FGV ENERGIA



Novembro | 2014

BOLETIM

03

FGV ENERGIA

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
Felipe Castor Cordeiro de Sousa
Mônica Coelho Varejão
Rafael da Costa Nogueira
Rodrigo Bomfim de Andrade

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação
Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação
Natália Montenegro Siqueira Coelho

Coordenação Operacional
Paulo Márcio Garcia Jr

Coordenação de Ensino e P&D
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional
Luiz Roberto Bezerra

Esta edição está disponível para *download* no site da
FGV Energia – www.fgv.br/fgvenergia

Sumário

Tarifa Horária Branca: 2015 é um horizonte factível? 3

Petróleo 7
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo 7
Derivados do Petróleo 11

Gás Natural 12
Produção e Importação 12
Preços 14

Setor Elétrico 16
Disponibilidade 16
Demanda 17
Oferta 19
Intercâmbio de Energia Elétrica 20
Estoque 21
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças - PLD 22
Tarifas de Energia Elétrica 23
Resultados de Leilões 23

Fontes Renováveis 25
Geração e Participação na Matriz Elétrica 25

Tarifa Horária Branca: 2015 é um horizonte factível? [1]

Mesmo faltando pouco mais de um mês para seu término, o ano de 2014 será lembrado pelas diversas incertezas e questões no setor de energia elétrica no Brasil. Neste ano, podemos destacar os seguintes eventos que afetaram o setor:

i) Alcance do teto do PLD médio mensal consecutivamente de fevereiro a abril, nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste;
ii) Elevação do CMO a níveis consideravelmente superiores ao PLD;
iii) Exposição involuntária das distribuidoras ao mercado spot em um momento de preços altos, devido ao regime hidrológico desfavorável;
iv) Impactos negativos expressivos nos resultados operacionais das distribuidoras de energia;
v) Reajustes muito elevados das tarifas ao consumidor.

Esse cenário, para 2014, certamente não estava nos planos da ANEEL, que em 2012 lançou a resolução normativa nº 502 (REN 502/2012), cujo principal objetivo foi regulamentar sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do grupo B[2]. A REN 502/2012 indicava para março de 2014 o início da adoção de sistemas de medição na modalidade Tarifa Horária Branca (Tarifa Branca) por parte das distribuidoras. A Tarifa Branca possibilita que o consumidor pague valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Nos dias úteis haverá três tipos de tarifa, conforme a Figura 1.1. As tarifas Intermediária e de Ponta, por serem bem mais elevadas que a tarifa Fora de Ponta, desincentivam o consumo de energia na faixa horária de maior demanda (das 18h as 22h). A adesão à Tarifa Branca é facultativa e, dependendo do perfil de consumo, podem haver benefícios em optar por esta modalidade.

No entanto, para que seja possível medir o consumo de energia nos moldes da Tarifa Branca será necessária a troca dos medidores convencionais[3], utilizados atualmente em todos os domicílios no país, para medidores eletrônicos inteligentes, que oferecem informações detalhadas sobre o consumo. Estes últimos podem incluir diversas funcionalidades adicionais além da medição do consumo – como maior frequência de medição (a cada 15 minutos, por exemplo), leitura remota e medição bidirecional. Os medidores convencionais medem apenas o consumo em kWh e não permitem diferenciar o consumo de um domicílio em cada hora do dia, ou mesmo em diferentes dias dentro de um período de medição. Nesse contexto, a REN 502/2012 é um avanço na regulação do setor, porém a sua implantação, de facto, ainda representa um grande desafio ao colocar duas questões importantes. Primeiramente, o desenho atual da Tarifa Branca atende às necessidades e interesses dos agentes econômicos envolvidos? Segundo, a operacionalização para execução do novo modelo foi bem desenhada?

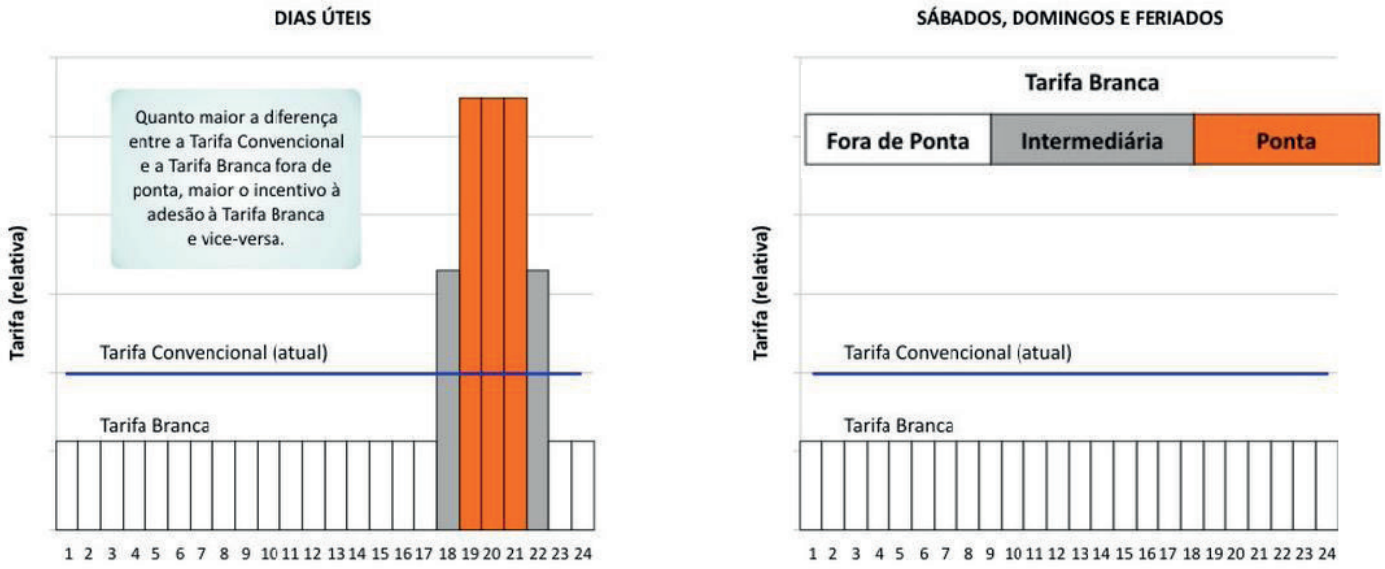
Com relação à primeira questão, o sucesso do novo modelo envolve, de modo geral, os objetivos de quatro tipos de agentes: o governo e o regulador, os consumidores do grupo B, as distribuidoras e as empresas fabricantes dos medidores eletrônicos. Os objetivos de cada agente nem sempre são convergentes, e a velocidade em que este processo de substituição ocorrerá depende crucialmente da eficiente orquestração destes interesses.

[1]Este Editorial 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: Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz, Felipe Castor Cordeiro de Sousa, Felipe Gonçalves, Lavinia Hollanda, Mônica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira e Rodrigo Bomfim de Andrade.

[2]Consumidores de eletricidade em baixa tensão – residenciais, comerciais e rurais - com fornecimento de eletricidade em voltagem menor que 2.300 volts.

[3]Nessa categoria incluímos tanto os medidores eletromecânicos, como os medidores eletrônicos convencionais.

Figura 1.1 - Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional



Fonte: ANEEL (http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781).

Para o governo e para o regulador, é de grande interesse que o processo seja o mais ágil possível. Tomando como exemplo a ANEEL, a agência tem como missão "proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade". Portanto, a possibilidade de utilização de recursos energéticos de forma mais eficiente, decorrente da suavização do consumo no horário de ponta, viabiliza um maior equilíbrio de cargas elétricas. Dessa forma, é possível reduzir falhas de energia e melhorar o rendimento das redes de distribuição, o que contribui para a modicidade tarifária. Outro ponto positivo é que estes novos medidores, por serem bidirecionais, abrem caminho para a mini e microgeração distribuída, ao permitir a medição do excedente de energia injetado na rede por unidades residenciais. Ao relacionarmos estas melhorias ao momento do setor elétrico atual, esta tecnologia é mais do que bem-vinda.

Em relação aos consumidores, para cada caso, é preciso avaliar os prós e contras a adesão à nova tarifa. De acordo com a Figura 1.1, se o indivíduo apresenta perfil de consumo com concentração de demanda de energia elétrica entre as 18h e 22h horas em dias úteis, é possível que a Tarifa Branca seja mais onerosa, o que reduz o apelo à adesão ao novo modelo. Caso seu perfil apresente concentração de demanda em outros horários, ou se for possível deslocar sua curva de consumo para horários menos onerosos sem que isso represente grande desconforto para o consumidor, a nova tarifa poderá representar um benefício. Como a adesão à tarifa branca é voluntária, espera-se que os consumidores se auto-selecionem, de modo que apenas o grupo de consumidores que potencialmente possa se beneficiar da adesão à tarifa branca opte por aderir. Cabe ressaltar ainda que, caso o consumidor opte pela adesão à tarifa branca, a distribuidora deverá providenciar a substituição do seu medidor[4]. Ainda sob

[4] A substituição deverá ser gratuita e em até 30 dias.

a ótica dos consumidores, há perspectiva de entrada em vigor do sistema de bandeiras tarifárias, a partir de janeiro de 2015. Diferentemente da tarifa Branca, as bandeiras tarifárias identificarão a disponibilidade hídrica e serão obrigatórias. Devido ao procedimento de adesão à tarifação horária não ser compulsório, fica a critério do consumidor decidir se irá, e quando irá, aderir ao novo modelo de tarifa – e, consequentemente, a troca do seu medidor pela distribuidora. Esse excesso de novas informações pode atrasar ainda mais a tomada de decisão por parte dos consumidores.

Os benefícios da tarifa Branca às distribuidoras não são claros, e dependem de um conjunto de fatores. Caso a distribuidora enfrente restrições operacionais, como alimentadores e subestações em sobrecarga no momento de pico de consumo de energia, pode haver interesse em que o cliente opte pela tarifa horária, uma vez que este novo modelo de tarifa permite modular a carga, reduzindo o consumo na ponta. Desta forma, a distribuidora consegue postergar gastos com investimentos na ampliação da capacidade da rede sobrecarregada. Por outro lado, o mecanismo de auto-seleção, citado anteriormente, pode trazer importante perda de receita para as distribuidoras. Como exemplo desse ponto, em algumas localidades da área de concessão da distribuidora pode não haver adequação do pico de consumo estipulado pela Tarifa Branca (das 18h às 22h) ao pico real enfrentado pela distribuidora. A cidade de Búzios, no Estado do Rio de Janeiro, é um exemplo desta falta de adequação. Por ter um perfil de cidade de veraneio, há grande demanda de energia nos finais de semana e feriados, horários contemplados pela Tarifa Branca Fora de Ponta. Com isso, parece claro que os consumidores irão aderir à nova tarifa, em função de seu perfil de consumo. Apesar de a distribuidora ter a possibilidade de solicitar a mudança do horário de pico, mediante comprovação da carga, esta solicitação não é segmentada por classe de consumo. Em outras palavras, o estudo tarifário precisa comprovar o perfil total de consumo, sem fazer distinção entre os grupos A[5] e B. Contudo, o grupo A já tem um modelo específico de tarifa hora-sazonal, com seu horário de pico correspondente, que pode ser diferente do perfil apresentado pelo grupo B. Dessa forma, faz-se necessário ter um visão sistêmica do perfil dos consumidores, o que pode tornar a Tarifa Branca uma modalidade pouco explorada pelas distribuidoras.

Em particular, para as áreas de concessão que enfrentam altos índices de furto de energia, há outra questão a se considerar. Atualmente, dentre outras medidas adotadas para enfrentar os furtos de energia, algumas distribuidoras vêm instalando medidores eletrônicos no alto dos postes, dificultando o acesso direto ao medidor e auxiliando na redução do índice de perdas não-técnicas. A partir do momento que existam medidores eletrônicos inteligentes homologados e disponíveis no mercado, os consumidores que optarem pela Tarifa Branca terão seus medidores substituídos por medidores eletrônicos, que provavelmente serão inicialmente desenvolvidos para serem instalados em local próximo ao de seu domicílio/estabelecimento[6]. Com isso, tais distribuidoras podem perder, ao menos por um tempo, essa frente de atuação no combate às perdas não-técnicas.

Por último, os fabricantes também enfrentam seus próprios desafios. Se, por um lado, podem ser grandes beneficiários da implantação da tarifa branca, pois abastecerão o mercado brasileiro com os novos medidores eletrônicos inteligentes, por outro sofrem

[5]Consumidores de eletricidade em média e alta tensão – fornecimento de eletricidade em voltagem maior que 2.300 volts.
[6]O excesso de normas para homologação de Sistema de Medição Centralizada pelo INMETRO representa um entrave à medição centralizada. Este sistema consiste em um medidor instalado no alto do poste com terminais de leitura individuais (*displays*) alocados nos domicílios/estabelecimentos correspondentes. Este tipo de medidor atenderia às distribuidoras, pois podem ser instalados diretamente na rede de distribuição de energia, evitando possíveis perdas não-técnicas, e aos consumidores, que teriam como acompanhar seu consumo através dos *displays* localizados em locais de fácil acesso. Para muitas distribuidoras, esta seria a tecnologia atual mais adequada para combate às perdas não-técnicas.

com as incertezas relativas ao nível de adesão dos consumidores e com a burocracia na homologação dos seus produtos. O Brasil representa um dos maiores mercados potenciais para estes produtores. Além do tamanho do mercado, os fabricantes não enfrentam no Brasil competição local como no caso da Ásia, o que aumentou ainda mais o apetite por investimentos em medidores desenvolvidos aqui. No entanto, o dimensionamento da produção pelos fabricantes é definido em função das expectativas das distribuidoras quanto ao ritmo de troca dos medidores. Além da imprevisibilidade da velocidade de transição, a morosidade na homologação dos medidores pelo INMETRO representa o maior gargalo atual para a implantação da Tarifa Branca. Apesar de o site da ANEEL afirmar que a partir de março de 2014 o consumidor poderia migrar para a nova tarifa, ao mesmo tempo condicionou a data em que a migração entraria em vigor à Audiência Pública nº 43/2013[7] e à homologação dos medidores eletrônicos inteligentes, conforme padrões técnicos definidos em regulamento do INMETRO. Como consequência, em fevereiro de 2014 a ANEEL decidiu adiar a data de aplicação da Tarifa Branca devido à falta de medidores inteligentes disponíveis no mercado. Além da presente indisponibilidade dos medidores, o INMETRO pode atrasar ainda mais este processo, pois precisa homologar um grupo de medidores de diferentes fornecedores, como forma de evitar a concentração do mercado em poucos fornecedores e incentivar a concorrência de preços. Uma possível solução de curto prazo seria uma convergência das normas de homologação exigidas pelo INMETRO com normas internacionais, de países que já produzem e consomem os medidores inteligentes. Apesar do principal interesse do instituto ser na direção de proteger o consumidor, ao perseguir uma mensuração o mais acurada possível, o excesso de burocracia acaba criando uma reserva de mercado para os produtores locais, pois não precisam enfrentar a concorrência de medidores importados. A concorrência promoveria queda nos preços dos medidores, barateando o processo operacional para as distribuidoras, gerando menor impacto nos reajustes anuais de tarifas e contribuindo com a modicidade tarifária.

Fica claro que o prazo de implantação da Tarifa Branca ainda está indefinido, e o ano de 2015 parece ser um horizonte bastante questionável para entrada em vigor do novo modelo. A conjuntura do setor elétrico de 2014, que repercutirá em 2015, a burocracia enfrentada pelos fabricantes e a imprevisibilidade da resposta dos consumidores ao novo modelo de tarifa horária, criam barreiras ao início desta nova fase de tarifação de energia para o grupo consumidor de baixa tensão no Brasil. A tarifa pode apresentar benefícios ao sistema elétrico e oferecer uma melhor sinalização econômica para os consumidores, mas falta harmonizar os diversos interesses, além do ambiente regulatório. É preciso criar condições que viabilizem e dinamizem o processo, e tomar a responsabilidade pela conscientização da população dos novos rumos do setor elétrico no Brasil. Caso contrário, pelo menos para a questão de tarifação horária, 2015 provavelmente passará em branco, mas não pelos motivos que gostaríamos.

[7]A AP 43/2013 teve, de uma forma geral, contribuição por parte das distribuidoras, dos órgãos de defesa ao consumidor, do INMETRO e dos fabricantes de medidores. As contribuições do primeiro grupo focaram, basicamente, na questão do custo do medidor, que segundo as distribuidoras deve ficar com o cliente; segundo, na diferença entre os horários de ponta estipulados pela Tarifa Branca e os efetivamente enfrentados pelas distribuidoras, principalmente no que se refere aos finais de semana e feriados; e terceiro, que a volta dos clientes da Tarifa Branca para o convencional tenha um prazo mais dilatado. Os órgãos de defesa ao consumidor contribuíram com pedidos de aumento do período de disponibilização de informação, e explicação aos clientes sobre os prós, e contras, da Tarifa Branca. O INMETRO sinalizou que o prazo de homologação não será observado. Por último, os fabricantes sinalizaram a necessidade da REN 502/2012 observar algumas características técnicas de medidores de "prateleira", e requerem a inserção de funcionalidades, que aumentarão o custo médio unitário dos medidores.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

Após dois meses consecutivos de produção recorde, a produção nacional de petróleo foi de aproximadamente 71 milhões de barris em setembro de 2014, 1,89% menor que o total produzido em agosto. Porém, se considerarmos o fato de setembro ter 30 dias, um dia a menos que os dois meses anteriores, temos que a produção diária foi, em média, de 2,36 milhões de barris, valor 2,6% maior que o registrado em agosto (2,32 MMbbl/d). Na comparação anual, setembro apresentou crescimento de 12,63% (Tabela 2.1).

A produção industrial apresentou queda de 0,2%[1] em setembro em relação a agosto, o que ajuda a explicar o recuo de 6,10% no consumo de óleo na comparação mensal. Na comparação da média diária, o consumo foi de aproximadamente 2,05 MMbbl/d, 2,97% menor que o consumo médio diário de agosto (2,97 MMbbl). As exportações também apresentaram queda de 7,06% na comparação mensal e de 6,66% na comparação com setembro de 2013. Na contramão das outras contas agregadas, as importações voltaram a crescer, após queda em agosto. O volume de óleo importado foi 124,77% maior que agosto e 135,06% maior que o mesmo mês do ano anterior (Gráfico 2.1).

O forte aumento das importações de petróleo, e a queda das exportações do insumo em setembro, geraram um saldo comercial negativo em aproximadamente 2,76 milhões de barris. Em 2014, além de setembro, fevereiro foi o único mês que apresentou déficit no saldo comercial de petróleo. O resultado de setembro interrompe a tendência de três meses consecutivos de crescimento no saldo acumulado 12 meses. (Gráfico 2.3).

Em setembro, os estados do RJ e SP, juntos, diminuíram suas produções em aproximadamente 1,19 milhões de barris na comparação com agosto, o que corresponde a 88% da queda de 1,36 milhões na produção total nacional (Tabela 2.2). A produção do pré-sal foi de 15,99 milhões de barris, mesma proporção da produção total registrada em agosto: 23%. Apesar da queda de 3,33% na produção do pré-sal em relação a agosto, o resultado é decorrente do menor número de dias, uma vez que a produção média diária foi 0,3 Mbbl maior em setembro, na comparação com o mês anterior.

Considerando os 20 maiores campos produtores de petróleo, Roncador e Marlim Sul, ambos da Petrobras, foram os campos com maior produção no mês, com 8,97 milhões e 7,02 milhões de barris, respectivamente. Com relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor), Argonauta da Shell (15º) e Frade da Chevron (20º) produziram 2,4, 1,35 e 0,81 milhões de barris, respectivamente.

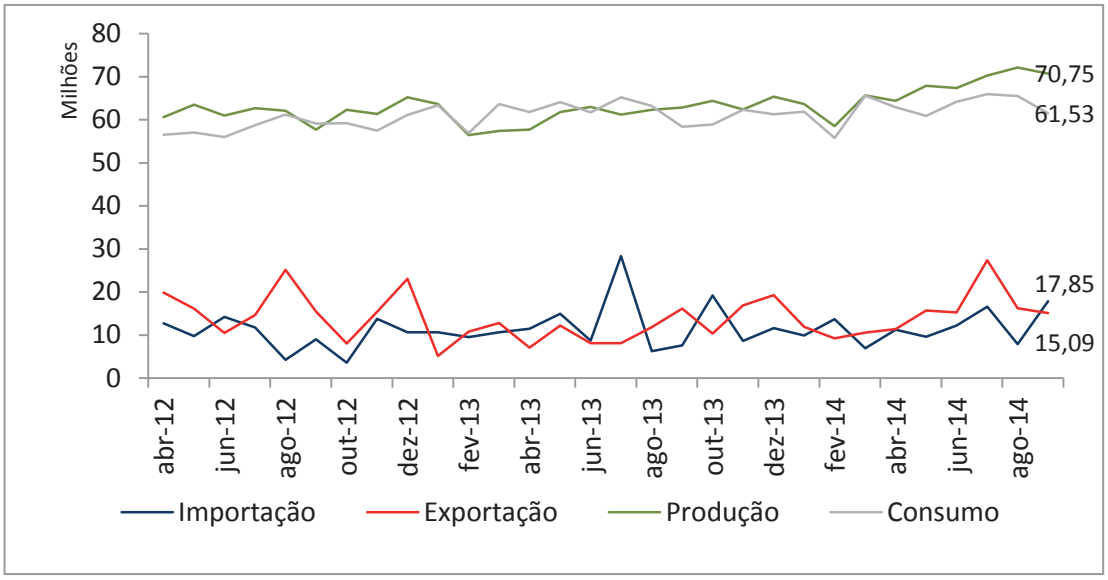
Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendência 12 meses	ago-14	set-13
Produção	70.754.804	-1,89%	12,63%		72.115.775	62.818.632
Consumo	61.534.702	-6,10%	5,36%		65.534.182	58.406.020
Importação	17.853.030	124,77%	135,06%		7.942.834	7.595.188
Exportação	15.092.588	-7,06%	-6,66%		16.239.480	16.170.106

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

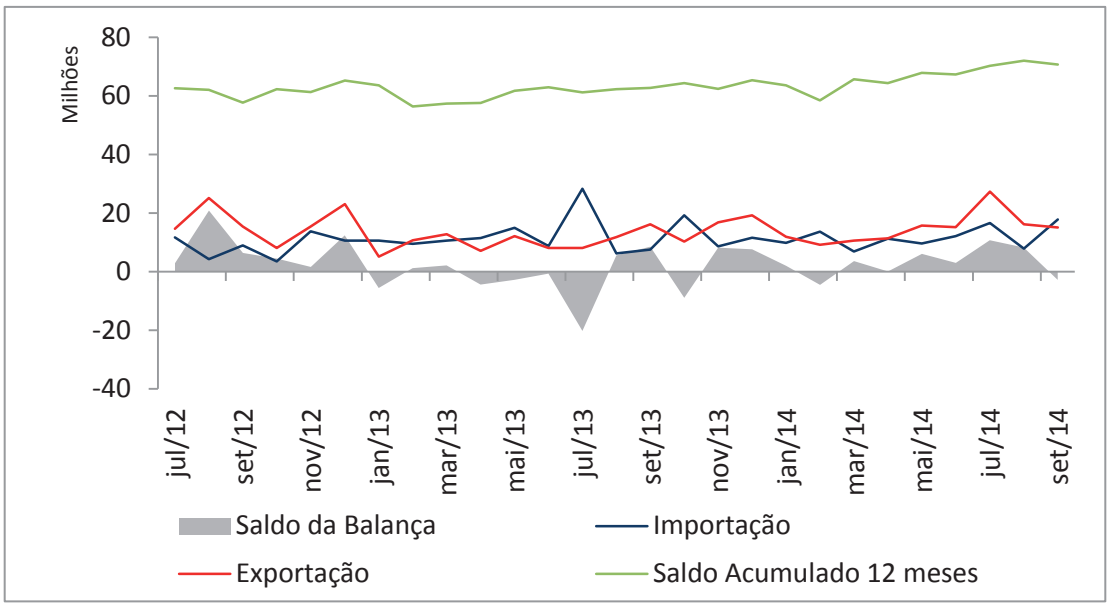
[1] Com ajuste sazonal (IBGE).

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



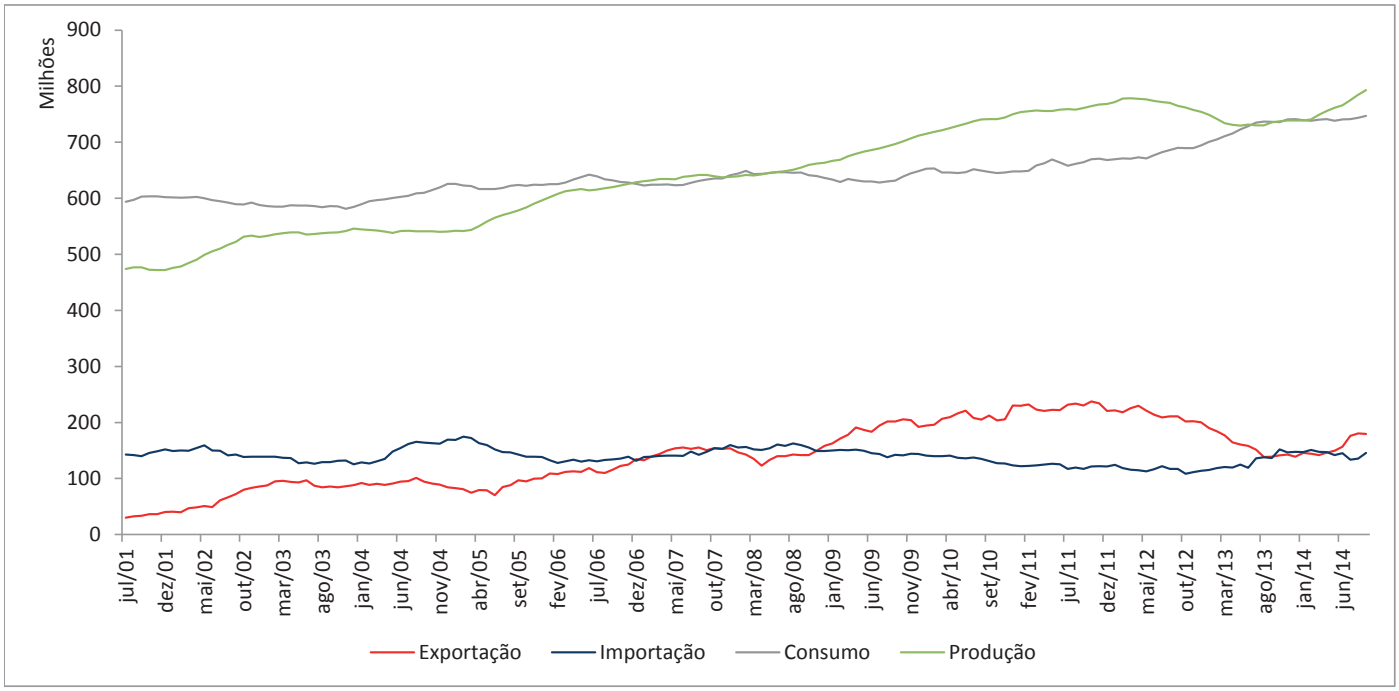
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.2: Balança Comercial e Saldo Acumulado 12 meses (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	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendência 12 meses	ago-14	set-13
AL	Onshore	126.510	-7,09%	13,61%		136.159	111.358
	Offshore	9.519	-6,57%	-11,29%		10.189	10.731
AM	Onshore	823.457	-4,20%	-2,79%		859.597	847.080
BA	Onshore	1.279.337	-2,65%	-3,52%		1.314.213	1.326.067
	Offshore	19.731	-16,99%	-42,47%		23.770	34.299
CE	Onshore	41.614	20,34%	20,56%		34.581	34.518
	Offshore	156.960	-16,67%	-21,84%		188.353	200.812
ES	Onshore	433.460	-7,36%	-2,59%		467.875	444.973
	Offshore	11.376.553	0,65%	26,02%		11.303.081	9.027.916
MA	Onshore	3.029	-32,26%	-30,00%		4.471	4.327
RJ	Offshore	48.880.320	-1,07%	8,65%		49.406.777	44.988.618
RN	Onshore	1.492.713	-3,06%	-5,10%		1.539.852	1.572.988
	Offshore	218.505	-1,63%	2,97%		222.126	212.209
SP	Offshore	4.684.470	-12,55%	71,61%		5.357.042	2.729.657
SE	Onshore	826.693	-1,81%	-4,38%		841.926	864.517
	Offshore	381.932	-5,87%	-6,52%		405.764	408.563
Total		70.754.804	-1,89%	12,63%		72.115.775	62.818.632

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

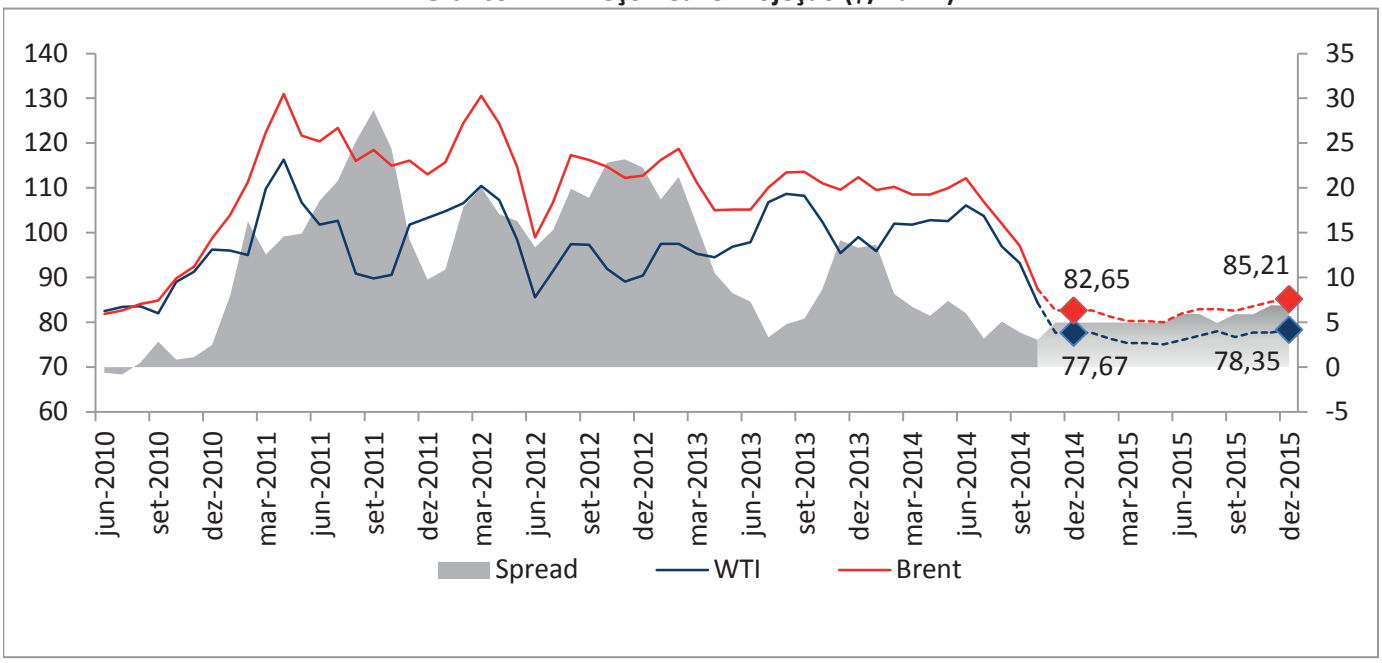
Responsável por aproximadamente 91% da produção de petróleo nacional no mês de setembro, e apesar dos sucessivos recordes de produção dos últimos meses, a Petrobras revisou sua meta de produção em 2014 para entre 5,5% e 6%, ante a meta anterior de 7,5%, com margem de erro de 1% percentual para mais ou para menos. Segundo a companhia, fatores como atraso na entrega de plataformas, necessidade de obras a bordo e atrasos nos processos de licenciamento e na interligação de poços resultaram na revisão da meta de produção anual.

Apesar do rebaixamento de sua nota de risco por agências internacionais de *rating*[2], do seu alto grau de endividamento (alavancagem líquida de 4.15x no 3T2014[3]) e dos possíveis desafios a serem enfrentados pela empresa em função do atraso na divulgação de seu resultado trimestral, a companhia trabalha com o mesmo Plano de Negócios e Gestão (PNG) no primeiro trimestre de 2015.

Segundo a ANP, do volume total de petróleo produzido no país em setembro, o grau API médio foi de aproximadamente 24,4, sendo que apenas 9% da produção são consideradas como óleo leve (>=31°API), 60% como óleo médio (>=22 API e <31 API) e 31% como óleo pesado (<22 API), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

No cenário internacional, outubro registrou forte queda dos preços do petróleo cru Brent e WTI. Os preços foram majoritariamente impactados pela combinação de oferta internacional de óleo robusta e demanda global enfraquecida. Segundo a EIA (Energy Information Administration), a média de preços em outubro, do óleo cru Brent, foi de US$ 87/bbl, o que representa uma queda de US$ 10/bbl em relação à média de preços registrada em setembro de 2014. Com relação ao preço do óleo cru WTI, o preço médio registrado em outubro, de US$ 84/bbl, foi US$ 9/bbl menor da média registrada em setembro. Ainda segundo a EIA, a demanda abaixo

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



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

[2]Downgrade de BBB para BBB- pela Standard & Poor's em março de 2014, e de Baa1 para Baa2 em outubro de 2014 pela Moody's.

[3]Fonte: Bloomberg.

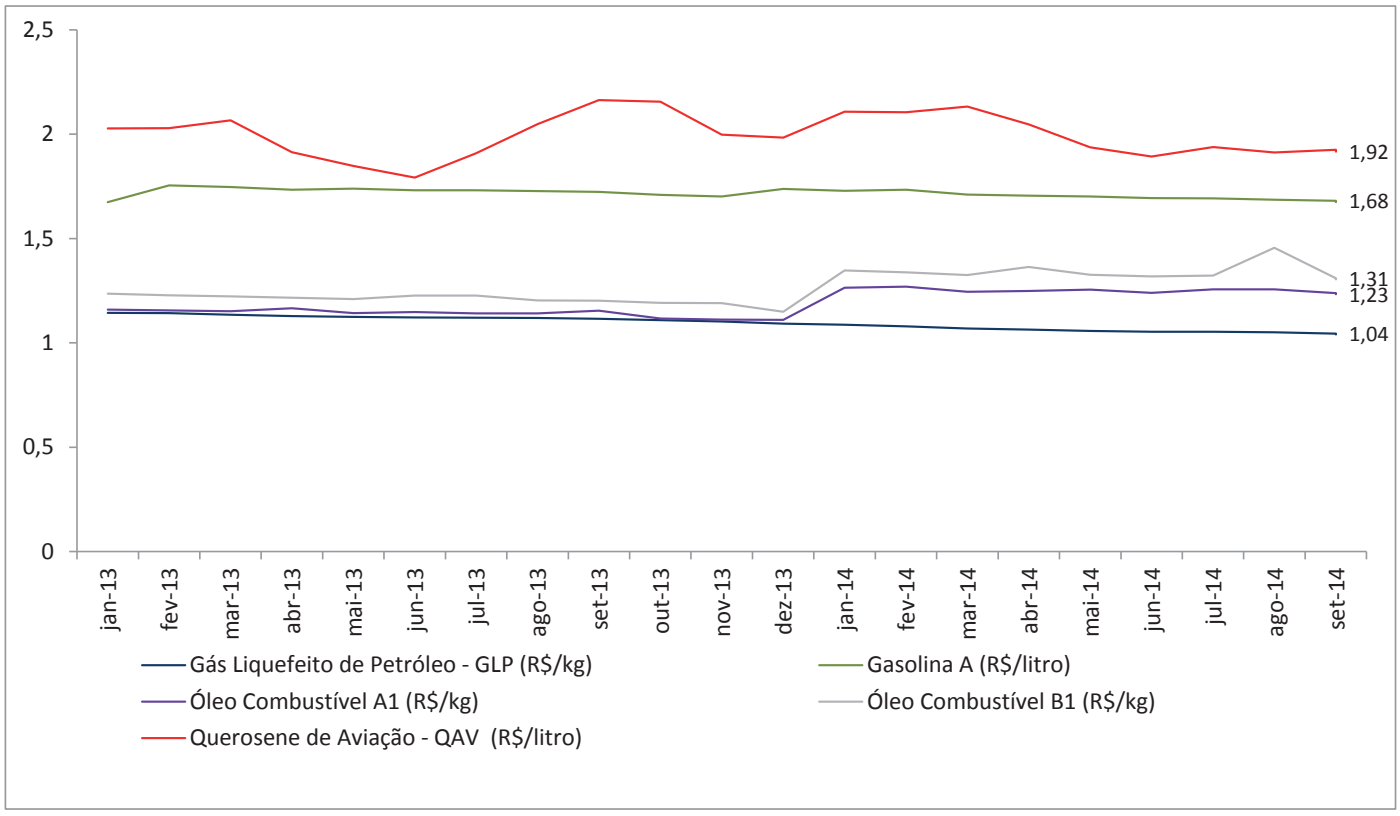
do esperado na Europa e na Ásia combinada com o crescimento na oferta global de óleo reduziram *benchmarks* globais como o Brent, estreitando a diferença de preços entre este e o WTI. As projeções para os óleos Brent e WTI para o fim de 2014 são de, respectivamente, US$ 82,65 e US$ 77,67 (Gráfico 2.4).

A agência EIA também projeta uma redução na produção de óleo cru pela OPEC para os anos de 2014 e 2015. Em 2013, a produção média diária global foi de 29,9 milhões bbl/d, e a expectativa é que neste ano haja uma redução de 0,1 milhões, e 0,15 milhões em 2015.

Derivados do Petróleo

No início de novembro, os preços da gasolina e do óleo diesel na refinaria sofreram reajuste de 3% e 5%, respectivamente. Este reajuste não incluem os tributos federais CIDE e PIS/Cofins e o tributo estadual ICMS. O reajuste veio antes do aguardado pelo mercado, porém ficou abaixo das expectativas dos analistas. Os últimos reajustes ocorreram em novembro de 2013, e foram de 4% e 8% para a gasolina e o diesel, respectivamente.

Gráfico 2.5: Série de Preços Reais dos Combustíveis.



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

Gás Natural

Camilo Muñoz

Produção e Importação

Após um mês de recordes na produção nacional, produção disponível e no consumo, o mês de setembro foi marcado por um recuo das contas agregadas do Gás Natural. Puxadas por uma queda de 7,64% no consumo, que registrou media de 97,37 MMm³/dia no mês, as importações de gás também sofreram queda significativa, de 9,53% no mês. Apesar da retração com relação ao mês anterior, as importações e o consumo continuam em patamar elevado se comparados ao mesmo mês de 2013, registrando 14,99% e 11,65% de aumento respectivamente, no período de doze meses.

Ainda na Tabela 3.1 percebemos que a produção nacional se manteve mais estável que o consumo, sofrendo queda de apenas 2,23%, produzindo 88,93MMm³/dia em média no mês. A produção disponível, no entanto, regrediu 5,82% neste mês atingindo 49,4MMm³/dia.

Com o fechamento do terceiro trimestre do ano, percebemos no Gráfico 3.2 que a participação das importações de GNL na oferta recuou, passando de 21,6% no segundo trimestre deste ano para 17,9%. Com isso, houve recuperação da participação da produção nacional na composição da oferta ao mercado, fechando o trimestre com mais 3,6 pontos percentuais, representando 49,4% da oferta.

No Gráfico 3.1 verificamos que houve queda mais significativa do consumo neste ultimo mês, o que aproximou as curvas da produção nacional e do consumo. No entanto, devido à amplitude da produção indisponível, as importações ainda representam um componente fundamental para garantir o atendimento ao mercado.

A Tabela 3.2 apresenta mais em detalhe a relação existente entre a produção nacional e a produção disponível ao mercado. No mês de agosto, 57% da produção nacional foi disponibilizada ao mercado, enquanto no mês de setembro esse numero caiu para 55%. Esse resultado decorre da queda na produção nacional, que passou de 90,91 MMm³/dia no mês passado para 88,93 MMm³/dia em setembro, enquanto houve aumento de 2,21% na produção indisponível – que passou de 38,95 MMm³/dia em agosto de 2014 para 39,83 MMm³/dia em setembro, reduzindo, portanto, a proporção de gás nacional produzido que pôde ser ofertada ao mercado.

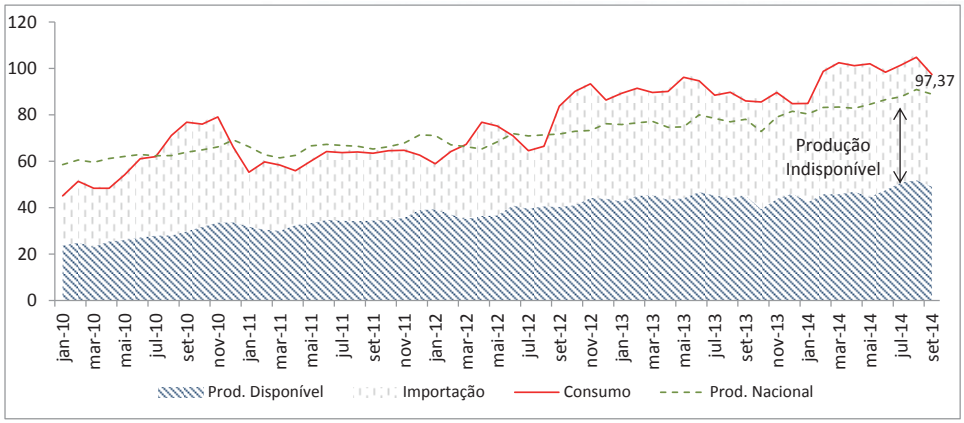
No detalhamento das importações, percebemos na Tabela 3.3 que a queda de 9,53% das importações em relação ao mês anterior traduziu-se, principalmente, na diminuição de importações de GNL, que passaram de 20,11 MMm³/dia para 16,44 MMm³/dia em setembro. Apesar da queda de 22,32% nas importações de GNL no último mês, percebemos que o GNL importando continua a ser comprado em patamar elevado de volumes, tipicamente 33,94% superior ao ano passado quando comparado ao mês de setembro de 2013.

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

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	set/13 - set/14	ago-14	set-13
Produção Nacional	88,93	-2,23%	12,13%		90,91	78,14
Prod. Disponível	49,1	-5,82%	7,72%		51,96	45,31
Importação	49,43	-9,53%	14,99%		54,14	42,02
Consumo	97,37	-7,64%	11,65%		104,81	86,03

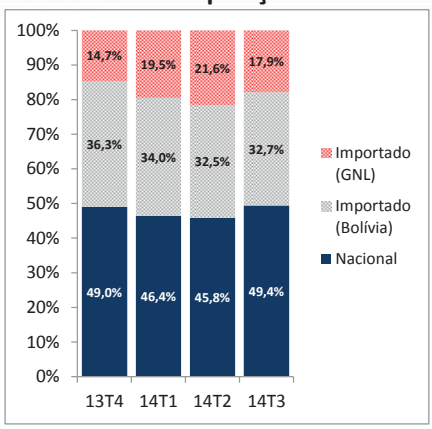
Fonte: MME.

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



Fonte: MME.

Gráfico 3.2: Composição da oferta



Fonte: MME.

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

		set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	set/13 - set/14	ago-14	set-13
Prod. Nacional		88,93	**-2,23%**	12,13%		90,91	78,14
Produção Indisponível	Reinjeção	15,89	3,40%	28,95%		15,35	11,29
	Queima	3,95	**-15,19%**	30,89%		4,55	2,73
	Consumo interno em E&P	11,72	0,34%	4,44%		11,68	11,20
	Consumo em Transporte e Armazenamento	4,45	17,08%	10,11%		3,69	4,00
	Absorção em UPGN's	3,82	3,66%	5,50%		3,68	3,61
	Subtotal	39,83	2,21%	17,57%		38,95	32,83
Prod. Disponível		**49,10**	**-5,82%**	7,72%		**51,96**	**45,31**
Prod. Disponível/Prod. Nacional		55%	**-3,52%**	**-5,02%**		57%	58%

Fonte: MME.

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

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	set/13 - set/14	ago-14	set-13
Bolívia	32,99	**-3,15%**	5,55%		34,03	31,16
GNL	16,44	**-22,32%**	33,94%		20,11	10,86
Total	49,43	**-9,53%**	14,99%		54,14	42,02

Fonte: MME.

Em queda de 7,64% no último mês, observamos na Tabela 3.4 que o consumo registrou baixas em todo seu conjunto de mercados, à exceção do mercado automotivo, que registrou alta de 1,58%, apesar de mobilizar volumes menores de gás (5,06 MMm³/dia na média de setembro).

No mês de setembro, o maior recuo do consumo ocorreu no mercado de geração de energia elétrica (GEE), que passou de 51,37 MMm³/dia para 45,38MMm³/dia no comparativo com o mês de agosto. Representando 49% do consumo total no mês de agosto, o consumo na GEE foi o principal motor da queda do consumo em setembro, bem como das flutuações das importações de GNL.

No Gráfico 3.3 podemos observar como a queda de consumo em GEE ocorreu de forma mais acelerada quando comparada a queda do consumo industrial no mês de setembro. Neste momento as curvas voltam a se aproximar e distam de apenas 2,84 MMm³/dia.

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

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	set/13 - set/14	ago-14	set-13
Industrial	42,54	**-3,03%**	2,00%		43,83	41,69
Automotivo	5,06	1,58%	**-2,17%**		4,98	5,17
Residencial	1,16	**-5,17%**	1,72%		1,22	1,14
Comercial	0,82	**-1,22%**	6,10%		0,83	0,77
GEE	45,38	**-13,20%**	23,51%		51,37	34,71
Co-geração	2,30	**-9,13%**	**-7,39%**		2,51	2,47
Total	97,37	**-7,64%**	11,65%		104,81	86,03

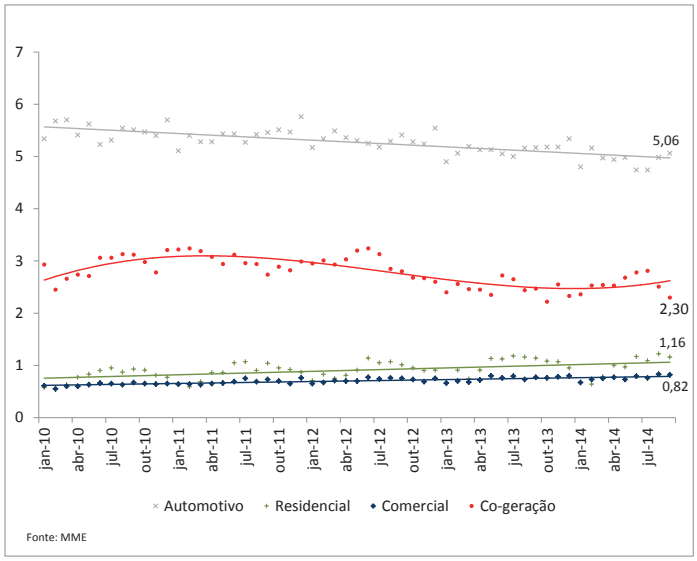
Fonte: MME.

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

No Brasil os preços seguem em trajetória lenta de queda, principalmente devido ao efeito da inflação, já que o valor nominal da molécula permanece inalterado há aproximadamente 6 meses para os consumidores industriais abaixo de 50.000 m³/dia. Já no cenário internacional de setembro, os preços do gás ainda estavam em alta. Principalmente no Japão que registrou aumento de 10,23%, passando de 15,58 US$/MMBTU para 17,35 US$/MMBTU, atingindo valor máximo no último período de 12 meses.

Ademais, notamos que os preços internacionais evoluíram a taxas diferentes neste mês de setembro. Enquanto o Japão testemunhou as maiores taxas de aumento de preço em setembro, na Europa houve alta mais acelerada que no Henry Hub americano. No Gráfico 3.5 podemos observar a retomada do afastamento das curvas dos três mercados regionais.

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

		set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	set/13 - set/14	ago-14	set-13
Henry Hub		3,92	0,80%	6,00%		3,89	3,68
Europa		9,24	1,08%	**-22,79%**		9,14	11,35
Japão		17,35	10,23%	10,95%		15,58	15,45
PPT *		4,55	**-1,68%**	**-5,34%**		4,63	4,79
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate **Sem desconto**	12,87	**-0,57%**	2,67%		12,94	12,52
	No City Gate **Com desconto**	8,49	**-0,57%**	**-0,28%**		8,54	8,52
	2.000 m³/dia **	19,12	**-0,57%**	**-6,21%**		19,22	20,30
	20.000 m³/dia **	15,76	**-0,57%**	**-4,97%**		15,85	16,55
	50.000 m³/dia **	15,05	**-0,96%**	**-5,44%**		15,20	15,87

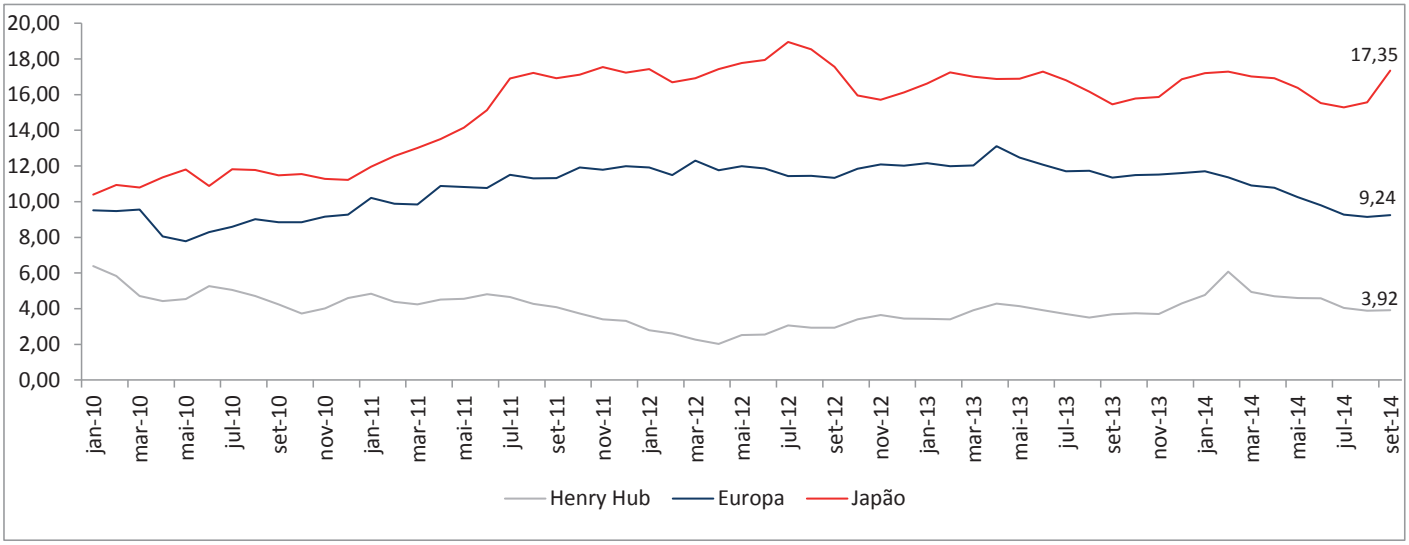
* não inclui impostos.

** preços c/ impostos em US$/MMBTU.

Fonte: MME & Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

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



Fonte: Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno

Disponibilidade

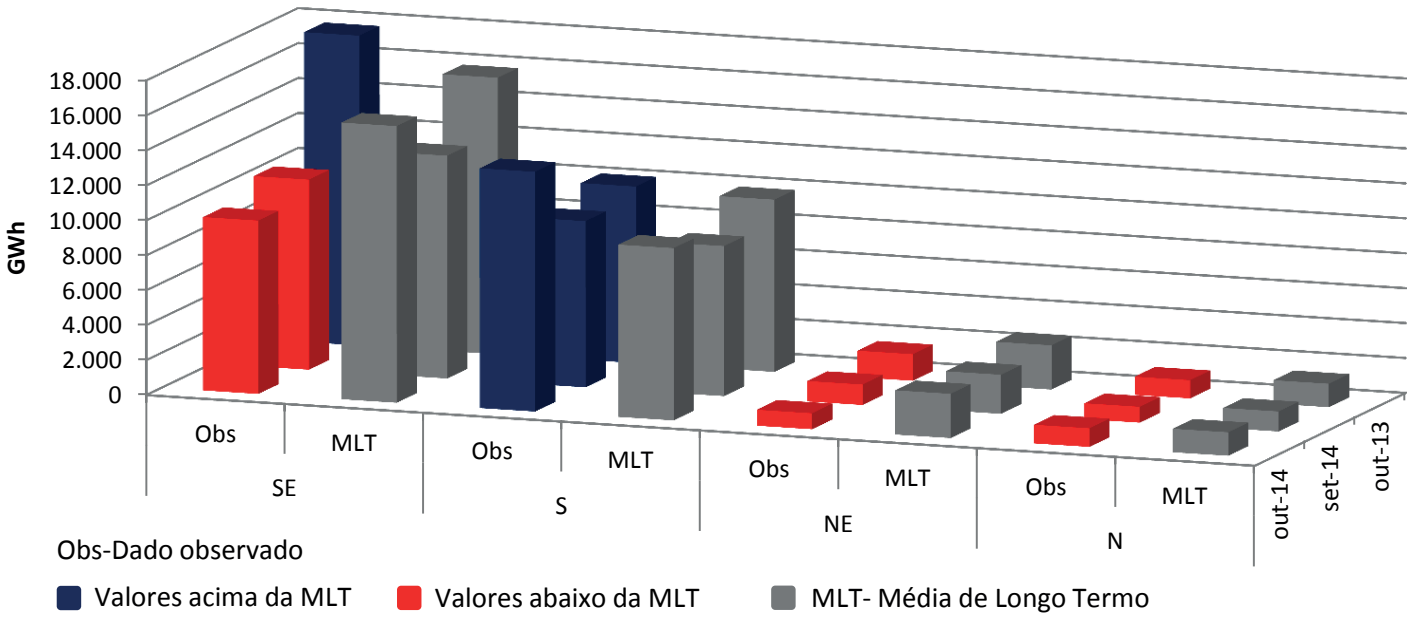
A Energia Natural Afluente (ENA) (Tabela 4.1) teve um incremento significativo de 44,16% nas bacias do Sul (S) e de 17,6% nas do Norte (N), mas apresentou um decréscimo de 8,78% no Sudeste (SE) e 21,90% no Nordeste (NE), comparando outubro deste ano com o mês anterior. O ano de 2014 está sendo atípico em seu regime hidrológico no Brasil. Com isso, podemos observar uma discrepância na queda da ENA das regiões NE e SE, de 39,84% e 44,03%, respectivamente, e um crescimento significativo de 35,69% nos resultados da região S e de 2,36% na região N, na comparação anual. O Gráfico 4.1 demonstra os valores das ENAs nos meses analisados comparados com as Médias de Longo Termo (MLT), publicadas pelo ONS, dos respectivos meses, sendo representados nas colunas em azul os valores superiores às MLTs e nas colunas em vermelho os valores menores. As bacias da região Sul apresentaram valores maiores que as MLTs nos meses analisados. No último mês, o resultado atingiu um valor aproximadamente 40% maior do que o valor da MLT para o mês de outubro. Já as bacias do Sudeste, Nordeste e Norte apresentaram resultados de ENA bem aquém de suas MLTs em outubro deste ano (respectivamente 37%, 64% e 21% menores).

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA (GWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
SE	9.930,58	-8,78%	-44,03%		10.886,64	17.741,91
S	13.727,35	44,16%	35,69%		9.522,07	10.117,05
NE	915,16	-21,90%	-39,84%		1.171,78	1.521,24
N	1.067,95	17,60%	2,36%		908,09	1.043,28

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.

Demanda

Acompanhando a Tabela 4.2, de modo geral, o consumo de energia no Brasil teve aumento de 0,51% na comparação mensal e 0,68% na comparação anual. Possivelmente, o maior número de dias úteis em relação ao mesmo mês do ano anterior e a ocorrência do feriado da Independência em um domingo explicam o aumento no consumo no mês de setembro. Segundo a publicação Sondagem da Indústria de Transformação de setembro/14 do Instituto Brasileiro de Economia Fundação Getulio Vargas (FGV/IBRE), os indicadores do Índice de Confiança da Indústria (ICI) e o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) apresentaram recuo entre agosto e setembro de 2014 e também na comparação anual. Isso pode explicar a queda do consumo industrial total de 1,31% na comparação de setembro deste ano com o mês anterior e de 4,61% comparando com o mesmo mês do ano passado. No entanto, o consumo residencial total teve incremento de 0,22% comparando setembro e agosto deste ano, muito justificado pelo aumento das temperaturas médias no mês. Na comparação anual, o consumo residencial total também cresceu, em 2,88%, o que pode ser explanado pelo aumento de consumidores residenciais de energia elétrica, que, segundo a EPE, aumento em 3,48%, atingindo o valor de 65.479.631 consumidores.

Tabela 4.2: Consumo por Subsistema e Tipo (GWh)

		set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
Sistemas Isolados	Residencial	165,72	10,46%	15,13%		150,02	143,94
	Industrial	19,06	2,58%	17,56%		18,58	16,22
	Comercial	66,62	9,69%	11,35%		60,74	59,83
	Outros	86,58	6,39%	3,19%		81,39	83,91
	Total	**337,98**	**8,77%**	**11,22%**		**310,73**	**303,90**
Norte	Residencial	703,94	1,36%	14,76%		694,53	613,41
	Industrial	1.439,07	-0,39%	-9,75%		1.444,72	1.594,47
	Comercial	393,03	2,86%	11,37%		382,12	352,89
	Outros	340,69	0,23%	7,77%		339,89	316,12
	Total	**2.876,73**	**0,54%**	**-0,01%**		**2.861,25**	**2.876,88**
Nordeste	Residencial	1.803,98	1,59%	4,43%		1.775,67	1.727,47
	Industrial	2.024,78	-0,78%	8,58%		2.040,74	1.864,73
	Comercial	1.006,91	2,87%	7,49%		978,79	936,77
	Outros	1.162,07	4,22%	4,08%		1.114,98	1.116,55
	Total	**5.997,74**	**1,48%**	**6,24%**		**5.910,17**	**5.645,51**
Sudeste/C.Oeste	Residencial	6.221,13	0,69%	1,63%		6.178,53	6.121,22
	Industrial	8.598,58	-2,08%	-8,19%		8.781,08	9.365,22
	Comercial	4.519,89	3,07%	5,06%		4.385,31	4.302,10
	Outros	3.423,14	4,68%	2,25%		3.270,09	3.347,86
	Total	**22.762,73**	**0,65%**	**-1,62%**		**22.615,01**	**23.136,41**
Sul	Residencial	1.650,63	-4,20%	0,40%		1.722,98	1.644,07
	Industrial	2.786,80	0,20%	1,48%		2.781,24	2.746,17
	Comercial	1.185,55	-0,39%	6,99%		1.190,14	1.108,04
	Outros	1.199,94	-0,75%	11,66%		1.209,02	1.074,68
	Total	**6.822,92**	**-1,17%**	**3,80%**		**6.903,39**	**6.572,96**
Total	Residencial	10.545,40	0,22%	2,88%		10.521,73	10.250,10
	Industrial	14.868,29	-1,31%	-4,61%		15.066,36	15.586,81
	Comercial	7.171,99	2,50%	6,10%		6.997,09	6.759,63
	Outros	6.212,43	3,28%	4,60%		6.015,36	5.939,11
	Total	**38.798,11**	**0,51%**	**0,68%**		**38.600,55**	**38.535,65**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

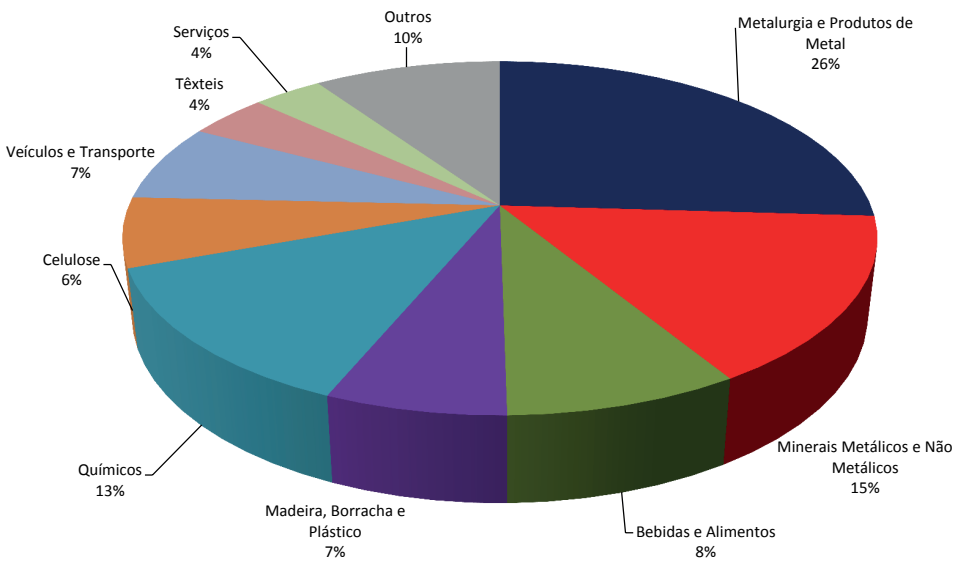
Tabela 4.3: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
Metalurgia e Produtos de Metal	2.103,12	-0,95%	-12,04%		2.123,38	2.391,01
Minerais Metálicos e Não Metálicos	1.239,84	0,57%	10,68%		1.232,81	1.120,19
Bebidas e Alimentos	688,32	-0,73%	-1,40%		693,41	698,08
Madeira, Borracha e Plástico	531,36	0,87%	2,68%		526,75	517,50
Químicos	1.060,56	-12,01%	-12,57%		1.205,28	1.213,09
Celulose	516,24	0,42%	-3,47%		514,10	534,78
Veículos e Transporte	572,40	0,31%	-4,81%		570,65	601,35
Têxteis	328,32	-1,28%	-2,52%		332,57	336,80
Serviços	288,00	0,03%	1,62%		287,93	283,40
Outros	776,16	-0,07%	3,81%		776,74	747,70
Total	8.104,32	-1,93%	-4,02%		8.263,61	8.443,90

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Observando a Tabela 4.3, o consumo total de eletricidade apresentou redução em ambas as comparações: mensal, 1,93%, e anual, 4,02%. Estes resultados demonstram um desaquecimento na atividade industrial, como explicitado anteriormente na análise conjuntural do consumo de energia por subsistema e por tipo (Tabela 4.2). Numa análise por ramo de atividade, temos que os ramos de Metalurgia e Produtos de Metal, Minerais Metálicos e Não Metálicos, e Químicos foram os que mais consumiram energia no mês de setembro: 26%, 15% e 13% do total, respectivamente, como exposto no Gráfico 4.2. Na comparação mensal, o ramo de Metalurgia e Produtos de Metal apresentou redução de 0,95%, Minerais Metálicos e Não Metálicos, crescimento de 0,57% e Químicos, uma redução expressiva de 12,01%. Já na comparação de setembro deste ano em relação ao mesmo mês do ano anterior, estes ramos apresentaram, respectivamente, expressivos resultados de: redução de 12,04%, aumento de 10,68% e queda de 12,57%.

Gráfico 4.2: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no ML em Setembro de 2014



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Oferta

Tabela 4.4: Geração[1] Convencional por Fonte (GWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
Hidráulica (>30 MW)	30.685,01	6,01%	-9,31%		28.944,72	33.835,94
Térmica - Outros	281,31	-9,56%	-4,41%		311,04	294,29
Térmica a Óleo e bi Combustível - gás/óleo	2.600,43	5,08%	167,25%		2.474,64	973,02
Térmica Nuclear	1.413,57	5,16%	4,66%		1.344,24	1.350,68
Térmica a Carvão Mineral	1.233,62	11,33%	10,05%		1.108,08	1.120,96
Térmica a Gás	5.408,12	12,43%	51,41%		4.810,32	3.571,78
Total Térmica Não Renovável	10.937,06	8,84%	49,60%		10.048,32	7.310,73
Total Convencional	41.622,07	6,74%	1,16%		38.993,04	41.146,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Apesar de a geração pela fonte hídrica de grande porte ter crescido em 6,01% comparando outubro com setembro deste ano, na comparação anual a geração pela fonte decresceu em 9,31%. Este resultado da comparação mensal pode ser atribuído a um aumento nas afluências nos subsistemas Sul e Norte (Tabela 4.1), sendo o Sul, exportador de energia (Tabela 4.6). Com isso, seguindo, ainda, a tendência de geração através de fontes térmicas, o total de geração térmica não renovável obteve aumento de 8,84% na comparação mensal, e também um aumento de 49,60% na comparação de outubro deste ano com o do ano passado. O acionamento das térmicas a gás atingiu os 5.408 GWh, o que representa 12,43% a mais que a geração desta fonte no mês anterior e 51,41% de crescimento na comparação anual. O carvão mineral vem se destacando também na geração de eletricidade, com 11,33% de acréscimo na comparação mensal e 10,05% na anual. A nuclear, por atuar na base da carga, manteve certo grau de continuidade do suprimento de energia, com 5,16% e 4,66% de aumento, na comparação mensal e anual, respectivamente.

Excetuando o subsistema Norte, que apresentou queda de 22,30% na comparação mensal, todos os subsistemas cresceram na geração de energia elétrica despachada centralizadamente, sendo o SE/CO com 5,02%, Sul com 9,80% e Nordeste com 6,88%. A Usina de Itaipu também aumentou sua geração em 22,68% no mesmo período. No entanto, na comparação entre outubro deste ano e outubro de 2013, houve um decréscimo no SE/CO de 0,55%, no Norte com 5,42% e Itaipu com 11,10%. Os subsistemas Nordeste e Sul obtiveram crescimento de 23,47% e 0,91% no mesmo período.

Tabela 4.5: Geração Despachada por Subsistema (GWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
Sudeste/C.Oeste	19.082,56	5,02%	-0,55%		18.170,33	19.187,98
Sul	9.824,11	9,80%	0,91%		8.947,58	9.735,64
Nordeste	6.374,52	6,88%	23,47%		5.964,27	5.162,91
Norte	3.728,25	-22,30%	-5,42%		4.798,33	3.941,85
Itaipu	6.670,40	22,68%	-11,10%		5.437,02	7.503,39

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

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

Intercâmbio de Energia Elétrica

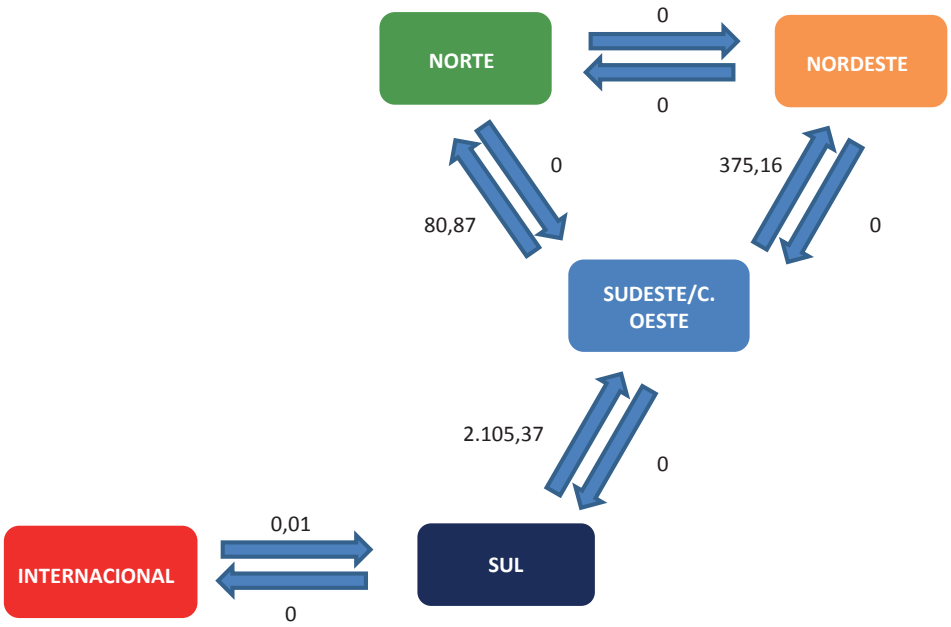
Tabela 4.6: Intercâmbio entre Regiões (GWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
S - SE/CO	2.105,37	12,50%	-3,18%		1.871,50	2.174,56
Internacional - S	0,01	-50,00%	0,00%		0,02	0,01
Exportação - N	-80,87	-108,19%	-167,31%		987,35	120,14
N - NE	0,00	-100,00%	-100,00%		425,65	120,14
N - SE/CO	-80,87	-114,40%	-		561,70	0,00
SE/CO - NE	375,16	94,79%	-79,10%		192,60	1.795,35
Importação NE	375,16	-39,32%	-80,41%		618,25	1.915,49

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Por ter apresentado uma redução expressiva na geração de energia elétrica para suprir a carga necessária, como exposto na Tabela 4.5, o subsistema Norte importou energia do SE/CO, o que explica o decréscimo no intercâmbio entre esses subsistemas de 114,4%. Por sua vez, o subsistema SE/CO importou um valor expressivo de energia do subsistema Sul, 2.105 GWh, o que significou um aumento de 12,5% na comparação mensal. Como visto na Tabela 4.1, houve um crescimento interessante de ENA na região Sul e uma redução no Sudeste, o que justifica o transporte de energia entre os subsistemas. Ainda, além do intercâmbio com o Norte, o SE/CO também ofertou energia para o Nordeste, que apresentou um aumento de 94,79% na comparação mensal. A seguir, na Figura 4.1, há uma ilustração esquemática de como se sucedeu o intercâmbio de energia entre as regiões.

Figura 4.1: Esquema do Intercâmbio entre Subsistemas (GWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

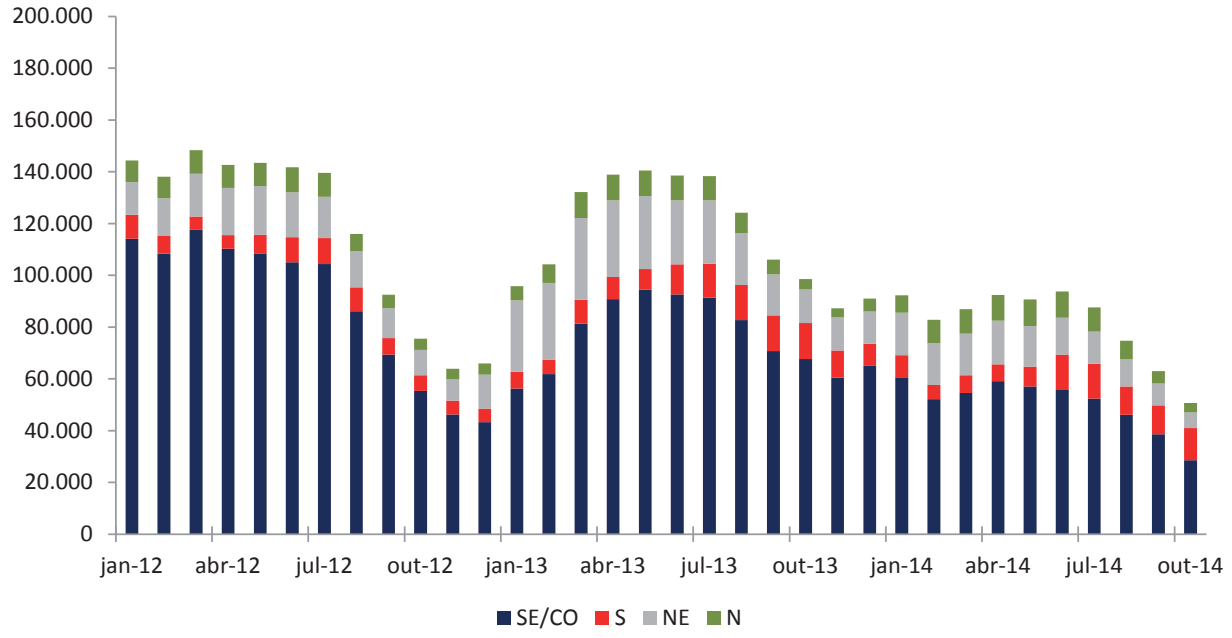
Apesar de ter exportado uma quantidade significativa de energia para o subsistema SE/CO, como exposto na Tabela 4.6, e com o aumento nas ENAs (Tabela 4.1), o subsistema Sul atingiu um crescimento de 11,94% de EAR na comparação mês a mês, porém, obteve redução de 9,88% na comparação anual. Os demais subsistemas tiveram redução significativa em outubro com relação ao mês anterior, 26,16% para SE/CO, 28,43% para NE e 23,07% para N. Na comparação com outubro do ano passado, também apresentaram queda: 57,87% para SE/CO, 53,58% para NE e 9,64% para N. O deplecionamento dos reservatórios nessa época do ano é algo esperado para as bacias do Sudeste, região onde há a maior capacidade de estoque do Sistema Interligado Nacional (SIN). Todavia, o Gráfico 4.3 mostra que não houve um reabastecimento eficaz neste ano, muito pela falta de chuvas.

Tabela 4.7: Energia Armazenada-EAR (GWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
SE/CO	28.497,43	-26,16%	-57,87%		38.591,28	67.642,25
S	12.492,50	11,94%	-9,88%		11.160,00	13.861,46
NE	6.056,90	-28,43%	-53,58%		8.463,00	13.047,82
N	3.620,30	-23,07%	-9,64%		4.705,80	4.006,44

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.3: Energia Armazenada-EAR (GWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

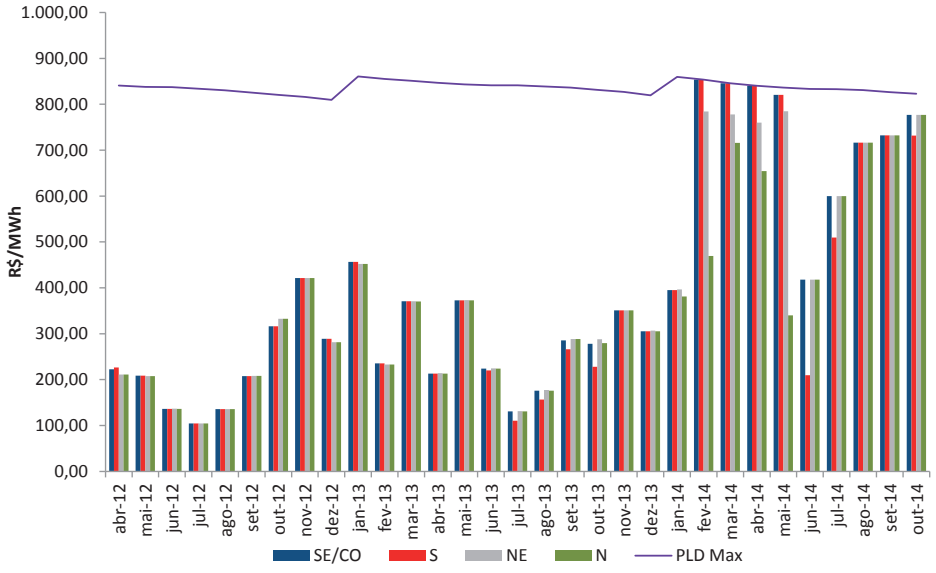
Tabela 4.8: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R$/MWh)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
SE/CO	776,88	6,13%	179,27%		732,01	278,18
S	731,53	-0,07%	220,83%		732,01	228,01
NE	776,88	6,13%	169,72%		732,01	288,03
N	776,88	6,13%	177,69%		732,01	279,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Excetuando o submercado Sul, com redução de 0,07%, a média mensal do PLD (Tabela 4.8) apresentou crescimento em 6,13% em todos os submercados, em outubro deste ano em relação ao mês anterior. Tal fato se deu pelos resultados de disponibilidade hídrica (ENAs-Tabela 4.1) do mês de outubro, o qual apresentou boas afluências nas bacias da região Sul com valor acima da MLT (Gráfico 4.1) e escassez de afluências nas demais regiões. Já o crescimento significativo de todos os subsistemas na comparação anual é relativo ao ano que estamos tendo, com um cenário hidrológico atípico, apresentando certa indisponibilidade hídrica para geração elétrica e aumento significativo do despacho térmico, que, por sua vez, apresenta custos mais elevados para a operação do SIN. O Gráfico 4.3 expõe o aumento do PLD médio mensal.

Gráfico 4.4: Histórico do PLD



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

Tarifas de Energia Elétrica

Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário Médio 2014	Vigência
CEEE-D	Cia. Estadual de Distrib. de Energia Elétrica	0,00%	25/10/2014 até 24/10/2015
DMED	DME Distribuição S.A	13,69%	28/10/2014 até 27/10/2015
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	18,62%	01/11/2014 até 31/10/2015
Boa Vista	Boa Vista Energia S/A	16,95%	01/11/2014 até 31/10/2015
CERR	Companhia Energética de Roraima	54,06%	01/11/2013 até 31/10/2014
Light	Light Serviços de Eletricidade S/A.	19,23%	07/11/2013 até 06/11/2014
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	-3,78%	30/11/2014 até 29/11/2015
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	0,00%	30/11/2014 até 29/11/2015
Eletroacre	Companhia de Eletricidade do Acre	-15,93%	30/11/2014 até 29/11/2015
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade		14/12/2013 até 13/12/2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Os reajustes tarifários ocorridos no final de outubro e começo de novembro podem ser acompanhados na Tabela 4.9. CEEE-D e CEA tiveram o reajuste tarifário suspenso, pois, segundo a ANEEL, essas distribuidoras estão inadimplentes com o pagamento de encargos do setor elétrico. O mais alto reajuste foi o da CERR, que atua em Roraima, 54,06%. Entre os fatores que colaboraram para o reajuste da CERR, o mais alto dentre os expostos, estão os custos que a distribuidora teve com compra de energia, transmissão de energia e pagamento de encargos setoriais. O reajuste da Light, distribuidora que atende cerca de 4 milhões de unidades consumidoras no Rio de Janeiro e na Baixada Fluminense, foi de 19,23%. DMED, AmE e Boa Vista tiveram reajustes de 13,69%, 18,62%, e 16,25%, respectivamente. CERON e Eletroacre tiveram valores negativos de reajuste médio, -3,78 e -15,93%, respectivamente. Por último, Sulgipe terá seu reajuste em dezembro.

Resultados de Leilões

No 20º Leilão de Energia Nova (A-5), na última sexta-feira (28/11), foram viabilizados 51 projetos que somam 4.980 MW em potência instalada. O preço médio ao final do leilão foi de R$ 196,11/MWh, o que representou um deságio médio de 1,72%. No total, foram negociados 583.850.275 MWh em energia, equivalentes a uma Garantia Física de 2.901 MW médios. Como destaque, para a fonte eólica foram contratados 36 projetos, que somam 926 MW Potência, a um preço médio de R$ 136/MWh. Ainda, foram contratados seis empreendimentos a biomassa de cana-de-açúcar, com 283 MW em potência e preço médio de R$ 202/MWh duas usinas a cavaco de madeira, com 327 MW a R$ 207/MWh; uma térmica a carvão, com 340 MW e preço de R$201,98/MWh; uma térmica a gás de ciclo combinado, com 3.059 MW e preço de venda de 205,64/MWh; além de três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), somando 43,8 MW a R$ 161,89/MWh. Os empreendimentos viabilizados espalham-se pelos Estados de Amazonas, Bahia, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Acre, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e São Paulo. Os Estados com maior contratação foram Rio Grande do Sul (1.578 MW), Pernambuco (1.238 MW) e Amazonas

(583 MW), que também concentram os maiores valores de investimento previstos para colocar as usinas em operação: R$5 bilhões, R$ 3 bilhões e R$ 1,7 bilhões, respectivamente. No total, os projetos vencedores do certame envolverão aportes de R$ 15,2 bilhões. Participaram como compradoras de energia no certame 38 concessionárias de distribuição de energia elétrica, responsáveis pelo atendimento ao consumidor final.

Já no leilão de linhas de transmissão ocorrido no dia 18/11 foram arrematados somente quatro dos nove lotes disputados. O deságio final foi de 12,88% e a receita anual permitida (RAP), que apresentava o teto de R$ 432.561.835,09, fechou em R$ 376.868.165,67. Para o Lote A, a companhia ganhadora, Eletrosul, apresentou uma proposta de RAP de R$ 336 milhões para construir 2,2 mil quilômetros de linhas de transmissão e subestações no Rio Grande do Sul, tendo um deságio de 14%. O Consórcio Paraíso, composto pela Eletrosul e a companhia espanhola Elecnor, ofertou um RAP de 22 milhões pelo lote E, com deságio de 3,5%, para construir uma subestação e 265 quilômetros de linhas de transmissão no Mato Grosso do Sul. A companhia vencedora do lote F foi a Celg, para construção de linhas entre Goiás e Minas Gerais. A RAP ofertada foi de R$ 1,64 milhão, com deságio de 0,32%. Por último, a companhia espanhola Isolux levou o lote H, para construção de linhas de transmissão entre Amapá e Pará. A proposta foi de RAP de R$ 17,2 milhões, com deságio de 0,60%. Os lotes B, C, D, G e I não obtiveram propostas.

Fontes Renováveis

Mônica Varejão

Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em outubro[1] de 2014 pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) foi de 5.801 GWh, conforme apontado na tabela 5.1. Este valor representa um incremento de 9,86% se comparado com o mês imediatamente anterior e um crescimento de 27,57% ano contra ano (outubro de 2014/outubro de 2013), o que indica uma maior inserção das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

A geração de eletricidade por PCHs apresentou crescimento de 2,19% entre setembro de 2014 e outubro do mesmo ano, enquanto que na comparação anual houve redução de 10,26% de participação. Para as térmicas a biomassa, a geração apresentou crescimento mensal de 8,69% e anual de 25,52%, o que pode ser justificado por um maior despacho de térmicas neste ano. Todavia, o potencial de geração por térmicas a biomassa é questionável, uma vez que o período de safra da cana pode ser afetado pelas condições hidrológicas desfavoráveis. A restrição de chuvas não favorece o crescimento da cana, gerando impacto na produção deste insumo energético.

A geração pela fonte eólica, em outubro, aumentou 120,95% ano a ano e, em comparação a setembro, houve incremento de 20,46%. A expectativa é que a inserção da eólica na matriz elétrica cresça ainda mais, em especial com a participação da fonte em Leilões. O Leilão de Energia de Reserva, realizado em 31 de outubro de 2014, contratou 31 projetos de energia eólica ao preço médio ponderado de R$ 142,3/MWh, totalizando 333,4 MWmed, fato que colabora para com o incremento da garantia física. Adicionalmente, a garantia física variou positivamente 43,69% de setembro de 2013 a setembro de 2014, como pode ser verificado no gráfico 5.3. O Leilão A-5, realizado em 28 de novembro deste ano, também teve a contratação de parques eólicos, em um total de 36 empreendimentos, ao preço médio de R$ 136/MWh e totalizando 435,6 MWmed. Ademais, há boas expectativas de contratação da fonte para o Leilão de Fontes Alternativas, a ocorrer em 27 de abril de 2015.

Em relação à garantia física das fontes térmicas a biomassa e PCHs, verifica-se incremento, de modo que a primeira cresceu 14,21% entre setembro de 2013 e 2014 e a segunda teve um aumento de 3,76 % para o mesmo período de tempo.

Dentre as fontes renováveis, as térmicas a biomassa são as que apresentam maior participação (45,77% em outubro de 2014), seguida da eólica, com 27,96%, e da PCH, com 26,27%. Deve-se destacar que, muito em virtude do acelerado ritmo de desenvolvimento do setor eólico e do atual cenário hidrológico desfavorável em que o país se encontra, a geração de eletricidade pela fonte eólica ultrapassou, no mês de outubro, a geração por PCHs, o que pode ser verificado no gráfico 5.2. Comparando os meses de outubro entre os anos 2010 e 2014, verificamos que a fonte eólica apresentou considerável crescimento de participação na matriz elétrica, enquanto que as fontes térmica a biomassa e PCH apresentaram diminuição de participação na matriz, com maior destaque de redução para PCHs.

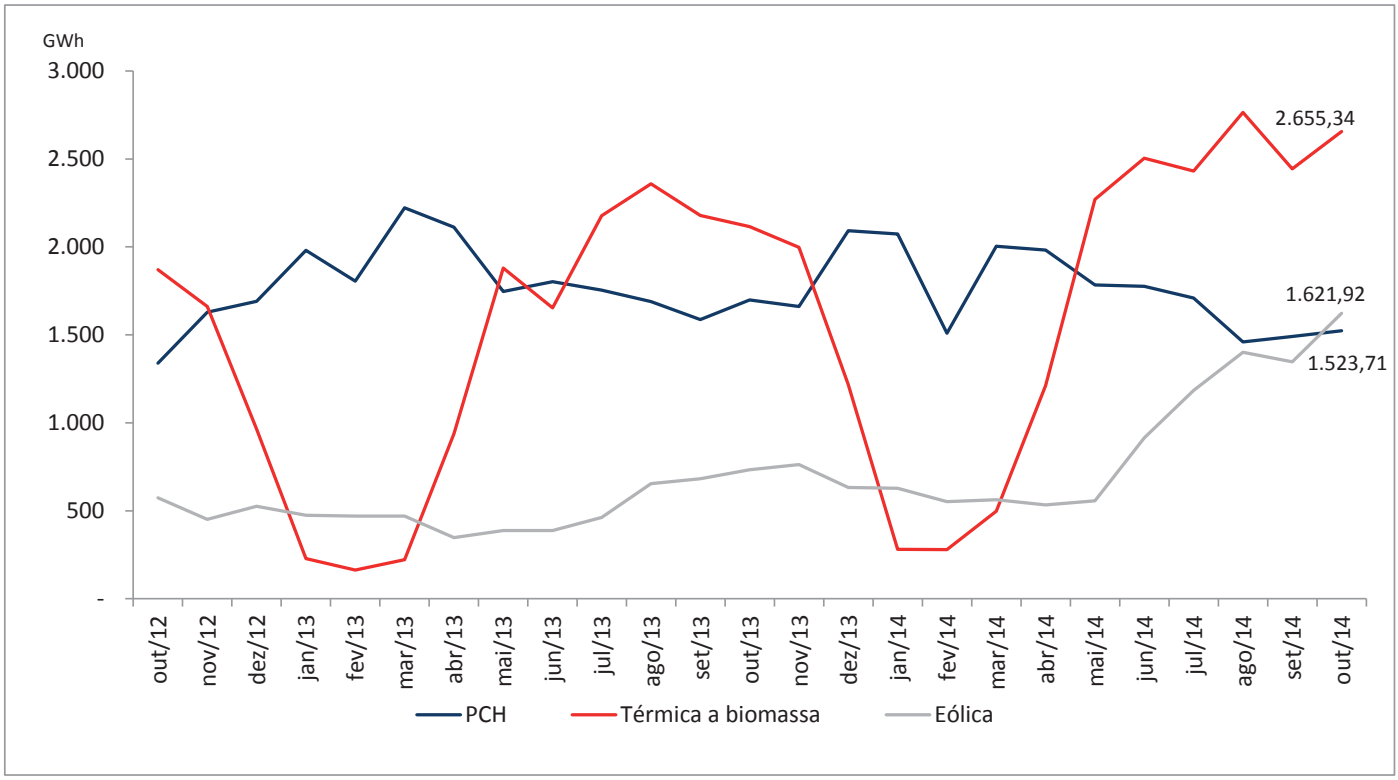
[1]Os dados de outubro de 2014 são dados preliminares, apresentados no relatório Infomercado de novembro de 2014, e sujeitos a alterações até o início do processo de contabilização para o relatório de dezembro de 2014. O Infomercado é produzido e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica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

Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (GWh)

Fonte	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendência 12 meses	set-14	out-13
PCH	1.524	2,19%	-10,26%		1.491	1.698
Térmica a biomassa	2.655	8,69%	25,52%		2.443	2.115
Eólica	1.622	20,46%	120,95%		1.346	734
Total	**5.801**	9,86%	27,57%		**5.280**	**4.547**

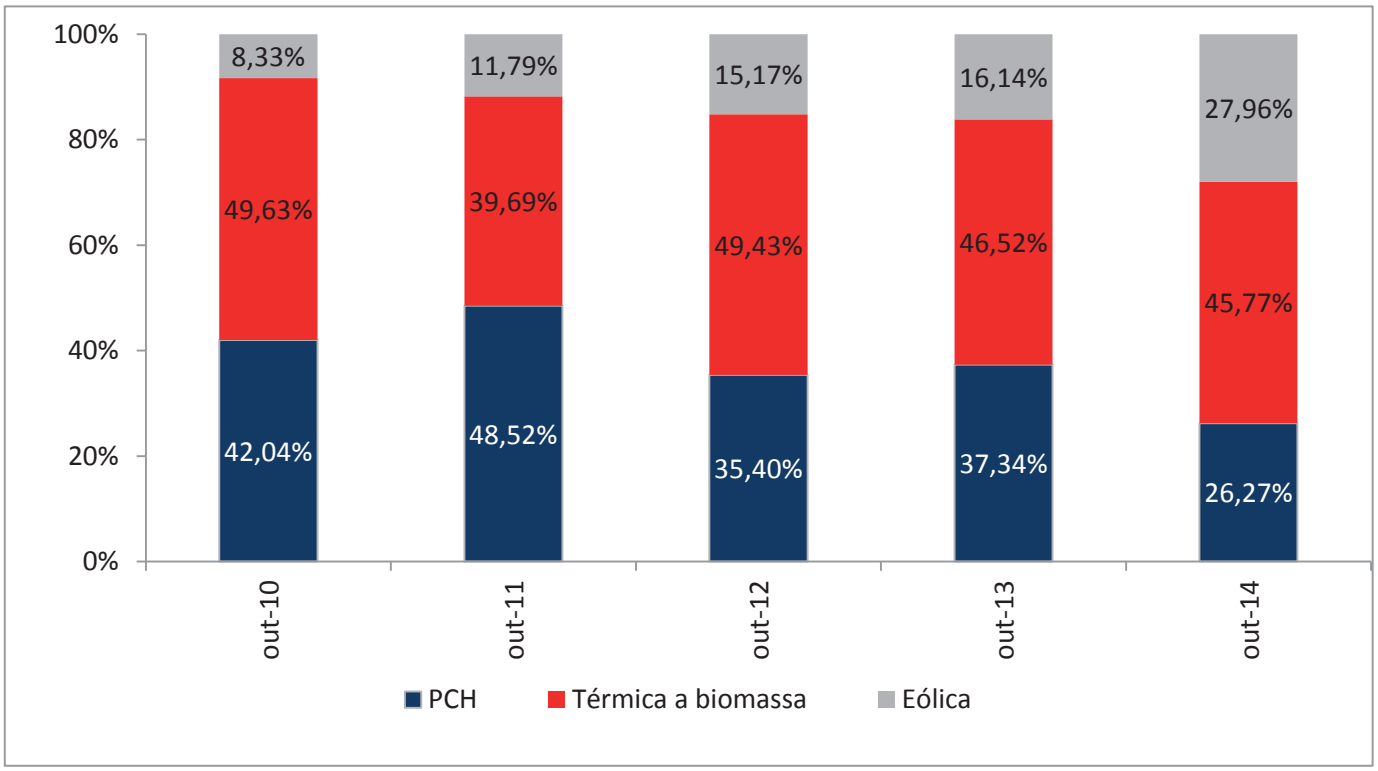
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.1: Perfil de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis



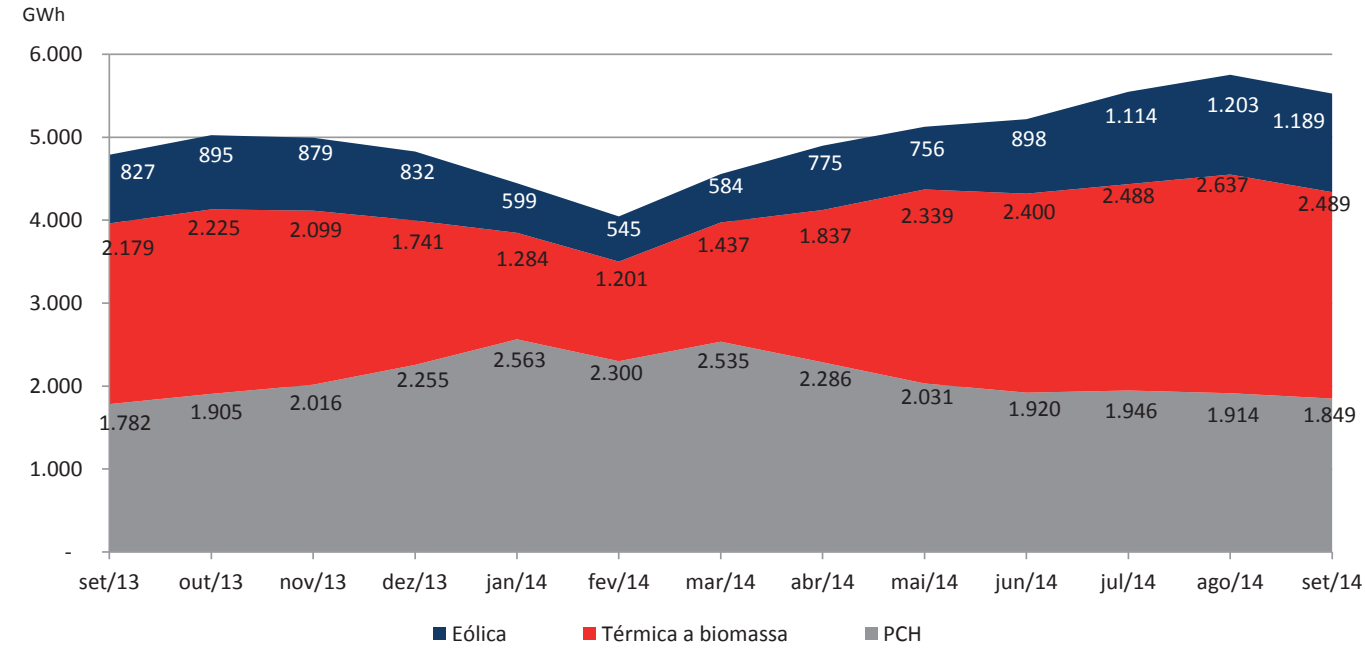
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.3: Garantia Física por Fontes Renováveis



* Os valores de garantia física considerados são os definidos em ato regulatório e os relativos às usinas despachadas pelo ONS.

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