

DESAFIOS BRASILEIROS

O ESTADO DE S. PAULO | O GLOBO

Força da natureza

Geração eólica ganha
viabilidade e cresce
216% em três anos
Pág. H8



ENERGIA E ECONOMIA VERDE

Novas fontes de energia para o crescimento

O Brasil pode se orgulhar do título de país com a melhor matriz energética do mundo, com mais de 80% da energia proveniente de fontes renováveis. Mas o sistema vem se mostrando instável, sujeito a frequentes desligamentos que deixam boa parte da população no escuro. A instabilidade tende a se agravar com a construção de grandes usinas em regiões distantes e sem reservatórios – por restrições ambientais. Pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e unidades movidas a biomassa vão contribuir para manter a elevada participação das fontes de energia limpa, mas tornam mais complexa a operação, com riscos crescentes dos chamados “apaguinhos”.

Para ampliar a oferta e melhorar a segurança energética, o País busca novas formas de geração ambientalmente corretas. Até 2021, 9% da energia consumida pelos brasileiros deve ser gerada pelos ventos. Hoje, essa participação é de apenas 1%. Para incentivar a energia solar, acabam de ser criadas novas regras para reduzir as barreiras à instalação de placas de captação solar. Pelo modelo, o consumidor ou empresa que produza mais energia do que consome poderá injetar a sobra no sistema e receber os créditos correspondentes na conta de luz.

Outra boa notícia vem do setor petrolífero, onde o cenário sofreu grande transformação desde a descoberta do pré-sal, em 2007. Com os novos recursos, o Brasil pode mais do que triplicar suas reservas de petróleo e entrar no seleto clube dos maiores produtores mundiais – hoje o Brasil está na 14.^a colocação no ranking das maiores reservas.

Para avançar no setor, o desafio é superar dificuldades tecnológicas para explorar petróleo a uma profundidade de cinco mil a sete mil metros abaixo do nível do mar. Este terceiro caderno da série Desafios Brasileiros, uma parceria inédita entre os jornais **Estado** e *O Globo*, trata destes e de outros dilemas do setor de energia no Brasil e do seu impacto no meio ambiente. A publicação atinge 2,5 milhões de leitores. A próxima edição, no dia 12 de novembro, mostrará os desafios da área de infraestrutura e logística.



DESAFIOS BRASILEIROS

ENERGIA E ECONOMIA VERDE

Instabilidade cresce com novas usinas

Fontes renováveis de energia reduzem a emissão de carbono, mas também comprometem a segurança do sistema pela sua complexidade

Renée Pereira
ESTADO

A manutenção do título de melhor matriz energética do mundo não sairá de graça para o Brasil. Se por um lado a forte participação das fontes renováveis na produção de eletricidade significará redução das emissões de carbono, por outro tornará o sistema nacional mais instável e sua operação bem mais complexa. Se não houver um bom planejamento, o País ficará mais exposto aos “apaguiños”, que se tornaram frequentes nas últimas semanas.

A explicação é a construção de grandes usinas, sem reservatório, distantes milhares de quilômetros dos centros urbanos e uma série de pequenas centrais elétricas, como as eólicas e as usinas a biomassa. A expectativa é que até 2021 o Brasil mantenha os atuais 84% da matriz elétrica com fontes renováveis. Mas o mix de usinas será diferente.

A participação das hidrelétricas vai cair de 72% para 64%. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e a biomassa continuarão com 4% e 7% respectivamente. Quem vai fazer a diferença serão as eólicas, que ganharão oito posições até 2021, subindo de 1% para 9%, prevê o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim. “Com esse novo desenho, a operação do sistema muda. Era mais simples. Ficará mais complexa.”

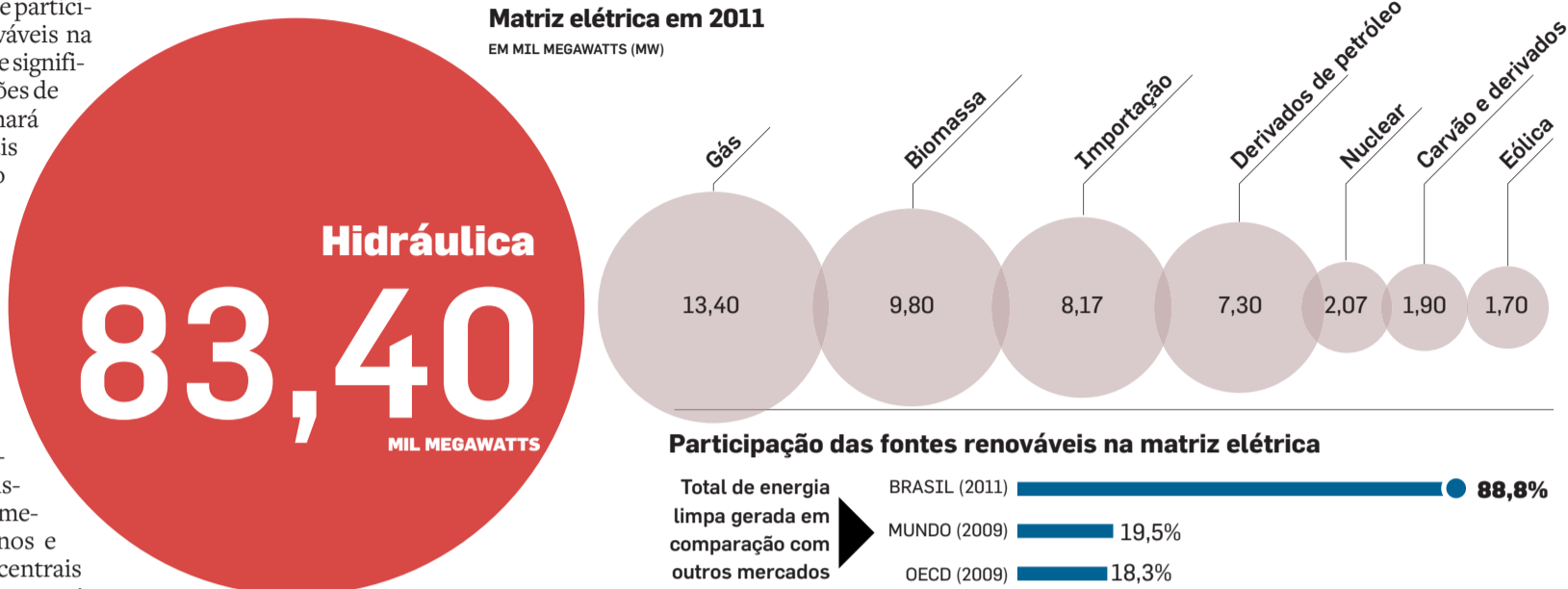
Um dos principais motivos para a mudança está nas restrições para construir hidrelétricas com reservatório, as chamadas usinas a fio d’água. Por questões ambientais, a maioria das grandes usinas não tem represa para guardar água, a exemplo das hidrelétricas de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Isso significa que o Brasil está perdendo capacidade de poupança para suportar períodos com hidrologia desfavorável.

Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mostram que em 2001, a capacidade dos reservatórios era suficiente para atender seis meses de carga de energia de todo o sistema interligado nacional. Em 2009, o volume já tinha caído para cinco meses. E, em 2019, será suficiente para apenas três meses.

“Ninguém quer construir um reservatório de qualquer jeito. Mas não podemos simplesmente eliminar a possibilidade de construir uma hidrelétrica com

ENERGIA LIMPA

● Brasil tem a base da sua matriz energética proveniente de fontes renováveis



Total de usinas

1.019	HIDRELÉTRICAS OU PCHS
145	TÉRMICAS A GÁS
983	TÉRMICAS A ÓLEO
445	DE BIOMASSA
2	NUCLEAR
10	TÉRMICAS A CARVÃO
81	EÓLICAS

INFOGRÁFICO/ESTADÃO



Limite. Grandes usinas, como a de Belo Monte, não têm represa

reservatório. Ao menos precisamos calcular qual o custo ambiental. Hoje nem isso é permitido fazer”, afirma o presidente da consultoria PSR, Mario Veiga, um dos maiores especialistas no setor. Ele reconhece, no entanto, que o mix de energia renovável, com hidrelétricas, eólicas e biomassa, é muito bom.

Compensação. É no período mais seco que as eólicas e as usinas a biomassa têm o maior potencial de produção, explica Tolmasquim. A safra de cana ocorre entre maio e novembro e os ventos são mais fortes também nessa mesma época. “Enquanto essas unidades produzem mais energia, estocamos água nos reservatórios. Elas têm um papel sustentável incrível.” Por outro lado, as três fontes de energia são altamente dependentes das condições climáticas. Ou seja, pode falta água, vento e a safra ser menor.

“Seria muito arriscado depender apenas das condições climáticas. Precisamos ter backup”, argumenta o presidente da EPE. Com menos reservatórios, o País terá de acionar mais térmicas para complementar a produção de energia elétrica. É o que está ocorrendo neste momento. O ONS decidiu no fim do mês passado colocar todas as usinas térmicas disponíveis no Brasil para funcionar por causa do período seco.

Sem chuvas suficientes, os reservatórios de algumas regiões, como o Sudeste e o Centro-Oeste, estão no menor nível desde 2000, no pré-acionamento. Para evitar que o problema piore, o

● Mudanças

MAURÍCIO TOLMASQUIM

PRESIDENTE DA EPE

“Com esse novo desenho, a operação do sistema muda. Era mais simples. Ficará mais complexa.”

“Enquanto essas unidades (eólicas e biomassa) produzem mais energia, estocamos água nos reservatórios. Elas têm um papel sustentável incrível.”

operador não teve escolha e acionou até mesmo as térmicas movidas a óleo combustível, óleo diesel e carvão, bem mais caras e poluentes.

Hoje cerca de 11 mil megawatt (MW) de energia térmica estão em operação do sistema. O preço do megawatt hora (MWh) gerado pelas térmicas a óleo varia entre R\$ 310,41 e R\$ 1.047,38, segundo relatório do ONS. As térmicas a gás, que já estão em operação, tem custo entre R\$ 6,27 e R\$ 401,67; e as movidas a carvão, entre R\$ 56,34 e R\$ 341,89.

“Não temos outra alternativa. Sem reserva suficiente, temos de usar as térmicas. O problema é que elas são caras”, avalia Erico Evaristo, membro do Conselho da Bolt Energias. Ele observa que uma saída seria incrementar a matriz elétrica com termoelétricas movidas a gás natural. Mas, no momento, a Petrobrás, principal produtora do combustível, não tem oferta suficiente para atender a demanda. Uma

parte das usinas movidas a gás em operação no País estão funcionando com Gás Natural Liquefeito (GNL) importado, bem mais caro.

Na avaliação do presidente da Associação Nacional dos Consumidores de Energia (Anace), Carlos Faria, a matriz energética brasileira é invejável. “Por isso, não podemos usá-la pela metade. Os reservatórios são um mal necessário. Não tem outra forma de regularizar o sistema, deixá-lo mais estável.”

Energia do futuro. A nova promessa é a energia solar, destaca Tolmasquim. Ele conta que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) acaba de aprovar uma série de regras destinadas à redução de barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a microgeração, com até 100 KW de potência, e a minigeração, de 100 KW a 1 MW.

Pelo sistema, as placas solares instaladas em uma residência, por exemplo, produzirá energia elétrica e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que usará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes. Segundo a Aneel, os créditos poderão ser usados dentro de um prazo de 36 meses e as informações estarão na fatura do consumidor. A esperança é que a fonte de energia siga os passos da eólica, atraíram novos fabricantes e seu preço caia de forma significativa. Mas isso não será imediato. Até 2020, sua participação será modesta, destaca Tolmasquim.

Distância das grandes usinas deixa sistema vulnerável a apagões

Qualquer falha nas linhas de transmissão pode derrubar todo o sistema interligado, ou boa parte dele

A fragilidade verificada no sistema brasileiro de transmissão nos últimos meses poderá piorar se o governo não planejar adequadamente a entrada em operação do novo mix de energia previsto para os próximos anos. A construção de mega hidrelétricas, como Belo Monte, Jirau e Santo Antônio pode deixar o sistema mais vulnerável, alertam especialistas.

Um dos motivos é que essas usinas estão distantes dos principais centros de consumo e exigem

grandes linhas de transmissão para trazer a energia do Norte para o Sudeste. Se os mecanismos de proteção não funcionarem de forma eficiente, qualquer falha na linha poderá derrubar todo – ou boa parte – do sistema interligado. O diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Hermes Chipp, destaca que, quando essas linhas começarem a funcionar, será necessário fazer “esquemas especiais e dimensionar medidas de proteção, de forma que a perda não se propague”.

Outro fator de instabilidade é que no período chuvoso essas hidrelétricas vão gerar muito mais energia do que durante a seca. Para ter uma ideia, a quantidade de água no mês mais úmido do Rio Xingu, onde está sendo cons-



Escuro. Elevador Carlos Lacerda às escuras em Salvador no último apagão registrado no País

truída Belo Monte, é 25 vezes maior do que no mês mais seco; e em Santo Antônio e Jirau, 11 vezes. Ou seja, a entrada e saída de energia do sistema será maior do que ocorre hoje.

Junta-se a isso uma série de pequenas e médias usinas em

construção no País, como é o caso das usinas a biomassa, painéis solares e parques eólicos. Um estudo feito pelo Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (USP) mostra que essas unidades entram e saem do sistema nacional com

maior frequência. Isso exige manobras mais complexas e deixa o sistema exposto a falhas.

Mas especialistas alertam: além de melhor planejamento da operação, a rede de transmissão exige maior concentração de investimentos em manutenção

AGENDA

● **Dia 12 de novembro**
Infraestrutura e logística.
Gargalos do setor de transporte

e modernização das atuais instalações. Na avaliação do professor da Universidade de São Paulo (USP), Sidnei Martini, ex-presidente da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (Cteep), o sistema brasileiro precisa passar por um check-up geral, fazer um diagnóstico aprofundado para detectar falhas e permitir a adoção de medidas preventivas. “É preciso ir além da manutenção rotineira.”

Ele destaca que, com a Copa do Mundo e os Jogos Olímpicos, o consumo de energia vai crescer de forma excepcional. Se a rede não estiver preparada, poderemos ter problemas de apagões durante os eventos. O governo federal nega que os últimos desligamentos sejam resultado de falta de investimentos na rede. /R.P.

DESAFIOS BRASILEIROS

ENERGIA E ECONOMIA VERDE



Futuro. Itaipu, no Rio Paraná: novas usinas ficam longe de centro de consumo

País planeja 15 novas usinas na Amazônia

Estudo mostra que demanda até 2015 exige no total 30 novas hidrelétricas

Cleide Carvalho
O GLOBO

A oferta de energia elétrica no País tem de crescer 42.600 megawatts (MW) nos próximos dez anos, e o Brasil vai colocar em operação entre três e quatro usinas hidrelétricas por ano para atender à demanda. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já planejou a entrada em operação de 34 novas usinas hidrelétricas até 2021, sendo 15 delas na Amazônia Legal. Para Maurício Tolmasquim, presidente da EPE, ampliar a oferta de energia hidrelétrica é condição básica para o desenvolvimento econômico, e a instalação de usinas nos rios amazônicos é inevitável.

“Não podemos abrir mão de construir hidrelétricas. Preservar o meio ambiente não é uma decisão excludente. É preciso achar um meio de a hidrelétrica ajudar a preservar”, diz Tolmasquim.

A EPE propõe construir hidrelétricas do tipo plataforma, que depois de prontas ficariam isoladas na floresta, acessíveis apenas por helicóptero, inspiradas na extração de petróleo no mar. Tolmasquim reconhece que durante a construção é impossível não abrir estradas, mas ressalta que estas podem ser reflorestadas. A construção de novas hidrelétricas visa a atender ao consumo cada vez maior de energia no País. E o brasileiro ainda consome três vezes menos que o americano.

“A sociedade tem de decidir se ela quer ser abastecida de energia elétrica. E a alternativa às hidrelétricas são usinas térmicas a óleo, gás natural ou carvão. É uma energia muito mais cara, que prejudica mais o meio ambiente”, afirma o diretor executivo da Brasil Hydro, Flavio Miguez de Mello.

O estudo da EPE para 2021 prevê que, à exceção das hidrelétricas, que representarão 12,6% da oferta de energia total no País, a participação das fontes renováveis só crescerá de 1,4% hoje para 1,6%. Com 2.200 horas de insolação, o Brasil nem sequer incluiu energia solar no planejamento.

“É preciso quebrar o paradigma de grandes hidrelétricas”, diz o professor Paulo Henrique de Mello Sant’Ana, da Universidade

Federal do ABC, coordenador de um estudo recém-lançado, patrocinado pela WWF-Brasil.

Sant’Ana lembra que a Dinamarca tem 30% de sua energia gerada pelos ventos e que a Alemanha, com muito menos sol que o Brasil, só perde para China e EUA em energia solar. “No lugar de expandir a oferta, temos de aprender a gerenciar a demanda. Estamos diante de uma revolução energética, e o Brasil não está olhando para frente.”

Demanda. Dados da Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento (Abrava) mostram que 8% da energia produzida se destinam apenas ao chuveiro elétrico. Isso corresponde a 15 mil MW no horário de pico, entre 17h e 22h. Segundo a Abrava, cada metro quadrado de coletor solar instalado para aquecer água pode evitar 56 metros quadrados de área inundada por hidrelétricas.

Já no estudo O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21, patrocinado por cinco ONGs, incluindo o Greenpeace, o consultor em planejamento energético Roberto Kishinami afirma que o País precisa urgentemente planejar o aumento de sua eficiência econômica.

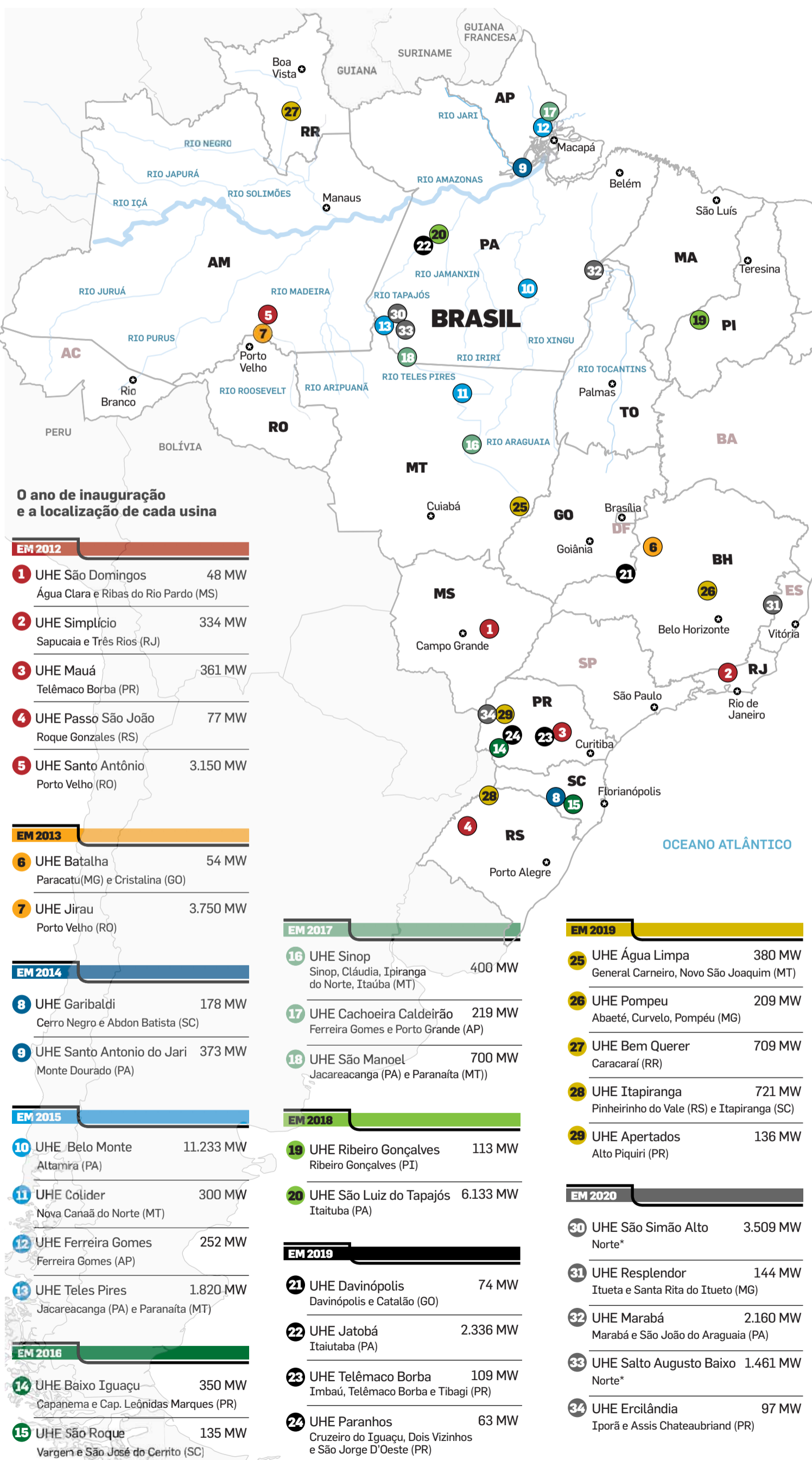
Ele lembra que a eficiência energética dos motores elétricos de uso industrial passou de 39,8% em 1984 para 47,1% em 2004. Segundo ele, um programa reunindo fabricantes de motores e instituições de pesquisa poderia, a curto prazo, trocar equipamentos antigos, reduzindo o custo e a necessidade de uso de energia nas indústrias, que respondem por metade do consumo total.

Ponto frágil. Além disso, a produção de energia na Amazônia implica mais investimentos em linhas de transmissão. E os problemas nestas têm sido apontados como os principais responsáveis pelos apagões. Só em interligações e para usar a energia de Belo Monte, Teles Pires e Tapajós estão previstos, no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), investimentos de R\$ 37,4 bilhões. A distância tende a agravar as perdas do sistema. Segundo a EPE, o índice dessas perdas, hoje em 16,9%, fechará 2021 em 16,1%. No Chile é de 5,6%, e na Argentina, de 9,9%.

O professor da Faculdade de Administração e Economia da USP em Ribeirão Preto Eliezer Martins Diniz lembra que as decisões sobre hidrelétricas se baseiam em critérios econômicos e desenvolvimento econômico e social não podem ser alvará para atropelar questões ambientais.

MAPA DA HIDROENERGIA

Com o esgotamento do potencial de aproveitamento hídrico das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, novos projetos seguem em direção ao Norte, especialmente na Amazônia



*Hidrelétricas previstas para o Rio Juruena, afluente do Rio Tapajós. Somadas, as duas usinas terão quase 5 mil MW de potência

Obs: A EPE desenvolve até 2015 estudos de Inventário das Bacias Hidrográficas dos rios Trombetas e Negro. Foram aprovados estudos de inventário do Rio Tibagi (quatro UHEs, entre 60 MW e 142 MW) e do Rio Jari (Açaipé B, com 831,1 MW; AHE Uruçupatã, com 291,5 MW; e Carecuru, com 240,2 MW). O inventário da Bacia do Rio Araguaia foi revisado com os seguintes aproveitamentos: hidrelétricas de Santa Isabel (1.087 MW), Couto Magalhães (150 MW), Torixoréu (408 MW), Toricoejo (76 MW) e Água Limpa (320 MW), além de três novos pontos para instalação de usinas, com capacidade somada de 442 MW

FONTE: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

INFOGRÁFICO/ESTADÃO

Nucleares ficam em segundo plano após Fukushima

Quatro usinas seriam construídas até 2030, mas acidente no Japão provocou onda de pressões e fez governo adiar projetos

Danielle Nogueira
O GLOBO

Com o acidente na usina nuclear de Fukushima, no Japão, em março do ano passado, o programa nuclear brasileiro pode sofrer uma reviravolta. A previsão de construir mais quatro usinas no País até 2030 está sendo revista. Cresce a pressão dentro do governo para que o Brasil opte por fontes de energia mais seguras e que ganharam escala nos últimos anos, como a eólica e a biomassa.

O problema, segundo especialistas, é que essas fontes energéticas são sazonais, assim como a hidráulica. Se o País não quiser se tornar refém da natureza, terá de ampliar sua base de geração térmica. E aí terá de fazer uma opção entre ampliar a participação de uma fonte de energia considerada perigosa, porém limpa (a nuclear), ou de fontes seguras, porém sujas – como as usinas a gás, óleo ou carvão, cuja geração não depende de condições climáticas, mas emitem gases do efeito estufa.

O Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 previa a construção de quatro centrais nucleares no Brasil: duas no Nordeste e duas no Sudeste, com capacidade instalada de mil mega-

watts (MW) cada. As pesquisas para a identificação dos lugares possíveis para abrigar as usinas não foram interrompidas e os investimentos para ampliação da produção de urânio – matéria-prima da geração nuclear – estão em andamento, mas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão do governo que dá suporte ao planejamento energético, admite que a expansão da energia nuclear está sob revisão. O que é certo é que Angra 3 (1.404 MW) será mantida, com a previsão de entrar em operação em 2016.

Os defensores da “aposentadoria” das centrais nucleares argumentam que o panorama energético no Brasil mudou desde 2007, quando o PNE 2030 foi

desenhado. Naquele ano, a fatia das hidrelétricas na geração de eletricidade era de 85,6%. Outras energias renováveis, como eólica e biomassa, respondiam por 0,1% e 4,1%, respectivamente. E a nuclear detinha participação de 2,5% na matriz. No ano passado, a parcela das hidrelétricas encolheu para 81,9%, enquanto a das outras três avançou para 2,7% (nuclear), 0,5% (eólica) e 6,6% (biomassa).

“Outras fontes de energia estão se popularizando. O acidente de Fukushima mudou o cenário. Ele nos mostrou problemas na gestão de risco. E quando o risco é grande, o investimento não se justifica”, afirma o ambientalista e consultor Fabio Feldman.

Urânio. Caso o Brasil opte por abandonar seu programa nuclear, seguirá os passos de países como Alemanha, Itália e Suíça, que decidiram interromper a construção de novas usinas ou desativar as existentes. O Japão vai na mesma direção, e até nações fortemente baseadas na energia nuclear querem diminuir essa dependência. Caso da França, que vai reduzir a matriz nuclear de 75% para 50%.

Para Leonam Guimarães, assessor da presidência da Eletro-

Debate

FÁBIO FELDMAN

CONSULTOR

“Outras fontes de energia estão se popularizando. O acidente de Fukushima mudou o cenário.”

AQUILINO SERPA

PROFESSOR DA UFRJ

“A nuclear tem a vantagem de ser limpa. A alternativa são os combustíveis fósseis.”



Fatia. Usina de Angra 1, no Rio: participação da energia nuclear na geração era de 2,7% em 2011

nuclear, responsável pela operação das centrais no Brasil, a resposta dos países europeus ao acidente deve ser entendida dentro de um contexto histórico de Guerra Fria, quando os Estados Unidos e a ex-União Soviética disputavam uma corrida por armas nucleares. “Esses países não querem reviver esses temores. A França não vai abrir mão de suas usinas e vai acabar exportando para os países que a descartarem, como já está acontecendo com a Alemanha”, afirma.

Guimarães lembra que, apesar de o Plano Decenal 2011 não contemplar a fonte nuclear, também não a descarta. E frisa

que a energia nuclear não compete com a eólica, a biomassa ou a hidráulica. Segundo ele, são complementares.

“A energia nuclear tem a vantagem de ser uma energia limpa. Se o Brasil não avançar nela, terá de expandir os combustíveis fósseis, seja carvão, óleo ou gás”, explica Aquilino Senra, professor de Energia Nuclear da Coppe/UFRJ.

Segundo ele, o Brasil tem a vantagem de estar num seleto grupo de nações que reúne três características importantes para a continuidade do programa nuclear. Tem reservas de urânio, domina a tecnologia e já faz uso dessa fonte. Enquanto isso,

as Indústrias Nucleares do Brasil (INB) mantém o projeto de duplicação da única mina de urânio em produção no País, em Caetité (BA). Hoje, ela produz 400 toneladas do minério por ano. Também fechou parceria com empresas para desenvolver uma jazida de fosfato em Santa Quitéria (CE). O fosfato será usado na produção de fertilizantes, e o urânio associado será recuperado pela INB.

O início da operação está previsto para 2016, com uma produção anual de 1.500 toneladas de concentrado de urânio, suficiente para atender às novas quatro usinas previstas no PNE 2030, caso elas saiam do papel.



GE Energia

A GE enxerga o potencial do Brasil, por isso investe também em energia.

Já são 300 aerogeradores da GE instalados no Brasil. Até 2014, serão mais 600 unidades, que vão gerar energia suficiente para abastecer 3 milhões de residências brasileiras. Porque, para a GE, é possível desenvolver formas de energia alternativa com respeito ao meio ambiente.

Guamaré - RN



DESAFIOS BRASILEIROS

ENERGIA E ECONOMIA VERDE

Gás abre nova fronteira energética

País poderá alcançar a autossuficiência no mercado em cinco anos, com produção de 170 milhões de metros cúbicos por dia



Desenvolvimento. Poço Rio Jacaré, em Presidente Olegário, da Petra Energia

Bruno Rosa
O GLOBO
ENVIADO ESPECIAL
PATOS DE MINAS / MG

A Petrobrás constrói gasodutos para escoar o gás natural produzido no pré-sal, a quilômetros da costa. A HRT descobriu o que pode vir a ser o maior poço produtor de gás em terra, em plena Floresta Amazônica. A OGX começa a produzir gás no interior do Maranhão no início de 2013. E, além de os investimentos em gás natural ganharem força, o Brasil começa a perfurar suas reservas de gás não convencional, pelas mãos da Petra, em Minas Gerais.

Esse é o potencial de um Brasil cheio de gás, capaz de levar desenvolvimento ao interior do País, atraindo indústrias e gerando empregos. O Ministério de Minas e Energia acredita que esses investimentos podem levar o País à autossuficiência em cinco anos, com produção em torno de 170 milhões de metros cúbicos por dia. Hoje, segundo a

● **Cenário**

SYLVIE D'APOTE
SÓCIA E DIRETORA DA
CONSULTORIA GAS ENERGY

“O gás não convencional e o gás natural do pré-sal são hoje as novas fronteiras do setor. Mas há muitos desafios...”

ROBERTO FERNANDES
PROFESSOR DA UERJ

“É a era do ouro do gás. Pode haver um desenvolvimento no interior do País. O gás não convencional pode colocar o Brasil no mesmo patamar dos EUA, que vivem uma revolução energética, com aumento da produção e queda do preço.”

Petrobrás, principal produtora do País, a oferta é de 71 milhões de metros cúbicos por dia.

“O gás não convencional e o gás natural do pré-sal são hoje as novas fronteiras do setor. Mas há muitos desafios, como o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração em águas ultraprofundas e o fraturamento das rochas, para o gás não convencional”, diz Sylvie D'Apote, sócia e diretora da consultoria Gas Energy.

Só com o pré-sal, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) estima que a produção nacional crescerá entre 100 milhões e 120 milhões de metros cúbicos por dia em dez anos, com 21 novas plataformas em operação.

Para o gás não convencional, não é possível fazer uma estimativa, pois as poucas empresas do setor, como Petra e Orteng, ambas em Minas Gerais, na Bacia de São Francisco, estão em fase exploratória. Segundo a ANP, o gás não convencional no Brasil tem indicação de potencial de reservas de até 5,7 trilhões de m³ em apenas três bacias, como Parecis (no Centro-Oeste), Parnaíba (Nordeste) e Recôncavo (Bahia). Mas há indícios em outros locais, como São Francisco e Paraná (Sul).

Reservas. Ao todo, seriam 17 trilhões de metros cúbicos, diz a Gas Energy. Acredita-se que a reserva de gás não convencional do Brasil seja a quarta ou quinta maior do mundo. Para efeito de comparação, a reserva de gás natural do Brasil é estimada em 450 bilhões de metros cúbicos.

“É a era de ouro do gás. Pode haver um desenvolvimento no interior do País. O gás não convencional pode colocar o Brasil no mesmo patamar dos EUA, que vivem uma revolução energética, com aumento da produção e queda no preço, mas é preciso preparar a indústria de apoio para isso, pois são necessários equipamentos especiais”, afirma Roberto Fernandes, professor da UERJ.

UM RETRATO DO SETOR

O tamanho do mercado hoje

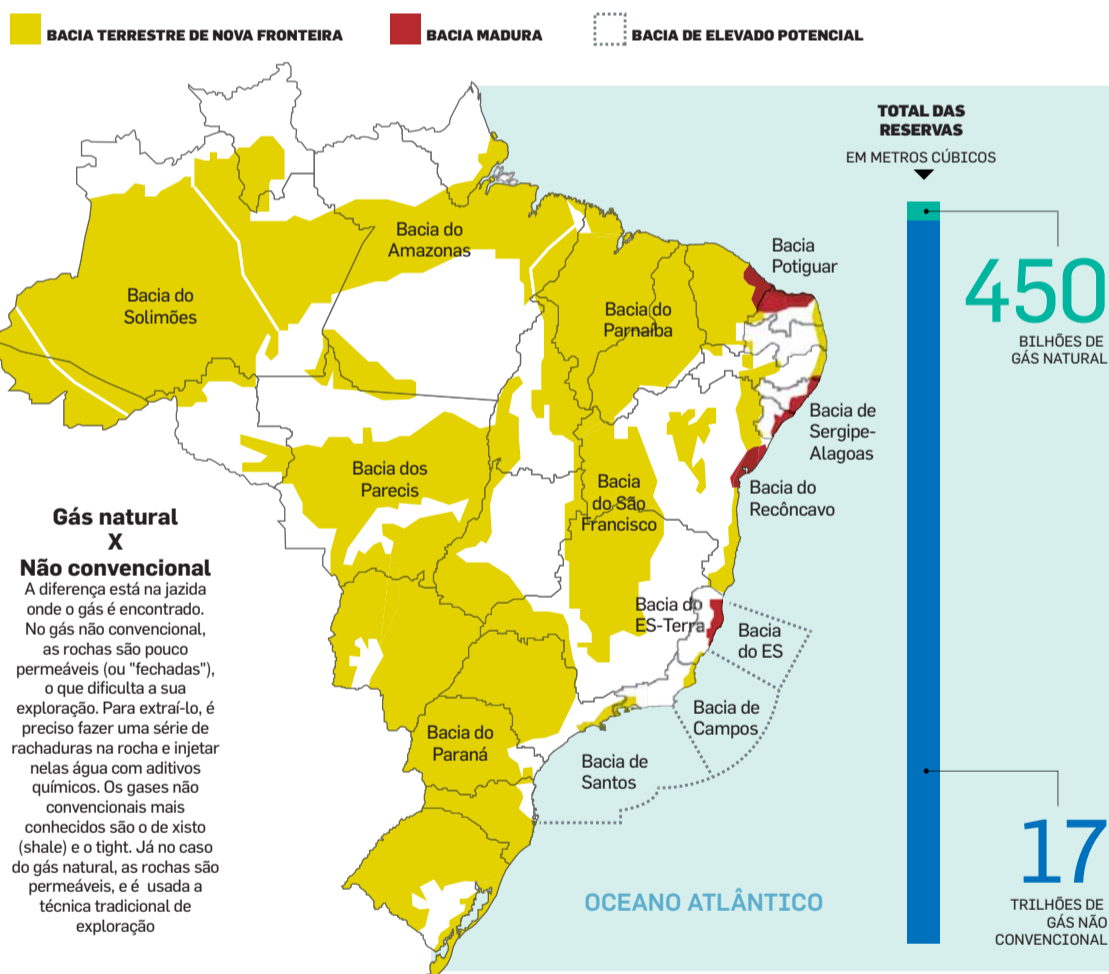
EM MILHÕES DE METROS CÚBICOS POR DIA

Em cinco anos, o Ministério de Minas e Energia projeta uma produção de 170 milhões de metros cúbicos por dia

Importação da Bolívia
30,3

Produção nacional
71,4

As bacias sedimentares brasileiras



FONTE: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, ANP, PETROBRÁS, AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA E GAS ENERGY

INFOGRÁFICO/ESTADÃO

Gás natural X Não convencional
A diferença está na jazida onde o gás é encontrado. No gás não convencional, as rochas são pouco permeáveis (ou “fechadas”), o que dificulta a sua exploração. Para extraí-lo, é preciso fazer uma série de rachaduras na rocha e injetar nela água com aditivos químicos. Os gases não convencionais mais conhecidos são o de xisto (shale) e o tight. Já no caso do gás natural, as rochas são permeáveis, e é usada a técnica tradicional de exploração

Mas a Petrobrás não prevê excesso de gás no País até 2020. O Brasil ainda importa 30 milhões de metros cúbicos por dia da Bolívia. A estatal diz que o desenvol-

vimento de tecnologias para explorar o gás não convencional requer investimentos pesados e tempo. Mas admite que participará desse desenvolvimento.

Enquanto isso, a Petrobrás destinará US\$ 13,5 bilhões para o setor de gás e energia nos próximos cinco anos. A empresa pretende usar esse gás na produção de fertilizantes e na expansão da capacidade da geração de energia elétrica, por meio de termelétricas. E ainda vai construir uma usina de liquefação de gás.

Investimento. Gerar energia elétrica do gás também é a aposta da OGX, controlada pela EBX, do empresário Eike Batista. A empresa, que investiu US\$ 225 milhões na Bacia do Parnaíba, no Nordeste, já perfurou 31 poços. Neste trimestre, a OGX fará testes em sua unidade de tratamento de gás, com capacidade de processamento de até 6 milhões de metros cúbicos por dia. “Esse gás vai para uma termelétrica da MPX por um gasoduto, na qual será transformado em energia elétrica. É o primeiro projeto integrado do País. Todos esses recursos significam desenvolver o Estado, com a atração de indústrias para o interior do Maranhão”, afirma George Fernandes, gerente-geral do projeto da OGX.

Em toda a Bacia do Parnaíba, a OGX tem potencial de reserva de 311 bilhões de metros cúbicos. Desse total, 45% são de gás não convencional. “Vamos começar com o gás convencional. O não convencional é uma oportunidade a médio e longo prazos”, diz Fernandes.

Já a Petra, dona de blocos na Bacia de São Francisco, aposta no gás não convencional. A companhia deve começar a fraturar esses poços até junho de 2013. O gás está em rochas pouco permeáveis (ou fechadas). É preciso fraturar essa rocha com um fluido a base de água para liberar o gás. Segundo a empresa, esse gás pode ser usado em termelétricas e usinas de fertilizantes.

Investimentos estimulam economia de cidades mineiras

Patos de Minas e Presidente Olegário já sentem os efeitos por virem polo de gás não convencional

PATOS DE MINAS E PRESIDENTE OLEGÁRIO / MG

Patos de Minas e Presidente Olegário, a cerca de 400 quilômetros de Belo Horizonte, já sentem os primeiros reflexos da atividade exploratória de gás não convencional da Petra, que começou em março do ano passado. Os preços dos imóveis subiram, por causa da maior procura.

Os moradores tiveram de se habituar com o número de caminhões circulando pelas estradas entre os dois municípios.

Somente este ano, as atividades de perfuração da Petra, concentradas nessas cidades, consumirão investimentos de R\$ 360 milhões. Para 2013, serão R\$ 450 milhões.

A expectativa é de que somente em Patos de Minas a população tenha um aumento de 10%. De olho no crescimento, empresários locais já planejam construir um novo hotel na cidade.

A Petra, que tem uma base operacional na cidade, também está construindo um escritório, próximo ao aeroporto. Segundo fon-

tes, outras companhias, vão abrir bases no local. A empresa informou ter feito alguns investimentos em infraestrutura, como a melhoria de 175 quilômetros em estradas, essencial para se chegar aos locais onde os primeiros três poços foram perfurados.

Há quem reclame da poeira causada pelo vaivém dos caminhões – o que levou a Petra a usar água durante o trajeto. A exploração do gás não convencional também vem trazendo renda adicional à população. O fazendeiro José Eustáquio de Faria, de 62 anos, conta que recebe cinco salários mínimos pelo aluguel de um hectare para a Petra, que perfura um poço no local.

“Fizeram estradas, houve uma melhora. Agora, tem de ter asfalto. Esse dinheiro que recebo ajuda a pagar as contas, mas quero que a produção de gás comece logo, pois vou ganhar 1% sobre a produção. Estou muito animado”, disse Faria, ao lado da mulher e do filho.

A Petra pretende começar o fraturamento hidráulico até junho de 2013 e iniciar a produção após os testes que mostrarão se essas áreas têm viabilidade econômica. Nos poços, a perfuração é silenciosa, reflexo dos equipamentos cada vez mais modernos. Com um sistema praticamente todo computadorizado, 60 pessoas se dividem em turnos.

Amazonas. Assim como a Petra, a HRT, dona de 21 blocos de gás natural na Bacia do Solimões, no Amazonas, em parceria com a russa TNK, também estuda, com a Petrobrás, formas de



Poço. Exploração de gás da Petra Energia em Patos de Minas

usar o gás descoberto. Ricardo Bottas, gerente executivo financeiro da HRT, lembra que cerca de R\$ 1 bilhão já foi investido na perfuração de nove poços. “Po-

demos fazer um gasoduto, uma termelétrica ou planta para produzir metanol ou fertilizantes. A exploração do gás em terra pode ultrapassar a do mar.” / B.R.

ENERGIA E ECONOMIA VERDE

DESAFIOS
BRASILEIROSAGOSTINHO
VIEIRA

Colunista de O Globo - agostinho@oglobo.com.br



A tendência é piorar

Mais de 80% de todas as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no mundo são provenientes do setor de energia. Portanto, não dá para falar sobre economia de baixo carbono, economia verde, sustentabilidade ou que nome se queira dar a isso, sem discutir a matriz energética mundial. E o cenário não é nada animador. Apenas 13% da energia são geradas a partir de fontes renováveis, como a hidráulica, a eólica e a biomassa. A polêmica energia nuclear tem 6% e todo o resto fica com os sujos, porém eficientes, combustíveis fósseis: carvão, petróleo e gás natural.

O problema é que a divisão dessa pizza não deve mudar muito nos próximos 30 ou 40 anos. Durante algum tempo se discutiu o risco de que as reservas de petróleo e gás pudessem acabar num futuro próximo. Aos poucos, o tema desapareceu. Na verdade, nos últimos 30 anos, as reservas provadas dos dois produtos cresceram, em média, 2,5% a cada ano. Hoje, estima-se que teremos petróleo por, no mínimo, mais 50 anos. Gás natural para 60 anos e carvão para 120 anos.

Isso sem falar nas fontes não convencionais, como as areias betuminosas do Canadá, o gás de xisto dos Estados Unidos e o pré-sal do Brasil. Todos com im-

pactos ambientais ainda não claramente detalhados. Ou seja, não será por falta de oferta ou por problemas graves de preço que os combustíveis fósseis deixem de dominar o mercado. Além disso, os eventuais problemas geopolíticos com países do Oriente Médio ou com a própria Venezuela passam a ter uma importância relativa.

Já o Brasil ocupa uma posição privilegiada nesse contexto. Aqui, 45% da nossa matriz energética é limpa. Se falarmos apenas em geração de energia elétrica, esse índice chega perto dos 90%, com mais de 80% de hidreletricidade. Mas isso não nos garante um futuro azul, ou verde. Muito pelo contrário. De-

pendemos das hidrelétricas e do álcool e ambos enfrentam problemas no curto e no médio prazos.

Mais da metade do potencial hidrelétrico que nos resta se encontra na Amazônia, onde fica cada vez mais difícil construir qualquer coisa. As restrições ambientais, que ganharam força nos últimos 20 anos, são fundamentais para preservar a nossa biodiversidade. No entanto, por ironia, o radicalismo nessa batalha deve fazer com que a nossa matriz fique cada vez mais suja. Dados do governo indicam que, hoje, as emissões do setor de energia já são maiores que as do desmatamento. São 400 milhões de toneladas de CO₂ do primeiro contra 298 milhões de toneladas do segundo.

Sem as hidrelétricas, a tendência é de que cresçam as térmicas movidas a gás natural. O potencial de crescimento das eólicas também é enorme. Em quatro ou cinco anos, sairemos dos 1.000 MW de potência para 7.000 MW. Mas elas não garantem a mesma segurança energética das hidrelétricas e das térmicas. Há quem aposte também no bagaço de cana, que é uma ótima alternativa, mas isso depende de incentivos maiores do

governo e de condições melhores de mercado.

É o que já acontece com o álcool combustível. Há algum tempo, os preços deixaram de ser competitivos nos postos de gasolina. Os produtores preferem produzir açúcar, que oferece condições bem mais interessantes. O governo não quer mexer no preço da gasolina, para não elevar a inflação. O consumidor compra carros flex, mas abastece com a gasolina mais barata. Enquanto isso, o País emite mais CO₂.

Do ponto de vista econômico, não há razão para acreditar que as emissões de gases de efeito estufa do setor de energia devam diminuir. Para que o cenário mude é preciso que haja muita vontade política e que as apostas tecnológicas virem realidade. Ganhos de eficiência energética de 40%, desperdício 30% menor, técnicas baratas de captura e armazenamento de carbono, taxaço sobre emissões de CO₂ em todos os países, investimento massivo em renováveis. Tudo é possível, mas não é provável. A tendência, infelizmente, é piorar.



Novo horizonte. Operários da Petrobrás em plataforma no Campo de Lula: Brasil deve subir no ranking de maiores produtores

Pré-sal pode triplicar reservas brasileiras

Conquista depende, porém, de tecnologias mais seguras e fornecedores capacitados

Danielle Nogueira
O GLOBO

O anúncio da descoberta do pré-sal em 2007 mudou radicalmente o panorama do setor de petróleo e colocou o País sob os holofotes mundiais. Com esses recursos, o Brasil pode mais que triplicar suas reservas petrolíferas até 2020 e ingressar no clube dos maiores produtores do mundo.

Hoje, o País tem reservas provadas de 15,7 bilhões de barris de petróleo. Estimativas da Coppe/

UFRJ apontam potencial de mais 55 bilhões nos próximos seis anos, a maior parte localizada no pré-sal.

Para tornar essa projeção uma realidade, porém, Petrobrás e outras petrolíferas têm pela frente dois grandes desafios: desenvolver tecnologias que permitam a exploração submarina abaixo da camada de sal com segurança e identificar fornecedores locais que atendam à demanda a preços competitivos e dentro de prazos apertados.

Atualmente, o Brasil ocupa a 14ª posição no ranking mundial de reservas de petróleo, liderado pela Arábia Saudita, segundo dados da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep). Com mais 55 bilhões de barris, o País subiria para a 8ª posição, ultrapassando nações como Líbia e Cazaquistão.

Em um esforço de viabilizar a produção e fazer novas descobertas no pré-sal, Petrobrás e empresas parceiras estão investindo US\$ 93 bilhões entre 2012

e 2016. O montante equivale a 40% de todo o investimento previsto pela estatal no período.

Na avaliação do diretor de tecnologia e inovação da Coppe/UFRJ, Segen Estefen, são três os desafios tecnológicos impostos pelo pré-sal: desenvolvimento de materiais anticorrosão, para profundidades que variam de cinco mil a sete mil metros a partir do nível do mar; aprimoramento das técnicas de perfuração, para driblar a espessa camada de sal e mais cinco

quilômetros de rochas; e o escoamento da produção, pois as plataformas ficam a 300 quilômetros da costa.

Corrida. Desde que o primeiro óleo foi extraído do pré-sal, em setembro de 2008, esses desafios vêm, aos poucos, sendo vencidos. Hoje, há oito campos em produção comercial no pré-sal nas bacias de Campos e Santos. Deles são extraídos mais de 200 mil barris de petróleo por dia, uma produtividade que surpreendeu a própria Petrobrás.

A maior dificuldade tem sido o transporte até a costa. Uma opção, aponta a Coppe, seria construir uma malha dutoviária para escoar o petróleo. Hoje, ele é transportado por navios.

“Do ponto de vista tecnológico, temos de transformar os desafios em oportunidades. Temos de fazer da corrida do pré-sal o mesmo que os Estados Unidos fizeram com a corrida espacial. Muitas tecnologias que estão no dia a dia dos americanos e do resto do mundo foram desenvolvidas naquela época (os anos 60 e 70) e ganharam novas aplicações”, afirma Estefen.

O desenvolvimento de fornecedores locais também é uma preocupação. A Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip) estima que, entre 2010 e 2020, o dispêndio (investimentos e gastos operacionais) da Petrobrás e de outras operadoras em exploração e produção, incluindo pós e pré-sal, será de US\$ 400 bilhões. A maior parte será destinada à construção de plataformas, sondas de perfuração e navios.

Algumas dessas plataformas já foram encomendadas no exterior, porque os estaleiros brasileiros não poderiam atender à demanda no prazo ou não teriam capacidade para construí-las. Caso da FPSO (sigla em inglês para unidade flutuante de produção e armazenamento) Angra dos Reis, que tem conteúdo local abaixo de 5% e responde pela produção do campo de Lula, no pré-sal. Ela foi construída na China.

Segundo a Petrobrás, novas unidades de produção estão sendo construídas no estaleiro Rio Grande e poderão atingir conteúdo local de até 75%. Mas a estatal deixa claro que, embora sua política seja de maximização de nacionalização dos projetos, isso não ocorrerá a qualquer custo.

E diz que “se um determinado item ou serviço não tiver no Brasil preço competitivo, qualidade, prazo para atendimento e quantidade suficientes para atender à demanda, será importado”.

Para evitar isso, a Onip está mapeando os gargalos do setor e identificando as oportunidades de nacionalização de componentes. As maiores estão no segmento de navieças: cem projetos já foram enumerados.

“A fase de exploração dos blocos é de três a cinco anos, e o desenvolvimento da produção leva mais dois a quatro anos”, afirma o superintendente da Onip Luiz Mendonça. “Temos tempo suficiente para a cadeia produtiva se preparar para o pré-sal. Temos de fazer como a Coreia, que não tem uma gota de petróleo, mas exporta para o mundo”.

O setor enfrenta incertezas sobre as novas rodadas de licitação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) por causa do impasse na votação sobre os royalties e no marco regulatório do pré-sal. A última rodada foi em 2008.

“As empresas já instaladas no Brasil veem se aproximar o esgotamento de suas áreas e as que se preparam para entrar no mercado não conseguem oportunidade”, diz Flávio Rodrigues, coordenador do Comitê de Relações Externas do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.

“O País perde investimentos essenciais e o governo perde receitas que seriam fundamentais para a promoção do desenvolvimento”, acrescenta. Apesar disso, ele diz ter recebido com otimismo o anúncio do governo de que a 11ª rodada ocorrerá em maio de 2013, e a primeira do pré-sal, em novembro de 2013.

Atraso de leilão reduz área de exploração de petróleo

Damilo Fariello
O GLOBO
BRASÍLIA

A retomada dos leilões de blocos de exploração de petróleo, prometida para 2013 pelo ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, ainda depende de arranjos políticos que encerrem a discussão do novo marco regulatório enviado ao Congresso em 2009.

A decisão pendente é a votação da redistribuição de royalties, que o governo considera fundamental para dar início aos leilões e esperar ver resolvida ainda neste ano. Mesmo que ocorra uma decisão na Câmara ainda esta semana, o texto volta ao Senado, onde tem de ser aprovado para o cronograma prometido entrar em vigor.

As bancadas do Rio e do Espírito Santo, com apoio do governo federal, tentam aprovar um texto que exclua da nova regra de distribuição dos royalties áreas já licitadas. Já o relatório do deputado Carlos Zarattini (PT-SP) inclui essas áreas e prevê uma distribuição que oferece fatia maior dos royalties para os estados e municípios não produtores, por isso encontra resistência entre os políticos dos dois estados. À espera do encerramento desses debates, o governo tem barrado há quatro anos a realização de novos leilões, levando a um encolhimento das áreas em perfuração.

“O grande problema agora é a questão política no Congresso, que vem atrasando tudo”, disse Haroldo Lima, que presidiu a

Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) até o ano passado.

Votados os royalties em 2012, o leilão da 11ª rodada de blocos deve acontecer em maio, segundo Lobão, pois já foi aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Esse leilão envolverá áreas que não incluem o pré-sal, em terra e no mar. Mas essa rodada ainda depende de liberação do Palácio do Planalto, que antecede os trâmites burocráticos da ANP para a realização do leilão. A atual diretora-geral na ANP, Magda Chambriard, previu na semana passada que a autorização para novos leilões tem de chegar à agência até janeiro, para que o prazo seja cumprido.

Depois da 11ª rodada, o minist-



Frota. Navio João Cândido, da Transpetro: mercado em alta

tro Lobão estimou para novembro de 2013 a realização do primeiro leilão com áreas do pré-sal. No início de outubro, o Ibrama emitiu a licença de instalação

da primeira etapa do pré-sal na baixada de Santos, com potencial de elevar a produção de petróleo e gás em 6% no país. Esses blocos da Etapa 1 poderão ser in-

cluídos na primeira rodada de concessões, já com base no novo marco regulatório, o que inclui o regime de partilha e a atuação do regime de partilha e a atuação do representante da União, além da nova distribuição dos royalties.

“Só no segundo leilão de 2013 é que a Petrobras vai ser operadora única”, lembrou Lobão, no dia do anúncio das novas rodadas.

Segundo Lima, a escassez de leilões está reduzindo a área perfurada em busca de novos campos. Ele, que esteve à frente da ANP por oito anos, lembra que o Brasil já chegou a ter mais de 400 mil quilômetros quadrados de exploração, enquanto hoje tem menos de 200 mil. “Se não alimentarmos o sistema com novas áreas, chegaremos no fim de 2013 com 100 mil quilômetros quadrados sob exploração, o que é irrisório diante das dimensões e do potencial do Brasil”, disse o ex-diretor-geral da ANP.

Expansão de eólicas é de 216% em três anos

Preço do megawatt hora caiu de R\$ 300 para R\$ 100 e já desbanca fontes tradicionais

Renée Pereira
ESTADO

Com um custo superior a R\$ 300 o megawatt hora (MWh), poucos acreditavam no sucesso da energia eólica no Brasil. Até 2009, a participação na matriz elétrica era modesta: não passava de 0,6% do total. Mas o cenário mudou radicalmente. Em três anos, a fatia da energia produzida com a força do vento na matriz nacional cresceu 216% e o preço caiu para cerca de R\$ 100, desbancando fontes tradicionais, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Até 2016, quando entram em operação todos os parques eólicos que participaram dos últimos leilões promovidos pelo governo federal, o País terá 8,4 mil MW de capacidade instalada – que representará investimentos da ordem de R\$ 25 bilhões. De acordo com o Plano Decenal de Energia, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a previsão é que a capacidade instalada dos parques eólicos atinja 16 mil MW em 2020, ou 9% da matriz.

Os números da Associação

Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica) são mais otimistas. A expectativa da presidente da entidade, Elbia Melo, é alcançar 20 mil MW até o fim desta década. “A fonte já está inserida na matriz elétrica. Agora estamos passando por um período de consolidação e sustentabilidade.” A executiva argumenta que o ponto essencial nesta fase é manter a previsibilidade de contratação da energia eólica. “Ou seja, precisamos ter, pelo menos, um leilão por ano para manter a competitividade da fonte.”

Subsídios. Até pouco tempo atrás, a construção das usinas eólicas era subsidiada pelos brasileiros. Em 2004, o governo federal lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), que tinha o objetivo de contratar 3,3 mil MW de energia eólica, de biomassa e PCHs. Na época, o preço de cada MWh era R\$ 312 e o custo de investimento era de R\$ 6,5 milhões por megawatt instalado.

Cinco anos mais tarde, um novo cenário foi desenhado pela crise mundial. Com demanda fraca, grandes produtores de

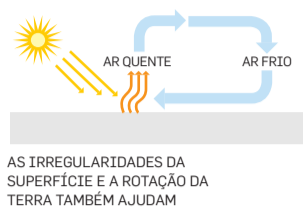
ENTENDA O PROCESSO

● Estudo mostra que energia eólica poderia suprir necessidades energéticas do mundo com folga

O que é

Turbinas eólicas ou aerogeradores captam a energia do vento e a transformam em eletricidade. São instaladas em locais com ventos constantes

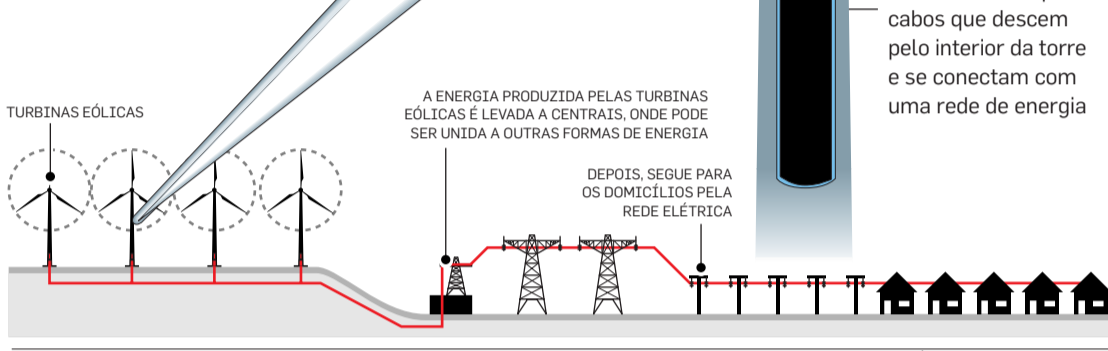
OS VENTOS SE FORMAM PRINCIPALMENTE POR CAUSA DO AQUECIMENTO DESIGUAL DA ATMOSFERA PELO SOL



Como funciona

1 A força do vento gira as três pás que propulsionam um rotor. Este se conecta com o eixo principal que move um gerador

AS PÁS DA HÉLICE SÃO FEITAS DE MATERIAIS LEVES COMBINADOS, COMO FIBRA DE VIDRO, MADEIRA, AÇO E FERRO



energia eólica, como Alemanha, Espanha e França, praticamente zeraram seus projetos. Sem outra alternativa, os fabricantes miraram novos mercados. O Brasil foi o principal deles. Nesse ambiente, o governo realizou o primeiro leilão especialmente voltado para eólicas. Dos 10 mil MW inscritos, 1.837 MW foram contratados, a um preço que variou entre R\$ 131 e R\$ 153,05 o MWh, números muito abaixo do que o mercado esperava.

De lá pra cá, foram quatro dis-

putas, sendo que a última reduziu o preço para cerca de R\$ 100 o MWh, preço mais caro apenas que o das grandes hidrelétricas. Alguns especialistas acreditam que a forte concorrência levou o setor a praticar preços abaixo do custo de produção e que não há mais espaço para queda. “Não acredito em grandes quedas nem em grandes altas. Acho que vai se manter no patamar atual”, destaca o presidente da CPFL Renováveis, Miguel Saad.

A empresa tem 558 MW de

energia eólica em operação, 602 MW em construção e 2,4 mil MW em estudos. Segundo Saad, a expectativa é atingir em dez anos cerca de 2 mil MW de energia eólica. A maioria dos projetos deverá ser instalada no Nordeste, onde os ventos são melhores, avalia o executivo. No Brasil, o fator de capacidade de geração está na casa de 40% diante de uma média de 22% da Europa.

Mas como o avanço da tecnologia esse potencial já consegue

chegar a 45%, destaca Elbia, da Abeeólica. Ela explica que hoje as torres são mais altas, em torno de 100 metros, e conseguem captar melhor o vento. “A produtividade melhorou e o volume de investimento, que antes era de R\$ 6,5 milhões, caiu para R\$ 3,4 milhões o MW instalado.” Outro motivo de comemoração é que o potencial eólico do Brasil, até então calculado em 143 mil MW, está subestimado. Elbia diz que o novo mapa eólico deve trazer números da ordem de 300 mil MW.

Empresas. Diante de números tão vigorosos, os produtores de equipamentos não pensaram duas vezes e instalaram suas fábricas em várias regiões do Brasil. Em 2009, quando houve o primeiro leilão, eram duas empresas no País. Hoje já são 11 fabricantes nas Regiões Sudeste e Nordeste. “A dinâmica do setor mudou, ganhou uma nova conotação. O jogo nessa nova fase é de consolidação e eficiência”, avalia o diretor de investimentos da Renova Energia, Pedro Pileggi.

A empresa inaugurou em julho o maior parque eólico da América do Sul, com 184 aerogeradores e 293,6 MW de potência, mas que ainda está parado por falta de linha de transmissão. A estatal Chesf, responsável pelas obras, não conseguiu licença ambiental para levar a construção adiante e só deve concluir os trabalhos no segundo semestre do ano que vem. Hoje, os investimentos da Renova estão concentrados no oeste da Bahia.

Até 2016, a companhia terá 1,1 mil MW de capacidade instalada na região. Pileggi conta que o potencial do semiárido baiano, com terras já arrendadas, é da ordem de 4 mil MW. “Para nós a escala é importante. Na nossa lógica, não compensa fazer um parque eólico de 50 MW. Tem de ser de 250 MW, 300 MW para dar escala ao projeto e reduzir o custo unitário”, explica o executivo.



Bons ventos. Parque eólico de Caetitê, na Bahia, construído pela Renova Energia: a paisagem da região mudou com 14 parques e 184 aerogeradores

Fábrica de torres não consegue atender à demanda

● Em operação desde 2010 em Pernambuco, a Gestamp não consegue atender à demanda. Produz 450 torres eólicas por ano, o limite da sua capacidade. “São 24 horas por dia, sete dias por semana”, informa o diretor Paulo Coimbra. A fábrica emprega 560 funcionários em três turnos.

A Gestamp fabrica torres mediante projeto dos seus três grandes clientes - Vestas, GE e Alstom. E está investindo R\$ 30 milhões para melhorar seu produto. Hoje, compra chapas da Usiminas preparadas para serem soldadas. “Agora, vamos comprar chapa bruta e vamos fazer os cortes na fábrica”, disse Paulo Coutinho. “A solda é o coração de uma fábrica de torres.” A.L.

Pernambuco investe em polo de produção de aerogeradores

Em Suape, fábricas investem R\$ 350 milhões para fornecer torres e peças para parques eólicos do Nordeste

Angela Lacerda

ESTADO
ENVIADA ESPECIAL
CABO DE SANTO AGOSTINHO

Considerado um dos Estados com maior potencial para aproveitamento de energia eólica no País, Pernambuco trabalha para aproveitar o que a natureza lhe deu. No complexo portuário e industrial de Suape, no município metropolitano de Cabo de Santo Agostinho, a argentina Impsa investe desde 2007 na maior fábrica de aerogeradores do Brasil. A espanhola Gestamp, do grupo Gonvarri, chegou em 2009 para

produzir torres. Juntas, empregam mais de 1,3 mil pessoas.

A LM Wind Power, dinamarquesa, vai instalar fábrica de pás eólicas. O grupo Gonvarri se organiza para lançar a Iraeta, uma fábrica de flanges, anéis que unem os grandes cilindros que formam as torres eólicas. Juntos, os quatro empreendimentos representam investimentos de R\$ 350 milhões.

“É só o começo”, diz o secretário estadual de Desenvolvimento Econômico, Frederico Amâncio, presidente do Porto de Suape. Ele destaca que o potencial eólico do Nordeste é de 144 GW (equivalente a 13 usinas Belo Monte), segundo a Associação Mundial de Energia Eólica.

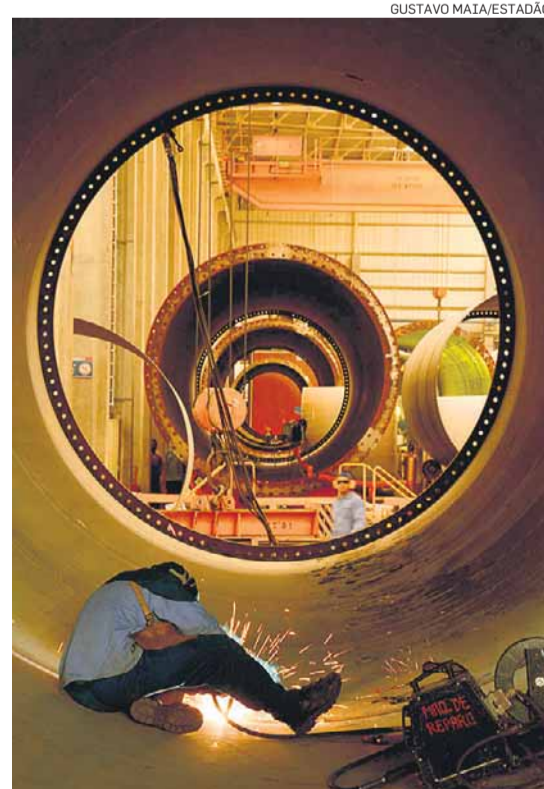
A geração de energia pelo vento se concentra nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, onde estão instalados cerca de 70% dos parques eólicos do

País. A expectativa brasileira é de gerar 10 GW até 2015, e 15 GW em 2020. A geração atual no País é de 2 GW.

Pernambuco está em posição de destaque nesse mercado considerado promissor. Tem um porto estratégico – no complexo industrial de Suape –, e oferece incentivos para se tornar um grande polo de produção de equipamentos eólicos.

Com as novas empresas se fecha a cadeia produtiva das grandes peças – torres, aerogeradores e pás. Pernambuco busca agora atrair o segundo nível da cadeia, o de suprimentos, para reduzir os custos. Para isso, Suape se tornou, há dois meses, o primeiro porto membro da Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica).

O secretário acredita na tendência de chegada de empreendimentos eólicos para o Nordeste



Torres. Fábrica da Gestamp, em Suape: emprego em alta

pela própria dificuldade do setor quanto à mobilidade e logística. A maior produtora de pás eólicas, a Tecsiss, exemplifica ele, fica em Sorocaba (SP), a mais de

100 quilômetros do Porto de Santos. “Um megaproblema de mobilidade”, define Frederico Amâncio, sobre o transporte das pás, de grandes dimensões, até o

porto, para então serem embarcadas para o Nordeste.

O diretor executivo da Impsa, Emilio Guinázú, diz que a estratégia da empresa em se instalar no litoral pernambucano foi acertada. Com capacidade para construir 400 aerogeradores por ano, a empresa pode chegar a 500/ano. A demanda atual é de 300, 30% acima do ano passado. Do total produzido, 88% se destinam ao mercado nordestino (Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte). Os 12% restantes seguem para Argentina e Venezuela.

A empresa enfrenta dificuldades de acesso ao complexo, com constantes engarrafamentos. “Suape cresceu de forma explosiva, abriga mais de 100 indústrias, todas sofrem com a mobilidade”, diz Guinázú, ao destacar também uma pendência em relação aos impostos. “O equipamento eólico é isento de ICMS, mas os seus componentes não, o que vira custo para a empresa.”

Apesar dos obstáculos, a Impsa está construindo uma segunda fábrica em Suape para produzir componentes para turbinas eólicas e geradores.

ENERGIA E ECONOMIA VERDE

DESAFIOS
BRASILEIROS

Até 2017, carros terão de consumir 13,6% menos

Projeto Inovar-Auto, do governo federal, dará benefício extra de redução de 2 pontos percentuais de IPI às empresas que desenvolverem produtos ainda mais econômicos

Cleide Silva
ESTADO

Em menos de dez anos, a frota circulante do Brasil cresceu 60% e hoje está próxima de 35 milhões de veículos. Embora boa parte seja movida a etanol, combustível menos agressivo ao meio ambiente, ainda é muito poluente em relação aos padrões de países desenvolvidos. Reduzir essa diferença, tornando os carros brasileiros mais econômicos e mais limpos é uma das metas do novo regime automotivo, chamado de Inovar-Auto.

Laçado pelo governo brasileiro em outubro, após mais de um ano de negociações, o Inovar-Auto estabelece que até 2017 os carros novos terão de consumir 13,6% menos combustível em relação ao índice atual. Significa

que terão de percorrer, em média, 15,9 km por litro de gasolina e 11 km por litro de álcool.

Empresas que conseguirem desenvolver produtos ainda mais econômicos, com capacidade de rodar 17,2 km/l com gasolina e 11,9 km/l com álcool terão benefício extra de redução de 2 pontos percentuais do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Se investir em novas tecnologias, por exemplo na área de segurança, terá direito a mais 2 pontos de corte.

Um carro popular nacional (com motor 1.0) de uma fabricante habilitada pelo regime automotivo recolherá 7% de IPI a partir de janeiro, mas essa alíquota poderá cair a 3% se todas as etapas do programa forem cumpridas. Essa redução resultará em importante fator de competi-

tividade do produto.

Em paralelo à redução de consumo, os carros terão de diminuir as emissões de poluentes em igual proporção. A exigência do regime é que, até 2017, cada automóvel emita, em média, 135 gramas de CO₂ por km rodado, meta que aproxima os veículos brasileiros aos de países desenvolvidos. A Europa estabelece 130 gramas de CO₂ por km rodado até 2015 e 95 gramas até 2020. Já os EUA, onde veículos de grande porte como picapes e utilitários esportivos são maioria na frota, pretendem chegar a 154 gramas em 2016.

“Nosso objetivo é garantir carros equiparáveis aos lá de fora e também exportáveis”, diz Bruno Jorge Soares, especialista da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI). Ele

● Cenário

BRUNO JORGE SOARES

ESPECIALISTA DA ABDI

“Nosso objetivo é garantir carros equiparáveis aos lá de fora e também exportáveis.”

ALESSANDRO RUBIO

CESVI BRASIL

“Só por ser flex, nosso carro já tem consumo maior que europeu.”

lembra que, por ter grande participação de veículos compactos e movidos a etanol, a frota brasileira já tem bons níveis de eficiência, “mas só isso não é suficiente para competir no mundo”.

Segundo o presidente da Associação Brasileira de Engenharia Automotiva (AEA), Antonio Megale, é preciso levar em conta que a Europa tem mix maior de carros a diesel, a eletricidade e híbridos. Além disso, a gasolina local, assim como a usada nos EUA, é pura, sem a mistura de etanol, o que muda a forma de medir consumo e emissões.

Megale vê o novo regime como “ambicioso” e ressalta que “todas as montadoras terão de aprimorar seus motores com novas tecnologias como injeção direta de combustível e sistema de queima mais eficiente”. Os carros terão de ser mais leves, com melhor aerodinâmica, usar pneus de baixo atrito e sistemas como o Start/Stop, que desliga o motor quando o condutor está parado no trânsito.

Carros mais eficientes são uma demanda cada vez mais urgente no Brasil. As montadoras calculam que, até 2020, os brasileiros deverão consumir entre 5 milhões e 6 milhões de veículos anualmente. Neste ano as vendas já devem atingir volume recorde de 3,8 milhões de unidades, 5% maior que o de 2011.

Com o rejuvenescimento da frota nos últimos anos, os veículos também são menos agressivos ao meio ambiente por incorporarem novas tecnologias.

Evolução. Apesar do atraso em relação aos padrões mundiais, os automóveis brasileiros já evoluíram muito nos últimos anos. Segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), seriam ne-

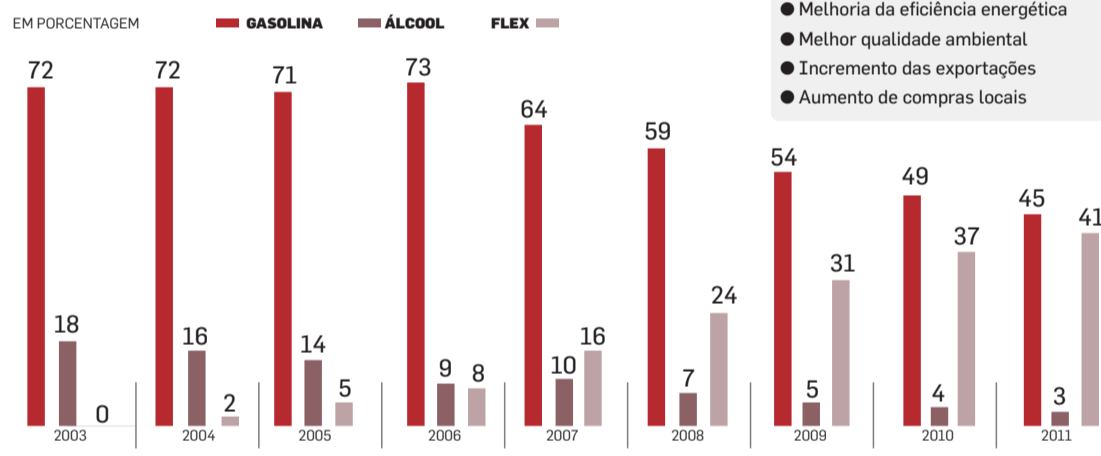


Ajuste. Emissão de gás carbônico terá de cair para 135 g/km

COMO RODAM OS CARROS BRASILEIROS

● Automóveis movidos exclusivamente a gasolina, que em 2003 representavam 72% da frota brasileira, deram espaço aos modelos flex, que permitem ao consumidor escolher o combustível

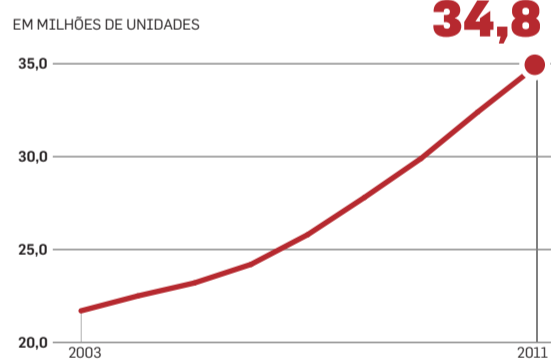
Evolução por tipo de combustível



Objetivos do novo regime automotivo

- Aumento dos investimentos na cadeia automotiva
- Atração de novas montadoras
- Desenvolvimento em pesquisa e inovação tecnológica
- Desenvolvimento da engenharia automotiva
- Incorporação de novas tecnologias automotivas nos veículos
- Melhoria da eficiência energética
- Melhor qualidade ambiental
- Incremento das exportações
- Aumento de compras locais

Tamanho da frota circulante



Idade média da frota



FONTE: SINDIPEÇAS E ANFAVEA

INFOGRÁFICO/ESTADÃO

Veículo elétrico ainda longe do consumidor

Alto preço é um dos entraves para consumo em massa; mercado está mais focado em desenvolver projetos

Luiz Guilherme Gerbelli
ESTADO

O mercado de veículos elétricos no Brasil ainda está mais focado em desenvolver projetos de caráter experimental do que atrair amplamente o mercado consumidor. Um dos grandes entraves para o desenvolvimento de um consumo em massa é o alto preço desse tipo de automóvel no País, relacionado à falta de incentivos governamentais e à elevada carga tributária.

O carro elétrico recolhe no Brasil 55% de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), incluindo o aumento de 30 pontos percentuais em vigor para importados. Modelos populares nacionais, por exemplo, pagam 7%.

O cenário adverso não impede, porém, que estudos sejam feitos para identificar a viabilidade de veículos elétricos e a infraestrutura necessária. Um consórcio entre EDP, Instituto de Eletrotécnica e Energia, da USP, Fundação Instituto de Administração e Sinapsis quer identificar, por exemplo, o impacto do carro elétrico no País no sistema de distribuição de energia. “O objetivo é saber como o carro elétrico impacta para uma empresa de energia”, afirma Paulo Feldmann, coordenador do projeto.

Em setembro, foi inaugurado um posto de carga rápida para carros elétricos no campus da USP. Nele, o carregamento para 180 quilômetros demora até 30 minutos. No carregamento lento, o abastecimento pode levar até oito horas. De acordo com Feldmann, existem 70 carros elétricos no Brasil, número insignificante em relação ao de países asiáticos, europeus e nos EUA. Na China, são 780 mil veículos e, no Japão, 400 mil.

Na cidade de São Paulo, é possível encontrar dois veículos elétricos num ponto de táxi nas esquinas da Avenida Paulista e Rua da Consolação. Lançado em junho, é um projeto feito em parceria entre Prefeitura, Renault-Nissan, AES Eletropaulo e Associação das Empresas de Táxi de Frota do Município de São Paulo. O projeto terá dez unidades do Nissan Leaf, primeiro carro 100% elétrico produzido em larga escala no mundo.

“Queremos avaliar a questão logística dentro do objetivo de estimular o uso de veículos com menor potencial poluidor”, afirma Maria Tereza Vellano, diretora Regional da AES Eletropaulo – empresa que ficou responsável por importar os carregadores. A empresa também enxerga esse mercado como um novo modelo de negócio que começa a surgir.

Já a Cemig é parceira do projeto Veículo Elétrico. O projeto é fruto de um acordo de cooperação firmado pela Itaipu Binacional com a empresa suíça KWO –



Carga rápida. Feldman abastece carro no Instituto de Energia Elétrica, na USP

Krafwerke Oberhasli AG. Ao todo, 18 empresas estão na iniciativa – a Fiat é responsável pela plataforma mecânica.

A CPFL também realiza estudos para o desenvolvimento de carros elétricos. “Desenvolvemos projetos em três frentes: parceria com pioneiros no fornecimento de veículos 100% elétricos, desenvolvimento de equipamentos de carregamento e desenvolvimento de baterias nacionais”, afirma o diretor de Estratégia e Inovação da CPFL Energia, Fernando Mano.

Para orientar esse mercado, a

Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI) – em parceria com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, o Ministério de Ciência e Tecnologia e o BNDES – está desenvolvendo o projeto Agenda Tecnológica Setorial para estudar prioridades para o desenvolvimento tecnológico na área de mobilidade elétrica.

“Estamos reunindo todo o material produzido nos últimos três anos e aproveitando os incentivos do Inovar-Auto para tentar elencar algumas prioridades na questão da mobilidade elé-

trica. O governo não tem medidas específicas, mas estuda prioridades de apoio”, diz Bruno Jorge Soares, especialista da ABDI.

O fato de o mercado brasileiro ser ainda pequeno não impede que as montadoras busquem ganhar espaço. O Mitsubishi iMiEV já está em testes São Paulo e no Rio – no mundo, foram vendidas 30 mil unidades. No ano que vem, a Toyota inicia a venda do Prius, modelo híbrido movido a eletricidade e gasolina, por R\$ 120 mil. A Ford tem o Fusion Hybrid, primeiro híbrido comercializado no Brasil.

DESAFIOS BRASILEIROS

ENERGIA E ECONOMIA VERDE

CELSO MING

Columista do Estado

celso.ming@grupoestado.com.br



Carro elétrico vale a pena?

Quem quer um carro elétrico quer um carro verde, um carro ecologicamente correto, que não polui nem contribui para o aquecimento do Planeta. Mas estamos longe disso. Para ser ecologicamente correto, não basta que um automóvel não ejetar gás carbônico (CO²) pelo escapamento. É preciso perguntar primeiro como é obtida a energia elétrica que o move. Hoje, nada menos que 81% da energia global provém da queima de derivados de petróleo e carvão. Não adianta grande coisa substituir o escapamento pela chaminé. A atenuante é a de que, nas centrais térmicas, o gás carbônico produzido pode ter controle mais eficiente do que o emitido pelos

escapamentos. No entanto, à medida que os motores à explosão na frota global de veículos fossem substituídos pelos elétricos, seria necessário ver de que modo seria gerada tanta energia elétrica. Ou seja, enquanto não se obtiver uma fonte não poluidora e renovável de energia, o carro elétrico enfrentará graves limitações. Essas são objeções sérias ao “carro do futuro” – como o designa o brasileiro Carlos Ghosn, presidente do grupo Renault-Nissan. Mas há outras. Há mais de dez anos, engenheiros e cientistas tentam desenvolver uma bateria eficiente, mas não foram muito longe. As mais avançadas pesam cerca de 500 quilos – trambolho que compromete o desempenho e a autonomia do veículo. Os entusiastas observam que essas coisas começam assim. Por exemplo, o

primeiro computador ocupava o andar inteiro de um edifício; e os primeiros celulares eram um tijolão. Em todo o caso, mesmo depois de progresso tecnológico, as baterias de computadores, celulares e câmeras fotográficas não conseguem armazenar energia mais do que para algumas horas de uso. E é preciso, também, resolver o problema do recarregamento. Os que apostam no carro elétrico lembram que a recarga pode ser feita à noite. Ainda assim, cada garagem teria de ter instalações elétricas especiais que, provavelmente, implicariam aumento da capacidade de todo o sistema. Mas como resolver o problema de tantos edifícios e de tantas casas, no Brasil e no mundo, que não dispõem de garagem? E quem tem de deixar o carro na rua fará o quê? A Renault desenvolveu projeto que

prevê troca da bateria nos postos de combustível. Trata-se de operação que não leva mais do que alguns minutos. O problema aí é que a bateria corresponde a cerca de metade do preço do carro elétrico. Quem se sujeitaria a trocar um equipamento tão caro cujo estado de conservação não conhece? E qual seria a seguradora que daria cobertura a um veículo que, na primeira parada, poderia ser vítima de troca de gato por lebre? Há ainda a questão da autonomia. Os carros elétricos não aguentam mais do que 140 km ou 150 km sem recarga. É claro, o avanço da tecnologia sempre poderá baixar esses números. Cabe perguntar, também, quem, afinal, precisaria de uma autonomia superior a 150 km por dia na cidade? Talvez os taxistas ou os entregadores. Ora, mesmo quem, na média, não roda mais do que 30 km por dia tem de estar preparado para viagens de 200 km ou 300 km. E não se pode desprezar os problemas causados pelo descarte das baterias. Hoje, a reciclagem das baterias dos celulares e dos computadores continua sem solução. Finalmente, há o obstáculo do preço. Até agora não foram fabricados (e vendidos) carros elétricos por menos de R\$ 120 mil por unidade – carros demais em comparação com os convencionais. Os poucos modelos vendidos na Europa e no Japão contam com subsídios de até

US\$ 6 mil cada um. Até quando os governos e instituições públicas podem pagar esse pedaço da conta para tornar o produto atraente? Aí é preciso, sim, levar em conta cálculos de escala. A partir do dia em que uma montadora puder fazer ao menos metade de seus carros movidos à eletricidade, os preços ficarão mais baixos. Mas quanto mais baixos? Alguns lembram que a produção em massa de carros elétricos mudaria toda a indústria. Milhares de fábricas de autopeças desapareceriam. E uma rede de proporções não desprezíveis de empresas de manutenção (serviços de mecânica) teriam de se reciclar ou fechar as portas. Mas, convenhamos, é do jogo. Como tantas vezes é lembrado, a indústria de lâmpadas também levou à falência milhares de fabricantes de velas. Enfim, o carro elétrico continua sendo uma aposta complicada. É por isso que algumas montadoras, como a Ford e a Toyota, fizeram outra opção: desenvolver carros híbridos, em que o motor elétrico é alimentado por energia gerada por queima de um combustível num motor à explosão. Diante dessas e de outras eventuais considerações, por que não seguir apostando no carro a álcool, ao menos no Brasil?

Captação solar começa a ficar viável

Sistema pode se tornar competitivo em dez anos, mas já existem grandes projetos sendo iniciados, como o de Coremas, na Paraíba

Sergio Torres
ESTADO / RIO

Fonte geradora de eletricidade ainda pouco desenvolvida no Brasil, a energia solar poderá se tornar competitiva em relação a outros sistemas de geração até 2020, estima a Agência Internacional de Energia (AIE). A energia solar é a mais limpa e renovável das fontes energéticas. O que precisa ser desenvolvida é uma tecnologia mais barata que permita a produção em larga escala, a custos abaixo das fontes convencionais, como, por exemplo, a hidrelétrica, base da geração brasileira. Dados da AIE indicam que a capacidade global de geração de energia solar tem aumentado cerca de 40% ao ano desde 2000. Pelos cálculos da entidade, em 2050 essa matriz responderá por 11% da produção total de eletricidade no planeta.

No Brasil, a produção da energia solar ainda é reduzida, mas o potencial é expressivo. São produzidos hoje no País 2 megawatts (MW) por ano em programas experimentais. Os projetos destinam-se, principalmente, ao abastecimento de regiões desassistidas pela rede tradicional de energia elétrica, em razão do isolamento. Para o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, embora ainda não tenha ingressado em uma faixa competitiva, o preço da energia solar tem caído bastante. “O Brasil registra um alto índice de insolação, que se mantém mais ou menos constante durante o ano. O preço ainda é caro, não competitivo, em torno de R\$ 200 o megawatt/hora”, afirma. “A energia solar vai crescer, é uma questão de tempo.”

Tolmasquim procura fazer uma comparação entre o nível atual de geração de energia solar com o de energia eólica (gerada pela força dos ventos) anos atrás. “A mesma coisa que aconteceu com a energia eólica. Começamos com R\$ 300 o megawatt/hora. Hoje sai por R\$ 100. Ainda vai acontecer algo parecido com a energia solar em um horizonte de dez anos.” A energia solar chega ao planeta nas formas térmica e luminosa. A irradiação seria suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia do mundo, mas sua atuação sobre a superfície varia conforme a latitude, a estação do ano e as condições atmosféricas. Ao ser absorvida pelos sistemas de captação, a irradiação do sol converte-se em calor, matéria-prima das usinas termoeletricas para produzir eletricidade. O



Sol. Usina de Mérida, na Espanha: Nordeste segue exemplo

local da usina precisa ter alta incidência de irradiação, com poucas nuvens e chuvas, como acontece em parte do Nordeste brasileiro, especialmente na região do semiárido. **Coremas.** A companhia brasileira

Rio Alto Energia focou investimentos em um projeto de usina solar em complemento com biomassa na cidade de Coremas, no sertão da Paraíba. Também viabiliza a implantação de uma unidade de 20MW na região do Vale do Jequitinhonha (norte de Mi-

nas Gerais). O investimento em Coremas é de R\$ 325 milhões. Como Tolmasquim, o executivo Erico Evaristo, membro do Conselho Administrativo da Bolt Energias, vislumbra a possibilidade de crescimento expressivo da energia solar nos próximos anos. Ele destaca os projetos de implantação de sistemas de geração distribuída, que poderão baratear as contas de energia. Os projetos preveem que durante o dia as placas captam a energia solar. Se o consumidor não usa toda a energia apreendida, o excedente passa para a rede de energia convencional. A tarifa é cobrada com descontos calculados com base na energia solar transferida. “Para isso, é preciso ter medidores especiais. Calculo que seja um investimento para 20 anos. A construção de usinas solares não é viável hoje, mas a eólica não era há cinco anos.”

Projeto experimental

A ENERGIA QUE VEM DO BALANÇO DAS ONDAS

Usina instalada no Porto de Pecém começa a produzir eletricidade em caráter experimental

Ainda de forma experimental, a primeira usina da América Latina a funcionar com a força das ondas do mar já começou a funcionar no Porto de Pecém, no litoral cearense, a cerca de 60 km da capital Fortaleza. A produção de energia deve ter início no primeiro semestre do ano que vem. Por enquanto, a geração ainda está em fase de testes. O funcionamento é interrompido para verificações do sistema de geração, criado pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e patenteados

nos Estados Unidos. O sistema inédito tem apoio do governo do Ceará e foi financiado pela Tractebel Energia por meio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ao custo de R\$ 18 milhões em quatro anos. Deverão ser gerados 100 quilowatts para o abastecimento energético do principal porto cearense. Com a mesma quantidade de quilowatts é garantido o abastecimento de eletricidade de 60 famílias. “Essa instalação é a ponta de um iceberg, o início de um processo complexo de incorporar a força do oceano na matriz energética mundial”, explica o diretor de Tecnologia e Inovação do Coppe, Segen Estefen. “É algo extremamente estratégico para a visão de futuro do Brasil.” O protótipo criado pelo instituto, acrescenta o especialista, não tem a pretensão de ser definitivo nem de nortear sistemas de geração de energia a partir da força do mar. “Estamos disputando com outros sistemas e em processo de evolução, mas ninguém tem a pretensão de desen-



Natureza. Ondas movem braços mecânicos flutuantes que ativam bombas hidráulicas: energia para abastecer porto

volver um protótipo e querer que ele seja a solução”, comenta Estefen. “Há um esforço grande de alguns países, Reino Unido à frente, de aproveitar os recursos do oceano na geração de eletricidade.” Além das ondas, o mar oferece a possibilidade de geração de energia impulsionada pela movimentação das marés, correntes

marinhas, variação superior a 20 graus Celsius entre as temperaturas mínimas e máximas da água e até pelo teor de salinidade. O Brasil tem condições de explorar todas essas fontes. Pelo menos dois desafios se apresentam para que o País possa aproveitar a potencialidade dos recursos marítimos, ambos vinculados à necessidade de de-

envolvimento tecnológico: a criação de instrumentos que apurem com precisão os dados das fontes geradoras e de equipamentos de conversão dos recursos em eletricidade. O sistema de captação da energia das ondas consiste em dois braços mecânicos com boias flutuadoras presas na ponta de cada um deles. A energia é gerada

pela movimentação das boias, que ativa um sistema de bombas hidráulicas, reservatório interno de água doce e ambiente de alta pressão. O plano da Tractebel é atrair, com base no protótipo do Ceará, fabricantes de equipamentos para usinas interessados em dar continuidade e melhorar o projeto /S.T.

Parcerias
O gerente de Operação de Produção e de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel, Sérgio Maes, conta que a empresa incentiva a aproximação entre academia e iniciativa privada para gerar conhecimentos e novas tecnologia.

Sem política pública, biomassa não avança

Com bagaço de cana, País poderia gerar energia equivalente a duas usinas de Itaipu

Gustavo Porto
ESTADO

A energia elétrica produzida em usinas térmicas a biomassa do bagaço de cana-de-açúcar, ou seja, de uma fonte renovável, tem capacidade de agregar ao sistema brasileiro 15,3 mil megawatts médios em 2020, o correspondente a 18% do consumo nacional previsto para aquele ano. Esse total é mais de sete vezes a capacidade instalada atual, de 2,12 mil MW médios – da qual 1 mil MW são utilizados pelo sistema e o restante pelas usinas de açúcar e etanol –, quase duas vezes o que o Estado de São Paulo consumiu em 2011, ou ainda duas usinas de Itaipu.

Mas a falta de uma política para o setor ameaça esse potencial. Com a concorrência das usinas eólicas, que têm isenção do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) em toda a cadeia para serem construídas, e das térmicas a gás, que possuem um custo bem menor por serem extrativistas, as unidades a biomassa cada vez mais são minoria nos leilões do governo federal para a aquisição de energia nova.

Desde 2011, nos últimos dois leilões, de toda demanda contratada, 43% veio de eólicas com 78 projetos, 43% de apenas 2 projetos de térmicas a gás e as 10 usinas a biomassa colaboraram com 4% do total. “O preço

Desperdício

Para Zilmar José de Souza, da Unica, a falta de incentivo à bioeletricidade do bagaço de cana poderá acabar com o parque da indústria de base montado nas cidades paulistas de Sertãozinho e Piracicaba.

médio de R\$ 103 por MW (em 2008 era R\$ 153), os leilões misturando fontes diferentes de energia e a concorrência desleal com as outras geradoras não incentivam mais as usinas”, disse Zilmar José de Souza, gerente em bioeletricidade da União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica).

Para Souza, a política setorial de longo prazo para a bioeletricidade deveria prever leilões específicos dessa fonte e divididos de acordo com a demanda regional.

Economia. Estudo da Unica aponta que se todo o potencial de bioeletricidade fosse incorporado ao sistema elétrico, haveria uma economia de 5% da água dos reservatórios de hidrelétricas do Sudeste e do Centro-Oeste e 2,9 milhões de toneladas de gás carbônico (CO₂) deixariam de ser emitidas. De acordo com o consultor e sócio-diretor da Canaplan, Luiz Carlos Corrêa Carvalho, também presidente da Associação Brasileira do Agronegócio (Abag), “é preciso ainda a criação de uma política tributária específica, que diferencie essa energia limpa, gerada com base na biomassa, da suja, vinda do gás, por exemplo”.

Na avaliação do consultor, a falta de incentivo para a bioeletricidade pode determinar as decisões das usinas na área agrícola. “As próximas variedades de cana têm um potencial de produzir de 40% a 50% mais açúcar e etanol, ou ainda até o dobro de fibra, que seria uma cana que pode ampliar a produtividade para a energia elétrica. Sem incentivo para a bioeletricidade, no futuro próximo, certamente os produtores poderão optar pelas variedades com mais açúcar”, concluiu Carvalho.



Trajeto. Primeiro trecho do etanolduto percorrerá 215 km entre Ribeirão Preto, polo produtor, e Paulínia, centro distribuidor

Etanolduto começa a funcionar em março

Sistema exclusivo para o transporte de etanol liga maior área produtora ao principal centro de distribuição

O trecho inicial do primeiro duto do mundo para o transporte exclusivo de etanol já está completamente enterrado nos 215 quilômetros que separam Ribeirão Preto (SP), principal polo produtor, e Paulínia (SP), maior centro distribuidor do combustível do País. Com o cronograma cumprido à risca e custo de R\$ 1 bilhão, o trecho será inaugurado e entrará em fase de pré- operação em março de 2013, pronto para escoar o álcool produzido já na próxima safra de cana, iniciada em abril.

“A obra está na fase de construção do centro coletor do combustível, em Ribeirão, e no distribuidor, em Paulínia, rigorosamente dentro do cronograma; vamos fluir etanol por São Paulo em março”, disse Alberto Guimarães, presidente da Logum. A companhia constrói e vai operar o empreendimento de R\$ 7 bi-

lhões, que transportará, por 1,3 mil quilômetros de dutos, até 2016, o álcool de cana entre os centros produtores e consumidores de Goiás, Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro.

Já no início da operação entre Ribeirão Preto e Paulínia, o etanol poderá chegar até o Rio de Janeiro por meio da conexão dos dutos da Petrobrás, uma das sócias do empreendimento. A estatal tem 20% da Logum, mesmo percentual das sócias Raízen, Copersucar e Odebrecht/ETH. Além delas, Uniduto e Camargo Corrêa – que toca a obra – têm 10% cada. O etanolduto deve transportar mais de 20 bilhões de litros por ano com tancagem para 1,2 bilhão de litros de álcool quando a obra for concluída.

Sigilo. Segundo Guimarães, a Logum já está em fase final de negociação e elaboração de contratos com os primeiros clientes – entre usinas, distribuidoras e traders – para o início do escoamento. Ele mantém os nomes dos potenciais clientes em sigilo, bem como o valor da tarifa para o transporte, que será publicada pela companhia no início

Vantagens

ALBERTO GUIMARÃES
PRESIDENTE DA LOGUM
“Nossa tarifa entre dois pontos vai ser, no mínimo, 20% inferior ao equivalente rodoviário e terá descontos maiores de acordo com os volumes e distâncias percorridos.”

“Aos produtores, vamos ainda oferecer um serviço de coleta.”

das operações e terá a fiscalização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). “Nossa tarifa entre dois pontos vai ser, no mínimo, 20% inferior ao equivalente rodoviário e terá descontos maiores de acordo com os volumes e distâncias percorridas”, garantiu. “Aos produtores, vamos ainda oferecer um serviço para a coleta do etanol nas usinas e levá-lo até Ribeirão Preto.”

Previsto para começar a ser construído em novembro deste ano, o segundo trecho do etanolduto, nos 136 km entre Ribeirão Preto e Uberaba (MG), terá inf-

cio em março e estará pronto em meados de 2014. Segundo o presidente da Logum, o atraso ocorreu por problemas técnicos e ainda pelo início do período de chuvas na região.

Em julho de 2013, ainda com a obra de entrada no trecho mineiro do etanolduto em andamento, a companhia iniciará o trecho entre Uberaba e Itumbiara (GO), o penúltimo antes da chegada a Jataí (GO), o ponto final. A obra prevê ainda a interligação, por meio de um ramal, de Paulínia às margens da Hidrovia Tietê-Paraná, em Anhembi (SP), para a coleta do etanol transportado por barcaças, bem como a exportação, via oceano Atlântico, em Caraguatatuba (SP).

A exportação do etanol, aliás, originou o primeiro projeto de um etanolduto, quando ainda era tocado pelo consórcio PMCC (Petrobrás, Mistui e Camargo Corrêa). No entanto, com a fusão da PMCC com outros projetos, o nascimento da Logum, a oferta ainda restrita e a demanda externa volátil de etanol, o projeto migrou para a distribuição do combustível no mercado interno. “O projeto de exportação não vai morrer e já no início da operação poderemos escoar 2 bilhões de litros, mas a prioridade é abastecer o mercado interno e só vamos avaliar os próximos passos, incluindo o escoamento em Caraguatatuba, em 2016”, concluiu. / G.P., DO ESTADO

Grupos reduzem custos e poluição com ferrovias

Investimentos de R\$ 3,4 bilhões da Cosan e da Copersucar eliminam 62 mil viagens de caminhão por ano

Luciana Collet

ESTADO
ENVIADA ESPECIAL / ITIRAPINA

Projetos que favorecem a redução de custos de exportação de açúcar, ao mesmo tempo que retiram caminhões das estradas e reduzem emissões de gases poluentes, são prioridade para grandes empresas do setor, como o Grupo Cosan e a Copersucar. As duas empresas anunciaram investimentos que somados atingem R\$ 3,4 bilhões em projetos logísticos até 2015 e estimam que propiciarão uma redução de pelo menos 62 mil viagens de caminhões por mês.

A Cosan, por meio de sua empresa logística Rumo, está investindo R\$ 1,4 bilhão em terminais e reforma de linhas férreas que permitirão o escoamento de 11 milhões de toneladas anuais de açúcar por ferrovia até 2015. “Mudaremos o transporte de açúcar produzido na região centro-sul ao Porto de Santos do modal rodoviário para o ferroviário e deixaremos de circular pelas estradas 30 mil caminhões por mês”,



Logística. Terminal de Itirapina, no interior paulista: menos caminhões, menos emissão de carbono e mais economia

disse o diretor presidente da Cosan, Marcos Lutz.

A empresa acaba de inaugurar a primeira fase de um terminal intermodal na cidade de Itirapina, no interior de São Paulo. O complexo, que já recebeu um aporte de R\$ 100 milhões, abriga por ora um armazém com capacidade para 110 mil toneladas, uma tulla ferroviária, para o carregamento dos vagões, com capacidade para expedir 44 mil toneladas e um ramal ferroviário

de 5,6 quilômetros, capaz de realizar o carregamento com a composição em movimento. Até 2015, o terminal deve movimentar até 12 milhões de toneladas de açúcar e grãos por ano.

A Rumo Logística também aplicou recursos na compra de 50 locomotivas e 729 vagões e está realizando, em parceria com a América Latina Logística (ALL), a recuperação da malha ferroviária no trecho de Itirapina a Santos. A empresa também está de-

envolvendo projetos para a cobertura de seus terminais no Porto de Santos, com o objetivo de permitir o embarque de açúcar mesmo nos dias chuvosos. De acordo com o diretor presidente da Rumo, Julio Fontana Neto, o terminal deixa de operar por até 120 dias no ano por causa das chuvas.

O executivo informou que do volume total de açúcar processado pela Raízen, joint venture entre Cosan e Shell para a produ-

Investimentos

R\$ 1,4 bi
vai ser investido pela Cosan, por meio de sua empresa logística Rumo, em terminais e reformas de linhas férreas

R\$ 2 bi

serão investidos pela Copersucar em logística

ção de açúcar e etanol e distribuição de combustíveis, cerca de 60% foram escoados pela ferrovia na última safra e a meta é chegar a 90% quando todo o plano de investimentos for concluído.

Etanolduto. A Copersucar anunciou investimentos de R\$ 2 bilhões em logística, montante que inclui não apenas a expansão da capacidade de armazenar e transportar açúcar por ferrovia até o Porto de Santos, como também expansão da logística de escoamento de etanol, incluindo sua participação na implantação de um etanolduto. A empresa revela que pretende transportar por meio de ferrovias 70% de seu açúcar a granel até 2015. Atualmente, esse modal responde por cerca de 50% do transporte da commodity. A empresa já investiu R\$ 30 milhões na ampliação do Terminal Multimodal de Ribeirão Preto, para permitir o aumento da capacidade de recepção, armazenagem e expedição de açúcar, além de maior velocidade nas operações, que são feitas pela Ferrovia Centro-Atlântica (FCA).

Segundo o presidente executivo da companhia, Paulo Roberto de Souza, a Copersucar terá mais três terminais multimodais para o escoamento de açúcar até 2015, dois no Estado de São Paulo e um em Minas Gerais. / COLABOROU GUSTAVO PORTO