



02

Fevereiro | 2015

BOLETIM

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilla Chaves de Oliveira
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Felipe Castor Cordeiro de Sousa
Mônica Coelho Varejão
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

PRODUÇÃO

Coordenação e Diagramação
Simone C. Lecques de Magalhães



Sumário

Um Olhar Econômico no Realismo Tarifário	3
Ainda sobre o apaguiño: considerações sobre a oferta e a demanda	6
Petróleo	10
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	10
Derivados do Petróleo	14
Gás Natural	15
Produção e Importação	15
Consumo	16
Preços	17
Setor Elétrico	20
Disponibilidade	20
Oferta	21
Intercâmbio de Energia Elétrica	22
Estoque	23
Demanda	24
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	26
Tarifas de Energia Elétrica	27
Resultados de Leilões	27
Fontes Renováveis	28
Geração e Participação na Matriz Elétrica	28

Um olhar econômico no realismo tarifário

Há muitos meses o “realismo tarifário” já tem sido um assunto recorrente para o setor de energia elétrica. A entrada do novo Ministro da Fazenda, Joaquim Levy, tem representado um grande marco de mudança em diversos assuntos econômicos do país. Recentemente, Levy trouxe o realismo tarifário à tona depois que o defendeu explicitamente para o setor de energia elétrica. Procuraremos aqui discutir, sob um olhar econômico, o que é o chamado realismo tarifário e o que sua adoção poderá significar para o setor elétrico.

Para entender o debate de forma mais ampla precisamos voltar ao ano de 2012. Nesse ano, o cenário do setor elétrico era de sobrecontratação de energia¹. À época, o país não passava pela crise hídrica atual e o governo buscava formas de aquecer a economia. Foi então editada a MP 579, com uma proposta de antecipação da renovação de concessões de geração e transmissão vindas até 2017. Esta medida dava às concessionárias a possibilidade de ampliar seu período de concessão (sob as condições colocadas pelo governo) de maneira antecipada, evitando a necessidade de licitar novamente a concessão. Por outro lado, as condições colocadas para tal renovação faziam com que as receitas dos concessionários sob a vigência da renovação da concessão sofresse uma grande redução. A expectativa do governo era que grande parte destes contratos fosse renovada, reduzindo o custo da energia no mercado regulado. Adicionalmente, foi feita uma desoneração de encargos setoriais, com previsão de aportes de 3,3 e 3,6 bilhões da conta de desenvolvimento energético (CDE)² para os anos de 2013 e 2014, respectivamente. Com essas medidas o governo esperava conseguir oferecer uma conta de luz mais barata aos consumidores atendidos pelo mercado regulado³. A redução média prometida era de 20%. No entanto, como parte das geradoras⁴ não aderiu à proposta, a soma da redução no custo da energia e da desoneração dos encargos alcançou 16,7%, sendo o restante complementado por um aporte adicional de R\$ 9,9 bilhões na conta CDE por

parte do Tesouro no ano de 2013. A partir daí, uma série de ocorrências—algumas previsíveis, outras não—acabou por trazer consequências dramáticas para o setor:

- (i) Uma hidrologia desfavorável no verão de 2012-2013 (período úmido), que reduziu o volume de água nos reservatórios das hidrelétricas e levou à necessidade de acionamento de termelétricas, elevando o preço da energia no mercado *spot*;
- (ii) As altas temperaturas registradas naquele verão, que elevaram a demanda além do previsto e;
- (iii) O atraso na entrega de algumas usinas de geração que estavam planejadas para entrar em operação na ocasião, o que deixou as distribuidoras descontratadas e tendo que recorrer ao mercado à vista (que apresentava preços elevados) para atender à sua demanda, trazendo grande comprometimento às finanças das distribuidoras⁵.

Este processo levou a uma situação financeira insustentável, que exigiu contínuos aportes financeiros por parte do governo como forma de solucionar o problema de fluxo de caixa nas distribuidoras. Parte desses aportes foi realizada diretamente pelo Tesouro à conta CDE, e a outra parte foi obtida sob a forma de empréstimos, realizados junto a diversos bancos através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A perspectiva é que esses recursos sejam pagos pelo consumidor ao longo dos próximos anos, através de reajustes na tarifa de energia. É nesse contexto que o ministro Joaquim Levy traz ao debate o realismo tarifário. Uma primeira medida tomada no início de 2015 foi o cancelamento do repasse de 9 bilhões para a conta CDE que estava previsto no orçamento. As despesas desta conta estão estimadas em 26 bilhões, enquanto as receitas estão em 3 bilhões – sem a perspectiva de ajuda do Tesouro, este diferencial deverá ser pago pelo consumidor através do reajuste das tarifas.

Em resumo: para manter uma conta de energia elétrica menos onerosa para o consumidor, o governo

¹ Reportagem site Brasil Econômico: <http://brasileconomico.ig.com.br/brasil/economia/2014-04-14/energia-precisa-de-realismo-tarifario.html>. Acesso em 2/2/2015.

² Informativo de energia da FGV Energia: “Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro” http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf. Acessado em 2/2/2015. Autores: Clara Costellini e Lavinia Hollanda.

³ Os consumidores livres não foram beneficiados com a redução no custo da energia, uma vez que o benefício de tal redução foi integralmente repassado para a tarifa dos consumidores cativos.

⁴ As geradoras da Copel, da Cemig e da Cesp representavam 4000 MW dos 14000MW esperados no sistema de cotas.

⁵ O valor da energia reconhecido na tarifa das distribuidoras estava em torno de R\$ 110/MWh, e o seu valor no mercado *spot* (PLD) estava em R\$ 822/MWh. Com o aumento inesperado da demanda, as distribuidoras tiveram que comprar grandes volumes adicionais, impactando seus fluxos de caixa.

vinha utilizando, através do Tesouro, recursos dos contribuintes. De forma mais direta: quem estava pagando parte da conta de luz era o contribuinte, e não o consumidor. Quais as consequências disto para o país sob um olhar econômico? Vamos apresentar e discutir algumas consequências econômicas que se pode esperar em cada um desses casos.

Um dos princípios básicos das relações econômicas é a Lei da Demanda, que diz que quanto maior for o preço de um bem, menos ele será demandado (e vice-versa). Assim como ocorre com outros bens, a quantidade de eletricidade consumida tende a cair conforme aumentamos o seu preço. O quanto o consumidor irá reduzir seu consumo para cada aumento na tarifa pode ser alvo de discussão entre especialistas, mas é certo que os consumidores respondem aos preços maiores reduzindo seu consumo. Todos os aportes feitos na CDE, e também os empréstimos feitos às distribuidoras, foram uma forma de evitar aumentos na conta de luz. Isso fez com que o consumidor não pagasse o verdadeiro custo da energia que chegava a ele, eliminando qualquer sinalização econômica da tarifa para o consumidor. Portanto, não se poderia esperar que houvesse qualquer redução significativa em seu consumo. Ou seja, como ninguém está “sentindo no bolso” a crise do setor, o verdadeiro custo do sistema é ignorado pelos consumidores, que continuarão a fazer uso da energia elétrica como se nada estivesse ocorrendo. Mais contraditório ainda, como houve em 2012 uma redução de 20% na tarifa de energia elétrica, os consumidores receberam um sinal contrário, e permaneceram consumindo energia nos mesmos volumes (ou até mais, em função da redução de tarifa). Ficou mais fácil para o consumidor pagar a sua conta de luz – nesse caso, quem não usaria mais o ar condicionado nos dias de calor? Onerar o contribuinte por um custo que é gerado pelo consumidor faz com que quem consome não tenha nenhum incentivo a alterar sua rotina. O contribuinte, por sua vez, não tem outra opção que não seja pagar a conta.

Outro ponto a ser considerado é que a aplicação um imposto é uma decisão delicada e deve ser bem avaliada. A cobrança de um imposto à sociedade traz aspectos negativos que devem ser ponderados. O principal deles é o desincentivo à produção, pois as empresas e os trabalhadores visam aos seus ganhos


líquidos, e a cobrança de um imposto faz com que esses rendimentos sejam menores para todos os níveis de produção. Portanto, a sociedade como um todo tende a produzir menos toda vez que se aumenta (ou se deixa de diminuir) um imposto. Adicionalmente, dado que esse dinheiro já foi recolhido, há setores de interesse coletivo, como educação ou segurança, que poderiam se beneficiar dessa quantia. Isto é: colocar dinheiro público para financiar as contas luz tem um custo de oportunidade, que é destiná-lo a outras áreas.

Pela teoria econômica, há três importantes casos em que uma intervenção seria justificável para reduzir ou manter preços baixos: (i) monopólio; (ii) existência de externalidades⁶; (iii) aspectos redistributivos. Nenhuma delas, no entanto, se mostra razoável para que o contribuinte pague a conta do consumidor de energia elétrica. No primeiro caso, apesar de a distribuição de energia elétrica ser um monopólio natural, o setor já é regulado e possui as tarifas definidas pelo regulador. No caso das externalidades, pode-se argumentar que uma conta de luz mais barata traz outros benefícios à sociedade (*spillovers*), como uma maior produtividade dos trabalhadores e das empresas por terem maior acesso a produtos que demandam energia elétrica. Entretanto, um uso sem moderação de energia elétrica em situações de escassez pode trazer consequências muito mais graves à sociedade, como o risco de cortes seletivos ou um eventual racionamento de energia.

Com relação aos aspectos redistributivos, casos como financiamento de educação e saúde pública através de impostos são bem conhecidos e amplamente aceitos, pois representam um encargo para a sociedade, mas com benefícios às camadas de menor renda. No entanto, isso não pode ser aplicado à energia elétrica, pois os usuários de maior consumo são, em geral, os que podem pagar mais, e os usuários de baixa renda já têm benefícios especiais, como a Tarifa Social de Energia Elétrica. Logo, não há razões para crer que uma política que sustente baixas contas de luz financiadas por impostos seja justificável sob a ótica redistributiva.

Assim, podemos concluir, de forma simples, que o modelo baseado em aportes financeiros - destinados às distribuidoras pela via da conta CDE - traz diversas consequências negativas à sociedade,

⁶ Situação em que a ação de uma pessoa afeta o bem-estar de outra(s) positiva ou negativamente. Por exemplo: uma empresa que polui um rio pode estar prejudicando os pescadores dele.

A hand holding a glowing, wireframe structure that resembles a complex network or a 3D model of a system, possibly representing energy infrastructure or data connectivity. The background is a soft, light blue gradient.

como problemas de produtividade, custos de oportunidade e incentivos errados. Mais ainda, os argumentos de caráter favorável a tal intervenção não têm justificativa sólida quando aplicados ao setor elétrico, especialmente na conjuntura atual.

Com isso, sob um olhar econômico, as declarações que o ministro Joaquim Levy tem dado sobre a necessidade de um realismo tarifário para o setor elétrico são positivas. Este ano deverá ocorrer uma revisão tarifária

extraordinária para definir um novo ajuste às tarifas, o que deverá trazer às tarifas uma sinalização econômica mais realista. Todavia, não devemos esquecer que o setor de energia elétrica possui enormes desafios. Para superá-los é preciso não só manter uma tarifa realista, mas também aplicar medidas de solução estrutural ao modelo. É preciso ter um olhar amplo e cuidadoso para evitar que conjunturas negativas como a atual não venham comprometer toda a capacidade produtiva do Brasil.

Ainda sobre o apagão: considerações sobre a oferta e a demanda

¹ Lavinia Hollanda

Na tarde do dia 19 de janeiro de 2015, houve um corte seletivo de carga que atingiu 11 estados e o Distrito Federal. Na ocasião, o Operador Nacional do Sistema (ONS) divulgou o seguinte comunicado:

“...mesmo com folga de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN), **restrições na transferência de energia das Regiões Norte e Nordeste para o Sudeste, aliadas à elevação da demanda no horário de pico**, provocaram a redução na frequência elétrica. Na sequência, ocorreu a perda de unidades geradoras nas usinas Angra I, Volta Grande, Amador Aguiar II, Sá Carvalho, Guilman Amorim, Canoas II, Viana e Linhares (Sudeste); Cana Brava e São Salvador (Centro-Oeste); Governador Ney Braga (Sul); totalizando 2.200 MW. Com isso, a frequência elétrica caiu a valores da ordem de 59 Hz, quando o normal é 60 Hz. Visando restabelecer a frequência elétrica às suas condições normais, o ONS adotou medidas operativas em conjunto com os agentes distribuidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, impactando menos de 5% da carga do Sistema. A partir das 15h45, a situação foi totalmente normalizada. (...)”

O resumo disso, em linguagem mais acessível, é o seguinte:

- (i) Houve restrições na transferência de energia para a região Sudeste, que é feita através das linhas de transmissão do SIN;
- (ii) Houve uma elevação não esperada pelo NOS da demanda por energia elétrica;
- (iii) Em função das duas razões acima, houve uma redução da frequência elétrica, que parece ter levado ao desligamento de algumas unidades geradoras, incluindo Angra I, totalizando 2200 MW (cerca 1,6%² da potência instalada do país).

(iv) A perda de tais unidades geradoras reduziu ainda mais a frequência, que chegou a 59 Hz;

(v) Como medida de segurança, o ONS solicitou às distribuidoras que fosse feita uma redução na carga do Sistema.

Aí, então, a luz se apagou.

Pela sequência de fatos divulgados pelo ONS, a “culpa” pelo apagão do dia 19 foi das restrições de transmissão e do excesso de demanda (provavelmente em função das altas temperaturas). Vamos, então, olhar cada uma dessas razões.


Restrições de transferência de energia para a região Sudeste

O SIN é um sistema de produção e transmissão de energia elétrica, coordenado e operado de forma centralizada pelo ONS, e que é dividido em quatro grandes subsistemas, interligados entre si - Sudeste/Centro - Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N) - e outros sistemas isolados. Como a maior parte da geração no país é hidrelétrica, portanto dependente dos regimes de chuva de cada região, a interligação dos subsistemas permite transferir energia de uma região para outra, o que leva a uma maior segurança do sistema e a um uso mais eficiente dos recursos energéticos no país.

No entanto, transferir grandes blocos de energia por milhares de quilômetros, apesar de propalado apenas como uma vantagem do sistema interligado, é também uma fragilidade, pois tais linhas muito extensas têm vulnerabilidades quanto à continuidade. Melhor seria termos geração suficiente em cada região, com

¹ Coordenadora de Pesquisa da FGV Energia. A autora agradece os comentários e a valiosa contribuição do consultor Dráusio Atalla, Engenheiro mecânico especializado em energia, com trinta e seis anos de experiência dedicados às várias atividades relativas à geração de eletricidade com fontes térmicas, principalmente nuclear.

² <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acessado em 2/2/2015.



interligações apenas para o “just in case”. No dia 19, com a interrupção na transmissão, a demanda superou a geração no sul/sudeste, havendo necessidade de eliminar 3000 MW de demanda, o que resultou no corte de energia.

Como resultado da falha de transmissão, a frequência oscilou e o mecanismo de proteção de algumas usinas foi acionado, levando ao seu desligamento. A usina de Angra I, por exemplo, tem dois desarmes automáticos por frequência: o primeiro desarma a turbina na ocorrência de frequência baixa como forma de proteção, pois as palhetas das turbinas de baixa pressão vibram nesta condição. O segundo, imediato e acionado com valor de frequência mais baixa do que o primeiro, desarma o reator para evitar colapso na sua refrigeração³. Angra II tem as mesmas proteções, porém com ajustes diferentes, motivo pelo qual não desarmou - além de ser de maior capacidade e de ter maior inércia do rotor da turbina, o que torna o episódio mais lento, dando mais tempo para o controle acomodar a situação.

Em resumo, alguma falha abriu uma ou mais linhas pesadas trazendo energia do N para o S/SE, o que constitui uma fragilidade intrínseca do sistema interligado. A perda da transmissão causou subfrequência, que causou o desarme de Angra I e de outras usinas, ampliando a assimetria entre demanda e geração. O período de subfrequência se prolongou, o que levou o ONS a exigir das distribuidoras um corte que, somado, atingiu 3.000 MW. Por sorte – e também em razão do adequado funcionamento do sistema de segurança - não tivemos um grande blackout em cascata. Olhando por esse prisma, a falta de energia, ao menos em parte, de fato ocorreu por medidas de segurança, conforme colocado pelo MME⁴, pois os dispositivos acionados em razão da subfrequência existem para proteger a integridade dos equipamentos, geradores, turbinas, transformadores e linhas de transmissão.

O outro lado: a demanda

E do lado da demanda, o que ocorreu? A necessidade de transferência de energia do subsistema N para o S/SE indica que havia um excesso de consumo de eletricidade naquela região naquele momento. Para uma análise mais detalhada do que levou a esse consumo excessivo, é preciso entender o comportamento do consumidor e também discutir algumas peculiaridades da demanda por energia elétrica. Como a atividade industrial vem se mostrando reduzida⁵ e muitos atribuíram o pico da demanda ao uso dos aparelhos de ar condicionado, vamos restringir nossa discussão ao consumidor comercial e, principalmente, ao residencial.

Primeiramente, a demanda por energia elétrica é uma demanda derivada. Ou seja, o consumidor não demanda eletricidade em si, mas o serviço de algum bem que utiliza eletricidade como insumo (por exemplo, a demanda por eletricidade é derivada da demanda por refrigeração de ambiente). Então, como o consumidor decide pelo consumo de energia elétrica? A teoria econômica⁶ costuma dividir essa decisão do consumidor em duas etapas, relacionadas entre si. Primeiro, o consumidor decide pela compra de um portfólio de produtos⁷ que irão prover serviços de aquecimento, resfriamento, cocção, lazer e outros, mas que precisam de algum insumo cada vez que forem utilizados. Em outras palavras, cada consumidor (ou uma família) decide se compra um fogão a gás ou elétrico, um ar condicionado ou ventilador, se instala um chuveiro elétrico ou aquecimento a gás. **Assim, quanto mais bens que consomem energia elétrica estiverem presentes em um domicílio ou em um estabelecimento comercial, maior tenderá a ser o consumo de eletricidade dessa unidade.**

Na segunda etapa, a demanda por energia elétrica se

³As bombas que refrigeram o reator com um grande fluxo de água, quando submetidas à baixa frequência, perdem rotação e, portanto, reduzem o fluxo de refrigeração no reator - que, entretanto, ainda está operando a 100% de sua capacidade, criando um desequilíbrio entre a quantidade de calor a ser removido do reator e o fluxo de água disponível para tal.

⁴ http://www.mme.gov.br/web/guest/area-de-imprensa/-/asset_publisher/AiNH1N2aVCzE/content/mme-adota-medidas-para-fortalecer-o-sistema-interligado-nacional . Acessado em 26/1/2015.

⁵ Boletim Macro IBRE/FGV, Janeiro de 2015. Acessado em 2/2/2015. Disponível em <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumPageId=4028818B3BDE4A56013C071D12034B4B&contentId=8A7C82C54ADE6252014B2BD5EB352C38>.

comporta como a demanda por outro bem qualquer: o consumidor decide o quanto irá consumir de energia elétrica com base no seu preço e a quantidade de eletricidade consumida tende a cair com o aumento do preço⁸. A sensibilidade do consumo em relação aos preços é medida pela elasticidade-preço da demanda, mas sabemos que **se o preço da eletricidade subir, o consumidor tenderá a ajustar para baixo o seu consumo de eletricidade (e vice-versa), possivelmente reduzindo o seu nível de conforto.**

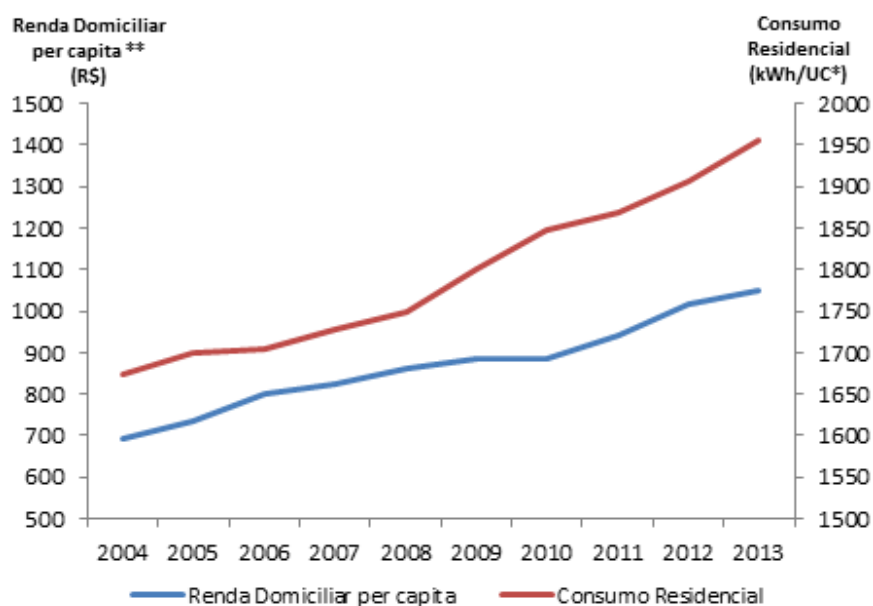
O cenário de demanda no dia 19 apresentou, então, uma combinação perfeita: as temperaturas altíssimas⁹ do nosso verão e consumidores da região Sudeste com seus aparelhos de ar condicionados ligados no máximo, tentando conseguir algum frescor. Some-se a esse cenário o fato de que algumas áreas de concessão apresentam índices altíssimos de furto de energia. Nesse caso, como o consumidor não paga pela energia consumida, ele consome o quanto quer, pois não há impacto no seu orçamento.

Vale lembrar que muitos desses consumidores ampliaram a quantidade de eletrodomésticos em suas residências em função do aumento de renda e das recentes políticas adotadas nos últimos anos, como a

redução de IPI de eletrodomésticos e o acesso a crédito. Ou seja, já que oferecemos à população a possibilidade de comprar seu aparelho ar condicionado, o que é ótimo, não podemos culpar o consumidor residencial pelo seu uso em uma tarde quente de verão. Ao avaliarmos o crescimento da renda domiciliar per capita e do consumo residencial de energia elétrica nos últimos anos, fica difícil, também, alegar que o aumento da demanda foi inesperado.

Como fazer, então, para que haja uma redução ou um consumo mais racional de energia elétrica no curto prazo? A resposta da economia é relativamente simples: aumenta-se a tarifa de energia e a demanda responderá, reduzindo o consumo. Ainda que eletricidade seja um bem indispensável e de difícil substituição (principalmente no curto prazo), ao enfrentar um aumento de preço de energia elétrica, o consumidor tem como alternativas (i) a redução do seu consumo, sem substituí-lo por outro bem similar ou (ii) a manutenção do seu nível de consumo de eletricidade, em detrimento do consumo de outros bens. Há sempre a possibilidade de campanhas educativas ou prêmios para incentivar a redução do consumo pela população. Mas o incentivo mais promissor para a redução do consumo no curto prazo ou nos horários de pico continua sendo

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.


Nota: * UC - Unidade Consumidora ** Renda Média Mensal

⁶ Dubbin e MacFadden (1984).

⁷ Ou por um equipamento industrial para a produção de algum bem, no caso do consumidor industrial.

⁸ Considerando tudo mais constante.

⁹ Nessa tarde, a cidade de São Paulo registrou uma temperatura de 36,5°C, uma das cinco maiores temperaturas já registradas em um dia de janeiro em 72 anos de medições regulares. Site Climatempo, <http://www.climatempo.com.br/noticias/287158/sao-paulo-pode-ter-o-janeiro-mais-quente-da-historia/>. Acessado em 2/2/2015.



a sinalização econômica correta dos preços – fazendo com que o consumidor perceba o verdadeiro custo da energia naquela ocasião.

O longo prazo, no entanto, exige medidas mais profundas. O momento atual pode ser propício para discutirmos com a sociedade os objetivos de nossa política energética e, do lado da oferta, os incentivos à expansão adequada da capacidade, à construção de plantas mais eficientes e também a razão dos atrasos nas entregas de novas unidades de geração e linhas de transmissão. Do lado da demanda, cabe também debatermos uma tarifa que possa sinalizar para o

consumidor quais são os horários em que seu consumo é crítico para o sistema e os custos da transmissão, além de medidas de eficiência energética e gerenciamento da demanda. Diversos estudos¹⁰ mostram o potencial de resposta da demanda a diferentes formas de tarifação, e também a incentivos comportamentais. Em outras palavras, é necessário repensarmos e discutirmos as questões mais profundas que resultaram no corte de energia de 19 de janeiro. Temos um problema de base, não podemos solucioná-los com medidas emergenciais e paliativas – que não atendem à base, e muito menos ao pico.

¹⁰ Reiss e White (2005), Faruqi e Sergici (2010), Alcott (2011), entre outros.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

No mês de novembro de 2014, a produção de petróleo foi de 70,7 milhões de barris. Esse valor corresponde a uma queda de 4,65% em relação a outubro de 2014, e a um aumento de 13,29% na comparação com novembro do ano passado (Tabela 2.1). Além da queda na comparação mensal no valor total produzido, a produção média diária também caiu para 2,36 milhões de barris em novembro. Este resultado interrompe a tendência de crescimento da produção iniciada no começo de 2014, logo após registrar recorde de 2,39 milhões de barris em outubro.

O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais, também caiu em novembro na comparação com outubro de 2014 (-1,47%). No entanto, diferentemente da produção, que teve forte crescimento ao longo de 2014, o consumo apresenta uma tendência de estagnação, com média de doze meses de 62,8 milhões de barris consumidos por mês. (Gráfico 2.1). Exportações e importações de petróleo cresceram 17,28% e 39,65%, respectivamente, na comparação com outubro. Apesar do crescimento mais vertiginoso das importações em relação ao das exportações, o saldo da conta-petróleo no mês foi de 5,4 milhões de barris, e de 38,6 milhões de barris no acumulado do ano de 2014 até o mês de novembro. (Gráfico 2.2).

O ano de 2014, até o mês de novembro, foi marcado por um novo nível de produção de petróleo, porém não foi





acompanhado pelo consumo do combustível fóssil. Em grande parte, a desaceleração da economia brasileira ao longo do ano explica o crescimento mais tímido do consumo. As exportações de petróleo também voltaram a crescer após a queda apresentada em 2013, enquanto as importações em 2014 mantiveram o mesmo patamar do ano anterior.

A queda da produção registrada em novembro foi distribuída por quase todos os estados produtores. Dentre os estados com maior participação, SP foi o único que apresentou crescimento, quase dobrando a sua produção na comparação anual. A produção do pré-sal foi de 18,07 milhões de barris (25,60% do total produzido em novembro), e registrou uma queda de 3,72% em relação a outubro.

Considerando os 20 maiores campos produtores de petróleo, Roncador e Marlim Sul, ambos da Petrobras, foram os campos com maior produção no mês, com 9,09 milhões e 6,21 milhões de barris, respectivamente. Com relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor), Argonauta da Shell (16º) e Frade da Chevron (20º) produziram 2,28, 1,17 e 0,78 milhões de barris, respectivamente.

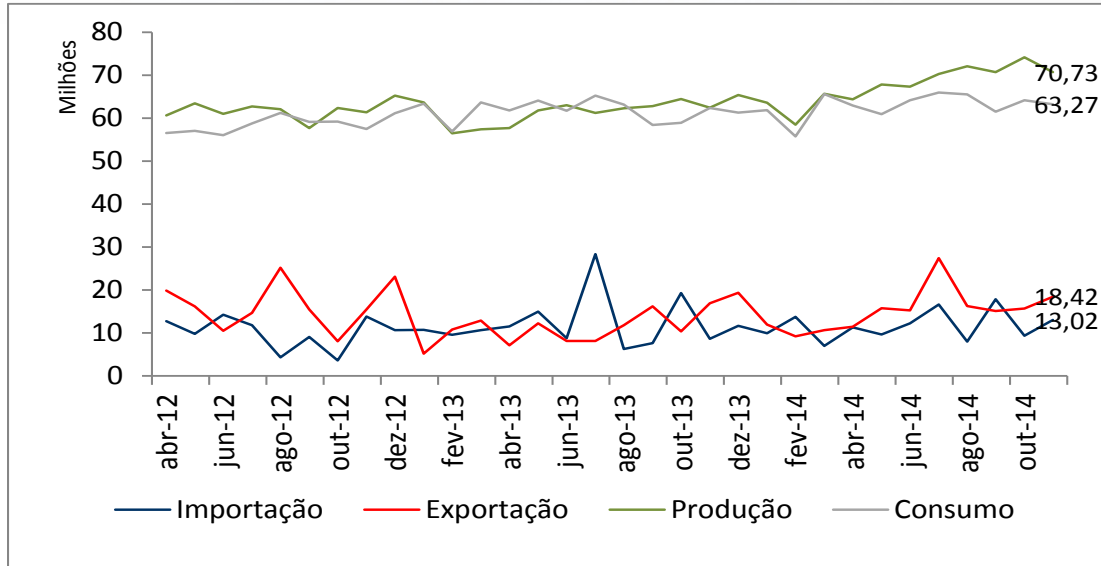
Segundo a ANP, do volume total de petróleo produzido no país em novembro o grau API médio foi de aproximadamente 24,6, sendo que apenas 9% da

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendência 12 meses	out-14	nov-13
Produção	70.733.717	-4,65%	13,29%		74.185.485	62.433.485
Consumo	63.271.118	-1,47%	1,47%		64.212.508	62.352.123
Importação	13.019.742	39,65%	50,66%		9.322.995	8.641.972
Exportação	18.417.478	17,28%	9,09%		15.703.841	16.882.839

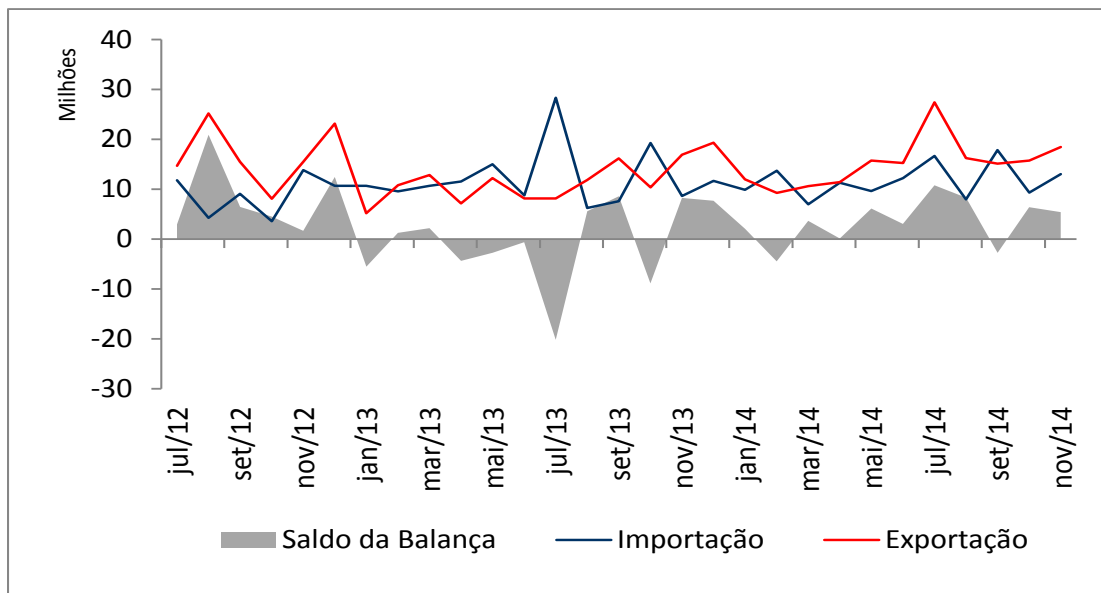
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



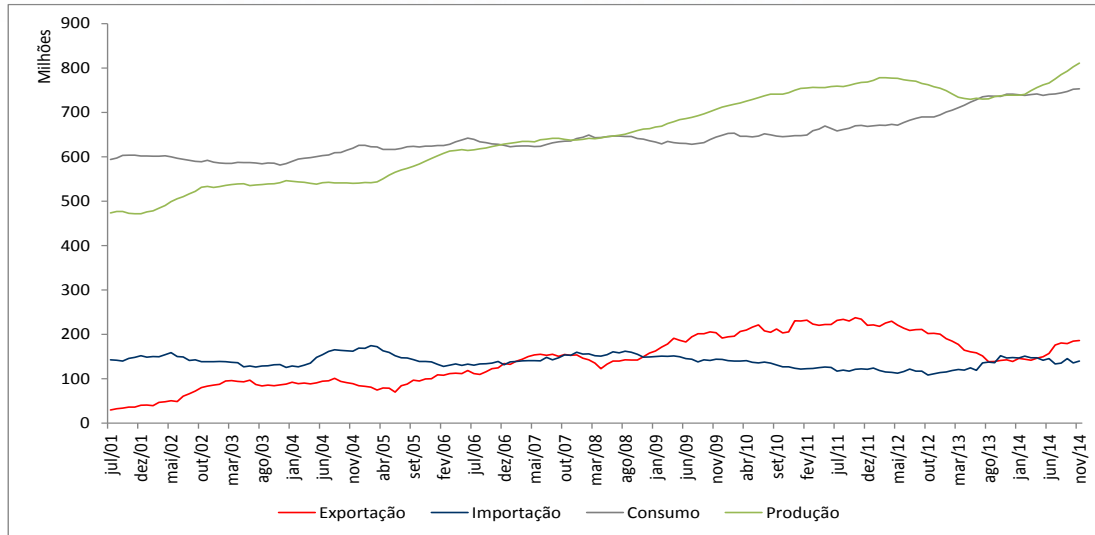
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.2: Balança Comercial (Barril)










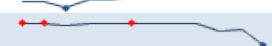









Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

UF	Localização	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendência 12 meses	out-14	nov-13
AL	Onshore	114.207	-6,13%	10,75%		121.671	103.119
	Offshore	8.061	-15,39%	-22,65%		9.527	10.421
AM	Onshore	828.907	-2,29%	-8,10%		848.331	901.938
BA	Onshore	1.279.366	-3,28%	-0,05%		1.322.806	1.279.975
	Offshore	18.889	-1,95%	-47,20%		19.265	35.772
CE	Onshore	47.901	0,27%	41,60%		47.770	33.828
	Offshore	178.492	-1,80%	9,79%		181.767	162.571
ES	Onshore	429.265	-7,90%	-0,54%		466.060	431.575
	Offshore	12.270.100	-3,04%	45,36%		12.654.873	8.441.302
MA	Onshore	811	-76,57%	-81,27%		3.459	4.327
RJ	Offshore	46.714.654	-6,29%	3,92%		49.849.953	44.952.514
RN	Onshore	1.483.568	-3,68%	-5,02%		1.540.276	1.561.919
	Offshore	217.298	0,99%	-3,49%		215.168	225.157
SP	Offshore	5.973.526	5,41%	94,60%		5.666.733	3.069.691
SE	Onshore	798.879	-6,00%	-4,42%		849.912	835.840
	Offshore	369.794	-4,67%	-3,58%		387.916	383.535
Total		70.733.717	-4,65%	13,29%		74.185.485	62.433.485

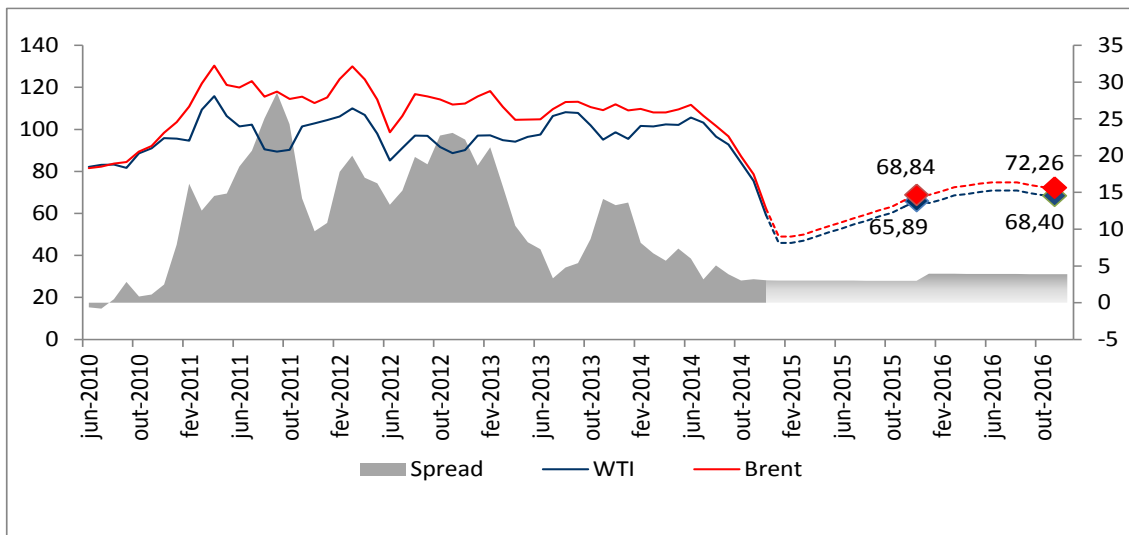
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

produção são consideradas como óleo leve ($\geq 31^\circ\text{API}$), 60% como óleo médio ($\geq 22\text{ API}$ e $< 31\text{ API}$) e 31% como óleo pesado ($< 22\text{ API}$), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

O mês de dezembro manteve a tendência de forte queda dos preços de petróleo iniciada em junho de 2014. A média mensal do preço do barril de óleo cru Brent caiu US\$ 17,00, atingindo US\$ 62,00, o que representa uma queda de 21,52%. O óleo cru WTI seguiu a mesma

tendência, e recuou US\$ 17,00 em média, alcançando a média de preço mensal de US\$ 59,00 (-22,37%). A EIA (US Energy Information Administration) espera um aumento dos estoques de petróleo em 2015, o que aumentará a pressão para queda dos preços, principalmente no primeiro semestre, e recuperação na segunda metade do ano. A agência projeta para o fim de janeiro a média de preços de US\$ 46,00 e US\$ 49,00 para os óleos WTI e Brent, respectivamente.

Gráfico 2.4 : Preço Real e Projeção (\$/Barril)



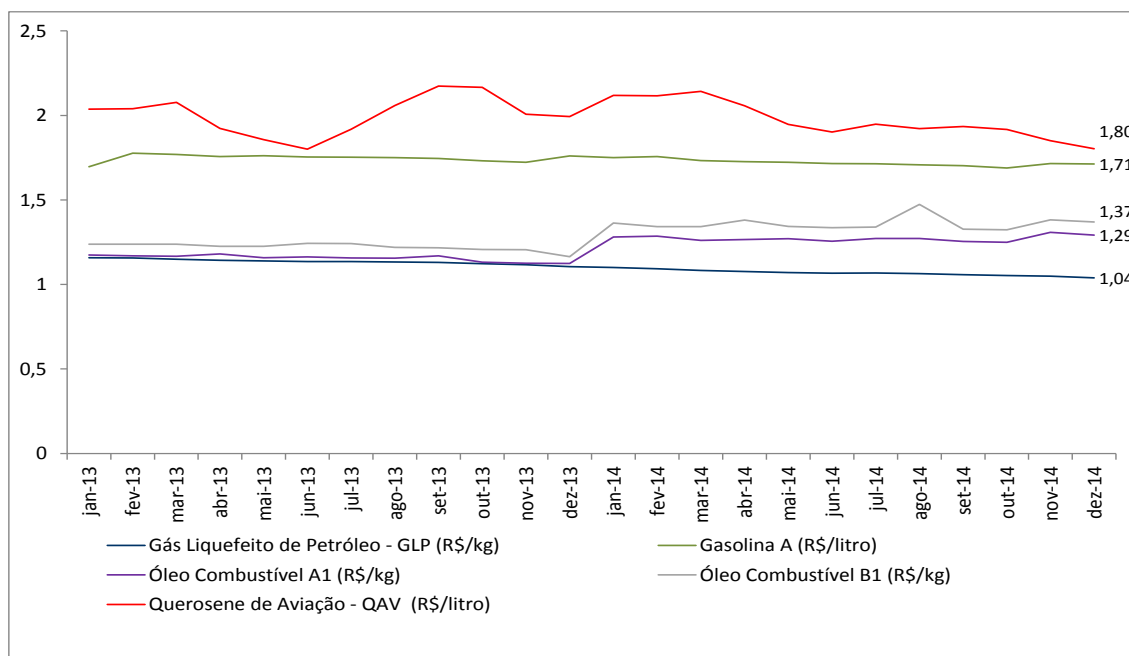
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

Derivados do Petróleo

No mês de janeiro de 2015, o novo ministro da Fazenda, Joaquim Levy, anunciou o aumento da CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico) sobre os combustíveis, com impacto esperado de

R\$ 0,22 no preço da gasolina. Considerando o efeito adicional do ICMS (com alíquota de 25% em média), o reajuste pode chegar a R\$ 0,30 na bomba.

Gráfico 2.5: Série de Preços Médios Reais Ponderados Semanais Praticados Pelos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP. Deflator: IPCA.

Gás Natural

Camilo Muñoz

Produção e Importação

Diferentemente dos meses anteriores, a queda da produção nacional no mês de novembro não afetou a produção disponível que fechou o mês em alta. A maior variação registrada nas contas agregadas do gás natural (GN) no mês de novembro foi na importação, que alcançou uma média diária de 53,53 MMm³/dia, alta de 3,9%. Observamos na Tabela 3.1 que entre outubro e novembro, o consumo também registrou elevação, subindo 2,61% e alcançando um volume diário médio de 103,73 MMm³/dia. Apesar da queda de 1,08% na produção nacional, equivalente a uma retração de

aproximadamente 1MMm³/dia, a produção disponível ao mercado aumentou 1,05%, chegando a 51,32 MMm³/dia.

Vale ressaltar que entre outubro e novembro de 2014, a importação ampliou sua participação na oferta em relação à produção nacional disponível. A diferença passou de 0,66 MMm³/dia para 2,21 MMm³/dia, levando o GN importado a compor 51,6% da oferta de gás ao mercado brasileiro.

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

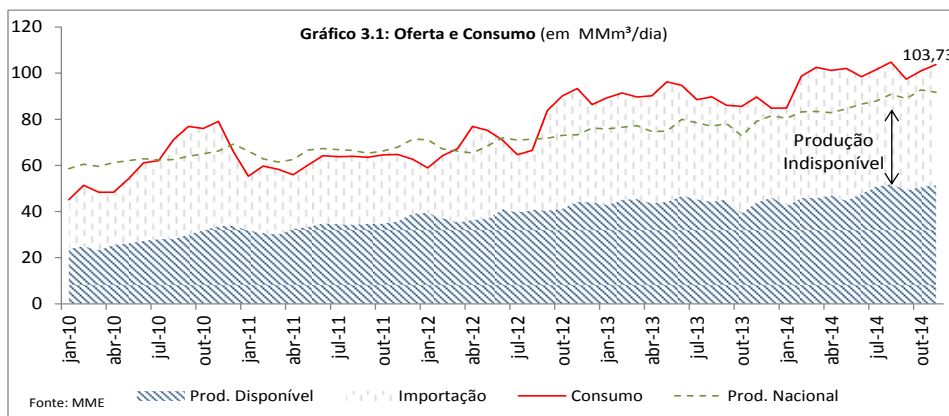
	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	nov/13 - nov/14	out-14	nov-13
Produção Nacional	91,7	-1,08%	13,78%		92,69	79,06
Prod. Disponível	51,32	1,05%	14,58%		50,78	43,84
Importação	53,53	3,90%	12,59%		51,44	46,79
Consumo	103,73	2,61%	13,56%		101,02	89,66

Fonte: MME.

Ainda na Tabela 3.1, percebemos que no comparativo anual que o setor de gás opera em volumes de oferta e consumo mais elevados. Em novembro de 2014 o volume de GN importado foi 12,59% superior ao

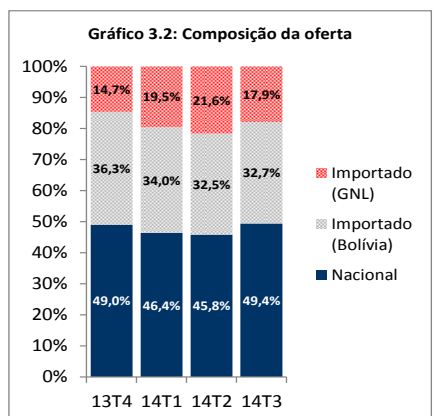
volume importado no mesmo mês de 2013. A produção disponível registrou a maior variação anual com volumes disponibilizados ao mercado 14,58% superiores aos de 2013.

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



Fonte: MME.

Gráfico 3.2: Composição da oferta












Fonte: MME.

Na análise detalhada da Tabela 3.2, sobre a produção nacional, podemos compreender como a queda da produção nacional não foi convertida em queda da produção disponível ao mercado. Em relação ao mês de outubro, a reinjeção e o consumo interno em E&P, que representam cerca de 70% da produção indisponível, mantiveram-se estáveis, com variação máxima de 1,85%. No mesmo período, houve queda significativa do

consumo em Transporte e Armazenamento, passando de 5,66 MMm³/dia para 3,39 MMm³/dia, registrando portanto queda de 66,96%.

Puxada pela forte queda do consumo em Transporte e Armazenamento, a produção indisponível registrou queda de 3,81%, somando 1,54 MMm³/dia à produção disponibilizada ao mercado.

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

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	nov/13 - nov/14	out-14	nov-13	
Prod. Nacional	91,70	-1,08%	13,78%		92,69	79,06	
Produção Indisponível	Reinjeção	16,74	0,06%	24,01%		16,73	12,72
	Queima	4,41	12,02%	13,83%		3,88	3,80
	Consumo interno em E&P	11,90	1,85%	7,39%		11,68	11,02
	Consumo em Transporte e Armazenamento	3,39	-66,96%	-20,94%		5,66	4,10
	Absorção em UPGN's	3,93	-0,76%	8,65%		3,96	3,59
Subtotal	40,37	-3,81%	12,73%		41,91	35,23	
Prod. Disponível	51,32	1,05%	14,58%		50,78	43,84	
Prod. Disponível/Prod. Nacional	56%	2,11%	0,92%		55%	55%	




Fonte: MME.

Com o aumento da produção disponível e a queda de 1,08% na produção nacional houve alta de 2,11% na relação produção disponível sobre produção nacional.

Em novembro, pelo terceiro mês consecutivo, houve queda das importações de Gás Natural da Bolívia. Registrando redução de 4,16% em relação a outubro de 2014 e chegando a 31,24 MMm³/dia. O Ministério de Minas e Energia aponta como principal motivo da queda nas importações de gás boliviano, a campanha de estimulação de poços que ocorre atualmente na Bolívia.

Já as importações de GNL registraram alta de 15,21%, chegando a 22,29 MMm³/dia regaseificados. Este valor segue uma tendência de três meses de aumento das importações de GNL, e já volta a se aproximar do recorde registrado em maio de 2014, quando foram regaseificados em média 24,46 MMm³/dia de GNL. Com o resultado das importações de GNL, apesar da queda nas importações da Bolívia, as importações totais de Gás Natural no mês de novembro terminaram em alta de 3,90%, alcançando uma média de 53,53 MMm³/dia, em patamar 12,50% superior ao ano de 2013.

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

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	nov/13 - nov/14	out-14	nov-13
Bolívia	31,24	-4,16%	-2,27%		32,54	31,95
GNL	22,29	15,21%	33,42%		18,90	14,84
Total	53,53	3,90%	12,59%		51,44	46,79

Fonte: MME.

Consumo

O consumo de Gás Natural fechou o mês com elevação de 2,61%, chegando a 2,71 MMm³/dia. Na comparação anual, o consumo total em novembro de 2014 foi 13,56% superior ao consumo de 2013, no entanto a principal componente desse aumento foi a geração de energia

elétrica (GEE) que ampliou seu consumo em 25,15% em relação a novembro de 2013. Outros setores não tiveram o mesmo crescimento durante esse período, em especial o setor automotivo que retraiu 15,05%.

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

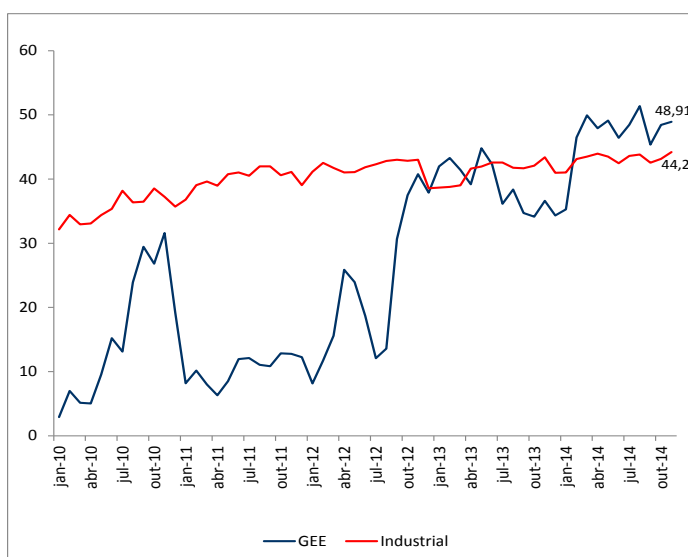
	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	nov/13 - nov/14	out-14	nov-13
Industrial	44,20	2,38%	1,86%		43,15	43,38
Automotivo	5,06	0,79%	-2,37%		5,02	5,18
Residencial	0,93	-9,68%	-15,05%		1,02	1,07
Comercial	0,77	-3,90%	-1,30%		0,80	0,78
GEE	48,91	0,98%	25,15%		48,43	36,61
Co-geração	2,51	-1,20%	-1,59%		2,54	2,55
Total	103,73	2,61%	13,56%		101,02	89,66

Fonte: MME.

O Gráfico 3.3 mostra a evolução dos volumes consumidos pelo setor industrial, assim como pela geração de energia elétrica (GEE). Enquanto o consumo do setor industrial subiu 2,38% em relação ao mês de outubro, atingindo novo recorde de 44,20 MMm³/dia, o consumo em GEE permaneceu estável, com ligeira

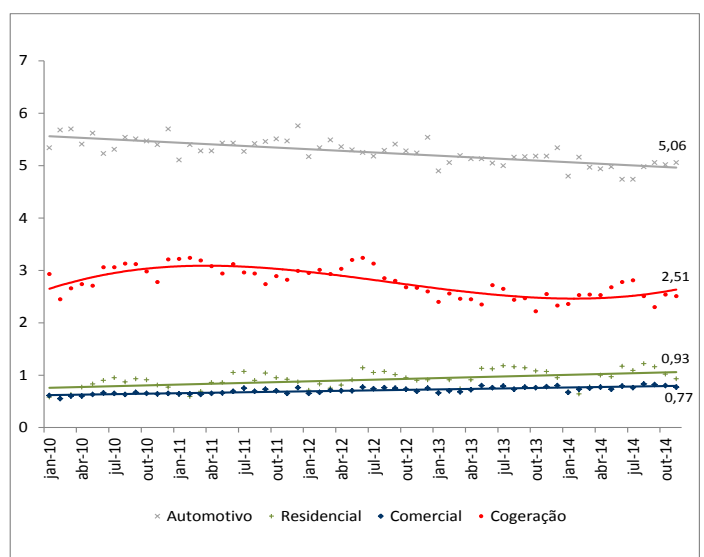
ampliação de 0,98%. Segundo informes do Ministério de Minas e Energia, dentre os principais motivos para o equilíbrio do consumo em GEE no último mês estão, (i) a parada para manutenção das UTE's Termopernambuco e Cuiabá, (ii) a elevação do volume gerado pelas UTE's Mário Lago, Luiz Carlos Prestes e Aureliano Chaves.

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



Fonte: MME.

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



Fonte: MME.







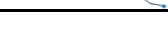


Preços

Em meio a quedas consecutivas no preço do barril de petróleo, os preços internacionais de gás também registraram queda. Na Europa houve recuo de 9,78% no preço do BTU de gás, chegando a valer 8,90 US\$/MMBTU, atingindo o valor mais baixo em quatro anos. No Japão houve queda de 1,53%, com menor impacto no preço que passou de 15,83 US\$/MMBTU para 15,59 US\$/MMBTU.

Por ser um mercado liberalizado, com muita concorrência entre diversos produtores regionais, o Henry Hub (HH) não acompanhou a tendência de queda dos mercados que concorrem diretamente ou são indexados ao óleo. Em novembro o HH registrou alta de 8,40%, chegando a 4,10 US\$/MMBTU.

No contexto nacional, os preços registraram quedas

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

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	nov/13 - nov/14	out-14	nov-13	
Henry Hub	4,10	8,40%	10,09%		3,76	3,69	
Europa	8,90	-9,78%	-29,04%		9,77	11,48	
Japão	15,59	-1,53%	-1,13%		15,83	15,77	
PPT *	4,36	-2,58%	-9,00%		4,47	4,75	
Preços na distribuidora (ref. Sudeste)	No City Gate Sem desconto	11,45	-6,43%	-12,42%		12,18	12,87
	No City Gate Com desconto	7,67	-4,84%	-11,75%		8,04	8,57
	2.000 m³/dia **	16,41	-4,29%	-23,84%		17,11	20,32
	20.000 m³/dia **	13,67	-4,24%	-20,36%		14,25	16,45
	50.000 m³/dia **	13,13	-4,23%	-20,03%		13,69	15,76

Fonte: MME & Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha.

* não inclui impostos.

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

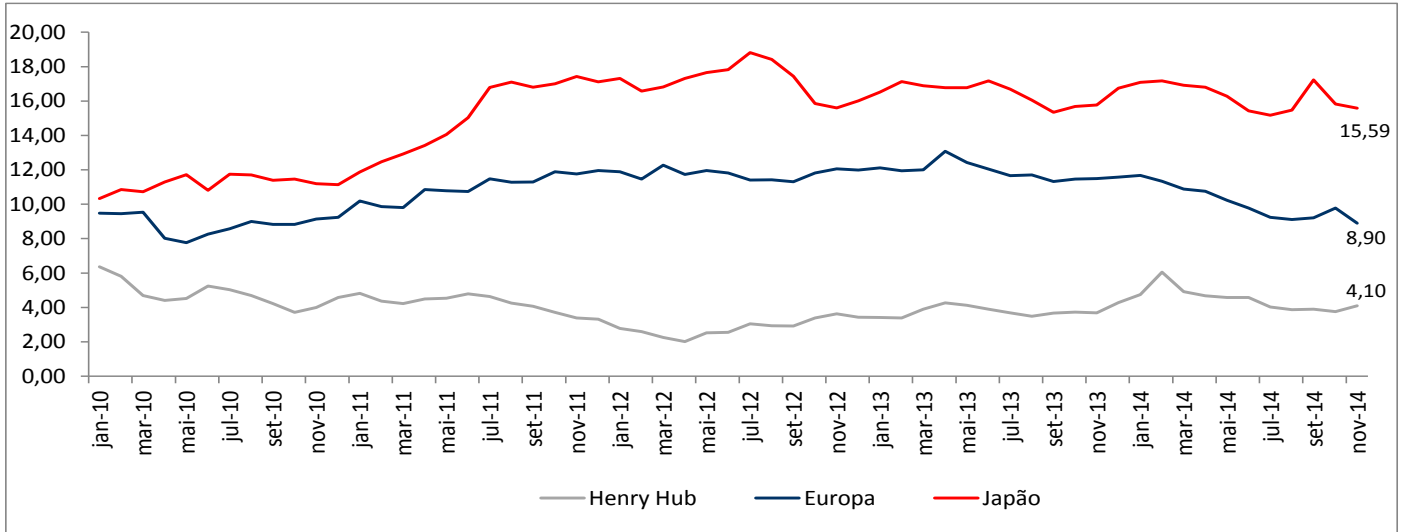
significativas. No PPT o preço caiu 2,58% e chegou a 4,10 US\$/MMBTU. Nas distribuidoras, o preço no Citygate (sem desconto) caiu 6,43%, mas como houve redução no desconto da Petrobras, o preço no Citygate com desconto caiu somente 4,84% e chegou a 7,67 US\$/MMBTU.

Os preços para os grandes consumidores de gás caíram de forma semelhante ao preço no Citygate com

desconto. Com queda de 4,29% o gás para consumidores da categoria 2.000m³/dia chegou a 16,41 US\$/MMBTU, enquanto na categoria 50.000m³/dia atingiu os 13,13 US\$/MMBTU.

Vale ressaltar que este cenário de queda de preços nacionais na direção oposta do tímido aumento de 1,05% da produção disponível, aumento de 15,21% das importações de GNL e aumento de 2,61% do consumo.

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



Fonte: Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno

Disponibilidade

Como esperado, no mês de dezembro houve um aumento de 69,35% no aporte total de energia hidráulica, representada pela Energia Natural Afluente-ENA, nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional-SIN em relação ao mês anterior (Tabela 4.1). Ainda no mesmo período de análise, excetuando o subsistema Sul, que apresentou queda de 9,37%, todas as regiões tiveram incremento na ENA: SE, 86,22%, NE, 194,42% e N, 105,92%. Todavia, na comparação anual, houve queda de 10,15% no total de ENA no SIN, sendo influenciada, principalmente, pelos resultados das regiões SE, NE e

N, que apresentaram queda na comparação anual de 11,62%, 22,69% e 15,15%, respectivamente. Somente o S cresceu em 19,40% na comparação anual.

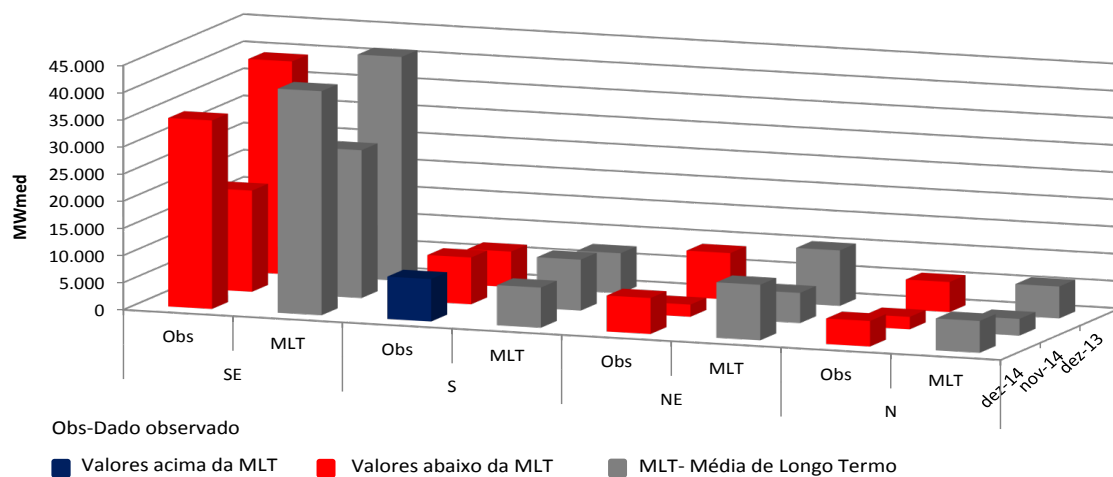
As ENAs ficaram abaixo das suas respectivas Médias de Longo Termo-MLTs em todos os subsistemas, excetuando o S. O Gráfico 4.1 apresenta a comparação das ENAs e suas MLTs no mês de análise, sendo as barras em vermelho as regiões que apresentaram resultado abaixo da MLT e em azul os valores acima da MLT.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA (MWmed)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
SE	34.715,00	86,22%	-11,62%		18.641,73	39.281,00
S	7.810,00	-9,37%	19,40%		8.617,83	6.541,00
NE	6.625,00	194,42%	-22,69%		2.250,17	8.569,00
N	4.709,00	105,25%	-15,15%		2.294,30	5.550,00
Total	53.859,00	69,35%	-10,15%		31.804,03	59.941,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.1: Comparação dos Dados de ENAs Observados com Suas Respectivas MLTs



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

Apesar do aumento da ENA no SIN verificado no mês de dezembro, a geração de energia elétrica através da fonte hidráulica convencional (acima de 30 MW) decresceu 0,41% na comparação mensal. Ainda no mesmo período de análise, dentre as térmicas convencionais, excetuando as a óleo e as bicomcombustível-gás/óleo que decresceram 4,82%, todas as demais incrementaram sua geração: Nuclear 5,37%, Carvão Mineral 8,03%, Gás 2,71% e Outros 21,61%. Com isso, na comparação mensal, a geração total convencional aumentou seu resultado, 0,34%.

Comparando o mês de dezembro de 2014 e 2013, a geração hidráulica convencional recuou expressivos 12,49%. Ainda na comparação anual, todas as térmicas aumentaram a geração: Óleo e Bicomcombustível-gás/óleo expressivos 120,79%, Nuclear 7,64%, Carvão Mineral 29,56%, Gás 61,96% e Outros 10,81%. O total de térmicas não renováveis apresentou crescimento significativo de 54,38% no mesmo período de análise, impulsionado principalmente pelas térmicas a gás e bicomcombustível-gás/óleo. Já a de geração total convencional recuou 0,57%.

Tabela 4.2: Geração¹ Convencional por Fonte (MWmed)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
Hidráulica (>30 MW)	40.181,78	-0,41%	-12,49%		40.348,00	45.919,05
Térmica - Outros	426,85	21,61%	10,81%		351,00	385,21
Térmica a Óleo e bi Combustível - gás/óleo	3.330,38	-4,82%	120,79%		3.499,00	1.508,39
Térmica Nuclear	1.890,30	5,37%	7,64%		1.794,00	1.756,16
Térmica a Carvão Mineral	1.965,07	8,03%	29,56%		1.819,00	1.516,73
Térmica a Gás	7.770,34	2,71%	61,96%		7.565,00	4.797,65
Total Térmica Não Renovável	15.382,93	2,36%	54,38%		15.028,00	9.964,15
Total Convencional	55.564,71	0,34%	-0,57%		55.376,00	55.883,20

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Representando o subsistema com a maior geração despachada centralizadamente no SIN, o SE/CO cresceu 9,43% na comparação mensal, assim como os subsistemas NE e N, com 2,05% e 11,82%. Itaipu também teve crescimento de 1,28%. No mesmo período de análise, o subsistema Sul teve queda de 24,00% no

despacho. Já na comparação entre dezembro de 2014 e 2013, os subsistemas SE/CO e S recuaram em 1,34% e 3,87%, respectivamente, bem como Itaipu, com 16,52%. Os subsistemas NE e N apresentaram incremento anual de 29,35% e 6,79%, respectivamente.

Tabela 4.3: Geração Despachada por Subsistema (MWmed)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
SE/CO	28.641,68	9,43%	-1,34%		26.172,78	29.031,12
S	9.994,95	-24,00%	-3,87%		13.151,75	10.396,84
NE	8.727,88	2,05%	29,35%		8.552,25	6.747,59
N	5.979,14	11,82%	6,79%		5.346,93	5.599,14
Itaipu	8.016,26	1,28%	-16,52%		7.915,22	9.602,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

¹Os dados de Geração Convencional por fonte para dezembro de 2014 foram obtidos da CCEE e são dados ainda preliminares, que serão revisados na próxima edição.

Intercâmbio de Energia Elétrica

Desde março de 2013, o intercâmbio de energia no sentido S – SE/CO vinha apresentando valores positivos na análise conjuntural. No entanto, em dezembro de 2014 ocorreu o primeiro valor negativo em dez meses, o que significa que a transferência de energia foi no sentido SE/CO – S, alcançando o valor de 604,46 MWmed e uma redução de 124,27% na comparação mensal, como mostra a Tabela 4.4. Cabe ressaltar que o sinal positivo ou negativo tem a ver com a direção do transporte de energia. Como exemplo, na análise S – SE/CO, se o transporte for feito do S para o SE/CO, o resultado será positivo e negativo no sentido oposto. Com o aumento de ENAs no subsistema SE/CO e a diminuição no S, foi necessário o transporte de energia previamente mencionado para o atendimento à

carga no S. A alternância de direção da transferência de energia entre esses dois subsistemas é esperada para o mês de análise, apresentando certa frequência do evento no histórico da operação.

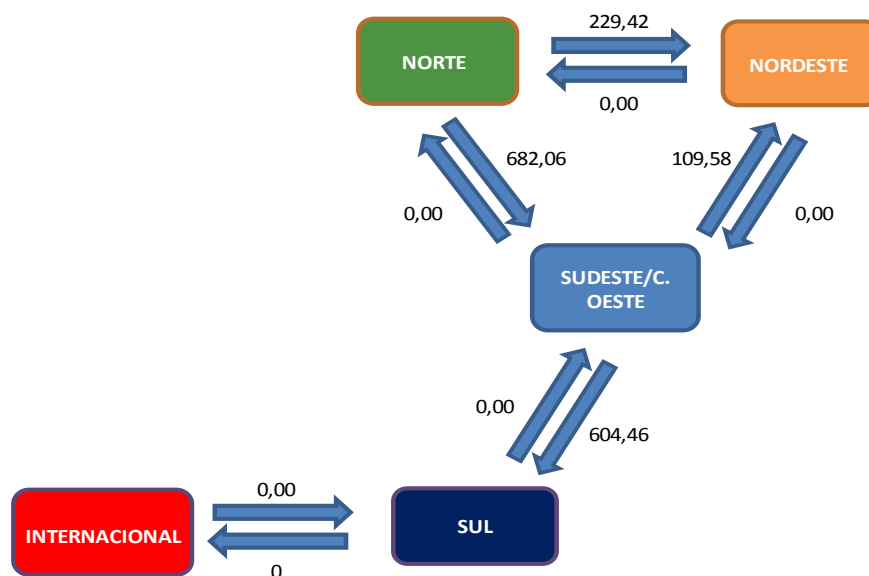
Outro resultado de intercâmbio que apresentou queda no mesmo período de análise foi entre SE/CO e o NE, 79,22%, mantendo o mesmo sentido do transporte. Ainda na comparação mensal, o intercâmbio N-NE cresceu 67,22%, bem como o N - SE/CO, que passou do valor nulo para 682,06 MWmed. Na comparação entre dezembro de 2014 e o mesmo mês do ano anterior, os intercâmbios SE/CO – NE e N – NE recuaram em 95,31% e 47,31, respectivamente. Em especial, ainda na comparação anual, o intercâmbio S – SE/CO apresentou

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
S - SE/CO	-604,46	-124,27%	-49,20%		2.490,78	-405,15
Internacional - S	0,00	-100,00%	-		0,01	0,00
N - NE	229,42	67,22%	-47,72%		137,19	438,87
N - SE/CO	682,06	-	-		0,00	0,00
SE/CO - NE	109,58	-79,22%	-95,31%		527,31	2.334,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Figura 4.1: Esquemático do Intercâmbio entre Subsistemas (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

um valor negativo de 49,20%. O translado N – SE/CO também cresceu na comparação anual, passando do valor nulo para 682,06 MWmed. O intercâmbio Internacional – S permaneceu inexpressivo em ambos os períodos de comparação. No entanto, para o mês de






janeiro, houve intercâmbio significativo da Argentina e será contabilizado e analisado no próximo boletim. A Figura 4.1 é ilustrado como ocorreu o intercâmbio de energia entre os subsistemas no SIN no mês de análise.

Estoque

Com o aumento das ENAs no SE/CO, a Energia Armazenada-EAR apresentou crescimento de 17,16% nesse subsistema, em dezembro de 2014 em relação ao mês anterior, mesmo com o aumento do intercâmbio de energia na direção SE/CO – S (Tabela 4.5). Esses dados mostraram certo alívio para o setor elétrico, como esperado para o mês de análise, já que o SE/CO é o subsistema com maior potencial de estoque de energia hídrica e o resultado mostrou algum grau de recuperação dos reservatórios. Da mesma forma, no mesmo período de análise, o subsistema N também mostrou recuperação, com aumento de 15,23%, muito

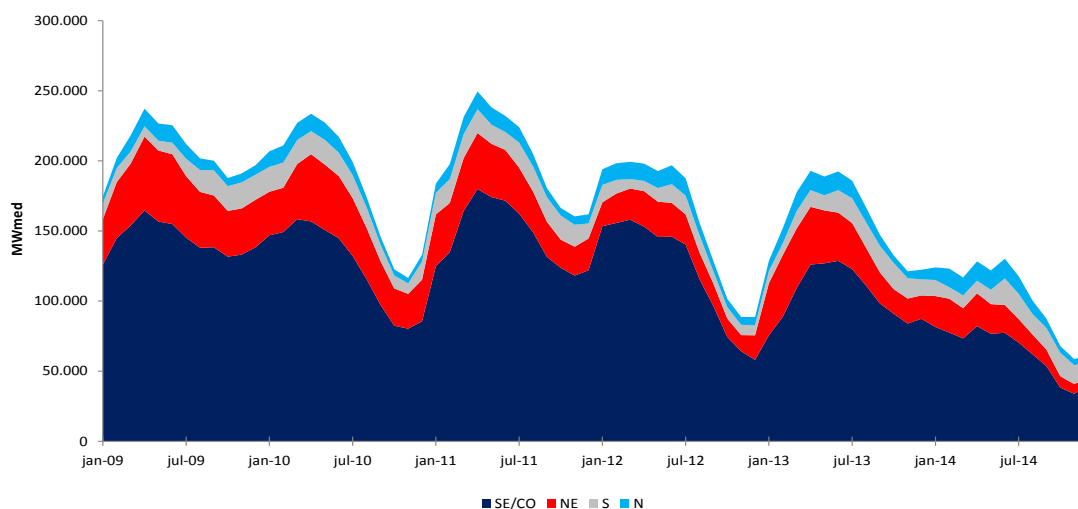
pelo aumento da ENA em seus reservatórios. Todavia, os subsistemas S e NE apresentaram queda de 15,34% e 29,13%, respectivamente, ainda na comparação mensal. O SIN obteve uma recuperação total de 4,04% na comparação dez-14/nov-14. Já na comparação anual o cenário é preocupante, pois todos os subsistemas recuaram: SE/CO, 54,27%; S, 0,58%; NE, 70,39% e N, 27,79%, sendo o total no SIN com 50,16% de queda. Começaremos o ano de 2015 com o volume de água aquém do que começamos em 2013 e isso pode ser verificado no histórico da EAR no Gráfico 4.2.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
SE/CO	39.681,45	17,16%	-54,57%		33.868,42	87.339,01
S	11.407,26	-15,34%	-0,58%		13.474,10	11.474,01
NE	4.940,86	-29,13%	-70,39%		6.971,82	16.685,00
N	4.940,86	15,23%	-27,79%		4.287,74	6.842,00
Total	60.970,43	4,04%	-50,16%		58.602,07	122.340,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.2: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

































Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

O consumo total de energia elétrica no Brasil aumentou 5,38% em novembro em relação ao mês anterior, e também aumentou 2,21% comparado com o mesmo mês de 2013 (Tabela 4.6). Na comparação mensal, todos os tipos de consumidores apresentaram crescimento: Residencial (5,94%), Industrial (4,86%), Comercial (8,12%) e Outros (2,36%). Vale ressaltar que o tipo de consumidor denominado por Outros

representa consumidores cativos e livres rurais, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos e Consumo Próprio, sendo este último o consumo das distribuidoras de energia elétrica. Já na comparação anual, excetuando o tipo de consumo total Industrial, com queda de 4,44%, todas as classes de consumidores cresceram: Residencial (6,18%), Comercial (7,82%) e Outros (5,73%).

Tabela 4.6: Consumo por Subsistema e Tipo (MWmed)














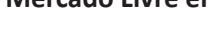

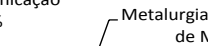
		nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
Sistemas Isolados	Residencial	230,01	1,30%	5,59%		227,05	217,84
	Industrial	25,62	8,27%	12,85%		23,67	22,71
	Comercial	92,91	3,95%	7,93%		89,38	86,09
	Outros	123,40	5,48%	6,64%		116,99	115,71
	Total	471,95	3,25%	6,69%		457,08	442,34
N	Residencial	990,35	3,94%	12,44%		952,81	880,79
	Industrial	1.945,39	0,65%	-11,14%		1.932,82	2.189,33
	Comercial	536,92	2,94%	6,23%		521,60	505,45
	Outros	462,00	-1,35%	4,55%		468,32	441,89
	Total	3.934,66	1,53%	-2,06%		3.875,55	4.017,45
NE	Residencial	2.680,77	5,55%	5,00%		2.539,70	2.553,13
	Industrial	2.787,37	2,29%	6,87%		2.724,97	2.608,16
	Comercial	1.509,23	6,25%	7,67%		1.420,48	1.401,67
	Outros	1.648,18	0,80%	-0,14%		1.635,09	1.650,54
	Total	8.625,56	3,67%	5,02%		8.320,25	8.213,49
SE/CO	Residencial	9.420,44	5,20%	5,12%		8.954,55	8.961,87
	Industrial	12.296,75	6,26%	-6,99%		11.572,23	13.220,61
	Comercial	7.021,43	7,35%	6,95%		6.540,59	6.565,24
	Outros	4.776,67	0,56%	5,46%		4.749,86	4.529,40
	Total	33.515,29	5,34%	0,72%		31.817,24	33.277,11
S	Residencial	2.472,86	10,65%	9,36%		2.234,93	2.261,23
	Industrial	3.920,25	4,58%	0,28%		3.748,61	3.909,35
	Comercial	1.893,38	14,65%	11,80%		1.651,50	1.693,61
	Outros	1.856,81	9,71%	12,60%		1.692,44	1.649,04
	Total	10.143,30	8,75%	6,62%		9.327,49	9.513,23
Total	Residencial	15.794,44	5,94%	6,18%		14.909,05	14.874,86
	Industrial	20.975,38	4,86%	-4,44%		20.002,31	21.950,15
	Comercial	11.053,86	8,12%	7,82%		10.223,56	10.252,05
	Outros	8.867,07	2,36%	5,73%		8.662,70	8.386,58
	Total	56.690,75	5,38%	2,21%		53.797,61	55.463,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

O consumo de eletricidade para consumidores livres e especiais discriminados por ramos de atividade pode ser observado na Tabela 4.7. O consumo total de energia elétrica cresceu 0,55% na comparação mensal e apresentou queda de 5,05% na anual. Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos, Minerais não metálicos e Madeira, Papel e Celulose são os ramos de atividade que mais consumiram energia em novembro de 2014: 26%, 14%, 9% e 9%, respectivamente, do total do consumo, como mostra o Gráfico 4.3. Na comparação mensal,

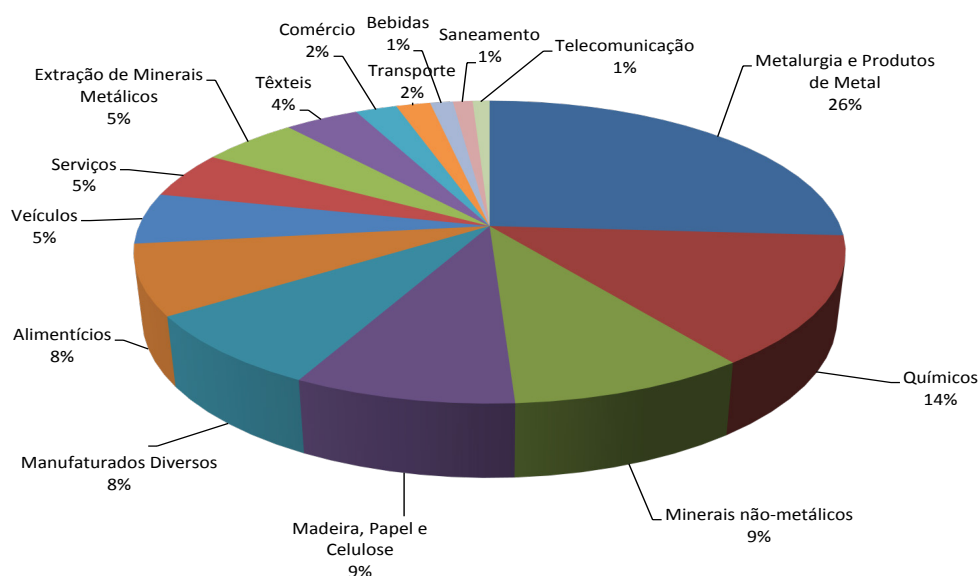
Metalurgia e Produtos de Metal e Químicos aumentaram seu consumo em 0,76% e 6,07%, respectivamente. No entanto, Minerais não-metálicos e Madeira, Papel e Celulose reduziram seu consumo, 0,38% e 0,92%, respectivamente. Na comparação entre novembro de 2014 e 2013 três dos maiores consumidores de energia recuaram no consumo: 13,91%, Metalurgia e Produtos de Metal; 3,93%, Químicos e 4,51%, Madeira, Papel e Celulose. Minerais não metálicos cresceu 0,40%.

Tabela 4.7: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
Metalurgia e Produtos de Metal	2.938,89	0,76%	-13,91%		2.916,67	3.413,89
Químicos	1.561,11	6,07%	-3,93%		1.471,77	1.625,00
Minerais não-metálicos	1.044,44	-0,38%	0,40%		1.048,39	1.040,28
Madeira, Papel e Celulose	970,83	-0,92%	-4,51%		979,84	1.016,67
Manufaturados Diversos	902,78	0,40%	-3,13%		899,19	931,94
Alimentícios	850,00	1,02%	-2,08%		841,40	868,06
Veículos	615,28	1,05%	-8,28%		608,87	670,83
Serviços	559,72	3,08%	3,60%		543,01	540,28
Extração de Minerais Metálicos	591,67	-13,00%	11,81%		680,11	529,17
Têxteis	452,78	-0,63%	-4,68%		455,65	475,00
Comércio	251,39	6,88%	13,84%		235,22	220,83
Transporte	208,33	-0,64%	3,45%		209,68	201,39
Bebidas	137,50	5,46%	-13,16%		130,38	158,33
Saneamento	119,44	-3,41%	0,00%		123,66	119,44
Telecomunicação	102,78	1,96%	5,71%		100,81	97,22
Total Consumidores Livres e Especiais	11.306,94	0,55%	-5,05%		11.244,62	11.908,33

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre em Novembro de 2014







Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Com a recuperação no total dos reservatórios (Tabela 4.1) do SIN, o Preço de Liquidação das Diferenças médio mensal para dezembro de 2014 em relação ao mês anterior apresentou queda 25,85%, alcançando o valor de R\$ 601,21 /MWh em todos os submercados - se afastando, assim, do teto estipulado para o ano de 2014,

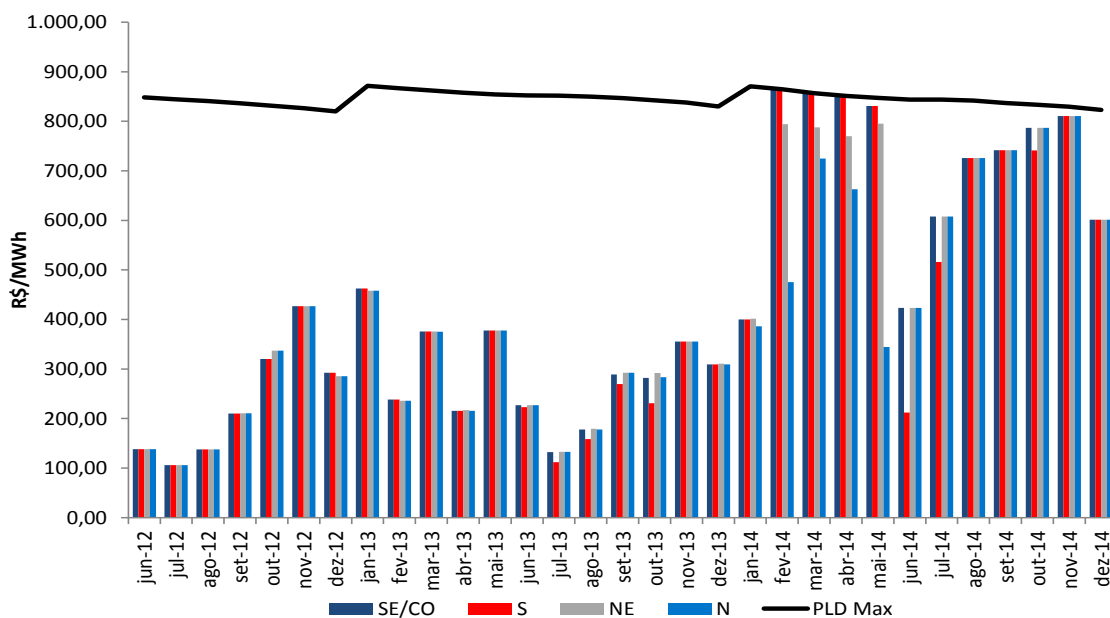
de R\$ 822,23 /MWh. No entanto, comparando com o mesmo mês do ano anterior, o PLD foi praticamente dobrado, com aumento de 94,35% para os submercados SE/CO, S e N, e de 93,59% o NE. O histórico do PLD pode ser acompanhado no Gráfico 4.4.

Tabela 4.8: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R\$/MWh)

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendências 12 meses	nov-14	dez-13
SE/CO	601,21	-25,85%	94,35%		810,82	309,35
S	601,21	-25,85%	94,35%		810,82	309,35
NE	601,21	-25,85%	93,59%		810,82	310,56
N	601,21	-25,85%	94,35%		810,82	309,35

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.4: Histórico do PLD



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Deflator: IPCA.

Tarifas de Energia Elétrica

Após as afirmações do Ministro da Fazenda, Joaquim Levy, de que não haverá mais aporte do Tesouro Nacional à CDE- Conta de Desenvolvimento Energético para ajudar nas despesas das distribuidoras de energia elétrica, e do aumento nos custos da geração pelo ajuste do preço da energia proveniente de Itaipu, foi confirmado pelo atual Ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, que haverá revisão tarifária extraordinária-RTE já para o mês de fevereiro. Segundo o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-ABRADEE, Nelson

Leite, todas as distribuidoras devem entrar com o pedido de RTE, excetuando aquelas com o processo tarifário datado para o mês de fevereiro. Segundo o boletim Focus do Banco Central do dia 30/janeiro, a expectativa do Índice Nacional de Preços do Consumidor Amplo-IPCA aumentou para 7,01% ante 6,99%. Este resultado será impactado, principalmente, pela expectativa do aumento do preço dos administrados, 9,00%, onde a tarifa de energia elétrica é um dos principais influenciadores.

Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário Médio 2014	Vigência
Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	22,19%	04/07/2014 até 03/07/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Resultados de Leilões

No dia 09/01 foi realizado o Leilão de Transmissão Nº 7/2014. O certame ofertou quatro lotes com empreendimentos localizados na Bahia, Piauí, Goiás, Rondônia e São Paulo e apresentou deságio médio de 4,58%. O maior deságio foi verificado no lote I localizado em São Paulo, com 32,59%, arrematado pela CPFL Geração de Energia S/A. O lote A apresentou deságio de 1,51%, sendo arrematado pela empresa Cymi Holding S/A, e tem como objetivo permitir o aumento da oferta de energia elétrica a partir de usinas eólicas na Bahia. O lote F, composto por quatro subestações em Rondônia, e J, por uma subestação em Goiás, não receberam propostas. O prazo das obras para o lote A será de 36 meses, para o Lote I, 30 meses e as concessões são de 30 anos a partir da assinatura dos contratos.

No 18º Leilão de Ajuste, ocorrido no dia 15/01, foram negociados 2.105 MW médios ao preço médio de R\$ 387,07/MWh. O certame teve oferta de produtos de três e de seis meses. No submercado Norte, cujo o preço teto era mais baixo, o produto de seis meses fechou em R\$ 318,08/MWh, enquanto o de três meses ficou com o

preço em R\$ 359,47/MWh, sendo negociados 16,5 MW médios. Para o submercado Nordeste houve negociação apenas no produto de seis meses ao preço teto do certame, que equivale ao PLD (R\$ 388,48/MWh), com a negociação de 53 MW médios. No Sul foram negociados ambos os produtos: três meses -79 MW médios ao preço médio de R\$ 387,66/MWh - e seis meses - 579 MW médios ao valor médio de R\$ 385,87/MWh. No Sudeste, no produto de três meses foram negociados 184 MW médios ao preço médio de R\$ 386,70/MWh, enquanto no produto de seis meses foram 1.193,5 MW médios ao preço médio de R\$ 388,18/MWh. O maior vendedor no produto por três meses foi a empresa Votener, com 120 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Já para o produto de seis meses o BTG Pactual negociou o maior volume: 800 MW médios divididos entre todos os submercados, menos no Norte. Participaram do leilão, no total, 40 distribuidoras, sendo os maiores compradores a Copel-D (1,303 milhão de MWh) e a Cemig-D (1,126 milhão de MWh).

Fontes Renováveis

Camilla Chaves

Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em dezembro¹ de 2014 pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) foi de 6.515 MWmed, conforme apontado na tabela 5.1. Este valor representa uma queda de 7,91% se comparado com o mês imediatamente anterior e um crescimento de 22,95% ano contra ano, indicando uma maior inserção das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.




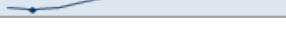
A geração de eletricidade por PCHs apresentou crescimento de 17,19% entre novembro e dezembro de 2014, enquanto que na comparação anual houve redução de 5,96% de participação. Para as térmicas a biomassa, a geração apresentou redução mensal de 34,48% e crescimento anual de 18,31%, o que demonstra maior despacho de térmicas em 2014, em virtude da hidrologia desfavorável. A redução mensal das térmicas a biomassa é explicada pelo início do período da entressafra da cana-de-açúcar na região Centro-Sul em dezembro, com término previsto para o fim de abril. Segundo a União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica), a região Centro-Sul é responsável por aproximadamente 90% da produção total, o que impacta na oferta de bagaço de cana para queima e geração de energia nas usinas.

A geração pela fonte eólica, em dezembro, aumentou 127,28% ano a ano e, em comparação a novembro, houve crescimento de 4,89%. Há expectativa de crescimento da participação das eólicas principalmente após os resultados do Leilão de Energia A-5, realizado em

28 de novembro de 2014, que viabilizou a construção de 36 parques eólicos, somando capacidade instalada de 925,5 MW. Ademais, a Medida provisória 656, publicada em outubro de 2014, incentiva o desenvolvimento da infraestrutura eólica no país, já que, a partir de janeiro de 2015, os custos de produção das turbinas reduzirão 10%. A MP alinha o enquadramento de projetos eólicos no REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura) com a cadeia de suprimento. A evolução da participação das fontes renováveis de dezembro de 2013 a dezembro de 2014 pode ser vista no gráfico 5.1.

Conforme exposto no gráfico 5.2, as PCHs são as que apresentam maior participação na geração de energia por fontes renováveis, com 40,59% em dezembro de 2014, seguida das térmicas a biomassa, com 29,74%, e da eólica, com 29,68%. Comparando os meses de dezembro entre os anos 2010 e 2014, verifica-se que a participação da fonte eólica apresentou considerável e gradativo crescimento. As térmicas a biomassa sinalizam tendência de crescimento ao longo dos anos, mas apresentam oscilação intra-ano, principalmente como resultado da sazonalidade – o mês de dezembro é o início do mês da entressafra da cana, o que reduz a geração das térmicas a biomassa. A geração por PCH também mostra alguma sazonalidade em função do período úmido. Sua participação desde 2010, no entanto, vem caindo, principalmente em razão da hidrologia desfavorável.

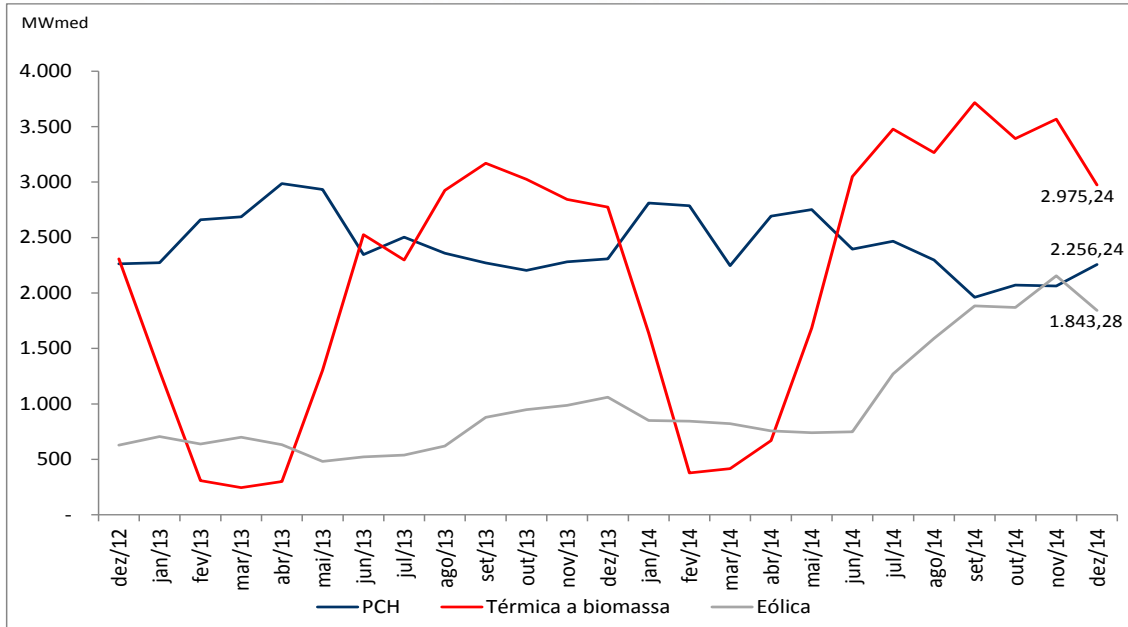
Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (MWmed)

Fonte	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	Tendência 12 meses	nov-14	dez-13
PCH	2.644	17,19%	-5,96%		2.256	2.812
Térmica a biomassa	1.937	-34,88%	18,41%		2.975	1.636
Eólica	1.933	4,89%	127,28%		1.843	851
Total	6.515	-7,91%	22,95%		7.075	5.299

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

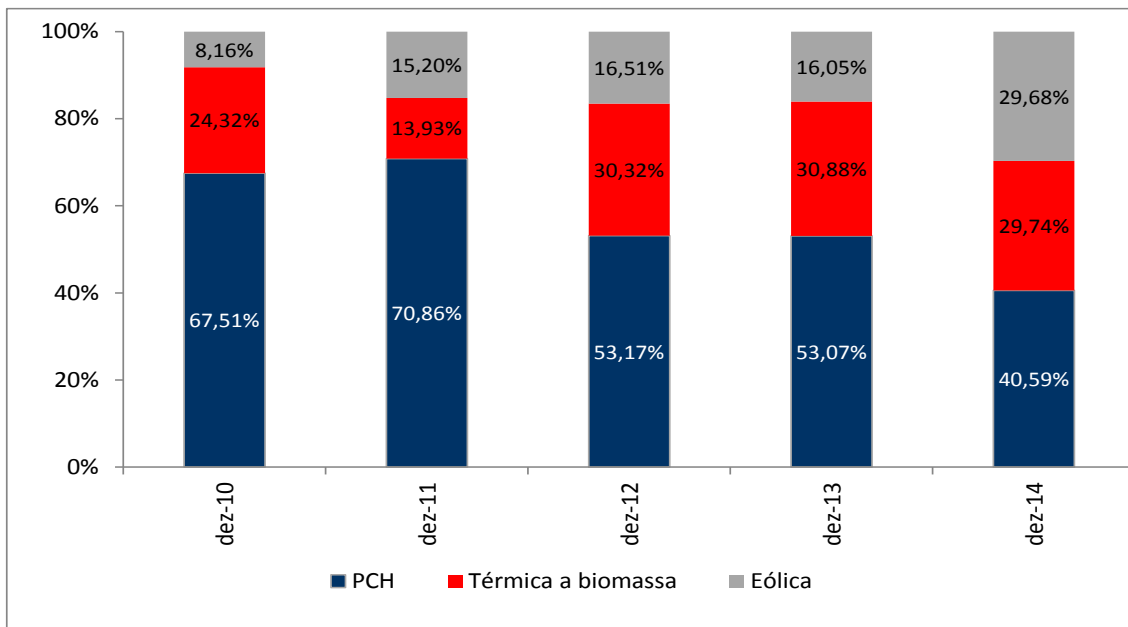
¹Os dados de dezembro de 2014 são dados preliminares, apresentados no relatório Infomercado de janeiro de 2015, e sujeitos a alterações até o início do processo de contabilização para o relatório de fevereiro de 2015. O Infomercado é produzido e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Gráfico 5.1: Perfil de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.2: Evolução Percentual da Participação das Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Nacional



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210- Cobertura

Tel.: +55 21 3799-6100

www.fgv.br/fgvenergia