Bank.
- Bazilian, M., Nussbaumer, P., Rogner, H.-H., Brew-Hammond, A., Foster, V., Pachauri, S., Williams, E., et al. 2012 Energy access scenarios to 2030 for the power sector in sub-Saharan Africa. *Utilities Policy* 20: 1–16. doi:10.1016/j.jup.2011.11.002.
- Bhatia, M., & Angelou, N. (2015). *Beyond connections: Energy access redefined*. Washington, DC: World Bank.
- Cartwright, A. (2015). *Better growth, better cities: Rethinking and redirecting urbanisation in Africa*. Working Paper. London and Washington, DC: New Climate Economy.
- Carvallo, J. P., Avila, N., Shaw, B., & Kammen, D. M. (Under review) Sustainable growth for the power sector of an emerging economy: The case of Kenya.
- Casillas, C., & Kammen, D. M. (2010). The energy-poverty-climate nexus. *Science*, 330, 1181–1182.
- Castellano, A., Kendall, A., Nikomarov, M., & Swemmer, T. (2015). *Brighter Africa: The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*. McKinsey Report. <http://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/powering-africa>



- Chu, S., & Majumdar, A. (2012). Opportunities and challenges for a sustainable energy future. *Nature* 488,7411: 294–303.
- Clifford, M. L. (2016). Watch out, coal! Dubai announces plans for world's lowest cost solar plant. *Forbes*, June 29.  
[www.forbes.com/sites/mclifford/2016/06/29/cheaper-than-coal-dubai-to-build-worlds-lowest-cost-solar-plant/#728cbb72a346](http://www.forbes.com/sites/mclifford/2016/06/29/cheaper-than-coal-dubai-to-build-worlds-lowest-cost-solar-plant/#728cbb72a346).
- Climate Vulnerable Forum. 2016 The CVF Vision. November 18  
<http://www.thecvf.org/marrakech-vision/>.
- Cochran, J., et al. 2014 *Flexibility in 21st century power systems*. Technical Report NREL/TP-6A20-61721. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P., O'Connell, M., Brinkman, G., & Jorgenson, J. (2015). *Overgeneration from solar energy in California: A field guide to the duck chart*. Technical Report NREL/TP-6A20-65023. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Eberhard, A., Gratwick, K., Morella, E., & Antmann, P. (2016). *Independent power projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from five key countries*. Washington, DC: World Bank.
- EIA (Energy Information Administration). 2013 *Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants*. Washington, DC
- Foster, V., & J. Steinbuks. 2009 *Paying the price for unreliable power supplies: In-house generation of electricity by firms in Africa*. Policy Research Working Paper. Washington, DC: World Bank.
- GeoSUN Africa, 2011. Global horizontal irradiation: Africa and Middle East.  
<http://geosun.co.za/wp-content/uploads/2012/07/SolarGIS-Solar-map-Africa-and-Middle-East-en.png>.
- Global CCS Institute. (n.d.). Understanding carbon capture and storage.  
<http://www.globalccsinstitute.com/understanding-ccs>.
- Gujba, H., Mulugetta, Y., & Azapagic, A. (2010). Environmental and economic appraisal of power generation capacity expansion plan in Nigeria. *Energy Policy* 38,10: 5636–5652.
- AIE 2014 *Africa energy outlook: A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa*. Paris.
- AIE 2016 *World energy outlook 2016*. Paris.

- IRENA (International Renewable Energy Agency). 2015 *Africa clean energy corridor: Analysis of infrastructure for renewable power in Eastern and Southern Africa*. Abu Dhabi.  
[www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Africa\\_CEC\\_infrastructure\\_2015.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Africa_CEC_infrastructure_2015.pdf).
- IRENA (International Renewable Energy Agency). 2016 *Solar PV in Africa: Cost and markets*. Bonn.
- Kalitsi, E. A. K. (2003). *Problems and prospects for hydropower development in Africa*. Report prepared for the Workshop for African Energy Experts on Operationalizing the NEPAD Energy Initiative, June 2–4, Dakar, Senegal.
- Kammen, D. M., Jacome, V., & Avila, N. (2015). *A clean energy vision for East Africa*. Berkeley, CA: Renewable and Appropriate Energy Laboratory, University of California, Berkeley.
- Kang, Y., Khan, S., & Ma, X. (2009). Climate change impacts on crop yield, crop water productivity, and food security: A review. *Progress in Natural Science* 19.12: 1665–1674.
- Kenning, T. (2015). ABB to minimise diesel in Africa micro-grids using flywheels and batteries with renewables. *Energy Storage News*, September 9.  
<http://www.energy-storage.news/news/abb-to-minimise-diesel-in-africa-micro-grids-using-flywheels-and-batteries>.
- Lazard. 2013 Lazard's levelized cost of energy analysis, version 7.0. New York.
- Leslie, J. (2016). One of Africa's biggest dams is falling apart. *The New Yorker*, February 2.
- Ley, K., Gaines, J., & Ghatikar, A. (2015). *An overview with a special emphasis on renewable energy, energy efficiency, and rural electrification*. Bonn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).
- Mayer, J., Phillips, S., Saad Hussein, N., Schlegl, T., & Senkpiel, C. (2015). *Current and future cost of photovoltaics: Long-term scenarios for market development, system prices, and LCOE of utility-scale PV systems*. 059/01-S-2015/EN. Berlin: Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE).
- Mobisol. 2017 Products. [www.plugintheworld.com/mobisol/product/](http://www.plugintheworld.com/mobisol/product/).
- PowerGen. 2017 Our microgrids are the building blocks of Africa's future smart grid. [www.powergen-renewable-energy.com/micro-grids-for-the-future-of-power/](http://www.powergen-renewable-energy.com/micro-grids-for-the-future-of-power/).

- PwC (PricewaterhouseCoopers). 2016 Electricity beyond the grid: Accelerating access to sustainable power for all. [www.pwc.com/gx/en/energy-utilities-mining/pdf/electricity-beyond-grid.pdf](http://www.pwc.com/gx/en/energy-utilities-mining/pdf/electricity-beyond-grid.pdf).
- Román, M. (2011). Carbon capture and storage in developing countries: A comparison of Brazil, South Africa, and India. *Global Environmental Change* 21,2: 391–401.
- Sanoh, A., Kocaman, A. S., Kocal, S., Sherpa, S., & Modi, V. (2014). The economics of clean energy resource development and grid interconnection in Africa. *Renewable Energy* 62: 598–609.
- Schnitzer, D., Lounsbury, D. S., Carvallo, J. P., Deshmukh, R., Apt, J., & Kammen, D. M. (2014). *Microgrids for rural electrification: A critical review of best practices based on seven case studies*. Washington, DC: United Nations Foundation. [http://energyaccess.org/wp-content/uploads/2015/07/MicrogridsReportFINAL\\_high.pdf](http://energyaccess.org/wp-content/uploads/2015/07/MicrogridsReportFINAL_high.pdf).
- Siegfried, K. (2014). South Africa's coal-fired power stations carry heavy health costs. Guardian Development Network, September 9.
- Sparrow, F. T., Masters, W., Bowen, B. H., & Metzler, J. C. (2002). *Electricity trade and capacity expansion options in West Africa*. West Lafayette, IN: Purdue University.
- Szabo, S., Bodis, K., Huld, T., & Moner-Girona, M. (2011). Energy solutions in rural Africa: Mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension. *Environmental Research Letters* 6,3: 034002.
- Ueckerdt, F., & Kempener, R. (2015). *From baseload to peak: Renewables provide a reliable solution*. Working Paper. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). [www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Baseload\\_to\\_Peak\\_2015.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Baseload_to_Peak_2015.pdf).
- Union of Concerned Scientists. 2016 Environmental impacts of hydroelectric power. [http://www.ucsusa.org/clean\\_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html#.Wlde8JKRX-B](http://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html#.Wlde8JKRX-B).
- Vergragt, P. J., Markusson, N., & Karlsson, H. (2011). Carbon capture and storage, bio-energy with carbon capture and storage, and the escape from the fossil-fuel lock-in. *Global Environmental Change* 21,2: 282–292.

- Whitley, S., & van der Burg, L. (2015). *Fossil fuel subsidy reform in sub-Saharan Africa: From rhetoric to reality*. Working Paper. London and Washington, DC: New Climate Economy.
- Wiser, R. H., & Bolinger, M. (2016). *2015 wind technologies market report*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- World Bank. (2014). Electric power consumption (kWh per capita). <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>.
- Wu, G. C., Deshmukh, R., Ndhlukulac, K., Radojicic, T., Reilly, J. (2015) *Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor*. International Renewable Energy Agency and Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL (LBNL-187271).

# ENUMERAÇÃO DA SÉRIE DE COMPACTOS DE INFORMAÇÃO

[“Making Investments in Poor Farmers Pay: A Review of Evidence and Sample of Options for Marginal Areas,”](#) de Melinda Smale e Emily Alpert (2009).

[“Turning the Tables: Global Trends in Public Agricultural Investments,”](#) de Melinda Smale, Kelly Hauser e Nienke Beintema, com Emily Alpert (2009).

[“Risk and Risk Transfer in Agriculture: Facilitating Food Security and Poor Farmer Participation,”](#) de Leander Schneider (2010).

[“From the Ground Up: Strategies for Global Community-based Disaster Risk Reduction,”](#) de Kelly Hauser (2010).

[“Impact of Climate Change on Response Providers and Socially Vulnerable Communities in the US,”](#) de John Cooper e Jasmine Waddell (2010).

[“Climate Change and Violent Conflict: A Critical Literature Review,”](#) de Ellen Messer (2010).

[“Under Pressure: Reducing Disaster Risk and Enhancing US Emergency Response Capacity in an Era of Climate Change,”](#) de Marc Cohen, Kelly Hauser, Ellen Messer e M. Cristina Tirado (2011).

[“Impact of Garment and Textile Trade Preferences on Livelihoods in Cambodia,”](#) de Sophal Chan e Sothea Oum (2011).

[“In Need of a Better WASH: Water, Sanitation, and Hygiene Policy Issues in Post-earthquake Haiti,”](#) de Figaro Joseph (2011).

[“Local Capacity in Humanitarian Response: Vision or Mirage?,”](#) de Michael Delaney e Jacobo Ocharan (2012).

[“Systems, Power and Agency in Market-based Approaches to Poverty,”](#) por Chris Jochnick (2012).

[“Measuring Economic Progress and Well-Being: How to move beyond GDP?,”](#) de Heloisa Marone (2012).

[“Land Rights, Land Tenure, and Urban Recovery: Rebuilding Post-Earthquake Port-au-Prince and Léogâne,”](#) de Harley F. Etienne (2012).

[“Haiti Rice Value Chain Assessment: Rapid Diagnosis and Implications for Program Design,”](#) de David C. Wilcock e Franco Jean-Pierre (2012).

[“From Controversy to Consensus: Lessons Learned from Government and Company Consultations with Indigenous Organizations in Peru and Bolivia,”](#) editado por Emily Greenspan (2012).

[“Community Consent Index: Oil, Gas, and Mining Company Public Positions on Free, Prior, and Informed Consent \(FPIC\),”](#) de Marianne Voss e Emily Greenspan (2012).

[“Harvesting Data: What Can 10 Years of Official Development Assistance Data Tell Us About US International Agricultural Development?,”](#) de Kelly Hauser (2012).

[“US Investment in Large-scale Land Acquisitions in Low- and Middle-Income Countries,”](#) de Joshua Humphreys, Ann Solomon e Emmanuel Tumusiime (2013).

[“Local Institutions, External Interventions, and Adaptations to Climate Variability: The case of the Borana pastoralists in southern Ethiopia,”](#) de Dejene Negassa Debsu (2013).

- [“Local Institutions, External Interventions, and Adaptations to Climate Variability: The case of southern Mali,”](#) de Rebecca JoyHoward (2013).
- [“The Power of Oil Palm: land grabbing and impacts associated with the expansion of oil palm crops in Guatemala: The case of the Palmas del Ixcan Company,”](#) de Arantxa Guereña e Ricardo Zepeda (2013).
- [“Human Rights and Social Conflict in Oil, Gas, and Mining Industries: Policy recommendations for national human rights institutions,”](#) de Ben Collins e Lesley Fleischman (2013).
- [“The Rice Value Chain in Haiti: Policy proposal,”](#) de Carlos Furche (2013).
- [“Housing Delivery and Housing Finance in Haiti: Operationalizing the national housing policy,”](#) de Duong Huynh, et al. (2013).
- [“Development Assistance on Local Adaptive Capacity to Climate Change: Insights from Senegal,”](#) de Henri M. Lo e Emmanuel Tumusiime (2013).
- [“Agriculture Change, Land, and Violence in Protracted Political Crisis: An examination of Darfur,”](#) de Abdal Monium K. Osman, Helen Young, Robert F. Houser e Jennifer C. Coates (2013).
- [“Sustainable and inclusive Investments in Agriculture: Lessons on the Feed the Future Initiative in Tanzania,”](#) de Emmanuel Tumusiime e Demund Matotay (2014).
- [“Feed the Future Investment in Haiti: Implications for sustainable food security and poverty reduction,”](#) de Danielle Fuller Wimbush e Cardyn Fil-Aime (2014).
- [“Delivering Aid in contested Spaces: Afghanistan,”](#) de Erin Blankenship (2014).
- [“The Drivers of Economic Inequality: A Primer,”](#) de Nick Galasso (2014).
- [“Ready for old? Assessing Haiti’s governance and regulatory capacity for large-scale mining,”](#) de Scott Sellwood e Stuart Levit (2015).
- [“Global Reach of the US Financial Sector,”](#) de Stephanie Fontana (2015).
- [“Climate change, equity and stranded assets,”](#) de Simon Caney (2016).
- [“Gender and Social Accountability: Ensuring women’s inclusion in citizen-led accountability programming relating to extractive industries,”](#) de Sarah Bradshaw with Brian Linneker e Lisa Overton (2016).
- [“Transformative and Feminist Leadership for Women’s Rights,”](#) e Shawna Wakefield 2017
- [“O desafio da energia na África subsariana: Guia para defensores e decisores políticos Parte 1: Generating energy for sustainable and equitable development”](#) de Nkiruka Avila, Juan Pablo Carvallo, Brittany Shaw e Daniel Kammen (2017).
- [“O desafio da energia na África subsariana: Guia para defensores e decisores políticos Parte 2: Abordar a pobreza energética”](#), de James Morrissey (2017).

A Oxfam é um movimento global de indivíduos que trabalham juntos para pôr termo à injustiça da pobreza. Com 70 anos de experiência em mais de 90 países, a Oxfam enfrenta as grandes questões que contribuem para manter os indivíduos na pobreza: desigualdade, discriminação e acesso desigual aos recursos, incluindo alimentos, água e terra. Ajudamos os indivíduos a salvar vidas em cenários de catástrofe, a construir futuros mais fortes para si próprios e a chamar os poderosos a prestar contas. Junte-se a nós.

**[www.oxfamamerica.org](http://www.oxfamamerica.org)**



**SEDE DOS EUA**

226 CAUSEWAY STREET, 5TH FLOOR  
BOSTON, MA 02114-2206  
(800) 77-OXFAM

**GABINETE DE POLÍTICAS E ADVOCACIA DOS EUA**

1101 17TH STREET, NW, SUITE 1300  
WASHINGTON, DC 20036  
(202) 496-1180

**[www.oxfamamerica.org](http://www.oxfamamerica.org)**