FGV ENERGIA



Janeiro | 2015

BOLETIM

01

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

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação e Diagramação
Simone C. Lecques de Magalhães

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

Gás Natural, GNL e o Setor Elétrico **3**

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

Gás Natural **12**
Produção e Importação 12
Consumo 13
Preços 14

Setor Elétrico **16**
Disponibilidade 16
Oferta 17
Intercâmbio de Energia Elétrica 18
Estoque 19
Demanda 20
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

Gás Natural, GNL e o Setor Elétrico

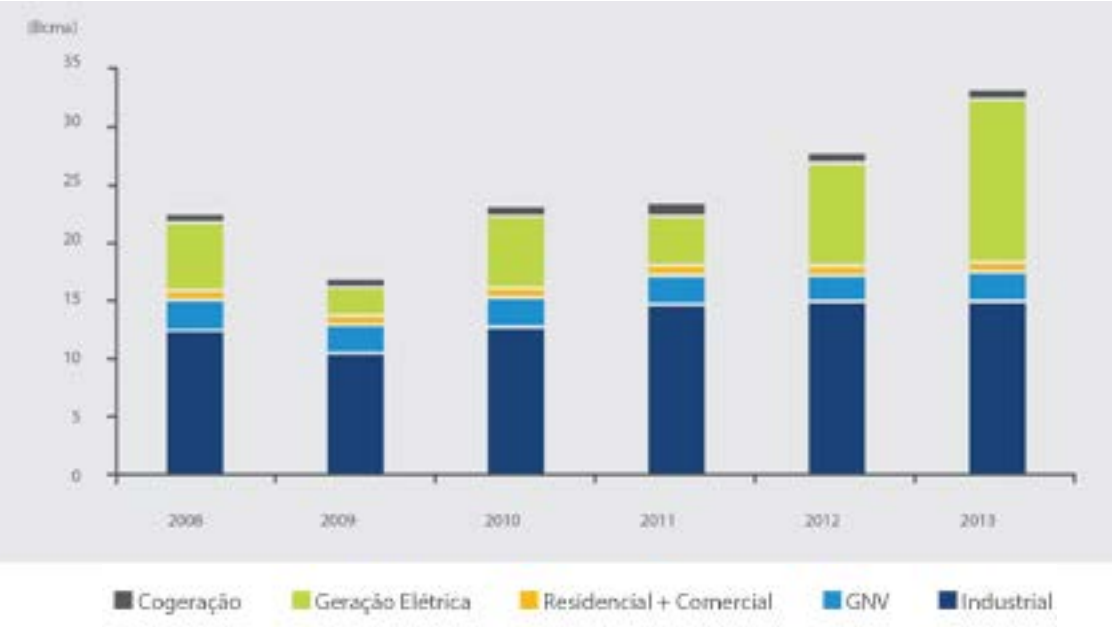
No dia 27 de novembro de 2014, a FGV Energia publicou seu primeiro caderno sobre Gás Natural. O Caderno de Gás Natural da FGV Energia oferece uma visão abrangente dos principais desafios para o desenvolvimento do setor de gás no Brasil. Embasado na abertura do diálogo entre os agentes, que desde a elaboração do caderno puderam participar trazendo suas visões sobre o setor. A publicação sugere que a busca pela elaboração de políticas próprias para o Gás Natural deverá passar por forte interação de planejamento com o setor elétrico e de petróleo.

Neste texto, gostaríamos de trazer alguns pontos que poderão ajudar a fomentar a discussão sobre a interação que será necessária entre os setores de Gás Natural e elétrico.

O Setor Elétrico e a expansão do Setor de Gás Natural

Ao longo dos últimos anos, o setor elétrico vem se direcionando para um modelo predominantemente hidrotérmico. Com o tempo, a expansão da carga, associada às dificuldades de ampliação do parque hidroelétrico com reservatório, aumentaram a necessidade de desenvolver a matriz termoelétrica nacional para atender à demanda. Nesse contexto, o Gás Natural se apresenta como o combustível mais eficiente e limpo para a geração termoelétrica, e reforça a importância do desenvolvimento do setor para atender às necessidades do setor elétrico. O Gás Natural ainda apresenta grandes incertezas quanto às perspectivas de oferta disponível ao

Figura 1.1: Consumo Médio de Gás Natural no Brasil



Fonte: (MME, 2014) e referência (11)

mercado e à competitividade de preços, de modo que será preciso estabelecer e seguir diretrizes fortes para promover a expansão da oferta de gás.

A intermitência no despacho termoelétrico em plantas (UTEs) a gás se traduz na necessidade de flexibilidade de suprimento do energético. Em um cenário onde não há infraestrutura de estocagem de gás, a flexibilidade de suprimento se torna um risco para o produtor, gerando complicações na contratação dos volumes requeridos pelas UTEs e reduzindo a atratividade dos negócios de expansão da oferta de gás.

A demanda do setor elétrico por gás natural, no entanto, tem sido o principal pilar de expansão do mercado consumidor de gás nos últimos anos (cf. Figura 1.1). Trata-se de uma demanda crescente, capaz de garantir a compra de grandes volumes de gás. Por outro lado, os termos atuais de contratação de gás para empreendimentos termoelétricos representam importantes obstáculos na viabilização de novos projetos de UTE's. Algumas características que têm criado impasses entre os setores são:

(i) O requerimento de garantia de suprimento do energético durante todo o período de concessão da nova UTE – usualmente 25 anos - note que poucos produtores de gás no mundo são capazes de cumprir tal exigência; no Brasil esse subconjunto se restringe à Petrobras;

(ii) Necessidade de grandes volumes, a preços em torno de US$ 8,00 por milhão de BTU;

(iii) Necessidade de flexibilidade de suprimento de gás, uma vez que o despacho termoelétrico no Brasil exige - e premia no leilão - a flexibilidade no despacho da UTE, gerando risco para o fornecedor e produtor de gás quando não há despacho.

Em função dos pontos colocados acima, apesar do enorme potencial do gás na expansão da matriz elétrica brasileira, dificilmente o setor será capaz de atender simultaneamente aos três principais requisitos dessa demanda. Ou seja, não basta somente ampliar a produção de gás em volumes suficientes para atender a expansão do setor elétrico. É preciso ainda ser capaz de cumprir exigências que até mesmo um mercado maduro de gás teria dificuldades em conciliar, principalmente se não possuísse multiplicidade de produtores e consumidores.

GNL, uma solução do gás para o Setor Elétrico no curto prazo.

No curto prazo, a principal forma de atender ao setor elétrico parece ser a importação de GNL. A figura 1.2 mostra como a tendência de queda na energia armazenada nos reservatórios desde 2009 foi acompanhada pelo aumento de importações de GNL. Também podemos observar elevada variação dos volumes mensais de GNL importado. Em outras palavras, o decaimento da energia hidroelétrica armazenada deslancha um processo de intensificação do despacho termoelétrico, suprido em parte pelo GNL. Adicionalmente, as elevadas variações das importações mensais de GNL traduzem o alto nível de flexibilidade praticado no despacho termoelétrico. Enquanto não houver mudança da regra de despacho centralizado, esses comportamentos do sistema hidrotérmico dificilmente poderão ser alterados. O aumento do despacho termoelétrico e a necessidade de flexibilidade de suprimento continuarão a depender principalmente de fatores climáticos e da composição estrutural do sistema gerador nacional.

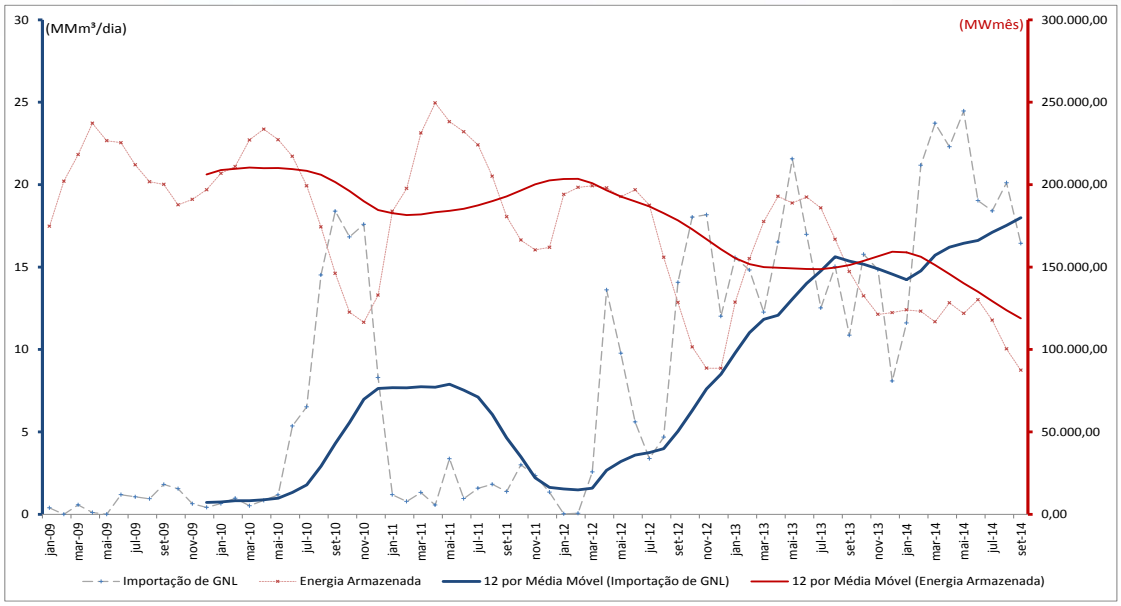
A curva de importação de GNL mostra, entretanto, que seu mercado produtor é capaz de atender a parte da demanda elétrica e garantir a flexibilidade de abastecimento no curto prazo. O *trade off*, porém, está na capacidade de conciliar a flexibilidade do mercado spot com a necessidade de gás a preços competitivos para o setor elétrico. O mercado de GNL enfrentará um grande desafio para fornecer gás em contratos de longo prazo, flexíveis e a preços competitivos para o setor elétrico. Até o último mês, o impasse desse *trade-off* fazia do GNL uma exclusividade da Petrobras, única empresa atuante no Brasil com portfolio grande o suficiente para compor uma cesta competitiva de gás, capaz de incorporar o GNL[1].

Cenário futuro para o GNL no Setor Elétrico: mudanças à vista?

O 20º leilão de Energia Nova, realizado em 28 de novembro, trouxe um novo elemento ao cenário de integração dos setores de gás e elétrico, que pode representar uma importante mudança no cenário futuro. O resultado do leilão surpreendeu o mercado ao anunciar a aprovação dos projetos de UTEs de Rio Grande, no Rio Grande do Sul, e Novo Tempo, em Pernambuco. Ambos os projetos, do grupo Bolognesi,

[1] Importado a preços superiores a US$ 14 por milhão de BTU no mercado spot.

Figura 1.2: Importação de GNL & Energia Armazenada



Fonte: ONS & MME

foram vencedores do Leilão de Energia Nova com a promessa de construção de dois terminais de regaseificação novos por onde receberão carregamentos de GNL para alimentar suas UTEs. Os terminais serão operados pela *Excelerate Energy*, e o GNL será fornecido por um supridor internacional de grande porte que ainda não foi revelado.

Apesar do sucesso do grupo neste último leilão, em dezembro de 2013 o grupo Bolognesi havia optado por não participar do 18° Leilão de Energia Nova com seus projetos de GNL. Na ocasião, o motivo alegado dessa decisão não foi a falta de contrato de fornecimento, já que o grupo possuía contrato firmado com seu supridor internacional, garantindo 25 anos de fornecimento de GNL[2]. Entende-se que o principal fator que teria viabilizado os projetos em 2014 e não em 2013 foi o preço do CVU de referência do leilão. Com CVU a R$ 144 /MWh em 2013, o leilão não foi capaz de promover um ambiente favorável para o GNL. Já no ultimo leilão de novembro, o preço de referência a R$ 209 /MWh desafiou o setor, mas permitiu viabilizar os dois projetos de UTE's com contratos de importação de GNL a longo prazo[3].

Apesar de o aumento do preço teto do leilão representar um ônus para o consumidor final, a viabilização de mais de 2.400MW aumenta a segurança energética, trazendo outro tipo de benefício ao consumidor. O sucesso do grupo Bolognesi sinaliza que, ao elevar o preço teto de referência no leilão, foi possível viabilizar projetos de importação de GNL com intuito de abastecer o setor elétrico. A inserção do GNL na expansão do parque termoelétrico satisfaz, simultaneamente, necessidades de expansão do segmento termoelétrico e uma politica de diminuição das emissões de carbono. Nesse sentido, a opção pelo GNL abre uma nova via pautada pelo reforço da segurança energética e o compromisso com o meio ambiente. Assumindo, entretanto, custos mais elevados de geração.

O grupo Bolognesi surpreendeu o mercado ao conseguir viabilizar projetos de GNL com um CVU de R$ 206,50 por MWh. É importante para o setor que tais projetos sejam bem sucedidos. No entanto, diante do estimado baixo CVU para um projeto de GNL, o mercado agora deverá acompanhar de perto a implantação desses empreendimentos.

[2] Válido a partir da entrada em operação das UTE's projetadas.
[3] Com CVU arrematado em R$ 206,50 /MWh.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

No mês de outubro de 2014, a produção de petróleo alcançou o recorde histórico de aproximadamente 74,2 milhões de barris, e uma média diária de 2,39 milhões de barris. Esses valores correspondem a um aumento de 4,85% e 1,27%, respectivamente, em relação a setembro. Para o total produzido, na comparação com outubro do ano passado, houve crescimento em 15,12% na produção (Tabela 2.1).

Após dois meses consecutivos de queda, o consumo de petróleo voltou a crescer, registrando 4,35% de variação em relação a setembro, e 8,99% na comparação anual. Na mesma linha de produção e consumo, as exportações tiveram crescimento no mês e no ano, de 4,05% e 51,53%, respectivamente. Apenas as importações apresentaram queda em outubro, retraindo 47,78% em relação a setembro, e 51,56% em relação a outubro do ano passado. No mês anterior, apesar do aumento da produção não ter sido acompanhado por aumento no consumo e nas exportações, o volume importado de petróleo apresentou forte variação positiva na comparação com agosto (124,77%). Portanto, o aumento de estoques no mês anterior influenciou a queda em outubro para quase da metade do volume total importado em setembro. (Gráfico 2.1).

A queda das importações em outubro contribuiu para o saldo de aproximadamente 6,4 milhões de barris em outubro (Gráfico 2.3), que voltou a ficar positivo após o déficit de aproximadamente 2,7 milhões de barris em setembro. Até outubro, o saldo total acumulado no ano alcançou 33,1 milhões de barris, enquanto em outubro de 2013 o saldo acumulava um déficit de 24,7 milhões de barris. No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, produção e exportação mantiveram tendência de crescimento mais acentuada. Consumo e importação mantém patamar semelhante ao registrado no início do ano.

Os estados de RJ e SP continuam contribuindo de forma importante para os recordes de produção ao longo do ano, somando um crescimento de 1,9 milhões de barris em outubro em comparação a setembro. Porém, no mesmo período, o estado do ES contribuiu com 1,3 milhões de barris, apresentando a maior variação em termos absolutos entre todos os estados produtores (Tabela 2.2). A produção do pré-sal foi de aproximadamente 18,8 milhões de barris, o que representa um aumento de 15% na variação mensal, e uma fatia de 25% no total da produção nacional.

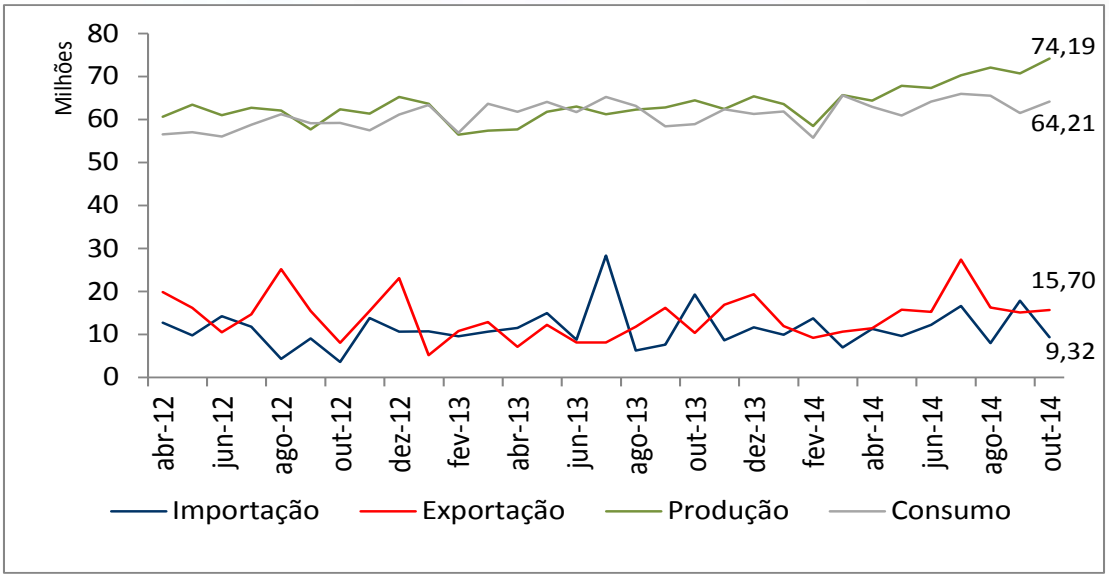
Considerando os 20 maiores campos produtores de petróleo, Roncador e Marlim Sul, ambos da Petrobras, foram os campos com maior produção no mês, com 10,17 milhões e 6,94 milhões de barris, respectivamente. Com relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor), Argonauta da Shell (16º) e Frade da Chevron (20º) produziram 2,50, 1,40 e 0,81 milhões de barris, respectivamente.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendência 12 meses	set-14	out-13
Produção	74.185.485	4,85%	15,12%		70.754.804	64.441.613
Consumo	64.212.508	4,35%	8,99%		61.534.702	58.914.583
Importação	9.322.995	-47,78%	-51,56%		17.853.030	19.247.027
Exportação	15.703.841	4,05%	51,53%		15.092.588	10.363.772

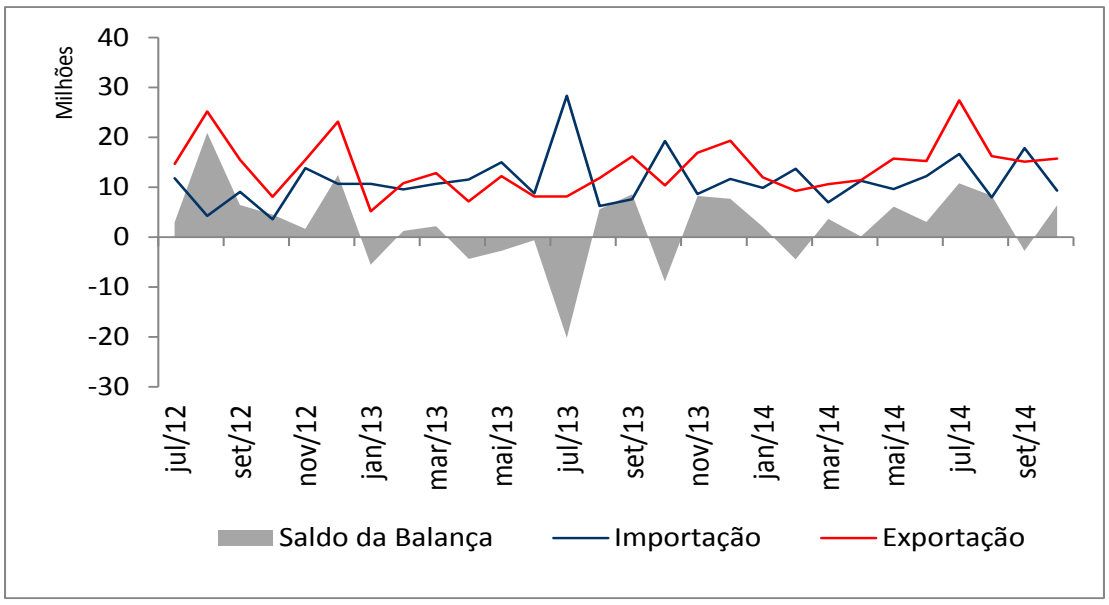
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



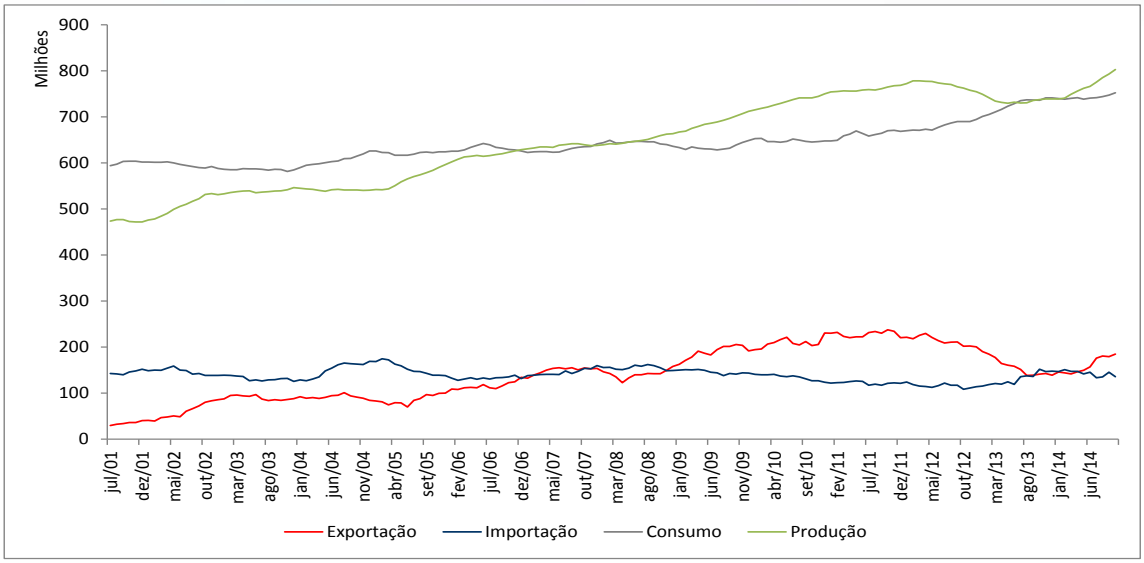
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendência 12 meses	set-14	out-13
AL	Onshore	121.671	-3,82%	13,26%		126.510	107.426
	Offshore	9.527	0,08%	-9,99%		9.519	10.585
AM	Onshore	848.331	3,02%	-8,19%		823.457	924.052
BA	Onshore	1.322.806	3,40%	3,78%		1.279.337	1.274.678
	Offshore	19.265	-2,36%	-29,50%		19.731	27.324
CE	Onshore	47.770	14,79%	34,78%		41.614	35.443
	Offshore	181.767	15,81%	-7,89%		156.960	197.332
ES	Onshore	466.060	7,52%	4,43%		433.460	446.296
	Offshore	12.654.873	11,24%	37,15%		11.376.553	9.226.835
MA	Onshore	3.459	14,19%	-22,64%		3.029	4.471
RJ	Offshore	49.849.953	1,98%	6,88%		48.880.320	46.641.171
RN	Onshore	1.540.276	3,19%	-5,37%		1.492.713	1.627.720
	Offshore	215.168	-1,53%	5,34%		218.505	204.254
SP	Offshore	5.666.733	20,97%	134,30%		4.684.470	2.418.594
SE	Onshore	849.912	2,81%	-3,56%		826.693	881.305
	Offshore	387.916	1,57%	-6,33%		381.932	414.127
Total		74.185.485	4,85%	15,12%		70.754.804	64.441.613

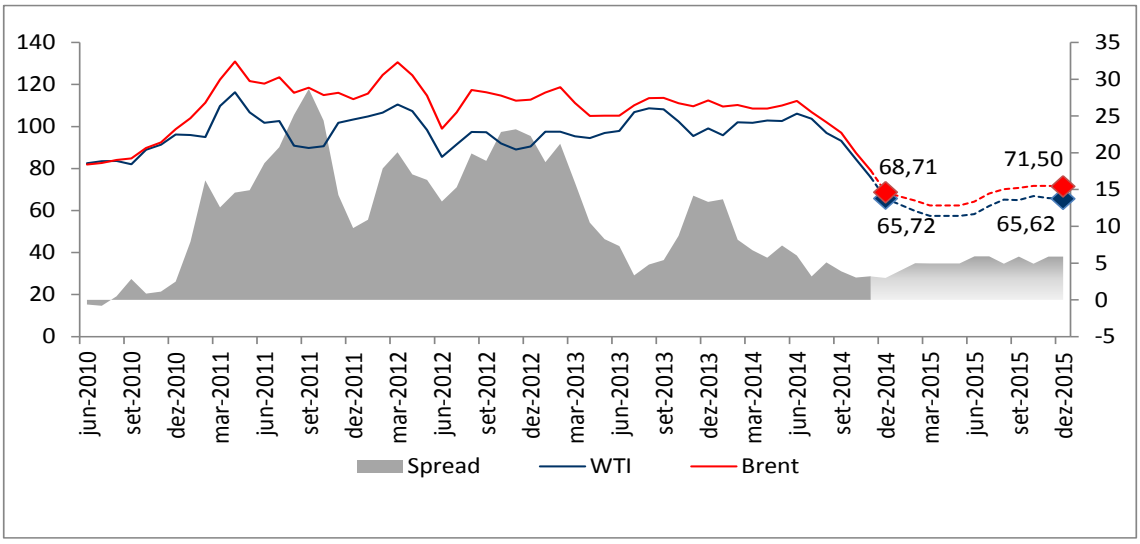
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a ANP, do volume total de petróleo produzido no país em setembro, o grau API médio foi de aproximadamente 24,6, sendo que apenas 9% da produção são consideradas como óleo leve (>=31°API), 62% como óleo médio (>=22 API e <31 API) e 29% como óleo pesado (<22 API), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

O mês de novembro apresentou queda ainda mais acentuada nos preços do petróleo cru Brent e *WTI* (Gráfico 2.4). Segundo a *EIA (US Energy Information Administration),* o contínuo crescimento da produção americana de óleo, aliado a perspectivas de enfraquecimento na economia mundial e na demanda global por petróleo, foram os fatores determinantes para a forte variação negativa no preço do barril. Este movimento dos preços teve como fator adicional de pressão a decisão da OPEP de não reduzir o ritmo de produção de petróleo nos países membro. A decisão da organização foi na direção oposta às expectativas do mercado, o que provocou uma queda no preço do petróleo Brent para próximo dos US$60,00 o barril.

As perspectivas para o nível de preços para 2015 são bastante incertas. A média da volatilidade implícita dos contratos futuros de WTI para março de 2015, transacionados no período de cinco dias, terminando em 4 de dezembro, foi de 32%. Considerando um intervalo de 95% de confiança, e média de US$67,00 para o barril neste período, os limites inferior e superior para a expectativa de preço são de US$51,00 e US$89,00 o barril, respectivamente. A agência também acredita que os preços do petróleo terão ainda mais espaço para cair em função do nível de estoques, que deve continuar crescendo. Segundo a EIA, no entanto, a tendência é de aumento de preços no segundo semestre de 2015.

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



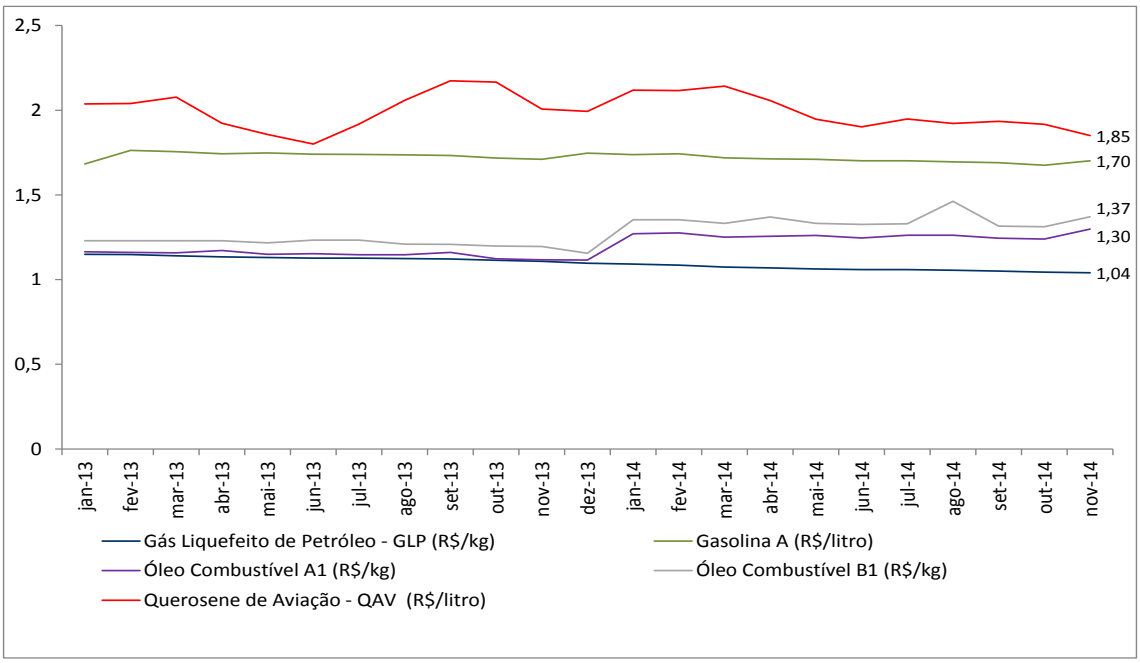
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

Derivados do Petróleo

Ainda refletindo o aumento autorizado de 3% da gasolina nas refinarias no início de novembro, o derivado teve aumento de 2,15% (0,08 p.p.) calculado pelo IPCA-15 em dezembro, que subiu 0,79%, segundo o IBGE[1].

A Rnest, refinaria de Pernambuco, fez no dia 16 de dezembro sua primeira venda de diesel e, segundo a Petrobras, a produção da refinaria deve resultar em redução na importação de diesel e gasolina em 100 mil barris por dia.

Gráfico 2.5: Série de Preços Reais dos Combustíveis.



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

[1] http://saladeimprensa.ibge.gov.br/noticias?view=noticia&id=1&busca=1&idnoticia=2800.

Gás Natural

Camilo Muñoz

Produção e Importação

Outubro foi um mês de crescimento para o mercado de Gás Natural no Brasil. Houve um novo recorde da produção nacional, que extraiu uma média de 92,69 MMm³ de gás por dia. Paralelamente, o consumo de gás registrou aumento de 3,61% em relação ao mês anterior. Enquanto o lado da demanda aumentou o consumo em 3,65 MMm³/dia, a oferta da produção nacional disponível contou com novos 1,68 MMm³/dia disponibilizados ao mercado. A diferença entre o consumo e a oferta nacional foi suprida pelas importações, que registraram aumento de 3,91%, correspondente a um acréscimo de 2,01 MMm³/dia na oferta total.

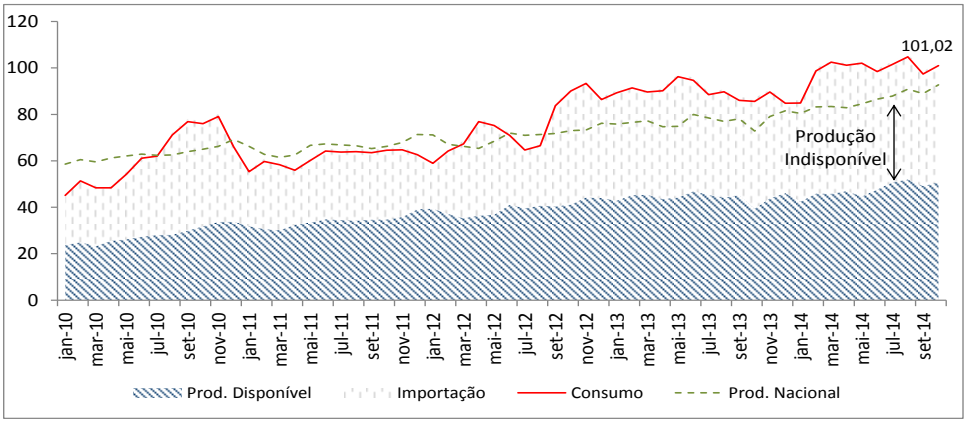
Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	out/13 - out/14	set-14	out-13
Produção Nacional	92,69	4,06%	21,39%		88,93	72,86
Prod. Disponível	50,78	3,31%	22,39%		49,1	39,41
Importação	51,44	3,91%	7,25%		49,43	47,71
Consumo	101,02	3,61%	15,30%		97,37	85,56

Fonte: MME.

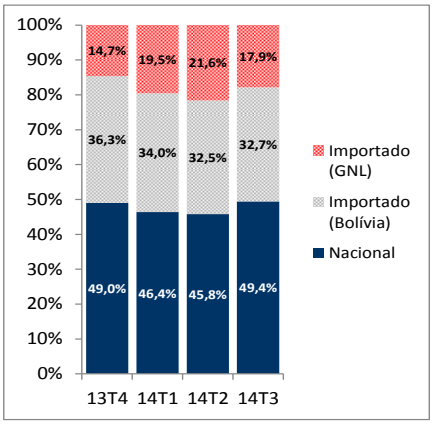
No Gráfico 3.1, observamos a retomada do consumo neste último mês, chegando a 101,02 MMm³/dia, após a queda de 7,64% no mês de setembro. Nos últimos meses, percebemos igualmente que os sucessivos aumentos da produção nacional mantiveram-na mais próxima do nível de consumo do setor neste ano[1].

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



Fonte: MME.

Gráfico 3.2: Composição da oferta



Fonte: MME.

No detalhamento da Tabela 3.2 vemos que a razão entre a produção disponível e a produção nacional manteve-se estável, com variação de somente 0,78% negativos. Entretanto, aproximadamente metade da produção nacional torna-se produção indisponível. Desse modo, o aumento de 3,76 MMm³/dia na produção bruta nacional, em relação ao mês anterior, levou somente a um aumento de 1,68 MMm³/dia na produção disponível ao mercado.

[1] Aproximadamente 100 MMm³/dia.

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

		out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	out/13 - out/14	set-14	out-13
Prod. Nacional		92,69	4,06%	21,39%		88,93	72,86
Produção Indisponível	Reinjeção	16,73	5,02%	25,52%		15,89	12,46
	Queima	3,88	**-1,80%**	27,06%		3,95	2,83
	Consumo interno em E&P	11,68	**-0,34%**	4,71%		11,72	11,13
	Consumo em Transporte e Armazenamento	5,66	21,38%	40,28%		4,45	3,38
	Absorção em UPGN's	3,96	3,54%	7,83%		3,82	3,65
	Subtotal	41,91	4,96%	20,19%		39,83	33,45
Prod. Disponível		**50,78**	3,31%	22,39%		**49,10**	**39,41**
Prod. Disponível/Prod. Nacional		55%	**-0,78%**	1,27%		55%	54%

Fonte: MME.

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

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	out/13 - out/14	set-14	out-13
Bolívia	32,54	**-1,38%**	1,84%		32,99	31,94
GNL	18,90	13,02%	16,56%		16,44	15,77
Total	51,44	3,91%	7,25%		49,43	47,71

Fonte: MME.

Houve aumento de 5,02% nos volumes reinjetados de gás, que operam em patamar 25,52% mais elevado quando comparadas ao mesmo mês do ano anterior. O consumo em transporte e armazenamento também sofreu forte aumento, de 21,38% em comparação a setembro de 2014, apesar de corresponder a volumes menos significativos, da ordem de 5 MMm³/dia.

De modo geral, o mês de outubro de 2014 operou com volumes de produção nacional de gás 21,39% superiores ao mesmo mês de 2013. Dentre suas duas componentes, a produção indisponível sofreu aumento de 20,19%, enquanto a produção disponível ao mercado registrou crescimento de 22,39% no mesmo período.

Os novos volumes, importados para suprir o aporte de 2,01 MMm³/dia necessários ao mercado consumidor, foram incorporados à parcela de importações por GNL. Em outubro foram regaseificados em média 18,90 MMm³/dia, o que corresponde a um aumento de 13,02% com relação ao mês anterior e 16,56% com relação ao mesmo mês de 2013.

Consumo

Do mesmo modo que a queda do consumo com geração de energia elétrica (GEE) causou a queda do consumo total no mês passado, a retomada do despacho termoelétrico foi responsável por um aumento de 6,30% no consumo com GEE. Também houve ligeiro aumento do consumo industrial, que chegou a 43,15 MMm³/dia.

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

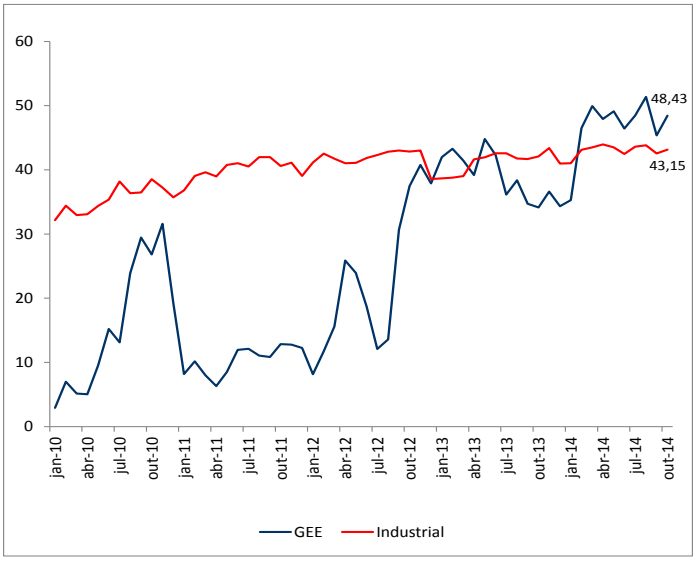
	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	out/13 - out/14	set-14	out-13
Industrial	43,15	1,41%	2,46%		42,54	42,09
Automotivo	5,02	**-0,80%**	**-3,19%**		5,06	5,18
Residencial	1,02	**-13,73%**	**-5,88%**		1,16	1,08
Comercial	0,80	**-2,50%**	5,00%		0,82	0,76
GEE	48,43	6,30%	29,51%		45,38	34,14
Co-geração	2,54	9,45%	12,60%		2,30	2,22
Total	101,02	3,61%	15,30%		97,37	85,56

Fonte: MME.

No Gráfico 3.3 percebemos que o consumo industrial permanece inferior ao consumo com GEE. Esta é uma tendência iniciada em janeiro de 2014 e que vem se consolidando ao longo do ano. Diante do baixo nível dos reservatórios, o operador vem mantendo elevadas taxas de despacho termoelétrico, de modo que esperamos que essa tendência se mantenha mesmo durante o período úmido.

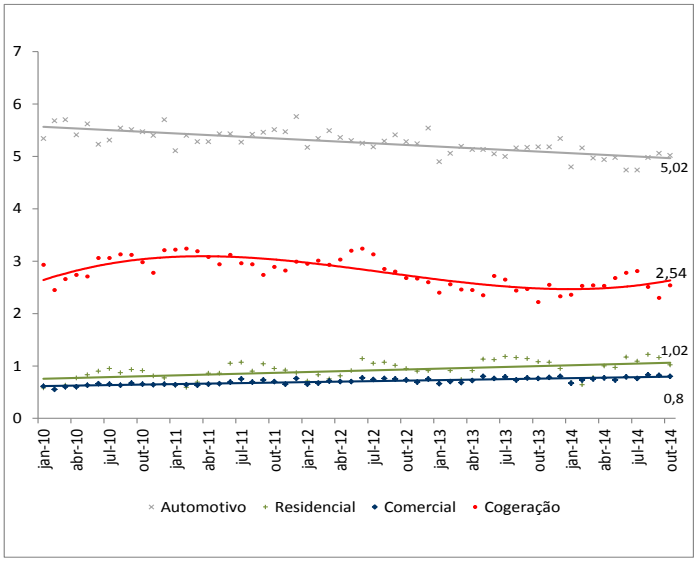
À exceção da cogeração, no mês de outubro houve queda no consumo de todos os grupos de menor porte, onde ressaltamos a queda de 13,73% no consumo residencial de gás. Apesar das variações pontuais, percebemos no Gráfico 3.4 que as tendências dos consumidores com menor participação no consumo total se mantêm. Há uma ligeira tendência de crescimento do consumo residencial e comercial. A cogeração segue trajetória mais irregular, com indícios de aumento nestes últimos meses, enquanto o consumo automotivo vem caindo consistentemente, chegando ao patamar dos 5 MMm³/dia.

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

Após forte alta do mês passado[2], os preços do gás no Japão regrediram, registrando queda de 8,88% e atingindo 15,89 US$/MMBTU. Ainda no cenário internacional, o Henry Hub (HH) nos EUA também registrou queda, chegando a 3,77 US$/MMBTU. Já os preços veiculados na Europa subiram 5,69%, chegando a 9,77 US$/MMBTU. Com esses resultados a diferença de preços entre o mercado americano e asiático chegou a 12,12 US$/MMBTU.

No cenário brasileiro, houve queda dos preços em todas as categorias cobertas pela Tabela 3.5. O gás para o PPT permaneceu mais estável, com queda de apenas 2,68%, chegando a 4,45 US$/MMBTU. Já o gás distribuído a consumidores de grande porte sofreu queda de 10,98%. O gás distribuído para a categoria 50.000 m³/dia foi veiculado em outubro a 13,62 US$/MMBTU, enquanto o preço praticado para a categoria consumidora de 2.000m³/dia foi de 17,03 US$/MMBTU.

[2] Em setembro de 2014 o preço do GN sofreu 10,23% de aumento, chegando a custar 17,35 US$/MMBTU.

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

		out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	out/13 - out/14	set-14	out-13
Henry Hub		3,77	-3,85%	0,77%		3,92	3,74
Europa		9,77	5,69%	-17,26%		9,21	11,46
Japão		15,89	-8,88%	0,94%		17,30	15,74
PPT *		4,45	-2,68%	-8,74%		4,57	4,84
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate Sem desconto	12,12	-6,61%	-7,50%		12,92	13,03
	No City Gate Com desconto	8,00	-6,61%	-10,76%		8,53	8,86
	2.000 m³/dia **	17,03	-12,74%	-24,75%		19,20	21,24
	20.000 m³/dia **	14,17	-11,68%	-21,23%		15,83	17,18
	50.000 m³/dia **	13,62	-10,98%	-20,88%		15,12	16,46

* não inclui impostos.

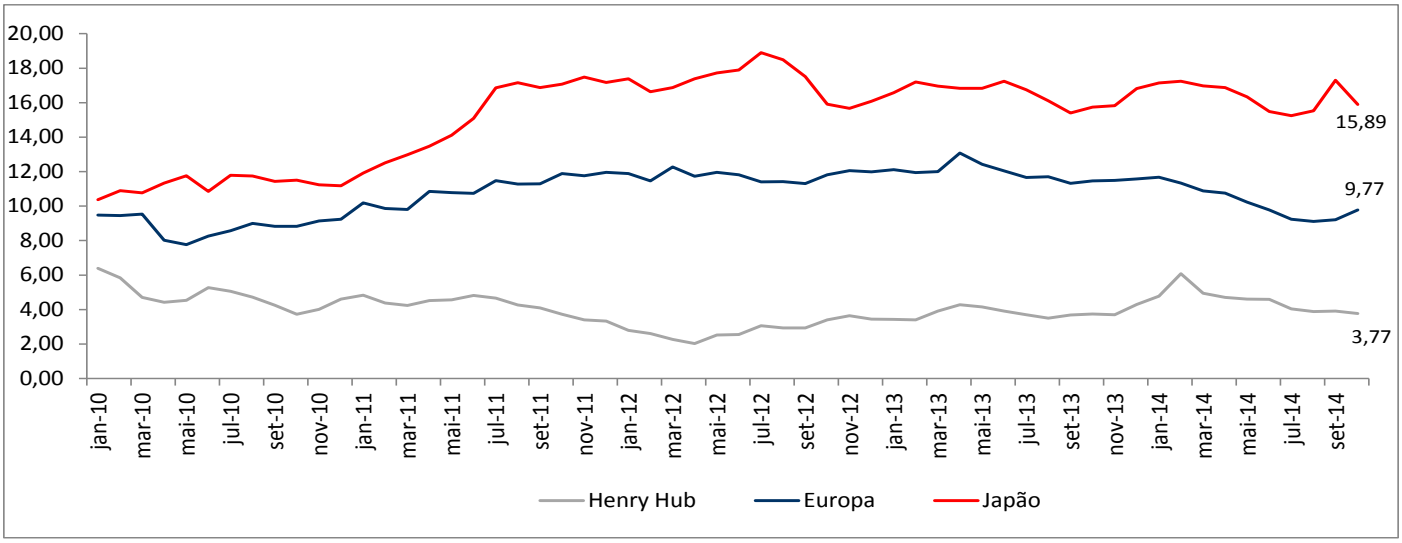
** preços c/ impostos em US$/MMBTU.

Fonte: MME & Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Assim como no cenário internacional, que registrou uma diferença de preços de 12,12 US$/MMBTU entre os mercados regionais, o Brasil registrou em outubro uma diferença de 12,58 US$/MMBTU entre as tarifas do PPT e as tarifas das distribuidoras para consumidores de pequeno e médio porte.

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



Fonte: Banco Mundial.

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno

Disponibilidade

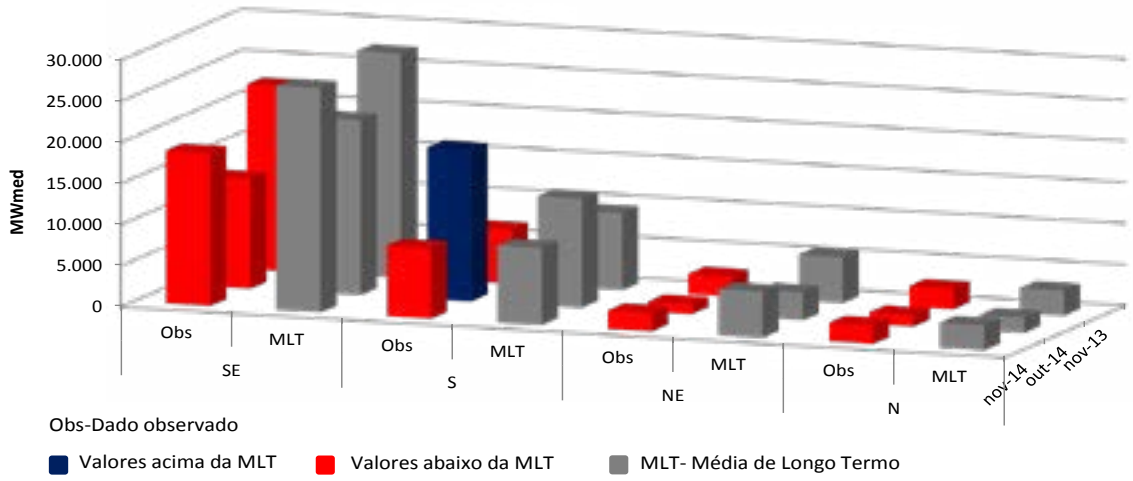
No mês de novembro, por ser o final do período seco, a Energia Natural Afluente (ENA) (Tabela 4.1), como esperado, apresentou incremento significativo nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte, de 39,66%, 82,93% e 59,83%, respectivamente, comparando novembro deste ano com o mês anterior. Porém, apresentou decréscimo significativo de 53,29%, a região Sul no mesmo período. Tal fato não representa surpresa, pois as bacias dos subsistemas Sudeste/C. Oeste, Nordeste e Norte apresentam certa similaridade na sazonalidade dos períodos secos e úmidos, ao passo que as bacias do Sul são bem peculiares em seu regime de precipitação. Apesar de ter havido um aumento nas afluências na maioria dos subsistemas, houve uma queda no total de ENAs para o SIN (Sistema Interligado Nacional), ainda na comparação mensal, de 7,72%, o que representa um valor de aproximadamente 2.660 MWmed a menos de aporte de energia hídrica nos reservatórios do SIN. Na comparação anual, o Sudeste, Nordeste e Norte apresentaram queda de 17,07%, 9,31% e 9,88%, respectivamente, enquanto que somente a região Sul apresentou crescimento, de 29,71%. Apesar da melhoria nas afluências, no Gráfico 4.1 pode ser visto que os valores de ENA ficaram abaixo das suas respectivas Médias de Longo Termo (MLTs) para o mês de novembro deste ano, comprovando que, de fato, o regime de chuvas no ano de 2014 não foi ideal.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
SE	18.641,73	39,66%	-17,07%		13.347,55	22.480,13
S	8.617,83	-53,29%	29,71%		18.450,74	6.644,17
NE	2.250,17	82,93%	-9,31%		1.230,06	2.481,20
N	2.294,30	59,83%	-9,88%		1.435,42	2.545,70
Total	31.804,03	-7,72%	-6,87%		34.463,77	34.151,20

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

A Tabela 4.2 mostra que a geração hidráulica convencional (acima de 30 MW) obteve incremento relativamente baixo, 0,94%, no mês de novembro em relação a outubro, continuando com praticamente a mesma ordem de grandeza no despacho hidrelétrico. No mesmo período, as térmicas não renováveis aumentaram em 4,37% o despacho, impulsionado pelas térmicas a gás natural (5,08%), térmicas a óleo e bicombustível (2,85%), e com destaque para as térmicas a carvão mineral, que apresentaram expressivo incremento de 14,08%, alcançando, aproximadamente, 1.855 MWmed de geração. Outros tipos de térmicas e a nuclear apresentaram 7,39% e 1,68% de redução, respectivamente. Na comparação anual, ainda sofrendo os efeitos de um ano hidrológico desfavorável, os resultados refletem bem este cenário. A geração hidráulica reduziu em 8,82% o seu despacho, ao passo que as térmicas não renováveis alcançaram um aumento de 40,90%. As térmicas a gás e a óleo e bicombustível apresentaram crescimento com valores bem expressivos: 52,77% e 89,14%, respectivamente. Cresceram também as térmicas a carvão mineral, 7,29%. As térmicas a nuclear mantiveram um mesmo patamar de despacho na base de aproximadamente 1.800 MWmed, mas decaíram em 0,2%, bem como outros tipos de térmicas, com queda de 3,91%.

Tabela 4.2: Geração[1] Convencional por Fonte (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
Hidráulica (>30 MW)	41.021,10	0,94%	-8,82%		40.639,00	44.988,12
Térmica - Outros	355,60	-7,39%	-3,91%		384,00	370,07
Térmica a Óleo e bi Combustível - gás/óleo	3.548,27	2,85%	89,14%		3.450,00	1.876,02
Térmica Nuclear	1.830,74	-1,68%	-0,20%		1.862,00	1.834,35
Térmica a Carvão Mineral	1.854,96	14,08%	7,29%		1.626,00	1.728,97
Térmica a Gás	7.670,84	5,08%	52,77%		7.300,00	5.021,24
Total Térmica Não Renovável	15.260,41	4,37%	40,90%		14.622,00	10.830,65
Total Convencional	56.281,51	1,85%	0,83%		55.261,00	55.818,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

O subsistema Sudeste/C. Oeste, que apresenta a maior geração no SIN, cresceu em 2,17% a geração de energia despachada centralizadamente, bem como o Norte, com 6,76% na comparação mensal. Ainda no mesmo período, os subsistemas Sul e Nordeste obtiveram queda inexpressiva, 0,26% e 0,05%, respectivamente (Tabela 4.3). Na comparação de novembro deste ano com o ano passado, houve aumento na maioria dos subsistemas: Sul 8,89%, Nordeste 20,32% e Norte 12,82% - excetuando somente o Sudeste/ C. Oeste, com redução de 5,43%. Já Itaipu obteve redução nas duas comparações: 11,6% na mensal e 20,13% na anual. Tais resultados, provavelmente, podem ser fruto de obras efetuadas em subestações durante os meses de novembro e outubro.

Tabela 4.3: Geração Despachada por Subsistema (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
Sudeste/C.Oeste	26.172,78	2,17%	-5,43%		25.616,84	27.674,11
Sul	13.151,75	-0,26%	8,89%		13.186,69	12.078,14
Nordeste	8.552,25	-0,05%	20,32%		8.556,37	7.108,03
Norte	5.346,93	6,76%	12,82%		5.008,23	4.739,44
Itaipu	7.915,22	-11,60%	-20,13%		8.953,53	9.909,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

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

Intercâmbio de Energia Elétrica

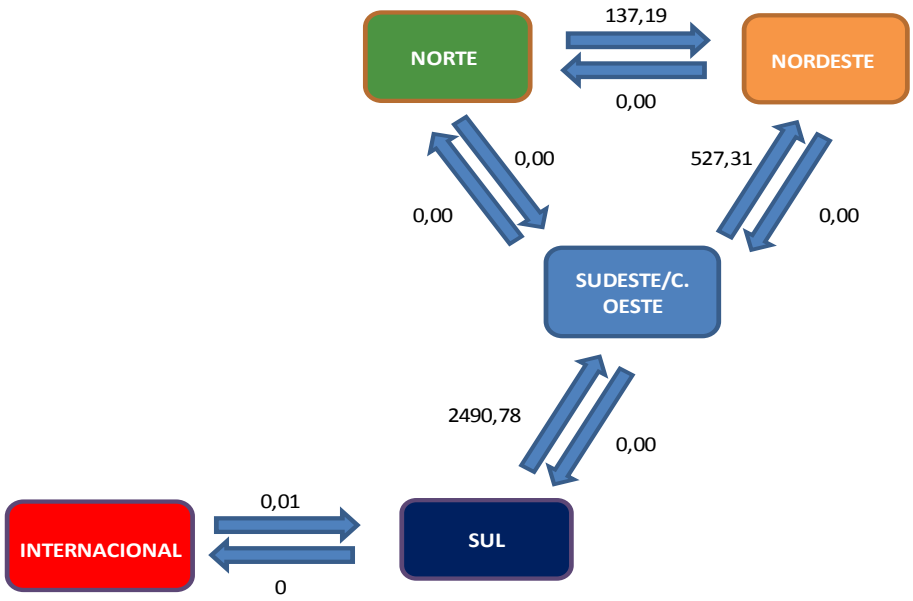
Apesar de apresentar queda na geração de energia, como mostra a Tabela 4.3, o subsistema Sul continuou sendo exportador para o subsistema Sudeste/C. Oeste, alcançando 2.490,78 MWmed, porém apresentando queda de 11,98% na comparação mensal (Tabela 4.4). Ainda no mesmo período de comparação, houve redução da importação do Norte para o Sudeste/C. Oeste, chegando ao valor nulo, e um aumento de exportação do Sudeste/C. Oeste para o Nordeste de 4,57%. Em novembro desse ano em relação ao mesmo mês do ano passado, houve crescimento de 59,7% no intercâmbio do Sul para o Sudeste/ C. Oeste, um saldo positivo de 137 MWmed do Norte para o Nordeste e uma redução expressiva de 78% da exportação do Sudeste/ C. Oeste pelo Nordeste. A Figura 4.1 apresenta os intercâmbios de energia entre os diferentes subsistemas.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
S - SE/CO	2.490,78	-11,98%	59,70%		2.829,80	1.559,63
Internacional - S	0,01	0,00%	-		0,01	0,00
N - NE	137,19	-	-		0,00	0,00
N - SE/CO	0,00	100,00%	100,00%		-108,70	-299,00
SE/CO - NE	527,31	4,57%	-78,00%		504,25	2.396,83

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Figura 4.1: Esquemático do Intercâmbio entre Subsistemas (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

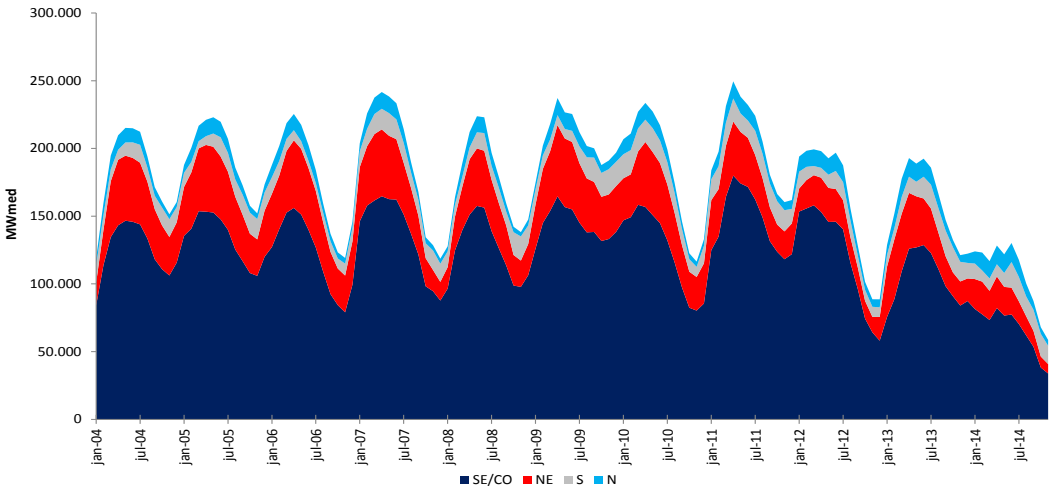
Em virtude da redução no total de ENAs (Tabela 4.1) no SIN e da continuidade do patamar de despacho hidrelétrico, todos os subsistemas reduziram sua Energia Armazenada-EAR (Tabela 4.5) em novembro deste ano em relação ao mês anterior: SE/CO em 11,46%, S, 19,65%, NE, 14,25% e N em 11,77%. Por terem uma sazonalidade similar, os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram os menores resultados de Energia Armazenada (EAR) nos últimos doze meses no mês de novembro, muito por estarmos na transição do período seco para o úmido nessas bacias. No entanto, mesmo na comparação anual, a EAR caiu drasticamente para os subsistemas SE/CO e NE - com 59,69% e 60,82%, respectivamente - o que, mais uma vez, comprova o cenário hidrológico desfavorável de 2014. O S e N também decresceram em 7,09% e 13,12%, respectivamente a partir do Gráfico 4.2, pode-se inferir que, comumente, no mês de novembro a curva de armazenamento tende a ser crescente novamente. No entanto, em 2013, isto não aconteceu, o que impactou os cenários atuais de armazenamento. Alcançamos os menores níveis de armazenamento dos últimos dez anos.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
SE/CO	33.868,42	-11,46%	-59,69%		38.251,52	84.010,00
S	13.474,10	-19,65%	-7,09%		16.768,43	14.502,00
NE	6.971,82	-14,25%	-60,82%		8.130,05	17.793,00
N	4.287,74	-11,77%	-13,12%		4.859,46	4.935,00
Total	58.602,07	-13,83%	-51,66%		68.009,46	121.240,00

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 recuou em 0,18% na comparação mensal e cresceu 1,58% na anual como mostra a Tabela 4.6. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS, possivelmente o resultado do crescimento no consumo de eletricidade na comparação entre os meses de outubro de 2014 e 2013 provém de fatores como o aumento da temperatura média entre os dois meses e do efeito calendário. O setor industrial apresentou queda de 3,14% de consumo na comparação mensal, e de 5,69% na comparação anual, tendo significativa influência nos resultados absolutos. O consumo residencial avançou 1,78% e 5,20% na comparação mensal e anual, respectivamente. O aumento de consumidores residenciais pode explicar tais resultados, que, segundo a Empresa de Pesquisa Energética, alcançou um total de 65.624.198 consumidores no mês de outubro de 2014.

Tabela 4.6: Consumo por Subsistema e Tipo (MWmed)

		out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
Sistemas Isolados	Residencial	227,05	-2,19%	9,77%		232,14	206,84
	Industrial	23,67	-11,08%	-1,21%		26,62	23,96
	Comercial	89,38	-3,71%	7,55%		92,82	83,10
	Outros	116,99	-3,40%	3,15%		121,11	113,41
	Total	**457,08**	**-3,30%**	**6,97%**		**472,69**	**427,31**
Norte	Residencial	952,81	-2,55%	9,03%		977,70	873,92
	Industrial	1.932,82	-3,30%	-11,67%		1.998,71	2.188,23
	Comercial	521,60	-4,45%	3,78%		545,87	502,58
	Outros	468,32	-1,03%	2,31%		473,18	457,75
	Total	**3.875,55**	**-3,00%**	**-3,65%**		**3.995,46**	**4.022,49**
Nordeste	Residencial	2.539,70	1,36%	3,80%		2.505,53	2.446,68
	Industrial	2.724,97	-3,10%	4,22%		2.812,19	2.614,55
	Comercial	1.420,48	1,57%	5,66%		1.398,49	1.344,44
	Outros	1.635,09	1,31%	2,69%		1.613,99	1.592,24
	Total	**8.320,25**	**-0,12%**	**4,03%**		**8.330,20**	**7.997,90**
Sudeste/C.Oeste	Residencial	8.954,55	3,63%	5,75%		8.641,08	8.467,43
	Industrial	11.572,23	-3,11%	-8,42%		11.943,23	12.635,52
	Comercial	6.540,59	4,17%	8,02%		6.278,55	6.054,96
	Outros	4.749,86	-0,17%	7,73%		4.758,10	4.408,90
	Total	**31.817,24**	**0,62%**	**0,79%**		**31.620,97**	**31.566,81**
Sul	Residencial	2.234,93	-2,51%	2,64%		2.292,54	2.177,44
	Industrial	3.748,61	-3,15%	0,02%		3.870,56	3.747,95
	Comercial	1.651,50	0,30%	8,77%		1.646,59	1.518,30
	Outros	1.692,44	1,55%	12,75%		1.666,59	1.501,04
	Total	**9.327,49**	**-1,57%**	**4,28%**		**9.476,28**	**8.944,73**
Total	Residencial	14.909,05	1,78%	5,20%		14.648,99	14.172,31
	Industrial	20.002,31	-3,14%	-5,69%		20.651,31	21.210,20
	Comercial	10.223,56	2,62%	7,58%		9.962,32	9.503,38
	Outros	8.662,70	0,34%	7,30%		8.632,97	8.073,34
	Total	**53.797,61**	**-0,18%**	**1,58%**		**53.895,59**	**52.959,24**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

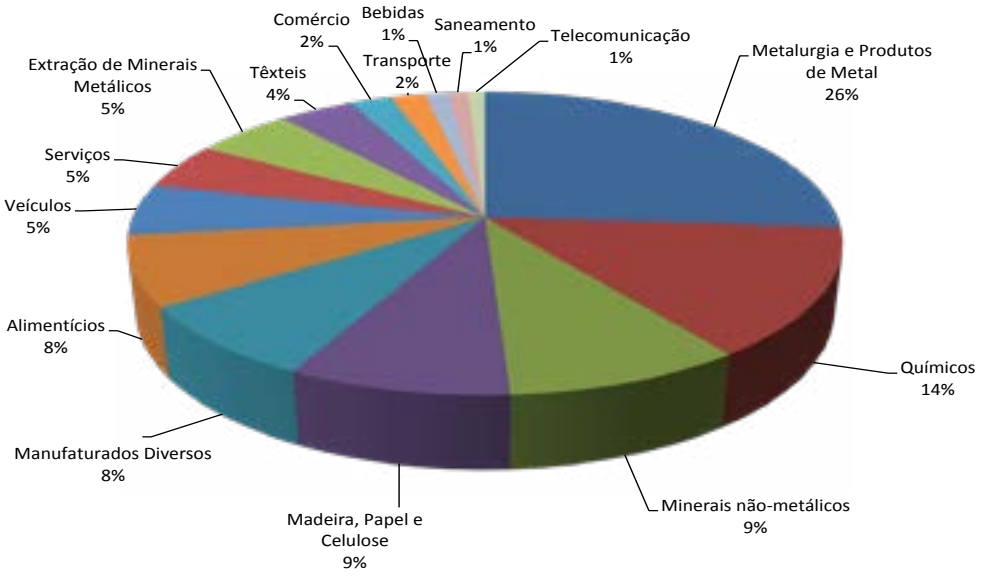
A Tabela 4.7 expõe os resultados do consumo de eletricidade para consumidores livres e especiais, os quais são discriminados por seus ramos de atividades. O consumo total em outubro em relação ao mês anterior apresentou crescimento de 0,44%. No entanto, comparado com outubro de 2013, recuou 4,91%. Na análise por ramo de atividade, os ramos Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos e Minerais não-metálicos tiveram a maior participação do total de consumo: 26%, 14% e 9%, respectivamente, como mostra o Gráfico 4.3. Na comparação mensal, os ramos Metalurgia e Produtos de Metal e Químicos, aumentaram em 0,64% e 5,99%, respectivamente, porém o ramo Minerais não-metálicos recuou em 0,54%. Já na comparação anual, Metalurgia e Produtos de Metal apresentou queda significativa de 13,76%, bem como Químicos, de 3,73%. Minerais não-metálicos cresceu 0,52% no mesmo período de comparação.

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

	out-14	out-14/set-14	out-14/out-13	Tendências 12 meses	set-14	out-13
Metalurgia e Produtos de Metal	2.939,52	0,64%	-13,76%		2.920,83	3.408,60
Químicos	1.561,83	5,99%	-3,73%		1.473,61	1.622,31
Minerais não-metálicos	1.044,35	-0,54%	0,52%		1.050,00	1.038,98
Madeira, Papel e Celulose	971,77	-0,90%	-4,24%		980,56	1.014,78
Manufaturados Diversos	903,23	0,36%	-2,89%		900,00	930,11
Alimentícios	849,46	0,93%	-1,86%		841,67	865,59
Veículos	614,25	0,74%	-8,23%		609,72	669,35
Serviços	559,14	2,96%	3,74%		543,06	538,98
Extração de Minerais Metálicos	591,40	-13,10%	11,96%		680,56	528,23
Têxteis	452,96	-0,57%	-4,53%		455,56	474,46
Comércio	251,34	6,45%	14,02%		236,11	220,43
Transporte	208,33	-0,66%	4,03%		209,72	200,27
Bebidas	138,44	6,04%	-11,97%		130,56	157,26
Saneamento	119,62	-3,23%	0,00%		123,61	119,62
Telecomunicação	102,15	0,75%	5,56%		101,39	96,77
Total Consumidores Livres e Especiais	11.306,45	0,44%	-4,91%		11.256,94	11.889,78

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

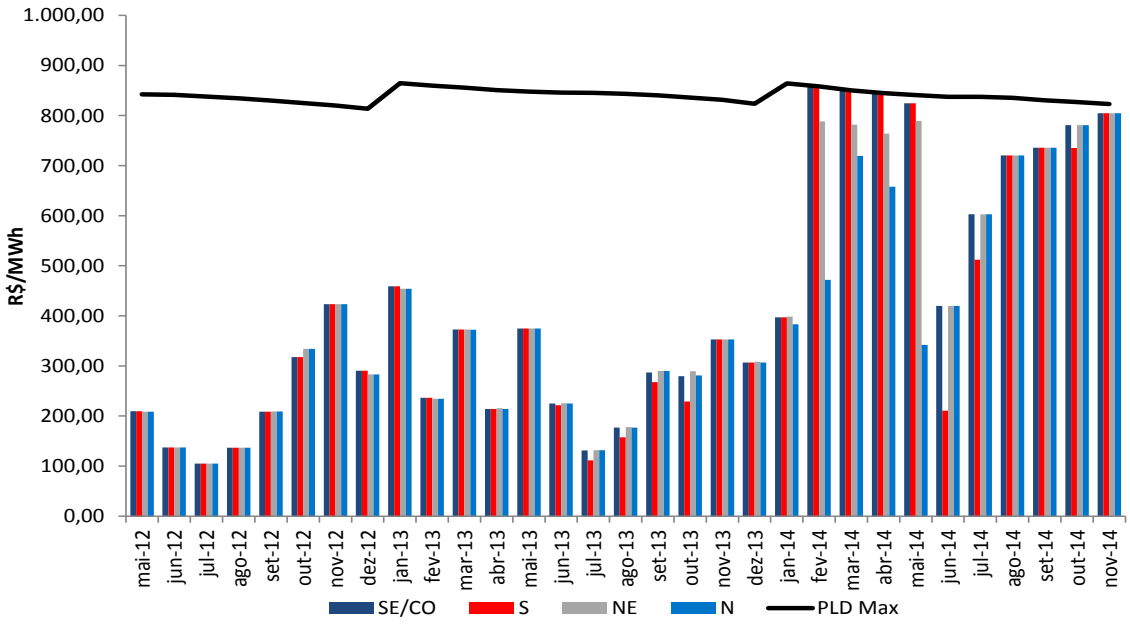
Com o deplecionamento dos reservatórios e a diminuição da EAR (Tabela 4.5), e com aumento do despacho térmico (Tabela 4.2) a média mensal do PLD (Tabela 4.8) apresentou crescimento em todos os submercados em novembro em relação a outubro deste ano: 3,03% para SE/CO, NE e N, e 9,42% para S. Justificando a premissa de que o ano hidrológico está sendo realmente adverso, o PLD apresentou alta de 128,06% na comparação anual em todos os submercados. O valor de R$ 804,54 /MWh está próximo ao teto do PLD (R$ 822,23 /MWh) estipulado para o ano de 2014, como pode ser visto no Gráfico 4.4.

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

	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendências 12 meses	out-14	nov-13
SE/CO	804,54	3,03%	128,06%		780,84	352,77
S	804,54	9,42%	128,06%		735,26	352,77
NE	804,54	3,03%	128,06%		780,84	352,77
N	804,54	3,03%	128,06%		780,84	352,77

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

Foi autorizado o reajuste tarifário anual de 23,51% para a CEEE-D, conforme a Tabela 4.9. Em outubro, mês marcado para ser realizado o reajuste, este foi suspenso devido a inadimplências da distribuidora, segundo a ANEEL. No entanto, em novembro a distribuidora apresentou comprovante que havia quitado as obrigações pendentes e a ANEEL realizou o seu reajuste. A Sulgipe também apresentou reajuste médio de 25,43% em suas tarifas, confirmando as expectativas de altos reajustes tarifários para o ano de 2014.

Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário Médio 2014	Vigência
CEEE-D	Cia. Estadual de Distrib. de Energia Elétrica	23,51%	25/10/2014 até 24/10/2015
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	25,43%	14/12/2014 até 13/12/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Resultados de Leilões

No dia 5 de dezembro ocorreu o 14° Leilão de Energia Existente "A-1", que teve negociação de 622 MW médios em energia elétrica para fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2015. O objetivo do certame era a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para suprir as necessidades de distribuidoras que atendem ao consumidor final. Três produtos foram negociados, com prazos de suprimento de três a cinco anos. Não houve oferta para o produto na modalidade quantidade com suprimento por cinco anos. Houve negociação no produto quantidade com suprimento de três anos, o qual negociou 352 MW médios, com preço médio de R$ 201,00 por MWh. Para o produto por disponibilidade, no qual participam termoelétricas, houve negociação de 270 MW médios com um preço médio de R$ 191,99, praticamente sem deságio em relação ao preço inicial de R$ 192,00 por MWh. O preço médio de energia negociado foi de R$ 197,09/ MWh, movimentando R$3,2 bilhões em contratos.

Fontes Renováveis

Mônica Varejão

Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em novembro[1] de 2014 pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) foi de 6.995 MWmed, conforme apontado na tabela 5.1. Este valor representa uma queda de 10,15% se comparado com o mês imediatamente anterior e um crescimento de 13,90% ano contra ano (novembro de 2014/novembro de 2013) - o que sinaliza uma maior inserção das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

A geração de eletricidade por PCHs apresentou crescimento de 8,39% entre outubro e novembro de 2014, enquanto que na comparação anual houve redução de 3,08% de participação. Para as térmicas a biomassa, a geração apresentou redução mensal de 17,75% e crescimento anual de 5,76%, o que demonstra maior despacho de térmicas em 2014, em virtude da hidrologia desfavorável.

A geração pela fonte eólica, em novembro, aumentou 72,13% ano a ano e, em comparação a outubro, houve queda de 15,31%. A expectativa é que a inserção da eólica na matriz elétrica cresça, em especial com a participação da fonte em leilões recentes de energia. O Leilão de Energia A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, resultou na contratação total de 2.742,5 MWmed, o que resultará na construção de 51 novos empreendimentos de geração, sendo 3 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), 12 térmicas (8 a biomassa, 3 a gás e 1 a carvão) e 36 eólicas. Os empreendimentos eólicos do Leilão totalizaram 925,95 MW, a um preço médio de R$ 136/MWh e 435,6 MWmed de garantia física.

Dentre as fontes renováveis, conforme exposto no gráfico 5.2, as térmicas a biomassa são as que apresentam maior participação na geração de energia por fontes renováveis (41,94% em novembro de 2014), seguida da PCH, com 31,97%, e da eólica, com 26,09%. Comparando os meses de novembro entre os anos 2010 e 2014, verificamos que a fonte eólica apresentou considerável e gradativo crescimento de participação, enquanto que as fontes térmica a biomassa e PCH apresentaram diminuição de participação na geração, com maior destaque de redução para PCHs.

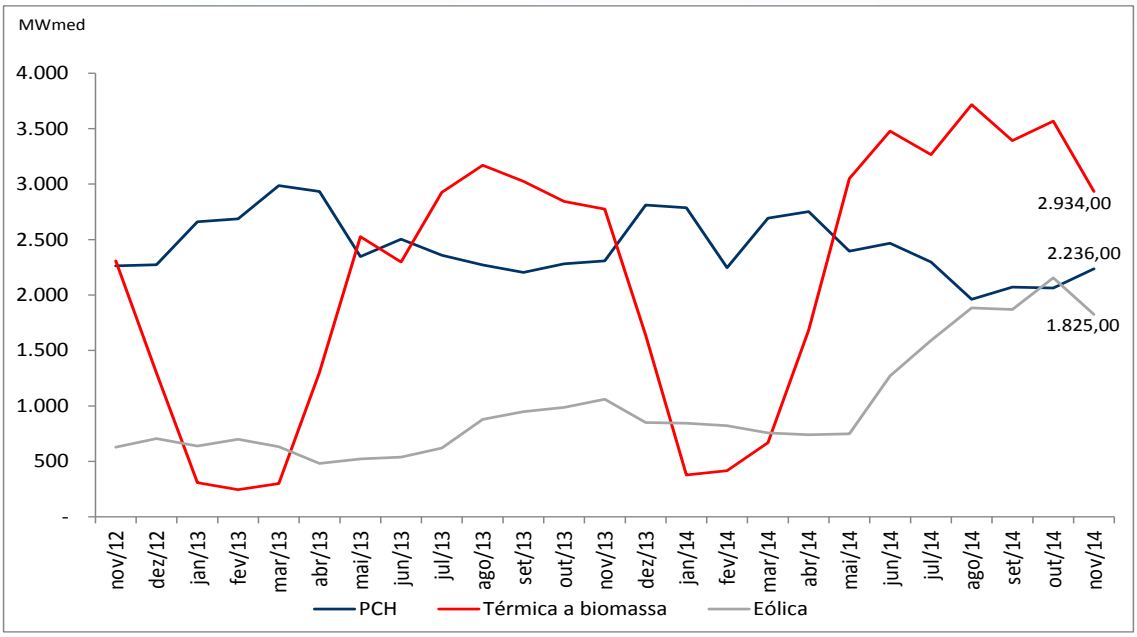
Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (MWmed)

Fonte	nov-14	nov-14/out-14	nov-14/nov-13	Tendência 12 meses	out-14	nov-13
PCH	2.236	8,39%	-3,08%		2.063	2.307
Térmica a biomassa	2.934	-17,75%	5,76%		3.567	2.774
Eólica	1.825	-15,31%	72,13%		2.155	1.060
Total	**6.995**	-10,15%	13,90%		**7.785**	**6.141**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

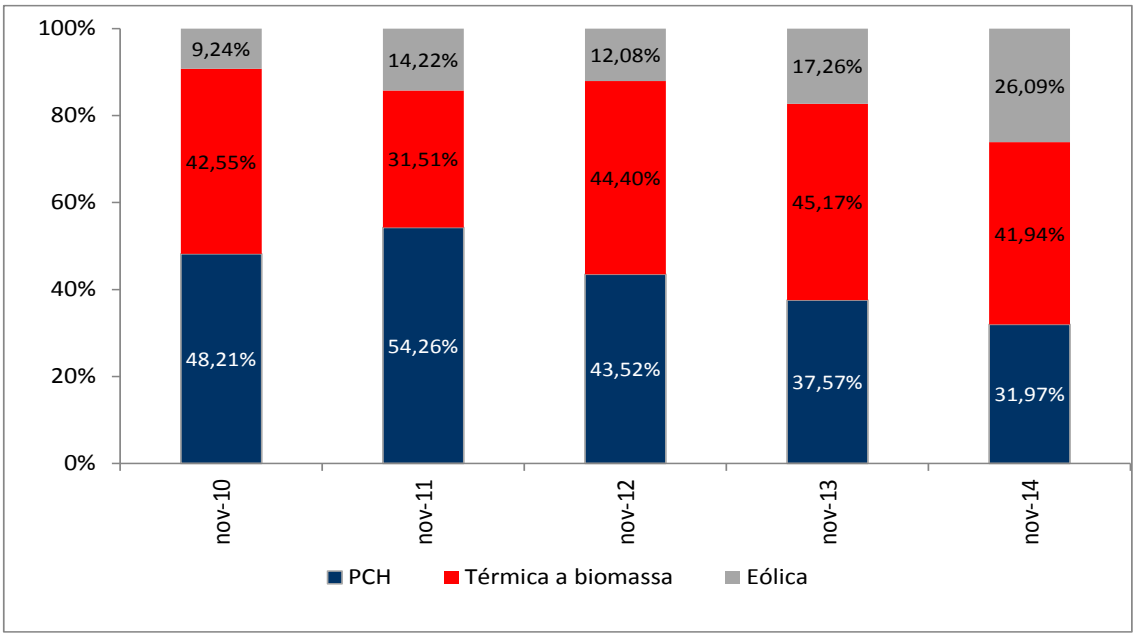
[1]Os dados de novembro de 2014 são dados preliminares, apresentados no relatório Infomercado de dezembro de 2014, e sujeitos a alterações até o início do processo de contabilização para o relatório de janeiro de 2015. O Infomercado é produzido e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica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