

CartaCapital

infra estru tura

6

ANA MACEDO/FUTURA PRESS

Energia

FIOS SOLTOS

O curto-circuito no setor elétrico
15 anos depois do racionamento

POR ROBERTO ROCKMANN

Apresentado por



UM PAÍS EM BUSCA DE LUZ

UMA DÉCADA
E MEIA APÓS
O RACIONAMENTO,
O BRASIL VIVE
UM NOVO IMPASSE

PASSADOS 15 ANOS do racionamento de energia que derrubou o PIB brasileiro à época e foi a pá de cal nas pretensões do PSDB de se manter no poder federal, o setor elétrico vive uma nova crise. A alta das tarifas, que no ano passado subiram mais de 50% na média, tem reduzido a competitividade da indústria e do agronegócio, ampliado a inadimplência dos consumidores residenciais e pressionado o caixa das distribuidoras. Na área de geração, a construção de hidrelétricas é permanentemente contestada e o uso de fontes poluentes cresce além do razoável. Na transmissão, grandes projetos estão atrasados e as empresas alegam falta de recursos após a edição da MP 579, em 2012, que reduziu a receita de



operadoras tradicionais.

O efeito da confusão é um só, o aumento espetacular das tarifas, uma das mais caras do planeta. Um estudo da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro aponta que o Brasil tem um dos três mais altos custos do mundo em um universo de cerca de 30 países. O cenário agrava-se desde setembro de 2012, com a edição da MP 579, convertida em janeiro de 2013 na Lei 12.783, que tratou da renovação de contratos de geração e transmissão que expiravam entre 2013 e 2015.

No ano passado, Ali Visserman, dono de um bar nos Jardins, na zona oeste de São Paulo, viu a conta de energia do estabelecimento pular de quase 11 mil reais, em janeiro, para pouco mais de 18 mil, no fim do ano. A tarifa subiu mais de 50% na maior cidade do País, reflexo de uma série de desacertos no

setor elétrico ocorridos ao menos desde fevereiro de 2013, quando o governo ofereceu um desconto de 20% nas contas de energia, estímulo equivocado no momento no qual as curvas entre oferta e demanda estavam muito próximas e os reservatórios das hidrelétricas atingiam seu nível mais baixo desde o racionamento de 2001.

Na edição da Lei 12.783, estatais como Cesp, Cemig e Copel não aderiram às regras. Alegaram que a nova remuneração seria insuficiente para cobrir as despesas dos empreendimentos. A decisão, não esperada pela União, obrigou as distribuidoras a arcar com uma “descontratação” involuntária de 2 mil megawatts médios em 2013 e de 2,5 mil em 2014. Sem esses contratos garantidos foram obrigadas a comprar a diferença entre o consumo de energia e o montante contratado no mercado

de curto prazo. Mas as escassas chuvas ao longo de 2013 e no verão de 2014 fizeram com que o preço no curto prazo explodisse e atingisse o recorde de 822 reais por megawatt-hora.

E a emenda só piorou o soneto. Diante do rombo nas finanças das distribuidoras, o governo viu-se obrigado a permitir um aporte do Tesouro e aumentar as tarifas. Em 2014, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi autorizada a levantar um empréstimo de 11,2 bilhões de reais, oferecido às empresas do setor. A União colocou à disposição mais 6,6 bilhões de reais. Um duplo impacto: a dívida pública cresceu e os consumidores passaram a pagar, em média, 50% a mais pelo megawatt.

Não bastasse, a natureza tem sido cruel. A prolongada seca levou ao uso mais constante das termelétricas, que produzem uma energia mais cara.



Momento sombrio
do setor elétrico

JÚLIO BOARO

Apesar das chuvas abundantes neste ano, os reservatórios antigos ainda não recuperaram seus níveis ideais e novos projetos sofrem com atrasos impostos pela Justiça e pela crise nas empreiteiras decorrentes da Operação Lava Jato.

“O preço da energia elétrica vai se manter nesse patamar elevado até 2020”, estima o presidente da Thymos Energia, João Carlos Mello. As térmicas respondem por quase 30% da energia consumida. E outro fantasma começa a assombrar. Se, no ano passado, o temor do racionamento espalhou-se pela indústria e comércio, neste ano, por conta da recessão,

há uma grande oferta de energia em poder das distribuidoras, o que tende a fragilizar ainda mais as finanças dessas empresas.

O consumo caiu 2,1% em 2015, uma queda liderada pela indústria (-5,3%). Desde o racionamento de 2001, pela primeira vez as famílias também gastaram menos, recuo de 0,3%. “As distribuidoras contrataram energia nos leilões realizados há três e cinco anos por estimar um cenário de crescimento constante do consumo. Agora o mercado está em queda. Estimo uma sobrecontratação de 10% e esse custo pode parar no bolso do consumidor e do acionista”, diz Mello. Para

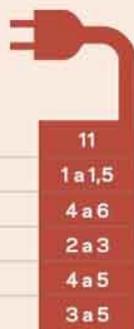
Antônio Farinha, sócio no escritório da Bain & Company em São Paulo e líder da prática de Utilities na América do Sul, a situação atual traz preocupações: “Os níveis de consumo estão muito inferiores aos esperados em comparação com o momento da contratação, de três a cinco anos antes. Isso traz um ônus pesado que terá de ser endereçado”.

Segundo Farinha, o atual contexto setorial e macroeconômico provoca efeitos deletérios na capitalização das empresas do setor. Ele lista os elementos-chave desse impacto: a queda do valor de mercado

Alta tensão

DIVERSIDADE

Usinas a contratar, em mil megawatts*



*2015/2018
Fonte: EPE

AINDA LIMPA

Matriz energética, em %

	dez/2012	dez/2016*	dez/2022*
Hidro	71	67	65
Térmica	15	14	12
Biomassa	7	7	7
PCH	4	4	4
Nuclear	2	1	2
Eólica	1	7	10

*Projeção
Fontes: Mercado e EPE

HAJA ÁGUA

Principais hidrelétricas a contratar

SÃO LUIZ DOS TAPAJÓS
RIO TAPAJÓS

Potência:
8.400 MW

Investimento:
R\$ 26 BILHÕES

Tempo construção:
5 ANOS ATÉ A PRIMEIRA TURBINA

Licitação: **INDEFINIDA**

JATOBÁ
RIO TAPAJÓS

Potência:
2.338 MW

Investimento:
R\$ 10 BILHÕES

Tempo construção:
5 ANOS

Licitação: **INDEFINIDA**

Fonte: EPE



REVERSÃO

Consumo médio residencial, em kWh/mês



Fonte: Mercado

das empresas em mais de 60 bilhões de reais entre 2011 e 2015, a forte retração da margem do setor, de 27,5% em 2011 para 16,2% em 2015, o que fez disparar o nível de endividamento, e o forte aumento dos custos de financiamento. “Nesse contexto acreditamos que o processo de consolidação continuará. É um processo importante para a eficiência global do setor, que por sua vez é importante para a competitividade nacional. Coexistem hoje no setor companhias muito eficientes e outras muito ineficientes, portanto, é imperativo aumentar o número de empresas no primeiro grupo.”

A única boa notícia é que a depressão econômica afasta por enquanto os riscos de racionamento, apesar de os reservatórios permanecerem em situação crítica (nas usinas do Nordeste, o nível está abaixo de 10%). “A situação do abastecimento está muito confortável em todas as regiões à exceção do Nordeste. Nessa região, a escassez de chuvas mantém uma situação de atenção e a necessidade de manter as térmicas ligadas”, afirma Farinha.

Além da questão financeira, o setor convive com uma matriz cada vez mais dependente das chuvas, o que eleva a volatilidade de preços. De acordo com Luiz Pinguelli Rosa, diretor de relações institucionais da Coppe e ex-presidente da Eletrobras, o foco do governo deveria ser o aumento de investimentos em fontes alternativas, com destaque para a solar, biomassa de cana e lixo urbano. “As hidrelétricas enfrentam muitos problemas na área ambiental. Com os atrasos na construção, estamos desequilibrados. É a fonte mais adequada do ponto de vista energético, mas a questão ambiental é complicada”, afirma o acadêmico.

O Brasil ainda não aproveitou dois terços de seu potencial hidrelétrico, mas a

AS TARIFAS EXPLODIRAM, AS EMPRESAS ESTÃO SEM DINHEIRO E O CONSUMO, EM QUEDA

maioria localiza-se na Região Amazônica. As novas hidrelétricas, observa Pinguelli Rosa, seguem o modelo conhecido como “fio d’água”, sem a construção de reservatórios. Isso diminui o impacto ambiental, mas anula a vantagem das hídricas de armazenar água para os períodos secos. Entre 2013 e 2018, o Operador Nacional do Sistema Elétrico prevê a entrada em operação de 20 mil megawatts de capacidade. Desse total, 99% será fornecido por usinas sem reservatórios. A capacidade de armazenamento do sistema em 2018 cairá, em consequência, para meros 3,8 meses. “Em 2015, não tivemos problemas pelo fato de a demanda da indústria estar muito fraca, por conta da recessão”, lembra o diretor da Coppe.

O avanço das hidrelétricas a fio d’água torna menos sustentável a matriz energética. Para garantir a oferta em meses de seca, o País ficará mais dependente

de termelétricas e nucleares, pois fontes alternativas como eólicas e solares também dependem da situação climática. “O Brasil precisará discutir qual a energia de base que terá ou se vai avançar com hidrelétricas de maior capacidade de armazenamento. Energia eólica e solar dependem de vento e sol. O que teremos na base? Térmicas? Nucleares?”, pergunta Pinguelli Rosa.

Presidente da Empresa de Pesquisas Energéticas, responsável pelo planejamento estatal, Mauricio Tolmasquim afirma que a matriz tem se diversificado, principalmente por causa das crescentes exigências ambientais. Tolmasquim projeta a licitação ainda neste ano da usina de São Luiz dos Tapajós, a maior hidrelétrica a ser construída na Região Norte (8.040 megawatts de capacidade e investimento de 30 bilhões de reais). Aventa-se a possibilidade de a usina ser construída sobre uma plataforma, para diminuir os impactos na floresta. Sem vilas operárias e centros comerciais, diminuiriam as chances de um fluxo migratório que levaria pobreza e destruição para o entorno. Além de São Luiz dos Tapajós, o governo pretende licitar outros empreendimentos na região, entre eles Jatobá, também no Rio Tapajós, com 2,3 mil megawatts de potência, Bem Querer (com 700) e Simão Alto (3,5 mil). As três usinas devem consumir mais 50 bilhões de reais em investimento.

Inspirado no bem-sucedido avanço das eólicas, a União pretende repetir o

Analistas. Pinguelli Rosa, da Coppe, Farinha, da Bain & Co, e Mello, da Thymos



CC//infra//Energia_01

feito na energia solar. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social estuda maneiras de estimular a microgeração distribuída, modelo no qual as residências, o pequeno comércio e a indústria podem instalar painéis fotovoltaicos. Na Alemanha, esse tipo de geração responde por 17,5 gigawatts de capacidade, uma vez e meia mais do que a potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a segunda maior do mundo. O banco planeja oferecer apoio por meio do Cartão BNDES, pelo qual micro, pequenas e médias empresas teriam acesso a crédito no valor de até 1 milhão de reais, com taxa de juros pré-fixada e parcelamento em até 48 meses.

O crescimento da energia solar, avalia Tolmasquim, se dará em três frentes. Primeira, a baixa tensão, formada pelos consumidores residenciais e o pequeno comércio, que poderá investir na instalação de painéis fotovoltaicos e abater da conta o que vier a gerar. O segundo movimento será conduzido por shoppings e supermercados, que teriam uma alternativa para reduzir os gastos com energia. A terceira frente será a dos parques solares.

Os investimentos abrem a oportunidade para o Brasil repetir o modelo de sucesso da política de conteúdo nacional do setor eólico. Em 2004, deu-se o primeiro passo para baixar o custo do segmento com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Em 2009, foi criado um leilão anual com foco na energia eólica. Em paralelo, o BNDES passou a conceder financiamento pela linha do Finame direcionada a máquinas e equipamentos com um índice de nacionalização da produção superior a 60%. Em 2009, o preço da energia eólica despencou para 135 reais o megawatt-hora. Em 2011, nova queda recorde: o megawatt-hora chegou a 102 reais, muito semelhante ao preço de uma hidrelétrica. Em 2004, o País tinha um fabricante de aerogeradores. Hoje tem 11, com mais de cem empresas a compor a cadeia produtiva.





Efeito. A queda do consumo evita por ora o racionamento

Uma resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 2012, estabelece que clientes residenciais e comerciais têm o direito de instalar painéis fotovoltaicos e abater das contas essa microgeração. Recentemente, estados como Minas Gerais e São Paulo eliminaram o ICMS cobrado dos microgeradores, o que incentivava o investimento nessa frente. Mesmo assim, o custo de instalação continua alto, cerca de 30 mil reais.

A área de transmissão não viveu tantos contratemplos, mas isso não significa que esteja tudo às mil maravilhas. Nos últimos dez anos, a rede cresceu 45% e os planos de expansão preveem ritmo semelhante de crescimento na próxima década. Hoje, o sistema reúne 125 mil quilômetros de linhas de transmissão, mas o governo estima mais de 182 mil quilômetros de extensão até 2025. No momento de transição de sua matriz elétrica, baseado no avanço das térmicas, o Brasil terá, porém, um sistema cada vez mais complexo de se operar. As grandes hidrelétricas estarão na Região Norte, enquanto a maior parte do consumo se concentrará nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste. A distância

DESDE 2012, HÁ MENOS INTERESSADOS EM CONSTRUIR LINHAS DE TRANSMISSÃO

entre oferta e demanda exige uma transferência de grandes blocos de energia entre as regiões e aumenta o risco de acidentes e interrupções no fornecimento.

Desde 2012, tornaram-se comuns os leilões de transmissão nos quais sobram lotes, algo raro nos últimos 15 anos. Entre 2004 e 2011, em apenas três ocasiões um lote leilado não encontrou interessados. Agora, os “lotes vazios” fazem parte da rotina: foram três em 2012, dez em 2013, 12 em 2014 e 15 dos 24 ofertados em 2015.

Um estudo recente do Instituto Acende Brasil aponta que um aspecto

tem contribuído para a baixa participação: o atraso no pagamento das indenizações das concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas pela Lei 12.783. O drama atinge em especial as concessionárias de transmissão mais antigas que detêm (ou detinham) concessões outorgadas antes do atual regime por meio de licitações. Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, CEEE, Celg, Cemig GT, Copel GT e ISA CTEEP sofreram bastante com a prorrogação antecipada das concessões. “A renovação antecipada nesse novo regime de concessões resultou em imediata redução das receitas dessas concessionárias, mas sem o recebimento integral das indenizações devidas pela reversão dos ativos não amortizados à União, o que provocou uma severa restrição do fluxo de caixa”, aponta o estudo.

O governo é obrigado a pagar as indenizações dos ativos a essas transmissoras, o que poderá ser feito a partir de 2019, para que a tarifa não suba ainda mais no curto prazo. “Esse é outro problema a ser sanado no setor e que pode onerar a tarifa quando começar a ser pago”, diz Mello. Prova de que o Brasil tem dificuldade até para aprender com o passado. ■

FÁBRICAS CONTRA LÂMPADAS

AS TÉRMICAS ABSORVEM
CADA VEZ MAIS A OFERTA.
AS INDÚSTRIAS SOFREM

O GÁS NATURAL ganhou importância na matriz elétrica nacional e tornou-se a principal fonte de base do sistema. Com participação inferior a 5% no início dos anos 2000, o insumo tem respondido por quase um terço da energia elétrica consumida nos últimos dois anos, volume recorde. Com a exploração do petróleo na camada do pré-sal, a construção de usinas hidrelétricas sem grandes reservatórios e os investimentos em fontes intermitentes, como a solar e a eólica, as térmicas tendem a ganhar mais espaço. Um efeito negativo: o uso constante de termelétricas provocará um aumento na emissão de poluentes.

“O gás tornou-se um combustível importante para a matriz e isso pode ser ampliado com o pré-sal”, afirma o diretor de relações institucionais da Coppe,

Luiz Pinguelli Rosa. Em 2011, a indústria respondeu por dois terços do gás consumido e o setor elétrico, por 17%. Dois anos depois, o setor elétrico representou 43% do consumo e a indústria, 46%.

Em 2015, por causa da estiagem rigorosa, cerca de 50% do insumo foi usado pelas usinas termelétricas, que consumiram pouco mais de 50 milhões de metros cúbicos por dia, quase dez vezes mais a quantidade utilizada em 2009. A demanda crescente do setor elétrico e o interesse das indústrias pelo insumo se somam ao plano de desinvestimento da Petrobras, que estuda a possibilidade de se desfazer de gasodutos e térmicas. Atualmente a estatal domina todas as etapas do processo, da produção à distribuição. Para o diretor-comercial da Gas Energy, Ricardo Pinto, o programa de venda de ativos da estatal atrai a atenção de diversas empresas interessadas em investir no mercado de gás natural. “Há um movimento de muitos



**UM TERÇO
DA GERAÇÃO
DE ENERGIA
DEPENDE
DO PRODUTO**



agentes de olho nos ativos e na tentativa de entender o mercado nacional, cuja demanda do segmento industrial pode ser impulsionada, além do crescimento da importância do gás para o setor elétrico.”

A demanda reprimida no setor industrial é claramente reprimida. Um exemplo está na Região Sul. Estima-se que o consumo poderia chegar a 60 milhões

de metros cúbicos até 2019, incluído Mato Grosso do Sul, mas os contratos atuais, firmados em 1998, garantem um fornecimento de apenas 12 milhões de metros cúbicos. A fatia do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) que cabe ao Rio Grande do Sul é de cerca de 3 milhões de metros cúbicos diários. Pouco mais de 1 milhão de metros cúbicos por dia são destinados às térmicas

Declínio. Em 2011, o setor industrial consumia 66% do gás ofertado. Dois anos depois, o índice caiu para 46%

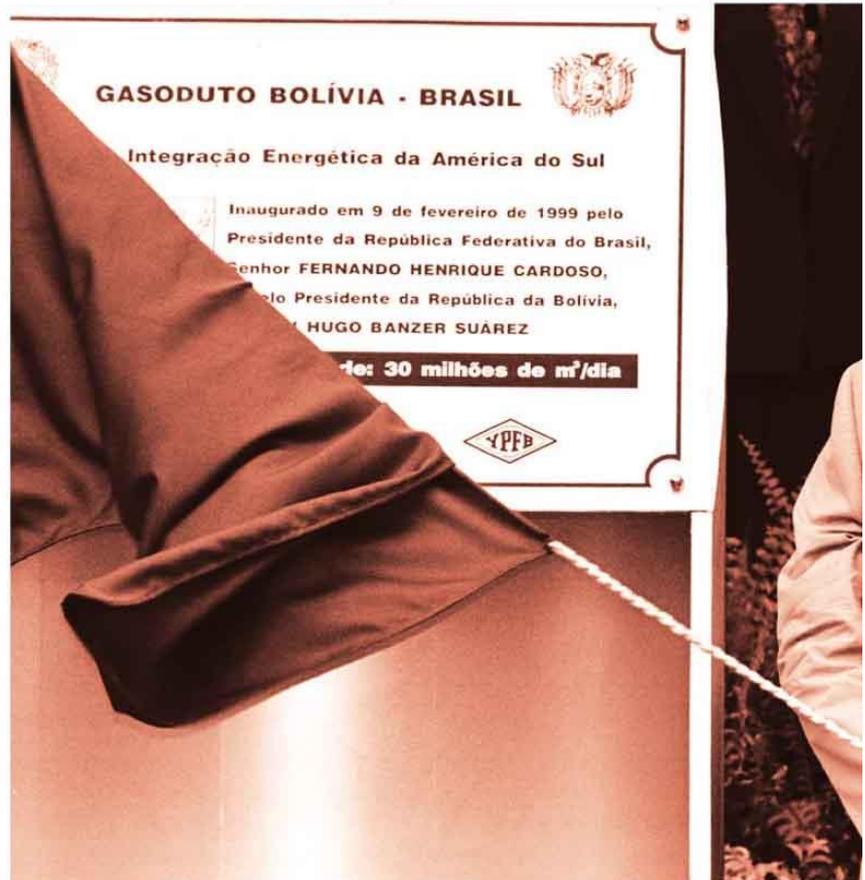
no estado e o restante, 1,7 milhão de metros cúbicos diários, abastece as residências, o comércio e a indústria. Segundo estimativa conservadora de um estudo da

Universidade Federal do Rio de Janeiro, o volume precisaria dobrar até 2019.

O maior uso do gás no setor elétrico tem ampliado a queda de braço com a indústria. “Há dificuldade para contratar gás, que agora tem a preferência do setor elétrico”, diz o superintendente da Associação Brasileira da Indústria do Vidro, Lucien Belmonte. “No curto prazo, a expansão do gás está ligada ao Gás Natural Liquefeito, mas no médio prazo teremos mais insumo com o pré-sal”, diz o presidente da Empresa de Pesquisas Energéticas, Maurício Tolmasquim.

Assim como na eletricidade, o preço é outro entrave para a indústria. A exploração de gás não convencional tem atraído empresas para os Estados Unidos, de olho no preço do gás, vendido a 4 dólares o milhão do BTU. No Brasil, as indústrias pagam três vezes mais. “O gás representa 30% dos nossos custos e reduz nossa competitividade”, diz Belmonte, que representa os vidreiros, responsáveis por um consumo de pouco mais de 1 milhão de metros cúbicos diários. Uma das esperanças é a chegada de novas empresas na área de exploração e distribuição.

O afastamento da Petrobras do setor de gás, mesmo com a venda de participações minoritárias, tenderia a atrair novas empresas interessadas. “Outros investimentos poderão ser acelerados, pois existe a demanda do setor elétrico e da indústria e as empresas vão buscar maneiras de elevar a oferta com o pré-sal. Essa nova só deve começar de fato em 2020, quando a curva de produção de óleo e gás crescer”, destaca Pinto. Os chineses da Beijing Gas estão entre os potenciais interessados nas participações. Empresas de energia, como a Cemig, observam preliminarmente os ativos de geração térmica. A estatal discute a venda da malha de gasodutos, terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito e térmicas. O primeiro ativo vendido foi a participação de 49% na Gaspetro, que reúne a presença



Dúvidas.

A Bolívia continuará um parceiro importante? Ao lado, Pinto e Belmonte





DAVID MERCADO/REUTERS/LATINSTOCK
E PAULO GIANDALIA/VALOR/AG. O GLOBO

O PRÉ-SAL SERÁ UMA FONTE IMPORTANTE, APESAR DAS BARREIRAS DE EXPLORAÇÃO

produção, pois os poços estão a 300 quilômetros da costa e contêm muito gás carbônico. O custo de separação do CO₂ é alto. Outra incerteza refere-se à Bolívia, que responde pelo envio de 30 milhões de metros cúbicos diários. “O contrato entre o Brasil e o país vizinho expira em 2019, mas há dúvidas se os bolivianos terão capacidade de honrar o contrato. Desde 2005, com a nacionalização das reservas e a fuga de empresas estrangeiras, a produção estaria estagnada”, diz Pinto. Hoje, cerca de 30% do mercado é atendido pelo gás boliviano, montante essencial para atender com segurança à matriz elétrica.

As oportunidades de aumento da demanda têm levado diversas empresas a analisar novos investimentos. No fim do ano passado, ao ganhar dois projetos em um leilão realizado pelo governo, o grupo gaúcho Bolognesi tornou-se o maior investidor em regaseificação. Serão aplicados pouco mais de 6 bilhões de reais para a construção de duas usinas e dois terminais, um no Rio Grande do Sul, outro em Pernambuco. Já o governo de São Paulo e empresas, entre elas a Comgás, estudam a atração de um terminal de regaseificação em Santos, litoral paulista, o que seria um passo inicial para uma nova rede de gasodutos com foco no escoamento da

produção do pré-sal na Bacia de Santos.

Há outro ponto debatido no setor. A exploração dos recursos não convencionais, ou seja, do gás extraído de formações rochosas a partir do fracionamento hidráulico. Nos Estados Unidos, a técnica provocou uma revolução. Tornou a maior economia do mundo o maior exportador de óleo e gás do mundo, à frente de Arábia Saudita e Rússia. O acesso aos hidrocarbonetos em formações rochosas fez a produção de petróleo dos EUA pular de 5 milhões de barris/dia, em 2008, para mais de 12 milhões de barris/dia, seis anos depois.

A tecnologia é, no entanto, cercada de polêmicas. Estudos de universidades norte-americanas apontam o aumento de abalos sísmicos em áreas próximas àquelas onde a exploração é feita. O estado de Nova York, por exemplo, instituiu moratória sobre as atividades de produção. Na Europa, a França banuiu a produção em 2011, mas discute levantar a sanção.

O início da exploração de gás não convencional coincide com a ameaça de racionamento de água em algumas das maiores cidades do Brasil, o que pode aumentar a polêmica. O gás de xisto é extraído de hidrocarbonetos presos em formações rochosas impermeáveis em áreas subterrâneas profundas. Por serem rochas muito duras, a produção só é possível quando a pedra que contém esses gases é quebrada sob pressão da água, em uma técnica chamada de fracionamento.

O Brasil é detentor de uma das dez maiores reservas de recursos não convencionais no mundo. Em 2013, foi realizado o primeiro leilão com foco em áreas terrestres, com o objetivo de abrir essa nova fronteira exploratória. Mas tramitam ações do Ministério Público Federal nos estados onde os blocos foram concedidos, casos de Paraná e Piauí, que suspenderam o início da prospecção. O Congresso discute um projeto de lei que suspende a exploração do gás de xisto pelo período de cinco anos, até a obtenção de mais dados sobre os impactos da atividade. •

acionária em 20 empresas de distribuição de gás natural, para a japonesa Mitsui no fim do ano passado.

Os ativos da Petrobras tornam-se mais atraentes por conta da exploração dos campos de pré-sal. Nas estimativas da EPE, em 2024 a oferta de gás poderá ter um incremento na produção líquida potencial de 56 milhões de metros cúbicos para 99 milhões de metros cúbicos por dia. Testes preliminares apontam que os campos da nova fronteira exploratória são ricos em gás, mas há dúvidas sobre a viabilidade comercial da distribuição e comercialização.

A primeira dúvida é sobre o custo de

PASSADOS 15 ANOS do racionamento de energia que derrubou o PIB brasileiro à época e foi a pá de cal nas pretensões do PSDB de se manter no poder federal, o setor elétrico vive uma nova crise. A alta das tarifas, que no ano passado subiram mais de 50% na média, tem reduzido a competitividade da indústria e do agronegócio, ampliado a inadimplência dos consumidores residenciais e pressionado o caixa das distribuidoras. Na área de geração, a construção de hidrelétricas é permanentemente contestada e o uso de fontes poluentes cresce além do razoável.

Na transmissão, grandes projetos estão atrasados e as empresas alegam falta de recursos após a edição da MP 579, em 2012, que reduziu a receita de operadoras tradicionais. O efeito da confusão é um só, o aumento espetacular das tarifas, urna das mais caras do planeta. Um estudo da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro aponta que o Brasil tem um dos três mais altos custos do mundo em um universo de cerca de 30 países. O cenário agrava-se desde setembro de 2012, com a edição da MP 579, convertida em janeiro de 2013 na Lei 12.783, que tratou da renovação de contratos de geração e transmissão que expiravam entre 2013 e 2015. No ano passado, Ali Visserman, dono de um bar nos Jardins, na zona oeste de São Paulo, viu a conta de energia do estabelecimento pular de quase 11 mil reais, em janeiro, para pouco mais de 18 mil, no fim do ano.

A tarifa subiu mais de 50% na maior cidade do País, reflexo de uma série de desacertos no setor elétrico ocorridos ao menos desde fevereiro de 2013, quando o governo ofereceu um desconto de 20% nas contas de energia, estímulo equivocado no momento no qual as curvas entre oferta e demanda estavam muito próximas e os reservatórios das hidrelétricas atingiam seu nível mais baixo desde o racionamento de 2001. Na edição da Lei 12.783, estatais como Cesp, Cemig e Copel não aderiram às regras. Alegaram que a nova remuneração seria insuficiente para cobrir as despesas dos empreendimentos. A decisão, não esperada pela União, obrigou as distribuidoras a arcar com uma "descontratação" involuntária de 2 mil megawatts médios em 2013 e de 2,5 mil em 2014.

Sem esses contratos garantidos foram obrigadas a comprar a diferença entre o consumo de energia e o montante contratado no mercado de curto prazo. Mas as escassas chuvas ao longo de 2013 e no verão de 2014 fizeram com que o preço no curto prazo explodisse e atingisse o recorde de 822 reais por megawatt-hora. E a emenda só piorou o soneto. Diante do rombo nas finanças das distribuidoras, o governo viu-se obrigado a permitir um aporte do Tesouro e aumentar as tarifas. Em 2014, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi autorizada a levantar um empréstimo de 11,2 bilhões de reais, oferecido às empresas do setor. A União colocou à disposição mais 6,6 bilhões de reais. Um duplo impacto a dívida pública cresceu e os consumidores passaram a pagar, em média, 50% a mais pelo megawatt. Não bastasse, a natureza tem sido cruel. A prolongada seca levou ao uso mais constante das termelétricas, que produzem uma energia mais cara. Apesar das chuvas abundantes neste ano, os reservatórios antigos ainda não recuperaram seus níveis ideais e novos projetos sofrem com atrasos impostos pela Justiça e pela crise nas empreiteiras decorrentes da Operação Lava Jato. "O preço da energia elétrica vai se manter nesse patamar elevado até 2020", estima o presidente da Thyos Energia, João Carlos Mello.

As térmicas respondem por quase 30% da energia consumida. E outro fantasma começa a assombrar. Se, no ano passado, o temor do racionamento espalhou-se pela indústria e comércio, neste ano, por conta da recessão, há uma grande oferta de energia em poder das distribuidoras, o que tende a fragilizar ainda mais as finanças dessas empresas. O consumo caiu 2,1% em 2015, uma queda liderada pela indústria (-5,3%). Desde o racionamento de 2001, pela primeira vez as famílias também gastaram menos, recuo de 0,3%. "As distribuidoras contrataram energia nos leilões realizados há três e cinco anos por estimar um cenário de crescimento constante do consumo. Agora o mercado está em queda.

Estimo uma sobre contratação de 10% e esse custo pode parar no bolso do consumidor e do acionista", diz Mello. Para Antônio Farinha, sócio no escritório da Bain & Company em São Paulo e líder da prática de Utilities na América do Sul, a situação atual traz preocupações: "Os níveis de consumo estão muito inferiores aos esperados em comparação com o momento da contratação, de três a cinco anos antes. Isso traz um ônus pesado que terá de ser endereçado". Segundo Farinha, o atual contexto setorial e macroeconômico provoca efeitos deletérios na capitalização das empresas do setor. Ele lista os elementos-chave desse impacto: a queda do valor de mercado das empresas em mais de 60 bilhões de reais entre 2011 e 2015, a forte retração da margem do setor, de 27,5% em 2011 para 16,2% em 2015, o que fez disparar o nível de endividamento, e o forte aumento dos custos de financiamento. "Nesse contexto acreditamos que o processo de consolidação continuará.

E um processo importante para a eficiência global do se que por sua vez é importante para a competitividade nacional. Coexistem hoje no setor companhias muito eficientes e outras muito

ineficientes, portanto, é imperativo aumentar o número de empresas no primeiro grupo." A única boa notícia é que a depressão econômica afasta por enquanto os riscos de racionamento, apesar de os reservatórios permanecerem em situação crítica (nas usinas do Nordeste, o nível está abaixo de 10%). "A situação do abastecimento está muito confortável em todas as regiões à exceção do Nordeste. Nessa região, a escassez de chuvas mantém uma situação de atenção e a necessidade de manter as térmicas ligadas", afirma Farinha. Além da questão financeira, o setor convive com uma matriz cada vez mais dependente das chuvas, o que eleva a volatilidade de preços. De acordo com Luiz Pinguelli Rosa, diretor de relações institucionais da Coppe e ex-presidente da Eletrobras, o foco do governo deveria ser o aumento de investimentos em fontes alternativas, com destaque para a solar, biomassa de cana e lixo urbano.

As hidrelétricas enfrentam muitos problemas na área ambiental. Com os atrasos na contribuição, estamos desequilibrados. E a fonte mais adequada do ponto de vista energético, mas a questão ambiental é complicada", afirma o acadêmico. O Brasil ainda não aproveitou dois terços de seu potencial hidrelétrico, mas a maioria localiza-se na Região Amazônica. As novas hidrelétricas, observa Pinguelli Rosa, seguem o modelo conhecido como "fio d'água", sem a construção de reservatórios. Isso diminui o impacto ambiental, mas anula a vantagem das hídricas de armazenar água para os períodos secos. Entre 2013 e 2018, o Operador Nacional do Sistema Elétrico prevê a entrada em operação de 20 mil megawatts de capacidade. Desse total, 99% será fornecido por usinas sem reservatórios.

A capacidade de armazenamento do sistema em 2018 cairá, em consequência, para meros 3,8 meses. "Em 2015, não tivemos problemas pelo fato de a demanda da indústria estar muito fraca, por conta da recessão", lembra o diretor da Coppe. O avanço das hidrelétricas a fio d'água torna menos sustentável a matriz energética. Para garantir a oferta em meses de seca, o País ficará mais dependente de termelétricas e nucleares, pois fontes alternativas como eólicas e solares também dependem da situação climática. "O Brasil precisará discutir qual a energia de base que terá ou se vai avançar com hidrelétricas de maior capacidade de armazenamento. Energia eólica e solar dependem de vento e sol.

O que teremos na base? Térmicas? Nucleares?", pergunta Pinguelli Rosa. Presidente da Empresa de Pesquisas Energéticas, responsável pelo planejamento estatal, Mauricio Tolmasquim afirma que a matriz tem se diversificado, principalmente por causa das crescentes exigências ambientais. Tolmasquim projeta a licitação ainda neste ano da usina de São Luiz dos Tapajós, a maior hidrelétrica a ser construída na Região Norte (8.040 megawatts de capacidade e investimento de 30 bilhões de reais). Aventa-se a possibilidade de a usina ser construída sobre uma plataforma, para diminuir os impactos na floresta. Sem vilas operárias e centros comerciais, diminuiriam as chances de um fluxo migratório que levaria pobreza e destruição para o entorno. Além de São Luiz dos Tapajós, o governo pretende licitar outros empreendimentos na região, entre eles Jatobá, também no Rio Tapajós, com 2,3 mil megawatts de potência, Bem Querer (com 700) e Simão Alto (3,5 mil). As três usinas devem consumir mais 50 bilhões de reais em investimento. Inspirado no bem-sucedido avanço das eólicas, a União pretende repetir o feito na energia solar. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social estuda maneiras de estimular a microgeração distribuída, modelo no qual as residências, o pequeno comércio e a indústria podem instalar painéis fotovoltaicos. Na Alemanha, esse tipo de geração responde por 17,5 gigawatts de capacidade, uma vez e meia mais do que a potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a segunda maior do mundo.

O banco planeja oferecer apoio por meio do Cartão BNDES, pelo qual micro, pequenas e médias empresas teriam acesso a crédito no valor de até 1 milhão de reais, com taxa de juros pré-fixada e parcelamento em até 48 meses. O crescimento da energia solar, avalia Tolmasquim, se dará em três frentes. Primeira, a baixa tensão, formada pelos consumidores residenciais e o pequeno comércio, que poderá investir na instalação de painéis fotovoltaicos e abater da conta o que vier a gerar.

O segundo movimento será conduzido por shoppings e supermercados, que teriam uma alternativa para reduzir os gastos com energia. A terceira frente será a dos parques solares. Os investimentos abrem a oportunidade para o Brasil repetir o modelo de sucesso da política de conteúdo nacional do setor eólico. Em 2004, deu-se o primeiro passo para baixar o custo do segmento com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Em 2009, foi criado um leilão anual com foco na energia eólica. Em paralelo, o BNDES passou a conceder financiamento pela linha do Finame direcionada a máquinas e equipamentos com um índice de nacionalização da produção superior a 60%. Em 2009, o preço da energia eólica despencou para 135 reais o megawatt-hora. Em 2011, nova queda recorde: o megawatt-hora chegou a 102 reais, muito semelhante ao preço de uma hidrelétrica. Em 2004, o País tinha um fabricante de aerogeradores. Hoje tem 11, com mais de

cem empresas a compor a cadeia produtiva. Uma resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 2012, estabelece que clientes residenciais e comerciais têm o direito de instalar painéis fotovoltaicos e abater das contas essa microgeração. Recentemente, estados como Minas Gerais e São Paulo eliminaram o ICMS cobrado dos microgeradores, o que incentiva o investimento nessa frente. Mesmo assim, o custo de instalação continua alto, cerca de 30 mil reais.

A área de transmissão não viveu tantos contratemplos, mas isso não significa que esteja tudo às mil maravilhas. Nos últimos dez anos, a rede cresceu 45% e os planos de expansão preveem ritmo semelhante de crescimento na próxima década. Hoje, o sistema reúne 125 mil quilômetros de linhas de transmissão, mas o governo estima mais de 182 mil quilômetros de extensão até 2025. No momento de transição de sua matriz elétrica, baseado no avanço das térmicas, o Brasil terá, porém, um sistema cada vez mais complexo de se operar. As grandes hidrelétricas estarão na Região Norte, enquanto a maior parte do consumo se concentrará nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste.

A distância entre oferta e demanda exige uma transferência de grandes blocos de energia entre as regiões e aumenta o risco de acidentes e interrupções no fornecimento. Desde 2012, tornaram-se comuns os leilões de transmissão nos quais sobram lotes, algo raro nos últimos 15 anos. Entre 2004 e 2011, em apenas três ocasiões um lote leiloadado não encontrou interessados. Agora, os "lotes vazios" fazem parte da rotina: foram três em 2012, dez em 2013, 12 em 2014 e 15 dos 24 ofertados em 2015. Um estudo recente do **Instituto Acende Brasil** aponta que um aspecto tem contribuído para a baixa participação: o atraso no pagamento das indenizações das concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas pela Lei 12.783. O drama atinge em especial as concessionárias de transmissão mais antigas que detêm (ou detinham) concessões outorgadas antes do atual regime por meio de licitações. Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, CEEE, Celg, Cemig GT, Copel GT e ISA CTEEP sofreram bastante com a prorrogação antecipada das concessões. "A renovação antecipada nesse novo regime de concessões resultou em imediata redução das receitas dessas concessionárias, mas sem o recebimento integral das indenizações devidas pela reversão dos ativos não amortizados à União, o que provocou uma severa restrição do fluxo de caixa", aponta o estudo.

O governo é obrigado a pagar as indenizações dos ativos a essas transmissoras, o que poderá ser feito a partir de 2019, para que a tarifa não suba ainda mais no curto prazo. "Esse é outro problema a ser sanado no setor e que pode onerar a tarifa quando começar a ser pago", diz Mello. Prova de que o Brasil tem dificuldade até para aprender com o passado