



BOLETIM

DESTAQUE

**Incentivos construtivos e conflitantes:
o caso do etanol no Brasil.**

OPINIÃO

**Paulo Mayon
Diretor-sócio da COMPASS**

05

Maio | 2015

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Manuella Bessada Lion
Mônica Coelho Varejão
Patrícia Vargas de Oliveira
Rafael da Costa Nogueira
Renata Hamilton de Ruiz

Coordenação de Ensino e P&D
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional
Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gas
Nelson Narciso - Oil & Gas
Paulo César Fernandes da Cunha

PRODUÇÃO

Coordenação e Diagramação
Simone C. Lecques de Magalhães

Sumário

Incentivos construtivos e conflitantes: o caso do etanol no Brasil.	3
Opinião	8
Produtos financeiros para o mercado de comercialização de energia elétrica: uma tendência natural.	8
Petróleo	13
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	13
Derivados do Petróleo	16
Gás Natural	18
Produção e Importação	18
Consumo	19
Preços	20
Setor Elétrico	22
Mundo Físico	
Disponibilidade	22
Oferta	22
Intercâmbio de Energia Elétrica	23
Estoque	24
Mundo Contratual	
Oferta	25
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	26
Leilões	27
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	27
Demanda	28
Tarifas de Energia Elétrica	29

Incentivos construtivos e conflitantes: o caso do etanol no Brasil.

A indústria de etanol passou por diversas fases até sua consolidação como combustível importante na matriz de veículos leves no Brasil. Apesar disso, as políticas voltadas para esta indústria nem sempre se mostraram consistentes e/ou coordenadas.

O Programa Nacional do Álcool (Proálcool) estabelecido na década de 1970, em resposta à primeira crise de petróleo, representou o primeiro programa de promoção à indústria de etanol¹. Entre 1974 e 1979, os investimentos em pesquisa na produção de etanol hidratado, bem como o desenvolvimento de veículos movidos a etanol associado a políticas públicas², determinaram o sucesso do programa.

O Proálcool representou elevado custo para o governo, que por sua vez promoveu incentivos via elevados subsídios ao setor, e que tinha como intuito final reduzir o preço do etanol nas bombas e torná-lo competitivo em relação à gasolina. Em 1985, cerca de 95% dos veículos leves eram movidos a etanol hidratado.

No entanto, a combinação de diversos fatores colocou a indústria de etanol em situação difícil nos anos que se seguiram. O preço do petróleo apresentou forte queda na segunda metade da década de 1980 e, ao mesmo tempo, a produção nacional de óleo aumentava. Com essa mudança de cenário, as montadoras de automóveis passaram a produzir principalmente veículos a gasolina, e os produtores de etanol voltaram sua produção ao açúcar, cujos preços haviam se elevado. Essa situação gerou problemas de

abastecimento de etanol ao final da década de 1980.

No início da década de 1990 os consumidores ainda estavam receosos em comprar carros movidos a álcool, pois haviam lidado com a escassez de etanol e tinham grande incerteza sobre a competitividade dos preços em relação à gasolina. Paralelamente, o Governo Federal apresentava crescente deterioração de suas contas, o que resultou na eliminação dos subsídios ao etanol e no fechamento de agências de fomento.

A década de 1990 também deu início à desregulamentação da indústria sucroalcooleira. Em 1997, surge a União da Indústria de Cana de Açúcar (UNICA), com a finalidade de representar os interesses do setor. Em 1999, os preços foram liberalizados, e a produção do setor se voltou ao etanol anidro e ao açúcar, até a introdução dos veículos *flex-fuel*³. Esses veículos contaram com a mesma isenção fiscal dos carros a álcool⁴ o que inaugurou uma nova etapa do etanol hidratado. Desde então, é possível que o consumidor escolha o combustível no momento de abastecer e não na compra do veículo.

A partir de então, as vendas de etanol e, conseqüentemente, o desempenho da indústria, passaram a depender do teor de etanol anidro na gasolina, da competitividade do etanol hidratado nos postos de gasolina, das vendas de veículos *flex-fuel* e dos preços do açúcar. Estes indicam a lucratividade relativa entre destinar o processamento da cana para o etanol e para o açúcar.

¹ Antes disso, o governo havia determinado o uso de aditivos de etanol, mas em resposta a uma crise de importação de gasolina no início dos anos 1930.

² Políticas que priorizavam produção e comercialização desses veículos.

³ Primeiro carro vendido em 2003.

⁴ Os impostos respondem por grande parcela do preço de venda de um carro novo.

Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Manuella Bessada Lion, Monica Coelho Varejão, Patrícia Vargas de Oliveira, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

Consumo de etanol

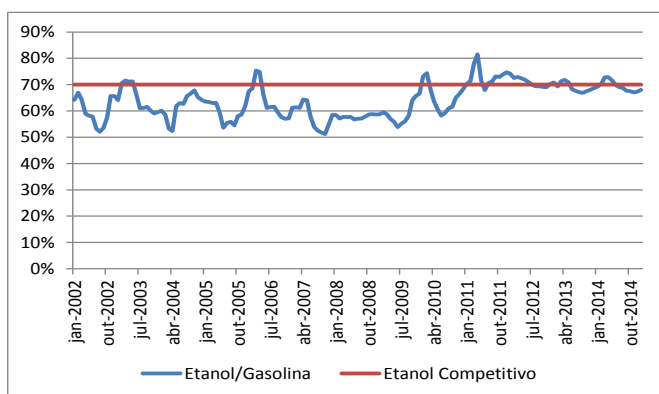
Etanol hidratado

A competitividade do etanol hidratado está diretamente relacionada aos preços da gasolina. Por mais que os preços dos derivados de petróleo não sejam regulados desde 2002, estão sujeitos ao controle indireto do governo. Entre 2011 e outubro de 2014 o preço doméstico de gasolina se manteve inferior ao do mercado internacional, visando o controle inflacionário. Essa situação criou uma demanda artificial pela gasolina e reduziu a competitividade média do etanol em comparação com outros anos (Figura 1).

As condições de logística também são importantes para a competitividade do etanol em diferentes

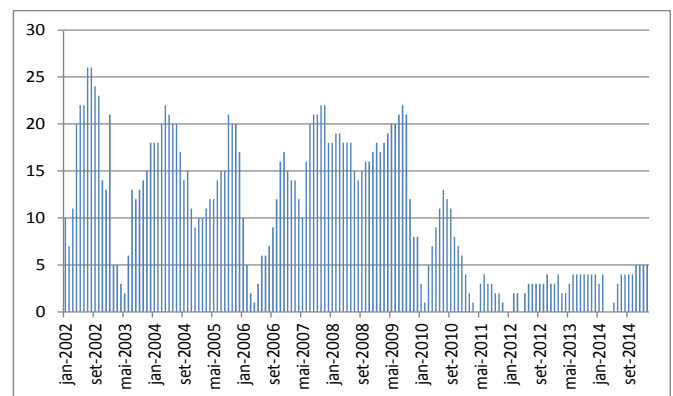
regiões. Desde 2002, o número de estados em que o etanol hidratado ficou economicamente competitivo (70% do preço da gasolina) variou bastante, mas tem permanecido em patamares inferiores mais recentemente refletindo principalmente os impactos da política de preços da gasolina (Figura 2). Entre 2011 e início de 2015, nenhum dos estados do norte, ou nordeste, teve o preço do etanol vantajoso em relação à gasolina C. Considerando os estados do sul, somente o Paraná teve preços competitivos, mas apenas na minoria dos meses entre 2011 e início de 2015. De todos os estados, apenas São Paulo teve preço médio mensal de etanol competitivo na maior parte desse período.

Figura 1: Competitividade média do etanol no Brasil



Fonte: ANP (2015)

Figura 2: Número de estados com preço de etanol competitivo



Fonte: ANP (2015)

Etanol anidro

Em contrapartida, as vendas de etanol anidro são garantidas pelo aumento das vendas de gasolina. Até mesmo quando as vendas de gasolina automotiva se mantêm estáveis, a demanda por etanol anidro pode ser incrementada por políticas que alterem sua proporção na gasolina C, como foi o caso do ano de 2013 (Figura 4).

Isso significa que apesar de o governo ter se distanciado do processo de formação de preços do etanol desde a sua desregulamentação, ele continuou com alguns instrumentos de política de incentivo à indústria, tanto via estímulo à compra de veículos flex-fuel, quanto via manutenção do mercado de etanol anidro (Tabela 1).

Tabela 1: Adição de etanol anidro na gasolina comum após a liberalização

Início	Término	Percentual	Legislação
15/06/1998	06/08/00	24%	Decreto 2.607, de 25/05/1998
07/08/2000	19/08/00	20 a 24%	Medida Provisória 2.053-29, de 04/08/2000
20/08/2000	30/05/01	20%	Decreto 3.552, de 04/08/2000
31/05/2001	09/01/02	22%	Decreto 3.824, de 29/05/2001
10/01/2002	30/06/02	24%	Portaria 589, de 10/12/2001
01/07/2002	31/01/03	25%	Portaria 266, de 21/06/2002
01/02/2003	31/05/03	20%	Portaria 17, de 22/01/2003
01/06/2003	28/02/06	25%	Portaria 554, de 27/05/2003
01/03/2006	19/11/06	20%	Portaria 51, de 22/02/2006
20/11/2006	30/06/07	23%	Portaria 278, de 10/11/2006
01/07/2007	31/01/10	25%	Portaria 143, de 27/06/2007
01/02/2010	30/04/10	20%	Portaria 7, de 11/01/2010
01/05/2010	31/12/10	25%	Portaria 7, de 11/01/2010
01/10/2011	31/04/13	20%	Portaria 678, de 31/08/2011
01/05/2013	15/03/15	25%	Portaria 105, de 28/02/2013
16/03/2015	atual	27%	Portaria 75, de 05/03/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de MAPA (2015)

Evolução recente da indústria de etanol

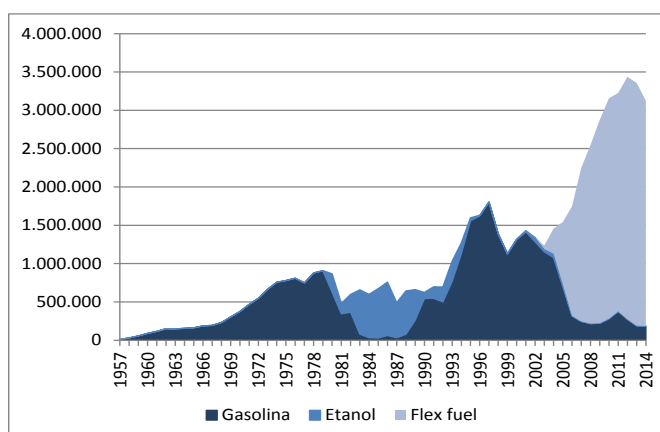
O licenciamento do número de automóveis e veículos comerciais leves *flex-fuel* cresceu rapidamente desde a sua introdução no mercado. Esse tipo de veículos representava 4% do total em 2003, e em 2005 já respondiam por 50%. A partir de 2007, os veículos *flex-fuel* passaram a representar mais de 80% dos veículos licenciados no país (Figura 3).

O aumento da quantidade de veículos *flex-fuel* no mercado não garantiu a demanda por etanol. Apesar de o número de licenciamento desse tipo de veículo

ter se elevado em 25% entre 2008 e 2010, o consumo de etanol hidratado se elevou em apenas 10%, valor relativamente baixo se comparado ao crescimento de 290% do consumo de etanol entre 2003 e 2008, quando o licenciamento da frota de veículos *flex-fuel* cresceu 107%.

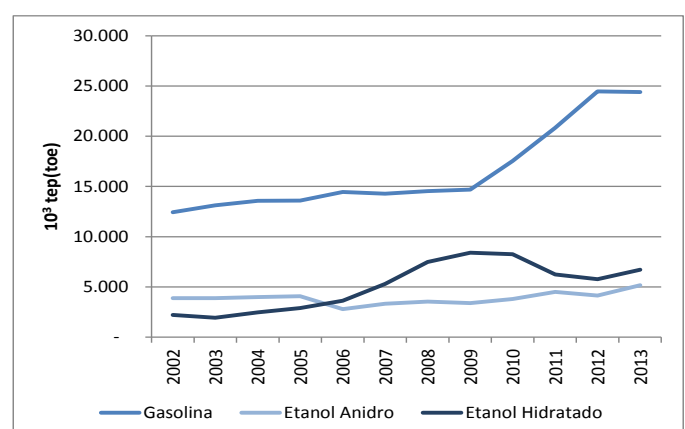
Desde 2009 o número de veículos licenciados tem permanecido em patamar elevado que tampouco foi acompanhado pelo aumento das vendas de etanol. Estas sofreram os efeitos dos preços da gasolina e a baixa produtividade da cana devido à seca naquele ano, resultaram em queda do consumo de etanol a partir de 2010, que só voltou a se recuperar em 2013.

Figura 3: Licenciamento de veículos por combustível



Fonte: Relatório Anual ANFAVEA (2015)

Figura 4: Consumo de gasolina, etanol anidro e etanol hidratado no setor de transporte



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE (2013)

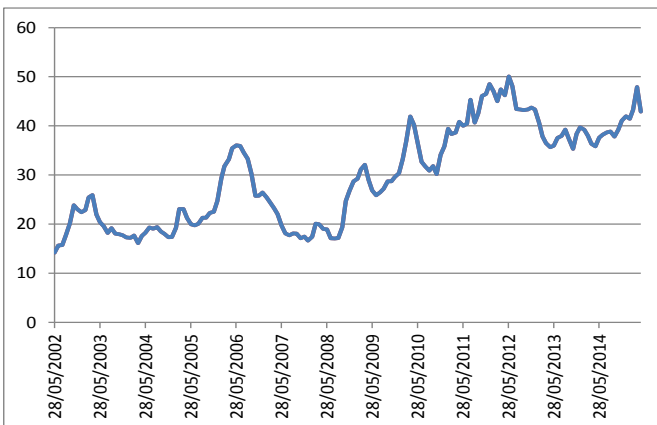
Oferta de etanol e reorganização da indústria

A produção de etanol anidro e de etanol hidratado pode ser conjuntamente afetada pelo preço do açúcar. O açúcar é uma *commodity* transacionada internacionalmente cujos preços são formados externamente. É a partir da relação de preços entre o açúcar e o etanol que o produtor vai direcionar a sua produção devido à grande flexibilidade das usinas que possuem destilarias anexas. Além disso, a cultura e a produtividade da produção da cana-de-açúcar sofrem influência externa de adversidades climáticas e do ambiente de negócios.

Entre 2005 e 2008 as boas perspectivas para o setor e a disponibilidade de financiamento, fez com que a maioria

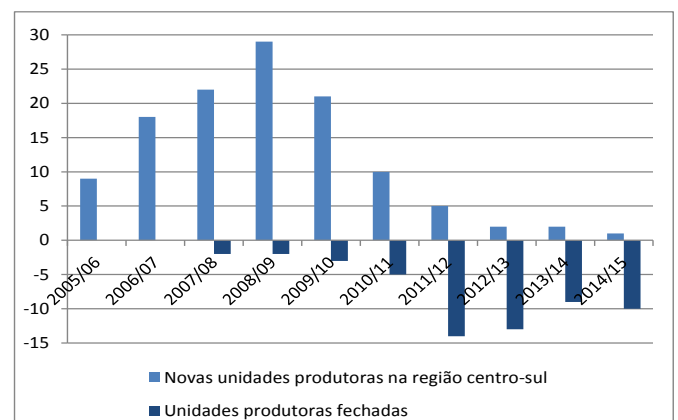
das empresas assumisse posições de alta alavancagem financeira para investir em novas unidades. Assim a crise financeira de 2008 encontrou o setor em situação vulnerável e logo após uma queda de preços do açúcar que havia ocorrido em 2007 (Figura 5). Isso significou a continuidade do nível de endividamento do setor sucroalcooleiro (Figura 7) impulsionada por condições climáticas adversas a partir de 2009. Nesse sentido, a quantidade de usinas em operação na região centro-sul, principal produtora de etanol, se reduziu a partir da safra de 2010/2011 (Figura 6).

Figura 5: Indicador mensal açúcar – São Paulo - Mercado externo (US\$)



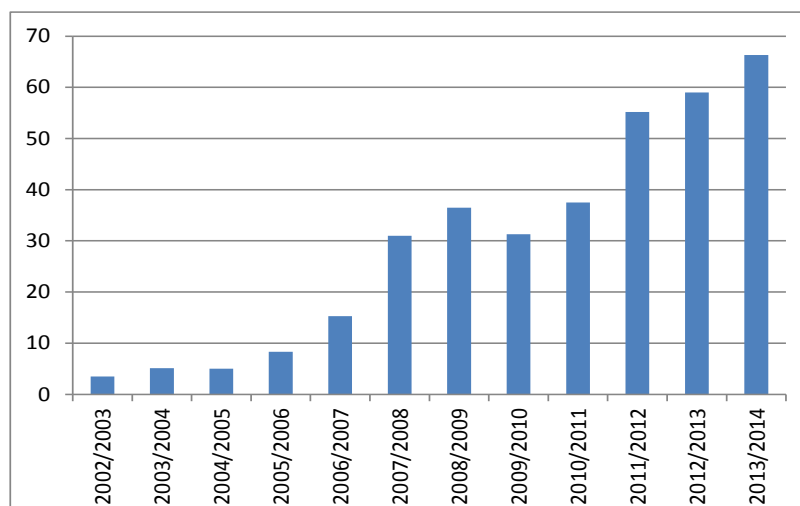
Fonte: CEPEA (2015)

Figura 6: Novas unidades produtoras e fechamento de unidades – Região centro-sul



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE (2013)

Figura 7: Nível de endividamento do setor (R\$ bilhões)



Fonte: Avaliação e Perspectivas do Setor Sucroenergético no Brasil, DATAGRO (2014)



Implicações das políticas de etanol

O panorama da indústria mostra que após a desregulamentação os preços e quantidade produzida de etanol passaram a ser definidos em função dos estímulos de mercado e influenciados por determinados incentivos do governo. Assim, a produção de etanol passou por períodos de altos e baixos, ocasionados por oscilações nos preços do petróleo e do açúcar, e por mudanças de políticas do governo.

Após ter estimulado o consumo de etanol hidratado na década de 1970, e posteriormente ter incentivado a compra de veículos *flex-fuel*, o maior desafio apresentado ao setor recentemente é a reversão dessa política direcionada à indústria de etanol, principalmente entre 2011 e final de 2014. O controle dos preços da gasolina nesse período reduziu a competitividade do etanol consideravelmente. Aliado a isso, os elevados níveis de endividamento do setor e as perspectivas ruins quanto ao consumo de etanol e preços de açúcar, formaram um cenário de redução do número de usinas em operação que reorganizou a indústria de etanol.

Desta forma, no início de 2015, o governo interpretou que deveria auxiliar a indústria, e determinou o aumento do teor de etanol anidro na gasolina de 25% para 27% em março. É uma política que favorece o setor, mas pode desfavorecer o consumidor e gerar distorções na relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina C. Além de o aumento do teor de etanol anidro na gasolina garantir uma demanda

para o etanol, reduz a produção alocada ao etanol hidratado, o que pode ter efeito de elevar seus preços.

Por último, o preço relativo do etanol em relação à gasolina varia muito de acordo com a região, devido aos relevantes custos de logística. Sendo um instrumento de política nacional, o aumento da proporção de etanol anidro na gasolina não necessariamente reduz o preço da gasolina. Isso ocorre, pois os custos de transporte desse etanol para certas regiões podem resultar em um preço por litro superior ao da própria gasolina, que era naturalmente competitiva em relação ao etanol hidratado.

Em outras palavras, as políticas do governo são capazes de exercer forte influência na indústria de etanol. Enquanto em alguns momentos os programas e incentivos do governo foram essenciais para garantir o sucesso da indústria, em outros períodos, essas políticas, direcionadas ou não ao setor, causaram distorções nas condições de desenvolvimento da indústria e tiveram efeitos perversos no desempenho do setor.

A definição de políticas, feita de forma descoordenada e baseada em um horizonte de curto prazo confere grande instabilidade ao setor que ora depende de incentivos do governo e ora é penalizado por ele. Após anos de consolidação da indústria de etanol, o mais importante é garantir que se existirá política para o etanol, os instrumentos relevantes devem ser claros e direcionados para uma política mais ampla, energética e industrial.

OPINIÃO

Produtos financeiros para o mercado de comercialização de energia elétrica: uma tendência natural.

Paulo Mayon

O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por uma transformação nos últimos anos provocada especialmente por uma sequência de quatro anos de um cenário hidrológico desfavorável. Com a escassez de chuvas, a lógica do modelo setorial foi posta à prova e surgiram inúmeras fragilidades e necessidades de aprimoramentos. A recessão hidrológica é um fato incontestável e, obviamente, provocou desequilíbrios no sistema. Contudo, uma análise técnica e aprofundada torna possível afirmar que os problemas não podem ser totalmente justificados por conta da conjuntura ruim. Ao se isolar os fatores conjunturais, conclui-se ainda que existem questões estruturais que desestimulam uma expansão eficiente e equilibrada da oferta de geração. Esse fato também contribuiu para levar o sistema a uma condição de desequilíbrio tanto sob a ótica de suprimento energético, quanto sob a ótica financeira e de alocação de riscos e custos.

Dentre as questões estruturais relativas à expansão da oferta destaca-se o fato de que os grandes aproveitamentos ainda disponíveis no país enfrentam um processo de licenciamento ambiental mais restritivo, especialmente no que se refere à implantação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Com isso, a relação entre a capacidade de regularização e o consumo está cada vez menor. Como se não bastasse, o cronograma de implantação dessas grandes obras (ou de sua conexão ao sistema) muitas vezes também apresenta problemas. Outra importante frente que hoje se encontra congelada é a cogeração e a microgeração distribuída, que poderia, além da oferta adicional, contribuir com externalidades importantes, dado que se encontram próximas dos centros de consumo.


Toda essa argumentação, já bastante conhecida, serve como base para concluir que hoje as características físicas do sistema elétrico brasileiro são diferentes

daquelas de um passado não tão distante. Prova disso foi a inédita dificuldade para o atendimento à demanda instantânea (demanda de ponta) no verão de 2015. Essa nova configuração do sistema e suas restrições, muitas delas já indicadas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) há vários anos, trazem desafios importantes e, com eles, a necessidade de aprimorar o modelo vigente.

Um exemplo claro e bastante conhecido que reforça a necessidade de uma reflexão é o fato de que com uma menor relação entre capacidade de regularização dos reservatórios e consumo, a composição do preço de curto prazo se torna mais volátil. O efeito de amortecimento no preço provocado pelas grandes reservas de água está praticamente extinto. A necessidade de complementação termelétrica para fazer frente ao crescimento do consumo passa a ser cada vez maior. E a consequência direta é uma maior aversão ao risco por parte dos geradores hidráulicos, já que estes tendem a produzir menos energia quando os reservatórios estão baixos e os preços altos.

Todos esses efeitos provocaram reações nos importantes elos dessa cadeia. Hoje os agentes enfrentam um ambiente de incertezas que, como consequência final, resulta em uma diminuição expressiva da liquidez e da oferta de energia. Ou seja, a indústria caminha para um futuro de abastecimento cujo lastro contratual é escasso e o preço da *commodity* é incerto. E esse não é um processo reversível no curto prazo, já que em grande parte é causado por alterações físicas permanentes na estrutura da matriz energética brasileira e pela característica da oferta segregada entre Leilões de Reserva, Leilões de Ajuste e os Leilões de Energia Nova.

Um olhar mais positivo - e visitando outras experiências passadas - permite dizer que toda crise traz oportunidades de aprimoramento e de inovação. Alguns



ajustes são de alta complexidade. Outros, nem tanto. E é justamente nesses ajustes de menor complexidade de implantação que muitas vezes serão encontrados excelentes e imediatos resultados.

Na teoria, os contratos existem para garantir a entrega física e a proteção contra a variação do preço da energia elétrica no futuro. Na prática, os contratos funcionam exclusivamente para proteger o contratante e o contratado da flutuação do preço da energia, dado que a entrega física da energia elétrica de fato é realizada pelo despacho centralizado - em última instância, pelo ONS. Desde o nascimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL), os agentes basicamente enxergam em seus contratos de compra e venda de energia elétrica uma proteção contra a incerteza e volatilidade dos preços no curto, médio e longo prazo.

Considerando que ambos (comprador e vendedor) buscam a proteção comercial contra a flutuação dos preços, e que existe um preço técnico publicado semanalmente (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) ou um custo marginal de operação (CMO) também publicado semanalmente, os contratos financeiros poderiam ser ajustados na periodicidade definida (por exemplo, semanal) por estes índices já consagrados, e cuja formação é livre de forças de mercado (eliminando inclusive o risco de formação de preços futuros por concentração de poder comercial).

O funcionamento hoje, no entanto, se revela diferente e muito mais complexo. A necessidade de realizar a proteção comercial atrelada ao lastro físico de geração promove um empenho de capital excessivo para essas operações (fluxo de pagamentos e garantias); uma tributação incidente sobre as mesmas (magnitude, diferentes alíquotas e substitutos tributários por Unidade Federativa); falta de liquidez e poder de concentração do lastro físico em poucos agentes, dificultando e encarecendo sobremaneira a proteção futura contra a volatilidade de preços.

Uma breve análise dos principais fatos recentes e pilares do mecanismo de expansão de oferta vigente pode ser útil nessa reflexão.

- Atualmente, a única forma de transferência de energia do ACL para o ACR se dá por meio de leilões específicos organizados pelo governo. Entretanto, o

ACL não tem acesso a essa oferta de energia no caso de leilões de energia nova, levando-o a uma situação exótica (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro);

- A Medida Provisória 579, transformada na Lei 12.783, deslocou para o ACR parte significativa da oferta de energia que estava disponível aos agentes do ambiente livre, reduzindo a liquidez e, conseqüentemente, a capacidade de preços mais competitivos no ACL (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro);

- O portfólio já existente de energia de reserva (LER) e a nova oferta que foi adicionada neste formato não geram lastro para a comercialização. Tecnicamente, tanto o ACR quanto o ACL estarão sempre expostos ao risco de falta de lastro (o consumidor conectado ao SIN recebe energia regularmente conforme seu consumo, mas pode não encontrar lastro). Assim sendo, quanto maior a energia de reserva contratada a cada ano, maior será o risco dos agentes no ACL de sofrerem uma penalidade, dada a obrigação de “achar” o lastro físico associado à proteção contra a volatilidade de preço;

- Esta penalidade por falta de lastro contratual foi criada para estimular a contratação de longo prazo dos consumidores, visto que, naquela época, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) permanecia extremamente baixo por longos períodos de tempo, sendo incapaz de fornecer sinal econômico para a expansão. Porém, considerando o peso da inflação brasileira e todas as incertezas envolvidas, os consumidores livres dificilmente contratam por prazo maior do que um quinquênio, independentemente do valor do preço de curto-prazo. Em resumo, a penalidade existe para “estimular” um comportamento que não se concretiza, desde sua criação;

- O PLD representa um preço de conhecimento público, definido através de uma metodologia transparente, acessível através de diversas fontes oficiais, e auditável. Além disso, sua determinação decorre de modelos computacionais, o que mitiga a possibilidade de que um agente consiga influenciar de forma indevida seus resultados, por maior que seja sua escala ou relevância operacional;

- Há baixa liquidez de contratos de compra e venda de

energia de longo prazo no mercado brasileiro.

Hora de refletir. Como tratar esse problema?

Cada vez uma matriz mais hidro-Térmica (com “T” maiúsculo), indicando a necessidade de proteção contra a flutuação de preços cada vez mais robusta. Cada vez mais agentes no ambiente de contratação livre buscando contratos que os protejam da volatilidade de preços. A regulação exigindo que, independentemente da proteção comercial associada a um vendedor, que este também ofereça o lastro físico da geração desta energia no futuro. Será que essa lógica não limita demais o número de vendedores possíveis? Será que essa limitação não gera desequilíbrio na formação de preços futuros levando o consumidor, involuntariamente, a uma frequência de contratação maior e por prazos menores? Será que não existiriam agentes interessados em oferecer apenas a proteção da variação do preço?

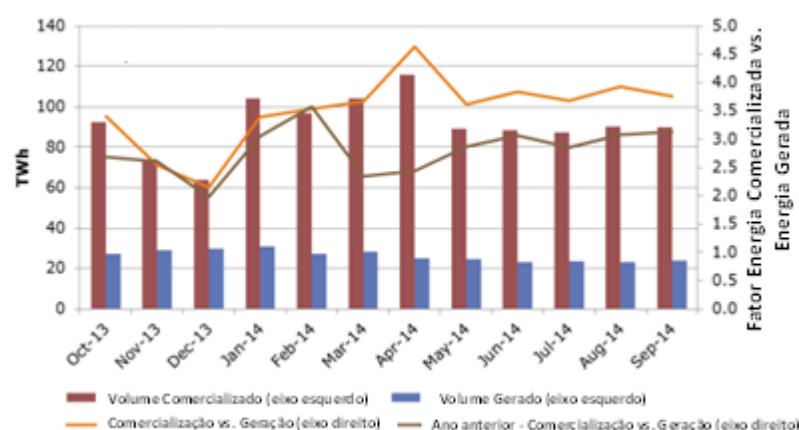
A boa notícia é que não precisamos inventar mais uma “jabuticaba”. Vários mercados de energia ao redor do mundo já há muitos anos fazem o uso de contratos financeiros como importantes aliados na tarefa de gestão dos riscos associados a essa commodity. Um exemplo é a Europa, que faz uso dos contratos financeiros de energia tanto em ambiente de balcão organizado, quanto de bolsa, como uma forma de incrementar a competitividade, a liquidez e a transparência dos negócios no seu mercado. De acordo com a Federação Europeia dos Comercializadores de Energia (“EFET” – 2012, p. 1)¹, que desde 2005 vem exercendo um papel central no fomento do mercado de comercialização de energia, esses instrumentos tornam-se também importantes aliados na busca da redução do custo de suprimento aos consumidores.

Além disso, a transparência de preços ajuda a aumentar o sentimento de confiança de empreendedores, reguladores e consumidores, contribuindo para uma maior estabilidade geral no funcionamento do mercado.

Em relatório publicado pela EFET em 2012 intitulado “Towards a single European energy Market”, Paul van Son, presidente honorário da EFET, afirma que “a utilização de instrumentos financeiros de energia não é uma questão de mero oportunismo de curto prazo, o que, no longo prazo, poderia se mostrar prejudicial para a sociedade; trata-se de uma forma de resposta a incentivos de mercado para otimizar a cadeia de valor de energia; e esta resposta, por sua vez, beneficia todos os consumidores de energia” (2012, p. 3)¹.

Ainda no mercado europeu, em 2014 a OFGEM (órgão regulador dos mercados de gás e eletricidade do Reino Unido) concluiu que a baixa liquidez do mercado estava criando barreiras para a competição e, portanto, implantou um programa denominado “Assegurar e Promover” (2014, p. 4)¹ com o objetivo de auxiliar o acesso dos produtores independentes ao mercado atacadista de energia e de garantir a competição através do uso de contratos padronizados e da figura dos formadores de mercado. Em seu primeiro relatório após a implantação do programa, datado de 18 de dezembro de 2014, a OFGEM destaca dois pontos principais: primeiro, que houve redução geral dos spreads entre os preços de compra e venda. Segundo, que o conjunto dessas iniciativas contribuiu para melhorar a liquidez de mercado, principalmente quando se analisa o aumento da diferença entre os volumes totais negociados e aqueles entregues “fisicamente”, conforme ilustrado na figura 1 abaixo.

Figura 1



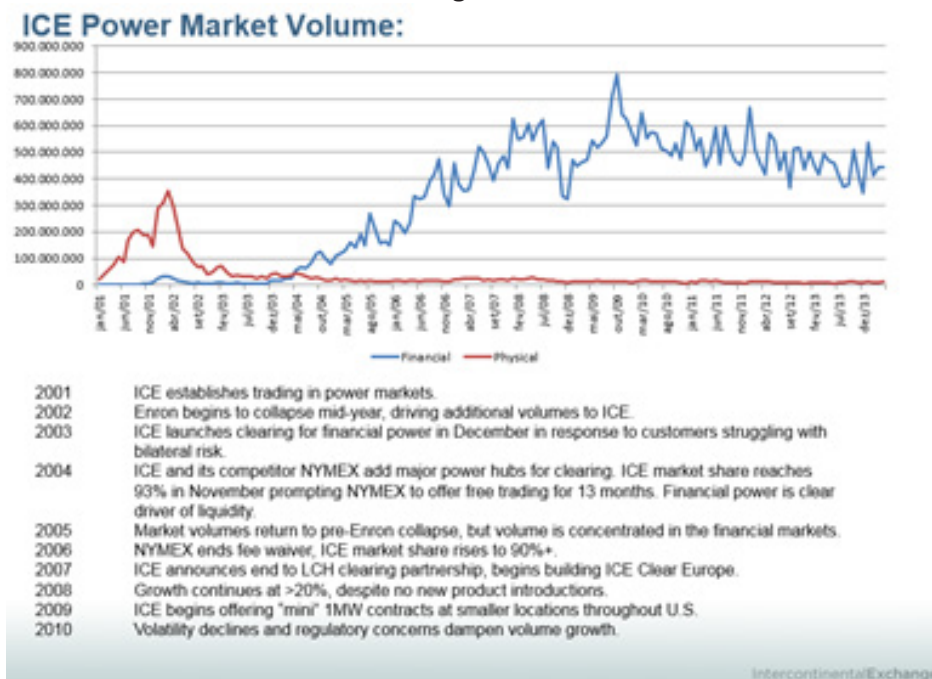
Fonte: Relatório OFGEM publicado em 18 de dezembro de 2014

A trajetória de crescimento do volume negociado na plataforma Intercontinental Exchange (ICE) também ilustra o potencial desta iniciativa (figura 2 abaixo). A ICE iniciou em 2001 suas atividades na área de trading de energia e atualmente opera três bolsas de futuros,

de empreendimentos de geração, tanto no ACR quanto ACL, e sinais mais claros para o desenvolvimento da indústria;

- Liquidação financeira da diferença entre o preço de

Figura 2



cinco câmaras de compensação e liquidação financeiras (clearing houses) e uma variedade de mercados de balcão. As operações da ICE conectam participantes do mercado em mais de 70 países, com volume anual de negócios de mais de 510 milhões de contratos.

Ao fomentar o desenvolvimento de contratos financeiros futuros que protejam o tomador final da energia da flutuação do PLD através da marcação de um preço fixo, estariam sendo adicionados ao processo de comercialização os seguintes benefícios:

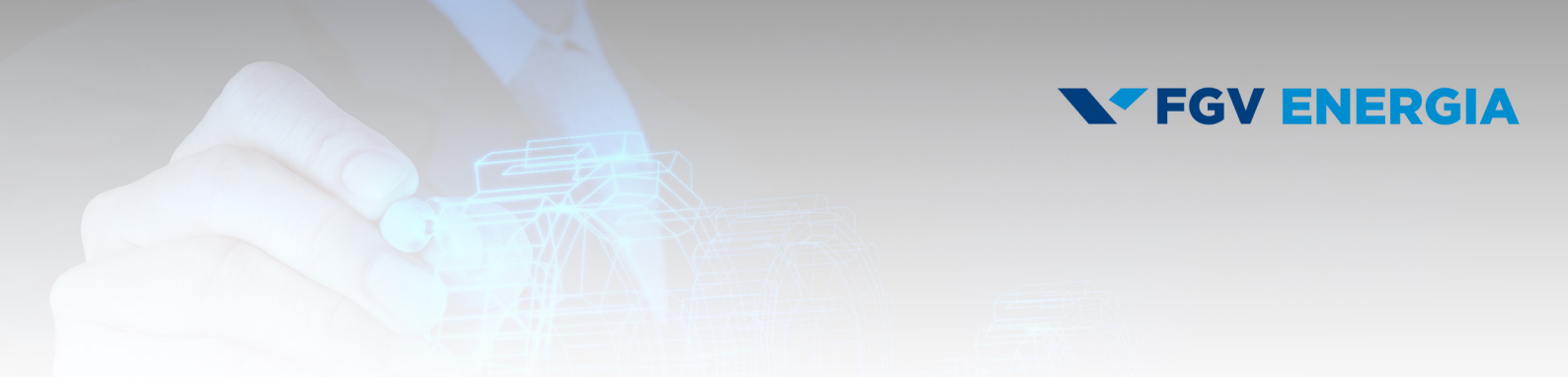
- Entrada de novos agentes que hoje não participam do setor (bancos, fundos de investimento);
- Ampliação da competição e liquidez, consequentemente reduzindo o custo da proteção ("hedge");
- Melhoria da qualidade do risco de crédito dos participantes;
- Formação de curvas futuras de preço, permitindo um instrumento adicional que viabilizaria a financiabilidade

proteção (fixo) e PLD de forma bilateral, reduzindo o risco e impacto financeiro atual (já que hoje o fluxo de todas as compras e vendas ocorre em cima do valor total dos MWh comercializados), e otimizando o empenho de capital;

- Amadurecimento do mercado (e formação de métricas) para a criação de uma clearing de contratos financeiros de energia.

Ao negociar tais contratos, os agentes do mundo físico que optassem por esta estrutura estariam protegidos (hedge) financeiramente em relação à variação do PLD futuro, e liquidariam suas posições físicas integralmente no MCP (Mercado de Curto Prazo), uma vez que não haveria falta de lastro contratual neste mercado. Essa dinâmica já existe há muitos anos em mercados de energia dos Estados Unidos, alguns países da América Latina, como Colômbia e Chile, e nos casos citados da Europa e Austrália.

No que tange à entrega física da energia elétrica,



as eventuais diferenças (sobras e faltas de lastro físico) entre o ACR e ACL se anulariam, mantendo o sistema quantitativamente equilibrado. Com relação à liquidação financeira, uma vez que a CCEE já cumpre o papel de liquidante, esta poderia, portanto, liquidar integralmente as sobras e faltas de lastro valoradas a PLD. Isso tornaria a CCEE de fato uma câmara de

liquidação muito mais robusta e com um volume de recebíveis potencialmente muito maior que o atual. Esta maior robustez permitiria uma capacidade financeira para a Câmara extremamente bem-vinda e oportuna frente aos desafios do SEB.

Pequena mudança, fácil implantação e resultados muito positivos e perenes!

Paulo Mayon

Executivo sênior com ampla experiência em todos os aspectos dos mercados de varejo e corporativos. A experiência direta em todo o país com o setor imobiliário, consultoria financeira, mercado de massa de crédito, incluindo cartões de crédito (10 anos). Também participou de startups em estágio inicial, bem como empresas “na bolha”.

Consultor da Cadeia de Abastecimento (6 anos) gestão de contratos globais em indústrias de petróleo, gás e borracha.

Diretor Sênior e sócio de uma nova empresa de comércio elétrica (COMPASS Comercializadora de Energia) e encarregado de liderar mudanças e transformar o modelo brasileiro de OTC a um mercado transparente, competitiva e inovadora.

REFERÊNCIAS:

1. European Federation of Energy Traders (2012), Towards a single European energy market, http://www.efet.org/Cms_Data/Contents/EFET/Folders/Documents/Home/~contents/GPC2TV6X8L2STWT8/Highlights-II-Final.pdf.
2. Australian Energy Regulator (2014), STATE OF THE ENERGY MARKET 2014, https://www.aer.gov.au/sites/default/files/State%20of%20the%20energy%20market%202014%20-%20Complete%20report%20%28A4%29_0.pdf.
3. Leal, Milton (2012), Europa: Mercado livre, transparente e isonômico, Canal Energia, 28/09/2012.

Petróleo

Patrícia Vargas

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de março apresentou aumento de 9,89% da produção de petróleo em relação ao mês anterior, e de 13,9% em relação ao mesmo mês do ano passado. A produção diária de petróleo em março foi de 2.413 mil barris, 0,7% inferior à produção de fevereiro de 2.431 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em março foi de aproximadamente 24,6, sendo 8% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 57% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 35% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em fevereiro foram Roncador (10,8Mmbbl), Lula (8,9Mmbbl), Marlim (6,2Mmbbl), Marlim Sul (5,4Mmbbl) e Jubarte (5,3Mmbbl), todos da Petrobras. Em fevereiro de 2015 Marlim ocupava a quinta posição e Jubarte a terceira. Além da Petrobras, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor) Argonauta da Shell (16º) e Frade da Chevron (18º) produziram respectivamente 2,6 Mmbbl, 1 Mmbbl e 0,8 Mmbbl.



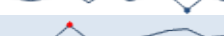

8,1% em março, e 77% em relação ao mesmo mês de 2014, o saldo da balança comercial de petróleo fechou o mês de março em 10 milhões de barris, mais que o dobro de fevereiro (Gráfico 2.1).

No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, a produção e exportação continuaram com tendência acentuada de crescimento. Já as importações mostra uma tendência menos acentuada de queda (Gráfico 2.2).

A produção acumulada dos últimos 12 meses alcançou 854 milhões de barris até março e as exportações atingiram 217 milhões de barris. Já o consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 741 milhões em março e as importações ficaram no patamar de 135 milhões de barris.

Os estados brasileiros seguiram o aumento da produção verificada no país como um todo em março, exceto no caso do Maranhão e da produção offshore do Espírito Santo. Em termos percentuais, a produção

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

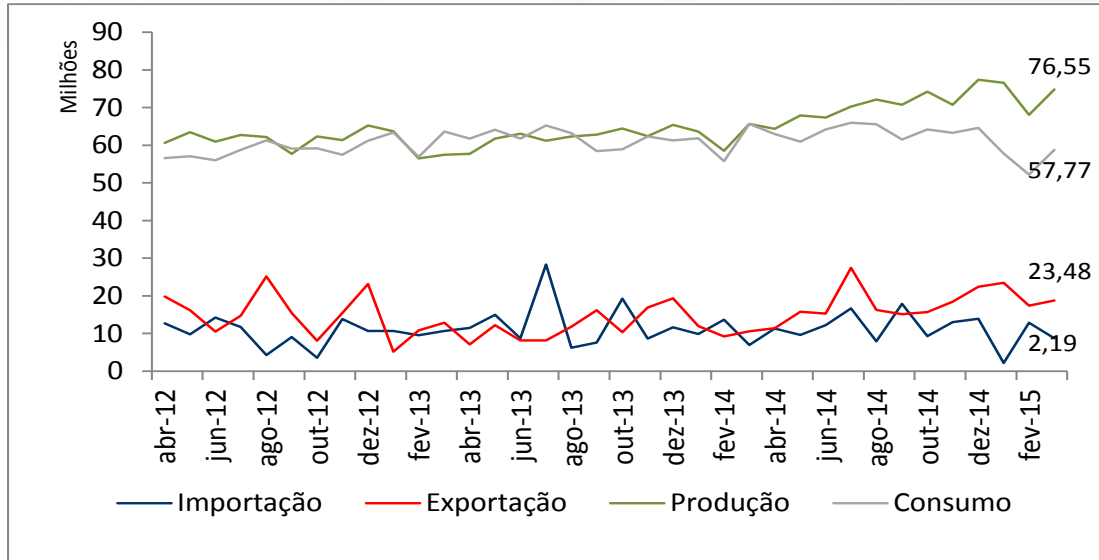
Agregado	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendência 12 meses	fev-15	mar-14
Produção	74.808.119	9,89%	13,90%		68.077.949	65.678.185
Consumo Interno	58.754.479	12,62%	-10,46%		52.171.834	65.619.835
Importação	8.708.439	-32,29%	24,97%		12.860.697	6.968.665
Exportação	18.802.432	8,10%	77,09%		17.393.312	10.617.166

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais apresentou a primeira elevação de 2015 em março. No entanto, na comparação com o mesmo mês de 2014, o consumo reduziu em 10,4%. O aumento do consumo foi acompanhado pelo aumento da produção de petróleo de 9,89% em comparação com fevereiro e de 13,9% em relação a março do ano anterior. As importações na comparação mensal se reduziram, porém se elevaram na comparação anual. Como as exportações se elevaram

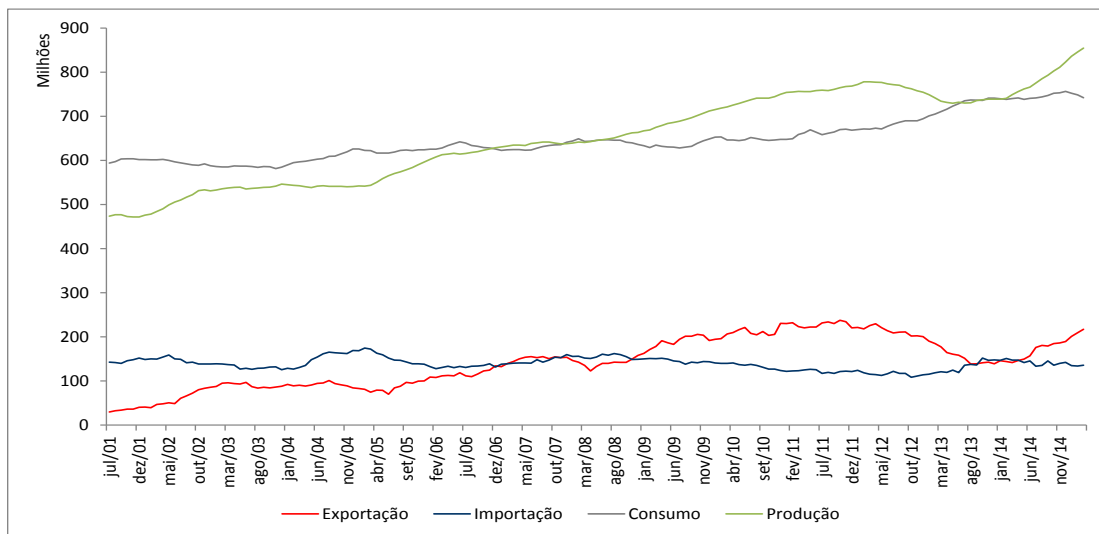
offshore da Bahia e a produção de petróleo no Ceará lideraram o crescimento. O incremento da produção de maior destaque foi a do estado do Rio de Janeiro que produziu 13,11% a mais que o mês anterior e 14% na comparação anual. Em termos absolutos, a produção do Rio de Janeiro em março representou 6 milhões de barris a mais que em fevereiro, representando 90% do incremento nacional que foi de 6,7 milhões de barris (Tabela 2.2).

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Os preços do petróleo Brent e WTI se elevaram em abril: o petróleo Brent aumentou em US\$3,6/bbl, alcançando uma média de US\$59,5/bbl, a maior de 2015. O WTI elevou US\$6,6/bbl em relação à média de março, chegando a US\$54,45/bbl em abril.

Apesar de a produção ainda ultrapassar o consumo, vários fatores podem pressionar os mercados no futuro e sustentar os preços atuais. As tensões no Oriente Médio e no norte da África elevam o risco de interrupção futura de oferta e, como existe pouca capacidade de produção excedente, pode pressionar os preços do petróleo para cima. Adicionalmente, a resposta de maior demanda

aos preços baixos de petróleo pode ser mais elevada do que o esperado, principalmente nos Estados Unidos e Europa, o que pressionaria os mercados durante o pico de demanda sazonal.

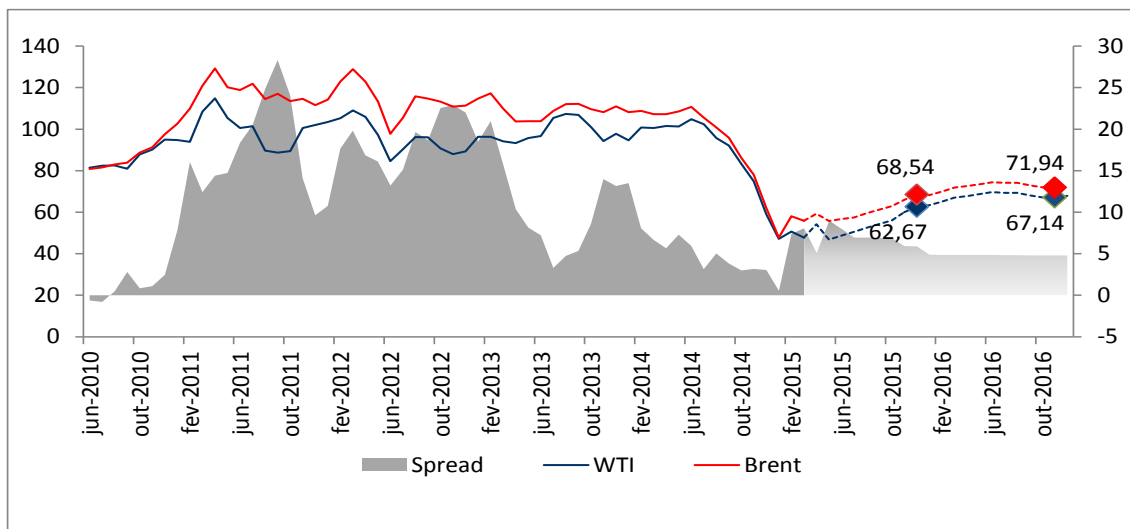
De acordo com a EIA (U.S. Energy Information Administration), os contratos futuros para um mês de óleo Brent estavam a US\$65,54/bbl no dia 7 de maio, um aumento de US\$8,44/bbl desde o fechamento no dia 2 de abril. No caso do WTI, os preços se elevaram em US\$8,85/bbl no mesmo período, chegando a US\$58,94/bbl no dia 7 de maio (Gráfico 2.3).

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

UF	Localização	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendência 12 meses	fev-15	mar-14
AL	Onshore	134.390	11,33%	1,43%		120.713	132.498
	Offshore	9.007	14,70%	-9,49%		7.853	9.951
AM	Onshore	822.692	6,78%	-5,40%		770.426	869.658
BA	Onshore	1.258.053	10,00%	-7,04%		1.143.678	1.353.284
	Offshore	20.302	21,10%	-49,14%		16.764	39.915
CE	Onshore	45.807	18,35%	36,19%		38.705	33.634
	Offshore	168.814	19,54%	-11,17%		141.225	190.043
ES	Onshore	432.390	9,35%	-2,18%		395.426	442.023
	Offshore	10.477.917	-3,33%	10,82%		10.838.914	9.455.159
MA	Onshore	380	-16,25%	-91,51%		453	4.471
RJ	Offshore	52.022.041	13,11%	14,07%		45.994.442	45.604.472
RN	Onshore	1.539.983	8,66%	-2,56%		1.417.252	1.580.414
	Offshore	224.107	14,17%	-4,71%		196.294	235.180
SP	Offshore	6.525.809	9,30%	49,47%		5.970.663	4.365.866
SE	Onshore	813.579	12,08%	-7,91%		725.898	883.474
	Offshore	312.847	4,55%	-34,57%		299.244	478.142
Total		74.808.119	9,89%	13,90%		68.077.949	65.678.185

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.3 : Preço Real e Projeção (\$/Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (U. S.. Energy Information Administration).

Derivados do Petróleo

O consumo de gasolina, diesel, GLP, QAV e óleo combustível foi maior em março em relação a fevereiro, mas reduziu na comparação anual para gasolina e óleo combustível. Já a produção de derivados foi maior para todos os combustíveis, exceto para a gasolina. Na comparação anual, a produção aumentou apenas para o diesel, reduzindo no caso dos demais combustíveis.

março e as de GLP são nulas desde outubro de 2014 (Tabela 2.3).

Os preços da gasolina, diesel, GLP e óleo combustível na refinaria continuam no mesmo patamar de fevereiro de 2015. Em março, a diferença entre os preços domésticos e internacionais de gasolina foi anulada. A diferença entre o preço de GLP industrial e o preço de referência

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

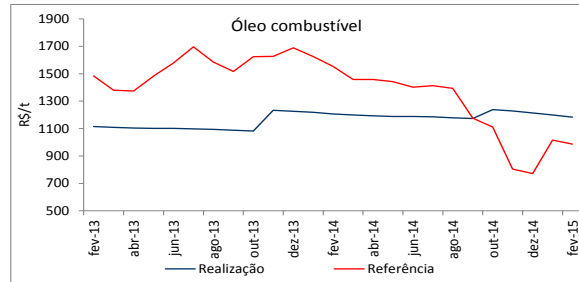
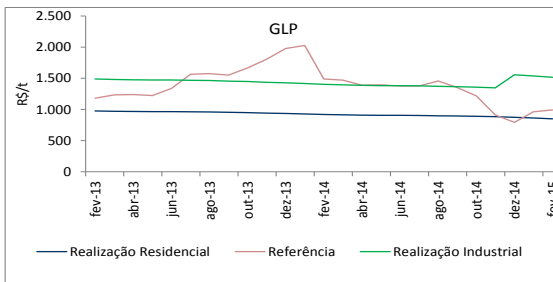
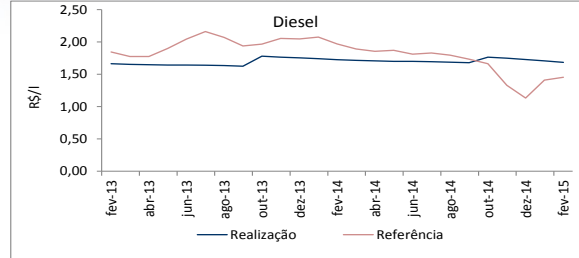
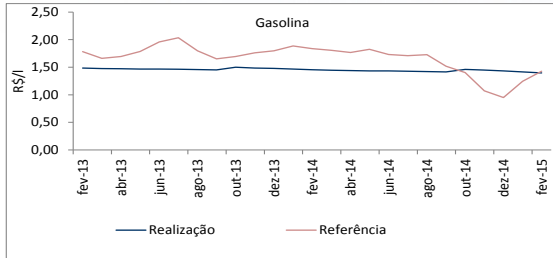
Combustível	Agregado	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendência 12 meses	fev-15	mar-14
Gasolina	Produção	12.323.852	-3,30%	-18,54%		12.744.706	15.129.348
	Consumo	16.048.930	9,39%	-4,31%		14.670.867	16.771.489
	Importação	1.933.299	-12,43%	50,99%		2.207.661	1.280.446
	Exportação	41.985	539,65%	-74,14%		6.564	162.342
Diesel	Produção	25.589.872	15,51%	15,51%		22.154.171	22.154.171
	Consumo	29.312.043	23,16%	1,88%		23.800.054	28.771.834
	Importação	25.589.872	15,51%	-4,69%		22.154.171	26.849.020
	Exportação	132.027	428,61%	-64,97%		24.977	376.848
GLP	Produção	4.011.235	7,28%	-1,36%		3.739.190	4.066.635
	Consumo	7.073.101	13,36%	4,58%		6.239.753	6.763.190
	Importação	1.708.282	47,36%	-6,62%		1.159.234	1.829.366
QAV	Produção	2.851.623	1,19%	-16,36%		2.818.073	3.409.505
	Consumo	3.918.528	7,31%	2,12%		3.651.734	3.837.139
	Importação	324.292	-78,69%	-59,89%		1.521.715	808.606
	Exportação	19.871	9062,86%	28,18%		217	15.502
Óleo Combustível	Produção	8.976.007	29,81%	-6,31%		6.914.598	9.580.205
	Consumo	3.000.251	3,60%	-4,57%		2.896.041	3.143.808
	Importação	105.875	-79,23%	-39,93%		509.755	176.253
	Exportação	1.475.658	-2,71%	-21,18%		1.516.795	1.872.243

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

As importações de gasolina, QAV e óleo combustível se reduziram em março e se importou mais diesel e GLP no mesmo período. As exportações de gasolina, diesel e QAV aumentaram na comparação mensal. Já as exportações de óleo combustível foram menores em

internacional, bem como entre os preços do diesel doméstico e no golfo norte-americano também reduziu, mas devido à depreciação cambial. No caso do óleo combustível, a diferença aumentou em março (Gráfico 2.4).

Gráfico 2.4: Preço real dos combustíveis¹ vs. referência internacional (R\$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA.
Deflator: IPCA.

¹ Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência do óleo combustível referem-se à cotação do final do mês e não incluem custo de internacionalização.

Gás Natural

Camilo Poppe

Produção e Importação

O mês de janeiro registrou novo recorde de produção nacional de Gás Natural, atingindo uma média de 96,56 MMm³/dia, 16,78% superior ao resultado do mesmo mês do ano passado. O resultado positivo da produção nacional bruta repercutiu igualmente em um recorde de produção disponível ao mercado, que sofreu alta de 1,63% no mês, atingindo 52,16 MMm³/dia. Vale ressaltar que no intervalo de um ano, a tendência de aumento da produção se manteve, registrando valor mínimo em janeiro de 2014 e máximo em janeiro de 2015.

média de volumes importados de 50,76MMm³/dia.

No gráfico 3.1 percebemos a queda do consumo de gás nos últimos dois meses, acompanhada de um crescimento da produção nacional. Caso essa tendência seja mantida, observaremos uma produção nacional capaz de operar em nível igual ou superior ao consumo. Um cenário que não é observado desde setembro de 2012.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	jan/14 - jan/15	dez-14	jan-14
Produção Nacional	96,56	1,46%	16,78%		95,15	80,36
Prod. Disponível	52,16	1,63%	18,56%		51,31	42,48
Importação	50,76	-4,20%	13,95%		52,89	43,68
Consumo	101,68	-1,35%	16,50%		103,05	84,9

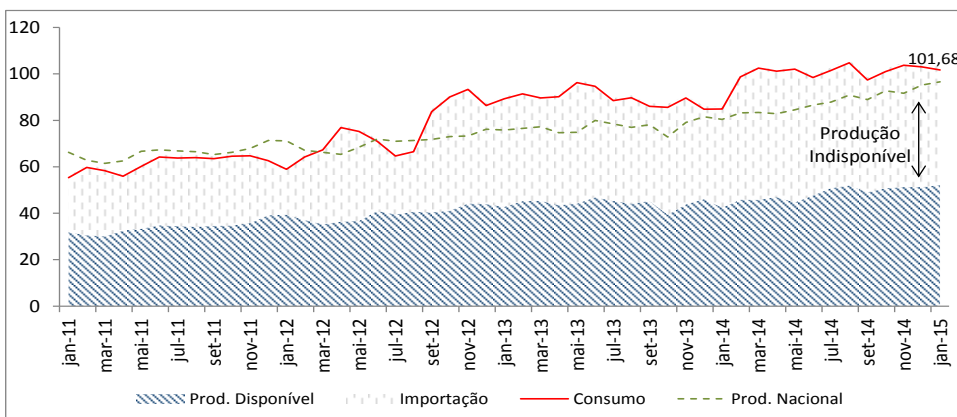
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Com crescimento similar ao da produção nacional no ano, o consumo registrou aumento de 16,50% com relação a janeiro de 2014. No entanto, o consumo retrocedeu 1,35% no último mês, passando de 103,05MMm³/dia em dez 2014 para 101,68MMm³/dia em janeiro deste ano. Consequentemente, associado a um aumento da produção disponível nesse último período, as importações de gás também retrocederam, registrando queda de 4,20% no mês e atingindo uma

Apesar dos sucessivos incrementos na produção nacional, o gráfico 3.1 nos permite observar um aumento na produção disponível a taxas menores, ou com menor inclinação de curva, que na produção nacional nos últimos meses.

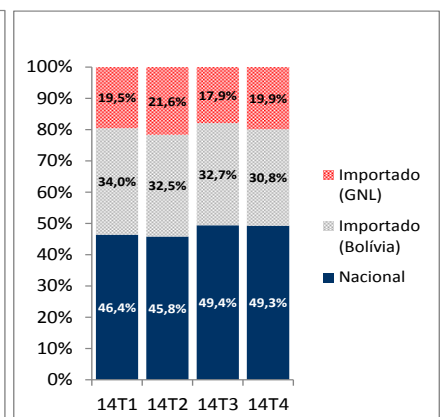
Na tabela 3.2 é possível perceber que a relação entre a produção nacional e a produção disponível ao mercado manteve-se estável ao longo do ano. Nesse sentido a

Gráfico 3.1: Oferta e Consumo (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.2: Composição da oferta






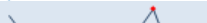
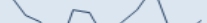

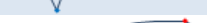


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

relação Prod. Disponível sobre Prod. Nacional aumentou apenas 2,14% no ano, enquanto a produção nacional subiu 16,78% e a produção disponível 18,56% no mesmo período. No entanto, no mês de janeiro, o aumento da produção nacional ocorreu principalmente no Estado do Rio de Janeiro e passou por reinjeção¹, registrando +1,41MMm³/dia na produção nacional e -1,34MMm³/dia que foram reinjetados. Conseqüentemente, o aumento na produção disponível teve como origem




essencialmente a redução na queima, que registrou queda de 20,05% no mês, equivalente a 0,81MMm³/dia. Com a alta da produção disponível e a queda do consumo, houve redução de 4,20% nas importações no mês, registrando 50,76MMm³/dia em média. Devido aos preços menos competitivos do GNL no mercado spot, a queda das importações totais nesse período foi puxada pelo recuo de 21,32% do GNL importado.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	jan/14 - jan/15	dez-14	jan-14
Prod. Nacional		96,56	1,46%	16,78%		95,15	80,36
Produção indisponível	Reinjeção	20,72	6,47%	33,74%		19,38	13,73
	Queima	4,04	-20,05%	-18,56%		4,85	4,79
	Consumo interno em E&P	12,25	-2,04%	11,51%		12,50	10,84
	Consumo em Transporte e Armazenamento	3,85	19,22%	-37,14%		3,11	5,28
	Absorção em UPGN's	3,54	-12,71%	8,47%		3,99	3,24
	Subtotal	44,40	1,28%	14,68%		43,83	37,88
Prod. Disponível		52,16	1,63%	18,56%		51,31	42,48
Prod. Disponível/Prod. Nacional		54%	0,17%	2,14%		54%	53%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	jan/14 - jan/15	dez-14	jan-14
Bolívia	33,69	4,48%	4,81%		32,18	32,07
GNL	17,07	-21,32%	31,99%		20,71	11,61
Total	50,76	-4,20%	13,95%		52,89	43,68

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Consumo

Com a exceção do consumo industrial que registrou alta de 1,41% no mês de janeiro, atingindo 44MMm³/dia, valor recorde no período de um ano, os demais segmentos de consumo apresentaram baixa. Conseqüentemente o consumo total no mês de janeiro deste ano registrou queda de 1,35% ou ainda -1,37MMm³/dia.

O segmento que apresentou queda mais significativa foi o de geração de energia elétrica (GEE), deixando de consumir 0,72MMm³/dia comparado ao mês de dezembro de 2014. No entanto, o consumo em GEE do mês de janeiro permanece 16,50% superior ao consumo do mesmo mês em 2014, registrando recorde histórico

para esse período².

O gráfico 3.3 apresenta o consumo GN para os segmentos industrial e de geração de energia elétrica. Percebemos que o setor elétrico mantém um padrão de consumo superior ao consumo da indústria, que por sua vez manteve-se estável, em torno de 40MMm³/dia nos últimos anos. No gráfico 3.4 observamos o comportamento dos consumidores de menor porte. Os consumidores dos segmentos automotivo, residencial e de co-geração registraram mínimos anuais neste mês de janeiro.

^{1,2}De acordo com comentários do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº95.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	jan/14 - jan/15	dez-14	jan-14
Industrial	44,00	1,41%	6,73%		43,38	41,04
Automotivo	4,68	-8,76%	-2,56%		5,09	4,80
Residencial	0,63	-44,44%	-7,94%		0,91	0,68
Comercial	0,68	-17,65%	1,47%		0,80	0,67
GEE	49,35	-1,46%	28,49%		50,07	35,29
Co-geração	2,30	-18,70%	-2,61%		2,73	2,36
Total	101,68	-1,35%	16,50%		103,05	84,90

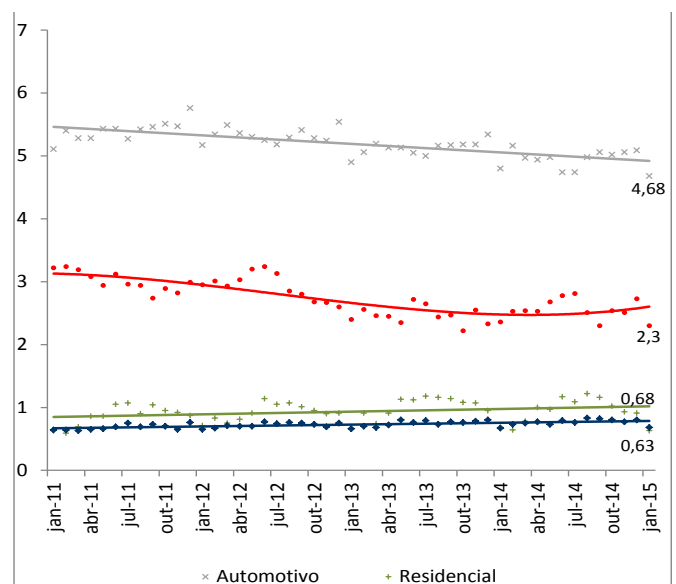
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)








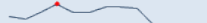
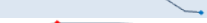


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Preços

O mês de janeiro de 2015 foi um mês de preços em queda, os preços sofreram retração. Tanto no cenário internacional quanto no nacional. A tarifa exercida para as térmicas inscritas no PPT recuaram 2,93% com relação ao mês anterior e 13,77% em relação a janeiro de 2014, sendo veiculada a 4,20 US\$/MMBTU. Para as distribuidoras, o preço no citygate segue a tendência de queda dos últimos meses registrando variação de 1,04% no último mês, chegando com desconto a 7,42 US\$ /

MMBTU. Ainda na tarifa com desconto, no citygate, a variação representou queda de 0,08US\$/MMBTU no preço veiculado. Para o consumidor, essa queda de preços no citygate se traduziu em diminuições ainda maiores, de até 0,84% na tarifa para consumidores de 50.000m³/dia, equivalente a -0,11 US\$/MMBTU. Todos os preços nacionais registraram mínimo recorde neste mês de janeiro.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

		jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	jan/14 - jan/15	dez-14	jan-14
Henry Hub		2,97	-14,93%	-58,36%		3,42	4,71
Europa		9,25	-5,17%	-24,94%		9,73	11,56
Japão		15,12	-3,11%	-12,88%		15,59	17,07
PPT *		4,20	-2,93%	-13,77%		4,32	4,78
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate Sem desconto	11,07	-1,04%	-15,30%		11,19	12,77
	No City Gate Com desconto	7,42	-1,04%	-14,62%		7,50	8,50
	2.000 m³/dia **	16,29	-0,63%	-16,97%		16,40	19,06
	20.000 m³/dia **	13,54	-0,80%	-16,06%		13,65	15,71
	50.000 m³/dia **	13,01	-0,84%	-16,10%		13,12	15,11

* não inclui impostos.

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

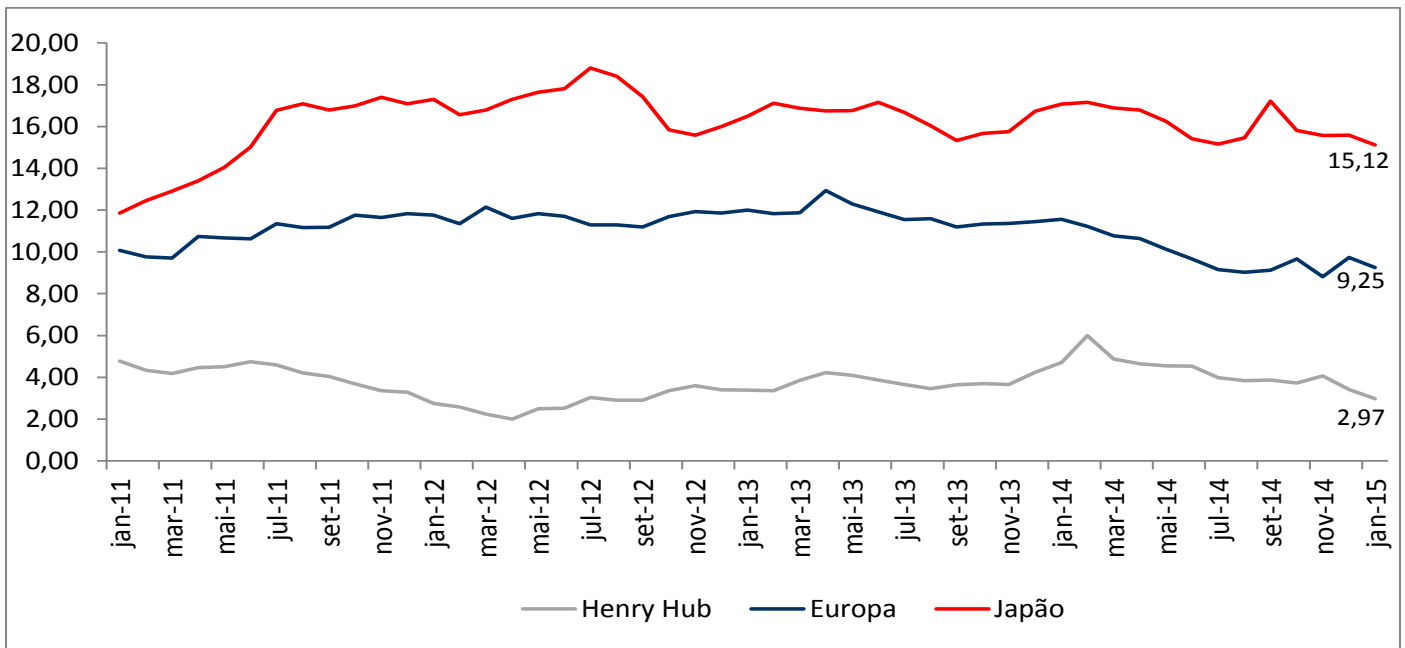
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME & Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

No cenário internacional, a queda dos preços do petróleo no final de 2014 conduziu a igual tendência de queda nos preços do gás natural. Os preços veiculados no Henry Hub (HH) e no Japão registraram mínimo anual, chegando a 2,97 US\$/MMBTU e 15,12 US\$/

MMBTU respectivamente. Neste último mês o Henry Hub registrou queda mais acentuada, de 14,93%. Já em valores absolutos, foi a vez de a Europa liderar com queda de 0,48US\$/MMBTU no preço do gás.

Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno
Manuella Lion
Renata Ruiz






Mundo Físico

Disponibilidade

O período úmido está chegando ao fim para a maioria das regiões do Sistema Interligado Nacional-SIN e, com isso, verificamos uma queda de 5,30% no total de Energia Natural Afluente-ENA, no mês de análise em relação ao mês anterior. Nos gráficos da coluna “Tendências 12 meses” da Tabela 4.1, é possível observar que para as regiões SE, NE e N, há certa similaridade entre as tendências, onde há maiores valores de ENA nos últimos meses (durante o verão), e menores valores localizados entre o meio e o final do ano. Para a região S, isso não ocorre, pois o seu regime de chuvas é bem peculiar. A região SE, a que apresenta a maior capacidade de

estoque do SIN, recuou 14,14%, bem como a região S, 12,21%, sendo estas as que mais influenciaram no resultado negativo de ENA no SIN. Já as regiões NE e N, aumentaram seus respectivos resultados, 27,06% e 18,94%, mostrando que houve um retardo do fim do período úmido para essas duas regiões, ainda no mesmo período de análise. Na comparação anual, podemos observar que houve um aumento de 1,91% no total de ENA, sendo influenciado pelos resultados de SE, 8,88%, e NE, 44,61%. Já as regiões S e N recuaram 16,90% e 16,20%.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA (MWmed)

	abr-15		abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	Tendências 12 meses	mar-15		abr-14	
SE	37.028,50	88,57%	-14,14%	8,88%		43.128,77	78,22%	34.008,37	81,72%
S	7.043,43	106,97%	-12,21%	-16,90%		8.023,35	114,58%	8.476,30	128,85%
NE	6.814,67	56,44%	27,06%	44,61%		5.363,48	36,17%	4.712,33	38,88%
N	12.908,77	81,06%	18,94%	-16,20%		10.853,19	69,23%	15.403,73	103,51%
Total	63.795,37	83,51%	-5,30%	1,91%		67.368,79	72,72%	62.600,73	83,25%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.


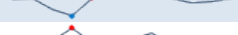








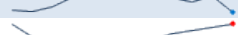









Oferta

Acompanhando a queda no total de ENA, a geração hidráulica total despachada também apresentou queda, 6,22%, na comparação mensal, como mostra a Tabela 4.2. Além disso, a geração térmica e eólica também foram reduzidas, 5,50% e 45,61%, culminando numa redução total de 6,79% da geração despachada. Tal fato se deve, segundo o Boletim Preliminar de Carga do ONS de abr/2015¹, a também redução de carga de energia do SIN, em abril deste ano em comparação a março. Na

comparação anual, a geração total também apresentou queda, o que pode ser explicado pelo mesmo boletim do ONS, onde esse resultado é justificado pelo baixo desempenho da indústria, que vem realizando ajustes no nível de produção, diante do aumento de estoques e da diminuição da demanda interna, bem como pela redução no nível de atividade do setor de comércio e serviços.

¹ Disponível em: http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-abr-2015_preliminar.pdf


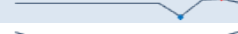



Tabela 4.2: Geração Convencional por Fonte (MWmed)

		abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	Tendências 12 meses	mar-15	abr-14
SE/CO	Hidráulica	16.563,55	-3,26%	-3,88%		17.121,69	17.231,57
	Nuclear	2.002,68	13,42%	46,81%		1.765,74	1.364,15
	Térmica	6.705,57	0,49%	1,88%		6.672,65	6.581,90
	Total	25.271,80	-1,13%	0,37%		25.560,08	25.177,62
S	Hidráulica	7.495,20	-22,01%	-11,84%		9.610,73	8.501,69
	Térmica	1.881,91	-8,86%	7,29%		2.064,90	1.754,09
	Eólica	181,60	-35,63%	37,08%		282,13	132,48
	Total	9.558,71	-20,06%	-7,99%		11.957,76	10.388,26
NE	Hidráulica	3.179,02	-5,86%	-8,60%		3.376,90	3.478,10
	Térmica	3.446,00	-17,22%	-0,21%		4.162,64	3.453,33
	Eólica	500,56	-48,51%	69,95%		972,06	294,54
	Total	7.125,58	-16,28%	-1,39%		8.511,60	7.225,97
N	Hidráulica	8.177,47	16,94%	4,22%		6.992,97	7.846,02
	Térmica	1.897,19	-13,56%	-14,15%		2.194,74	2.209,79
	Total	10.074,66	9,65%	0,19%		9.187,71	10.055,81
Itaipu		8.267,32	-12,75%	-11,64%		9.475,91	9.356,92
Total	Hidráulica	43.682,56	-6,22%	-5,89%		46.578,20	46.414,30
	Térmica	15.933,35	-5,50%	3,71%		16.860,67	15.363,26
	Eólica	682,16	-45,61%	59,75%		1.254,19	427,02
Total		60.298,07	-6,79%	-3,06%		64.693,06	62.204,58

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	Tendências 12 meses	mar-15	abr-14
S - SE/CO	-639,49	-250,92%	-1272,73%		423,73	54,53
Internacional - S	0,00	-100,00%	-		3,60	0,00
N - NE	2.263,47	70,03%	2,92%		1.331,18	2.199,33
N - SE/CO	2.658,91	-3,87%	0,71%		2.766,09	2.640,12
SE/CO - NE	187,19	59,90%	-27,16%		117,07	257,00






Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Em abril deste ano, a direção do intercâmbio de energia foi alterada do subsistema SE/CO para o S, alcançando 639 MWmed (Tabela 4.3). Tal fato, provavelmente, ocorreu por causa da expressiva queda de geração de energia no subsistema S, no mês de análise em relação ao mês anterior, onde foi necessário o transporte de energia a partir do subsistema SE/CO. O intercâmbio internacional para S foi reduzido a zero. A transferência de energia de N para NE cresceu expressivamente, 70,03%, e para SE/CO, caiu marginalmente, 3,87%,

sendo N o subsistema que mais exportou energia no SIN. Tal evento ocorreu devido à disponibilidade de energia, principalmente hidráulica, nos últimos meses para o subsistema N, representada pela ENA (Tabela 4.1). Apesar do aumento da ENA no subsistema NE, os reservatórios deste apresentavam baixo nível, de forma que a operação, provavelmente, priorizou a recuperação dos mesmos, culminando no transporte de energia dos demais subsistemas para o NE. Nessa mesma premissa, o intercâmbio de energia de SE/CO para NE aumentou 59,90%.

Estoque

Tabela 4.4: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

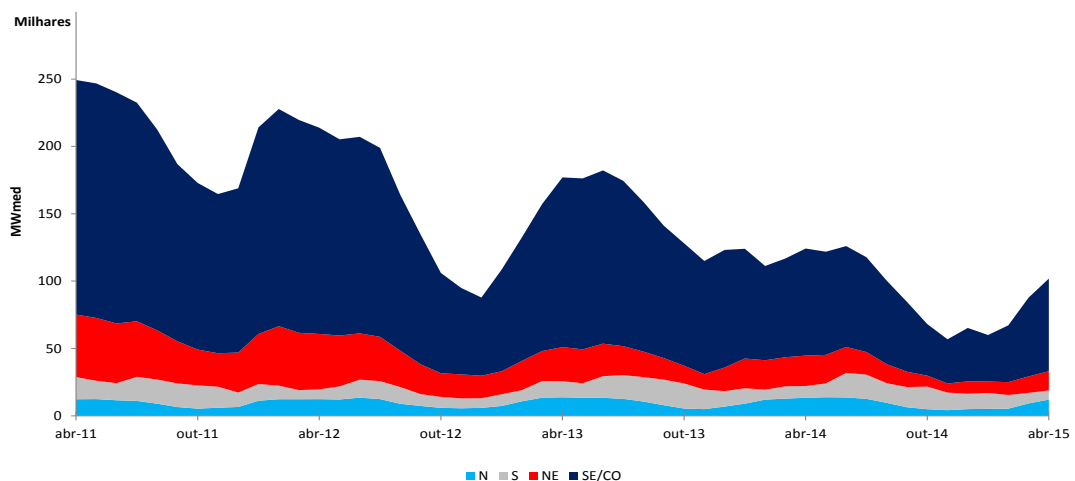
	abr-15		abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	Tendências 12 meses	mar-15		abr-14	
SE/CO	68.754,00	33,54%	17,50%	-13,49%		58.514,00	28,54%	79.477,00	38,77%
S	6.823,00	34,16%	-13,08%	-21,79%		7.850,00	39,30%	8.724,00	43,90%
NE	14.251,00	27,48%	16,85%	-37,01%		12.196,00	23,52%	22.623,00	43,62%
N	12.006,00	81,06%	30,86%	-10,15%		9.175,00	61,94%	13.362,00	90,21%
Total	101.834,00	34,92%	16,07%	-18,00%		87.735,00	30,08%	124.186,00	42,60%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A prioridade da recuperação dos reservatórios parece ser a variável que mais se destaca na operação do SIN nos últimos meses. Após chamadas nos noticiários de mais circulação do país sobre uma possibilidade real de apagão, como ocorreu em 2001, acontecer novamente, a decisão de operar o sistema com o objetivo de aumentar o estoque hidráulico-energético parece ser a principal meta do operador. As altas subsequentes no total de Energia Armazenada-EAR nos reservatórios do SIN se mantiveram e foi alcançado um aumento de 16,07% em abril deste ano em relação ao mês anterior, como detalhado na Tabela 4.4. O subsistema N foi o

que mais se destacou com crescimento de 30,86%. Os reservatórios do SE/CO, subsistema com maior capacidade de estoque, obtiveram um aumento, também significativo, de 17,50%, alcançando mais de 10 GWmed de diferença. O subsistema NE, por sua vez, teve aumento de 16,85%. No entanto, observando os valores de abril do ano passado, os resultados ainda estão baixos, mas ao que tudo indica, se a priorização da recuperação dos reservatórios permanecer, os valores de reserva de energia hidráulica devem ser alcançados já no ano que vem, aos mesmos padrões de 2014.

Gráfico 4.1: Energia Armazenada-EAR (MWmed)




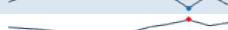







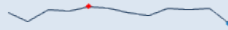





Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mundo Contratual

Oferta

Tabela 4.5: Geração Total por Fonte (MWmed)

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
Hidráulica > 30MW	43.024,27	-1,72%	-3,44%		43.777,31	44.557,29
Térmica a Gás	7.777,18	3,68%	1,40%		7.500,91	7.669,68
Térmica a Óleo	2.675,77	-3,48%	25,33%		2.772,12	2.135,03
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	506,36	-7,68%	8,21%		548,50	467,93
Térmica a Carvão Mineral	1.942,99	3,56%	-3,35%		1.876,14	2.010,35
Térmica Nuclear	1.625,27	3,94%	-7,21%		1.563,67	1.751,48
Total Térmica Convencional	14.527,57	1,87%	3,51%		14.261,35	14.034,47
Total Convencional	57.551,85	-0,84%	-1,77%		58.038,66	58.591,75
Eólica	1.440,09	-13,36%	131,35%		1.662,14	622,46
Hidráulica CGH	76,94	-1,48%	4,92%		78,10	73,33
Hidráulica PCH	2.553,05	-0,38%	-2,37%		2.562,79	2.615,11
Térmica a Biomassa	709,60	22,07%	9,52%		581,29	647,90
Total Alternativa	4.779,68	-2,14%	20,74%		4.884,32	3.958,81
Térmica - Outros*	277,62	-34,85%	-34,39%		426,09	423,15
Total	62.609,14	-1,17%	-0,58%		63.349,07	62.973,71

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

A geração total de energia no mês de março foi de 62.609 MWmed. Esse valor representa uma queda de 1,17% se comparado com o mês anterior e uma diminuição de 0,58% na comparação ano a ano. O recuo na geração, possivelmente, foi impulsionado pela queda no consumo. A geração hidráulica teve queda mensal de 1,72%, 1,48% e 0,38% para usinas de grande porte (Hidráulica > 30 MW), CGHs e PCHs, respectivamente. Isso indica que a crise hídrica ainda não foi totalmente contornada e o SIN segue priorizando a geração térmica.

A geração térmica convencional total teve um aumento de 1,87% com relação ao mês anterior, enquanto a geração térmica renovável, representada pela fonte biomassa, também teve um aumento considerável de 22,07%, podendo ser a razão o fim da entressafra da cana de açúcar. Esse tipo de geração tende a crescer até o mês de outubro, período em que a colheita da cana

termina. A usina nuclear de Angra 1, que representa cerca de 30% da capacidade nuclear instalada, esteve desligada no início do mês de março e por isso a queda de 7,21% na geração térmica nuclear com relação ao ano anterior.

Quanto à geração por fontes alternativas, houve uma queda total de 2,14% com relação ao mês anterior, apesar do aumento na geração por biomassa no mesmo período, que se deve à incapacidade de regularização dessas fontes. Com relação ao ano anterior, entretanto, houve um aumento de 131,35% na geração eólica, sendo um possível motivo o fato de o país mais do que duplicar a capacidade instalada de usinas eólicas em operação no ano de 2014, pois empreendimentos vendidos em leilões de 2009, 2010 e 2011 começaram a operar no ano passado.

* Térmica – Outros incluem térmica solar, fotovoltaica, térmicas a reação exotérmica e outros tipos de geração não convencionais.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)


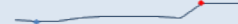

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) funciona como uma espécie de “condomínio” das usinas hidrelétricas participantes, na medida em que transfere energia daquelas usinas que geram além das suas garantias físicas, para aquelas que geram a menos, compartilhando os riscos do sistema.

A quantidade de energia alocada para cada usina vai depender de um ajuste, chamado *Generator Scaling Factor*, o GSF. Quando a geração fica muito abaixo da garantia física e, dependendo do percentual da garantia física que foi alocada para o mercado regulado,

as hidrelétricas são obrigadas a comprar energia no mercado de curto prazo, ficando expostas ao PLD.

A CCEE estima que o GSF alcance um déficit para as geradoras da ordem de R\$ 20 bilhões em 2015. O rombo hídrico é justificado pela redução do GSF, que chegou em 78% no mês de março, comprometendo fortemente o caixa das geradoras. A ANEEL pretende colocar em Audiência Pública, até o final do mês de maio, um estudo mais aprofundado sobre as exposições causadas pelo GSF.

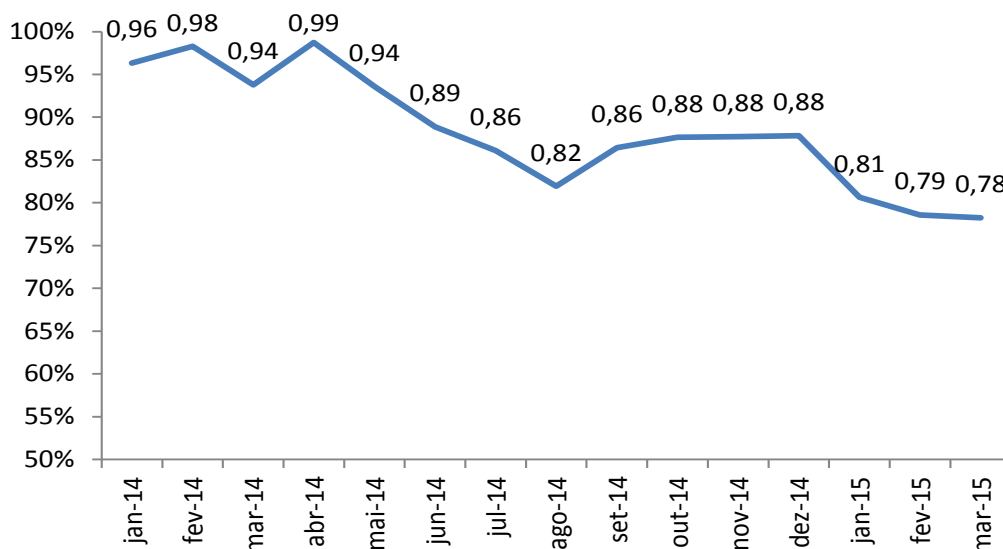
Tabela 4.6: Generation Scaling Factor

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
Energia Gerada	45.047,59	-1,73%	-3,63%		45.841,54	46.744,45
Garantia Física	57.559,28	-1,35%	15,49%		58.348,41	49.840,77
GSF	0,783	-0,38%	-16,55%		0,786	0,938

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

O Gráfico 4.2 ilustra a forte redução do GSF nos últimos meses.

Gráfico 4.2: Generation Scaling Factor (GSF)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Leilões

No dia 27/04/2015 foi realizado o 3º Leilão de Fontes Alternativas, com o objetivo de contratação de três produtos na modalidade disponibilidade de energia elétrica, diferenciados por fonte e por início de suprimento, com prazo de 20 anos¹. O preço médio ponderado do certame foi de R\$199,99/MWh. Foram negociados 969 lotes de energia, o equivalente a 97 MWmed. Destes 969 lotes contratados, 672 são referentes a empreendimentos novos ou existentes no produto “Biomassa 2016”, e os 297 restantes referem-se a empreendimentos novos do produto “Eólica 2017”.

Nenhum empreendimento do produto “Biomassa 2017” foi habilitado neste leilão, já que poderiam participar do Leilão A-5, que aconteceu 3 dias depois, com preço teto mais elevado.

No dia 30/04/2015 foi realizado o 21º Leilão de Energia Nova (A-5), com o objetivo de contratação de dois

produtos – Quantidade (30 anos, para empreendimentos hidrelétricos) e Disponibilidade (25 anos, com contratos diferenciados por fonte - termelétricas a biomassa, gás natural e carvão). Foram contratados 1.146 MWmed no total do certame. O preço médio para o “Produto Quantidade” foi R\$ 183,66/MWh e para o “Produto Disponibilidade” R\$278,46/MWh, resultando em um preço médio ponderado igual a R\$ 259,19/MWh.




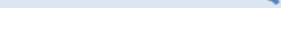
Vale destacar que a ANEEL aprovou o Edital do Leilão de Energia de Reserva nº 3/2015 a ser realizado no dia 15/06/2015, com o objetivo de atendimento da carga no submercado Sudeste/Centro-Oeste. A grande diferença com relação aos certames anteriores, é que o período de geração a plena carga será de oito horas diárias. O custo marginal de referência do leilão, assim como o preço inicial do “Produto Disponibilidade” foi definido em R\$ 581/MWh, e espera-se aproveitar o excesso de gás das distribuidoras locais.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

No mês de abril/2015, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) permaneceu no teto (R\$388,49/MWh) em todos os submercados com exceção do Norte. Neste caso excepcional, houve uma redução de 62,8% com relação ao PLD médio do mês de março, devido à

expectativa de menor consumo na região. O resultado do submercado N pode ser atribuído ao aumento significativo da disponibilidade hídrica representada pela ENA (Tabela 4.1).

Tabela 4.7: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R\$/MWh)

	abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	Tendências 12 meses	mar-15	abr-14
SE/CO	388,48	-0,71%	-56,35%		391,24	890,07
S	388,48	-0,71%	-56,35%		391,24	890,07
NE	388,48	-0,71%	-51,75%		391,24	805,10
N	127,36	-62,80%	-81,62%		342,32	693,09

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

¹ Produto “Biomassa 2016”, produto “Eólica 2017” e produto “Biomassa 2017”.

Demanda

O consumo médio de energia elétrica no mês de março/2015 foi 11,15% menor do que aquele registrado para o mês de fevereiro. Apesar do aumento do número de consumidores residenciais atendidos pela rede (+157.820), esta classe apresentou uma queda de 14,29% frente ao mês anterior. No total, o consumo da classe industrial aumentou 333.490 MWh em março, mas quando calculamos o consumo médio chega-se na conclusão de que houve uma redução de 1.611MWmed. A redução confirma o cenário de retração econômica do ano de 2015.

Na comparação com o mesmo mês do ano passado,

a redução do consumo total foi menos expressiva (-1,05%), com a classe comercial (+2,12%) e outros (+0,35%) quase compensando a queda das demais classes.

Tanto a redução frente ao mês de fevereiro, quanto a redução frente ao ano anterior, podem ser explicadas pela diminuição das temperaturas registradas e pela percepção dos consumidores do quadro econômico negativo do país. A tabela 4.8 apresenta as variações do consumo para as diferentes classes, tanto nos submercados do SIN, quanto nos sistemas isolados. Com exceção da classe industrial da região Norte, todos os demais apresentaram queda frente ao mês anterior.


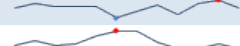



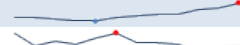





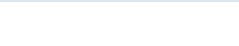

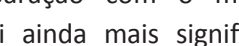


Tabela 4.8: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)

		mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
Sistemas Isolados	Residencial	209,83	-6,55%	8,20%		224,52	193,92
	Industrial	22,31	-2,65%	16,68%		22,91	19,12
	Comercial	83,21	-6,35%	11,63%		88,85	74,54
	Outros	110,66	-3,32%	6,23%		114,46	104,17
	Total	426,00	-5,49%	8,75%		450,74	391,74
N	Residencial	860,08	-11,81%	2,49%		975,25	839,21
	Industrial	1.956,17	0,24%	-9,22%		1.951,51	2.154,91
	Comercial	485,82	-7,90%	6,48%		527,49	456,26
	Outros	420,50	-6,31%	8,74%		448,79	386,71
	Total	3.722,57	-4,62%	-2,98%		3.903,04	3.837,09
NE	Residencial	2.663,71	-10,78%	2,79%		2.985,55	2.591,51
	Industrial	2.687,23	-3,80%	2,69%		2.793,49	2.616,74
	Comercial	1.477,17	-8,19%	6,60%		1.608,98	1.385,74
	Outros	1.503,48	-12,23%	-1,02%		1.712,92	1.519,04
	Total	8.331,59	-8,45%	2,69%		9.100,95	8.113,02
SE/CO	Residencial	8.826,88	-14,86%	-2,87%		10.368,03	9.087,87
	Industrial	11.463,45	-7,97%	-3,55%		12.456,44	11.885,65
	Comercial	6.701,70	-12,48%	0,55%		7.657,53	6.664,88
	Outros	4.244,11	-12,82%	-0,67%		4.868,48	4.272,87
	Total	31.236,15	-11,64%	-2,12%		35.350,48	31.911,27
S	Residencial	2.422,71	-17,27%	-0,46%		2.928,47	2.433,89
	Industrial	3.536,57	-12,72%	-2,95%		4.052,15	3.643,93
	Comercial	1.874,64	-14,23%	2,97%		2.185,60	1.820,49
	Outros	1.980,82	-13,12%	1,68%		2.279,87	1.948,18
	Total	9.814,73	-14,25%	-0,32%		11.446,09	9.846,48
Total	Residencial	14.983,21	-14,29%	-1,08%		17.481,82	15.146,39
	Industrial*	19.665,74	-7,57%	-3,22%		21.276,52	20.320,34
	Comercial	10.622,53	-11,98%	2,12%		12.068,45	10.401,91
	Outros	8.259,56	-12,36%	0,35%		9.424,52	8.230,96
	Total	53.531,04	-11,15%	-1,05%		60.251,30	54.099,60

* Mercado cativo + livre

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

Tabela 4.9: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.859,65	-0,29%	-9,85%		2.867,99	3.171,95
Químicos	1.605,19	-5,67%	-3,41%		1.701,74	1.661,90
Minerais Não Metálicos	967,06	-2,03%	-4,61%		987,15	1.013,76
Madeira, Papel e Celulose	892,49	-0,97%	-8,48%		901,26	975,17
Manufaturados Diversos	856,91	1,39%	-5,90%		845,14	910,63
Alimentícios	896,28	2,02%	8,53%		878,57	825,84
Veículos	723,94	3,81%	15,04%		697,35	629,32
Serviços	649,52	5,21%	18,02%		617,36	550,33
Extração de Minerais Metálicos	571,43	1,76%	-12,59%		561,55	653,73
Têxteis	434,29	0,14%	-2,77%		433,66	446,68
Comércio	272,02	-1,72%	7,08%		276,78	254,04
Transporte	209,29	-2,72%	-0,44%		215,14	210,22
Bebidas	136,55	-8,09%	-14,46%		148,58	159,64
Saneamento	110,50	0,38%	-18,03%		110,08	134,81
Telecomunicações	111,73	0,73%	9,38%		110,92	102,15
Total Geral	11.296,86	-0,50%	-3,45%		11.353,27	11.700,17

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

O consumo no mercado livre caiu 0,50% frente ao mês anterior, puxado pela queda do consumo de importantes setores como Metalurgia e Produtos de Metal (-0,29%), Químicos (-5,67%), Minerais Não Metálicos (-2,03%) e Madeira, Papel e Celulose (-0,97%). Esta queda do consumo foi puxada pelo recuo do Índice de Confiança da Indústria (ICI) em 8,2% entre fev/2015 e mar/2015, passando de 83,0 para 75,4 pontos. Além disso, os dados do IBGE apontam uma redução de 0,8% na produção industrial de março frente ao mês anterior.

Na comparação com o mesmo mês de 2014 a queda foi ainda mais significativa (-3,45%), puxada principalmente pelo setor de Metalurgia e Produtos de Metal (-9,85%). Segundo dados do IBGE, a produção industrial em março de 2015 foi 3,5% inferior aos valores registrados para março de 2014. Além disso, o recuo de 4,0 pontos percentuais do Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI), que passou de 84,4% em mar/2014 para 80,4% em março/2015, evidencia o aprofundamento da ociosidade industrial brasileira.

Tarifas de Energia Elétrica

No período analisado, foram aprovados nove reajustes tarifários, em diferentes estados. A Tabela 4.10 consolida os percentuais médios resultantes tanto da alta quanto da baixa tensão. Cabe ressaltar os reajustes negativos de duas distribuidoras do estado de SP - Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE) e Empresa de

Distribuição de Energia Vale Paranapanema (EDEVV). Além dos reajustes, é importante enfatizar que no dia 07/04 foi aprovada a Revisão Tarifária da Coelce em que o aumento médio das tarifas para os consumidores da concessionária ficou definido em 11,69%.

Tabela 4.10: Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	11,25%	19/04/2015 até 18/04/2016
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	11,43%	22/04/2015 até 21/04/2016
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	9,57%	22/04/2015 até 21/04/2016
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.(ex-ENERGIPE)	SE	13,26%	22/04/2015 até 21/04/2016
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	11,25%	29/04/2015 até 28/04/2016
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	1,85%	10/05/2015 até 09/05/2016
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	-3,62%	10/05/2015 até 09/05/2016
EDEVV	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	SP	-0,09%	10/05/2015 até 09/05/2016
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	0,22%	10/05/2015 até 09/05/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Com relação aos próximos reajustes que serão contemplados na próxima edição do Boletim de Conjuntura, destaca-se o processo tarifário da Energisa

Minas Gerais (EMG), Energisa Nova Friburgo (ENF) e Rio Grande Energia (RGE), Companhia Campolarguense de Energia (COCEL) e COPEL.

Tabela 4.11: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.(ex-CATLEO)	MG	18/6
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.(ex-CENF)	RJ	18/6
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	19/6
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	24/6
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	24/6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária

Sigla	Concessionária	Estado	Data
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/abr/15

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210- Cobertura

Tel.: +55 21 3799-6100

www.fgv.br/fgvenergia