

Título	A Escassez e os Investidores
Veículo	Livro " 20 anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica " – CCEE
Data	01 de fevereiro 2019
Autores	Claudio J. D. Sales



A ESCASSEZ E OS INVESTIDORES



Claudio J. D. Sales

é Presidente

do Instituto Acende

Brasil e durante

o racionamento liderava

a Câmara Brasileira

de Investidores

de Energia Elétrica

Em 1993, o setor elétrico era 97% estatal e tinha tarifas de eletricidade equalizadas em todo País, sendo que tais tarifas eram insuficientes e desatreladas do efetivo custo de fornecimento em cada área de concessão. O colapso total no abastecimento de energia só não tinha ocorrido por força da recessão em anos anteriores.

Entre 1993 e 2003, o setor passaria por profundas mudanças que incluiriam: (i) a implantação parcial de reformas liberalizantes visando a promover a livre iniciativa no suprimento de energia; (ii) a administração da pior crise de abastecimento de energia elétrica da história no País; e (iii) uma profunda reavaliação e redesenho do modelo setorial que tornar-se-ia tema central da campanha presidencial em 2002. São desse tempo as mudanças que prevalecem até hoje, dentre elas: a “desequalização” das tarifas, a “Lei dos Consórcios”, o Sistema Nacional de Transmissão (hoje conhecido como a rede básica de transmissão), a Lei das

Concessões, o Produtor Independente de Energia, as privatizações e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Um estudo feito em 2003 pela Tendências Consultoria Integrada para o Instituto Acende Brasil nos ajuda a interpretar hoje, com a lente daqueles dias, o que ocorria no setor elétrico. Em 2000, 83% da capacidade instalada era de hidrelétricas. Historicamente, essa predominância justificava-se pela disponibilidade de potenciais hidráulicos próximos dos centros de consumo, pela pouca resistência à formação de grandes reservatórios e pelas iniciativas lideradas pelo Estado, que detinha grande capacidade de financiamento a um baixo custo de capital.

Essa não era mais a realidade. A reestruturação do setor visava a atrair investimentos privados e ampliar a proporção de termelétricas, o que não ocorreu a tempo de evitar o racionamento, decretado em junho de 2001. Nos cinco anos anteriores, dois deles tiveram hidrologia desfavorável: 1996 (a 29ª pior do histórico de 71 anos) e 1999 (a 16ª pior), além de 2001 (a 10ª pior). A hidrologia em 1998 e 2000 foi próxima da média de longo prazo e, em 1997, foi muito favorável. No conjunto, tivemos uma série de anos de hidrologia adversa. Se, em 2001, a energia natural afluyente atingisse 85% da média de longo prazo, o racionamento não teria sido necessário.

Havia restrições de transmissão entre os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul e, portanto, era necessário examinar as condições hidrológicas de cada um deles separadamente. No Nordeste, o nível de energia afluyente abaixo da média de longo prazo que se repetia ano após ano levantava a suspeita de que esta média já não seria um parâmetro apropriado para avaliar as condições hidrológicas para fins de geração elétrica.

Em síntese, as condições hidrológicas entre 1996 e 2001 foram desfavoráveis, mas não o suficiente para justificar um racionamento da magnitude do ocorrido em 2001, avaliando-se pelo critério de confiabilidade adotado no planejamento do sistema.

Após o impulso inicial proporcionado pelas privatizações, os investimentos voltaram a cair a partir de 1998 com a paralisação do programa de privatizações. Somam-se a essa conjuntura os atrasos e a postergação de usinas e linhas de transmissão, aí incluídas as previstas no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) em 1999. Atrasos na implementação da reforma do setor e indefinições regulatórias levaram os agentes a postergar investimentos.

O governo não teve capacidade política para implementar o modelo proposto e um bom exemplo disso foi o episódio em que o governo mineiro cerrou fileiras para impedir a privatização de Furnas. A distribuição foi parcialmente privatizada (61% do mercado consumidor total), mas cerca de 72% da geração permaneceu estatal.

Outro elemento que afugentou investidores foi a incerteza decorrente de indefinições regulatórias. Os investidores em termelétricas a gás natural, por exemplo, não conseguiam fechar contratos com distribuidoras porque estas não tinham segurança de repassar os custos desses contratos a seus consumidores. Finalmente, a insuficiência de investimentos também pode ser parcialmente explicada pela definição inapropriada da energia assegurada das usinas hidrelétricas. Havia estudos, como o Relatório Kelman, que indicavam que a energia assegurada agregada estava superestimada em cerca de 3%.

No ano anterior ao racionamento, as usinas termelétricas ficaram ociosas mais de 60% do tempo, sugerindo que havia um outro problema. O custo de déficit usado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para orientar o despacho foi fixado em R\$ 684,00 por MWh, quando deveria ser muito maior. Esta subestimação provocou uma redução do “custo da água”, cujo efeito foi priorizar o acionamento de hidrelétricas, levando ao esvaziamento dos seus reservatórios.

Diante da crise que se tornara evidente, o governo instituiu, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e designou para presidi-la seu ministro da Casa Civil,

Pedro Parente, que convocou o diretor de Infraestrutura do BNDES, Octavio Castello Branco, para coordenar os trabalhos. A primeira das 17 competências atribuídas à GCE foi a de gerenciar o racionamento, que foi decretado em junho, menos de um mês após sua criação.

O trabalho foi frenético, sob imensa pressão, tanto do ponto de vista político quanto da própria sociedade que precisava se engajar no esforço do racionamento. Seus resultados foram bem descritos num artigo escrito à época pelo próprio Octavio Castello Branco, que relatou uma redução média de mais de 20% da demanda de energia. Como consequência, o setor de distribuição, por não poder reduzir seus custos na mesma proporção nem aumentar as tarifas, passou a ter prejuízo operacional, que se converteu em grave crise de liquidez. No outro extremo havia as geradoras que, com base no Anexo V dos contratos iniciais, teriam direito à redução da energia contratada em situação hidrológica crítica, como era o caso.

Era um cenário de “caos contratual e financeiro”, com risco de colapso, pois os agentes eram incapazes de, isoladamente, chegar a um acordo. Coube à GCE promover o Acordo Geral do Setor, uma solução negociada que foi subscrita por 84 empresas responsáveis pela quase totalidade da energia gerada e distribuída no País.

Pelo documento, geradores e distribuidoras abriram mão de direitos e aceitaram a recuperação apenas parcial de suas perdas. O pleito original das geradoras apontava prejuízo de US\$ 2 bilhões e, pelo Acordo, tiveram direito a US\$ 1,1 bilhão, enquanto que as distribuidoras pleiteavam US\$ 6,3 bilhões e acordaram reconhecer apenas US\$ 2,9 bilhões.

Como parte do Acordo, foi estabelecida uma Revisão Tarifária Extraordinária, que aplicou 2,9% de aumento para os consumidores residenciais e 7,9% para os demais consumidores, com exceção dos consumidores de baixa renda, poupados de qualquer aumento. Além disso, o BNDES disponibilizou um financiamento para mitigar o efeito da diluição no tempo

da recuperação tarifária. Também foi promovida a criação da “conta gráfica” para assegurar o repasse das variações intra- anuais dos custos não gerenciados pelas distribuidoras, que frequentemente davam causa a desequilíbrios econômico-financeiros.

Por fim, o Acordo pacificava o setor na medida em que todos os agentes assinaram uma Declaração de Renúncia abrindo mão das ações judiciais. Como disse Castello Branco no referido artigo acima, “o Acordo Geral era (é) condição necessária, mas não suficiente, para colocar o setor de volta nos trilhos”.

O Instituto Acende Brasil, em seu White Paper #4²⁶, publicou uma avaliação da rentabilidade do setor elétrico, estudo esse que tem sido permanentemente atualizado na mesma página. O indicador adotado foi o EVA, métrica que incorpora o custo de oportunidade do capital, fator crucial para setores de capital intensivo como o elétrico. O estudo indicou que houve um pico de rentabilidade negativa nos anos 2002 e 2003, aqueles que foram fortemente afetados pelo racionamento.

O racionamento provocou uma redução permanente no consumo de eletricidade. Em 2001, quando se esperava um crescimento da ordem de 4,6%, a carga própria do sistema teve queda de 7,9%, com crescimento de 4,8% no ano seguinte. A queda do consumo foi a principal causa da perda de rentabilidade do setor, mas outros fatores – como o nível insatisfatório das tarifas, as mudanças no regime cambial ocorridas em 1999, e o aumento dos custos associados à crise de suprimento – também contribuíram para aquele resultado.

Paralelamente à promoção do Acordo Geral do Setor, a GCE instituiu um Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico para propor medidas que levassem à eficiência do setor numa perspectiva de longo prazo. Dentre elas, destacam-se: 1) implantação de ofertas de preços no mercado de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia (posteriormente renomeado “Câmara de Comercialização de Energia Elétrica”); 2) realização de leilões públicos para venda de energia de serviço público,

que permitiria o acesso em condições de igualdade à “energia velha”; 3) aumento da obrigatoriedade de contratação de 85% para 95% do mercado cativo das distribuidoras; 4) substituição do “Valor Normativo” por mecanismos de licitação de compra de energia; 5) separação dos serviços de transmissão e distribuição (“fio”) dos serviços de comercialização (contratação, tarifação e cobrança) e do preço da energia (“geração”); 6) desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; 7) redução dos limites de autocontratação (*self dealing*); e 8) incentivos à geração termelétrica.

Em absoluto contraste, o Ministério de Minas e Energia sob o novo governo de janeiro de 2003 sinalizava, em sua proposta original, uma ruptura com o modelo até então vigente e uma intervenção mais profunda do Estado. Exemplos das propostas iniciais foram: 1) o planejamento determinativo da expansão do parque gerador pelo Estado, que promoveria licitações para a construção de novas usinas; 2) a extinção do MAE (cujo 20º aniversário, felizmente, podemos celebrar agora); 3) a comercialização da energia elétrica via agente central; 4) as tarifas baseadas em um mix de energia “velha” e “nova”; 5) a remuneração de geradoras de serviço público por meio do pagamento de um encargo de capacidade; e 6) o protagonismo das empresas estatais.

O momento era, portanto, de enorme incerteza e elevada percepção de risco para os investimentos que ou eram represados ou tornavam-se mais onerosos. Isso, porém é uma outra história, que, quem sabe, daqui a mais 20 anos, eu seja novamente convidado a contar.

²⁶ Disponível em www.acendebrasil.com.br/estudos.