



**03**

**Março | 2015**

# **BOLETIM**

**DESTAQUE**

**O Shale Gas na Matriz Energética  
Mundial: uma revolução?**

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**EQUIPE DE PESQUISA**

Coordenação de Pesquisa  
Lavinia Hollanda

**Pesquisadores**

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

Coordenação de Ensino e P&D  
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional  
Luiz Roberto Bezerra

**Consultores Associados**

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

**PRODUÇÃO**

Coordenação e Diagramação  
Simone C. Lecques de Magalhães



## Sumário

<b>O <i>Shale Gas</i> na Matriz Energética Mundial: uma revolução?</b>	<b>3</b>
<b>Petróleo</b>	<b>6</b>
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	6
Derivados do Petróleo	10
<b>Gás Natural</b>	<b>15</b>
NOTA	
<b>Setor Elétrico</b>	<b>12</b>
Disponibilidade	12
Oferta	13
Intercâmbio de Energia Elétrica	14
Estoque	15
Demanda	16
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	18
Tarifas de Energia Elétrica	19
<b>Fontes Renováveis</b>	<b>20</b>
Geração e Participação na Matriz Elétrica	20

## O Shale Gas na Matriz Energética Mundial: uma revolução?

O principal tema da agenda atual no mundo tem sido sobre o planejamento de uma matriz energética que seja sustentável às exigências da contemporaneidade. Esta agenda articula-se a importantes temas que envolvem a economia, a geopolítica, o meio ambiente e a segurança e soberania nacionais.

Outrora, as fontes de energia como a eletricidade, o gás e o petróleo transformaram a economia mundial; e, hoje, estamos assistindo ao *shale gas*, ou gás de folhelho, como um fator emergente de mudança que poderá trazer novos impactos.

A estratégia dos EUA de obter sua autossuficiência energética e a manutenção de sua hegemonia levou à redução da dependência do petróleo do Oriente Médio. A forte queda no preço do barril, iniciada em meados do ano passado, foi resultado, dentre outros fatores, do excesso da oferta de óleo no mercado. Evidentemente, este fato está ligado a fatores de demanda, mas também à produção de *shale gas* e de *shale oil* nos EUA. Como resultado deste aumento de produção, os EUA reduziram sua dependência dos países da OPEP, o que pode levar a uma mudança no cenário geopolítico global.

A extração de gás natural a partir de folhelho (rochas sedimentares onde o shale gas se encontra aprisionado) é um dos eventos mais marcantes e controversos do século XXI. A tecnologia de obtenção do shale gas tem vindo a transformar a matriz energética dos EUA, com importantes impactos na economia desse país. A produção de gás de folhelho tem trazido diversas vantagens para indústrias energointensivas. Nos últimos 10 anos, sua produção vem crescendo a taxas expressivas e ganhou ainda mais impulso com a liquidez de capital no mercado americano. Esta liquidez foi resultado das políticas macroeconômicas em promover o crescimento econômico após a crise de 2008. Políticas monetárias convencionais e não convencionais, respectivamente, taxas de juros baixas e *quantitative easing*<sup>1</sup>, resultaram em liquidez de

capital que contribuiu no financiamento da expansão da indústria de E&P do gás de folhelho nos EUA.

No entanto, o sucesso do shale gas traz polêmicas quanto aos riscos ambientais da técnica de fraturamento hidráulico (*fracking*), utilizada na extração de gás desse tipo de reservatório. Tais questionamentos ambientais podem frear ou inclusive impossibilitar a continuidade dessas atividades no futuro. A diferença entre a perfuração tradicional e a perfuração com fraturamento hidráulico é que esta última consegue acessar hidrocarbonetos presentes nas rochas sedimentares de baixa permeabilidade de folhelhos no subsolo, e assim explorar reservatórios que antes eram inatingíveis. O procedimento se inicia com uma perfuração de um poço vertical, e, quando alcançada a profundidade desejada, a coluna de perfuração assume uma trajetória horizontal. É então injetada água, areia, e alguns aditivos químicos, sob alta pressão que fragmentam a rocha. Segundo o DOE (*Department of Energy*), entre os principais desafios associados à exploração do *shale gas* estão o consumo intensivo de água, o risco de contaminação do solo e das águas subterrâneas, as emissões fugitivas do metano e os riscos sísmicos. Para minimizar esses impactos, o governo americano passou a regular a atividade, além de estabelecer restrições em alguns locais.

Em comparação aos outros gases não convencionais (como *tight gas*, *coalbed methane*), o esforço requerido para acessar os poros de *shale gas* nos folhelhos betuminosos é o mais alto, pelo fato de estas rochas terem a menor permeabilidade entre elas. Isto resulta em um maior risco de impactos ambientais, já que é necessária maior quantidade de água. Este fato leva a preocupações sobre a origem de retirada desta água e sobre qual seria o impacto no abastecimento de água local - sem falar em custos adicionais relevantes caso a água tenha que ser transportada a grandes distâncias para os locais de perfuração. No entanto, ainda que seja demandada grande quantidade de água, esta não é excepcional se comparada à produção de outros recursos energéticos, como mostra a tabela 1.

<sup>1</sup> Política monetária não convencional que consiste em compra de ativos financeiros (títulos públicos) de longo prazo com o intuito de reduzir as taxas de juros de longo prazo.

**Tabela 1: Consumo de água por MMBTU de energia produzida por diferentes recursos energéticos**

Recursos de Energia	Consumo de água (L/MMBTU)
Shale gas Chesapeake <sup>1</sup>	3,18 - 12,61 <sup>2</sup>
Gás Natural Convencional	3,79 - 11,36
Carvão (transporte em pó)	7,57 - 30,28
Carvão (transporte em pasta)	49,20 - 121,13
Nuclear (Urânio pronto para uso em planta de energia)	30,28 - 53,00
<i>Shale oil de Chesapeake</i>	30,13 - 72,87 <sup>3</sup>
Óleo Convencional	30,28 - 35,71
Sintético - Carvão gaseificado	41,64 - 98,42
Petróleo de Shale Oil	83,28 - 212,00
Petróleo de areias betuminosas	102,00 - 257,40
Combustível Sintético - <i>Fisher Tropsch</i> <sup>4</sup>	155,20 - 227,00
EOR	79,50 - 9463,50
Biocombustível (etanol de milho, biodiesel de soja)	> 9463,5

(1) Produção de *shale gas* da companhia “*Chesapeake Energy*”, segunda maior produtora de gás natural nos Estados Unidos, localizada em Oklahoma.

(2) O transporte de gás natural pode acrescentar até 7,6 L/MMBTU.

(3) Inclui o refino, que consome a maior parte da água (26,5- 68 L/MMBTU).

(4) Processo químico para produção de hidrocarbonetos líquidos a partir de gás de síntese (H<sub>2</sub> e CO).


Fonte: Modificado de “*Deep Shale Natural Gas and Water Use, Part Two: Abundant, Affordable, and Still Water Efficient*”, *Chesapeake Energy Corporation* (2010)

Outra questão que tem sido discutida é o vazamento dos fluidos de fraturamento durante seu transporte, embora ainda não tenha sido possível estabelecer nexo causal dos incidentes que já ocorreram, com a atividade de fraturamento hidráulico.

Com o intuito de regular a qualidade da água para o consumo nos EUA, o governo criou leis ambientais delegando à Agência de Proteção Ambiental (EPA) a responsabilidade de estabelecer regulamentações para proteção humana contra contaminantes presentes na água potável. Como exemplo, a lei Clean Water Act regula o despejo das águas de estações de tratamento, atividades industriais, entre outras. Fica estabelecido que os estados sejam obrigados a fixar padrões de qualidade para a água, além de elaborar relatório que inclua aspectos sobre a qualidade das águas de sua região. Apesar de todo o incentivo do governo americano, o reuso da água não é obrigatório nos EUA. Ainda assim, estudos apontam que grande parte de toda a água produzida na exploração do shale gas é tratada e reutilizada, sendo uma parte mínima descartada.

Em tempos em que a discussão climática está inerente ao planejamento da matriz energética, a quantidade de gases de efeito estufa (GEE) emitida por um processo pesa na decisão de sua viabilidade. Apesar de o gás natural ser uma fonte mais limpa entre os combustíveis fósseis, o risco de emissões fugitivas é um problema importante a ser considerado, já que este GEE é 25 vezes mais potente (maior GWP – *Global Warming Potential*) que o CO<sub>2</sub>. Também foram registradas emissões de compostos orgânicos voláteis (COV) e NOx, contribuindo para a poluição atmosférica.

Finalmente, outra preocupação é a ocorrência de atividades sísmicas induzidas pela exploração de *shale gas*. Embora, o fraturamento hidráulico libere energia muito abaixo da superfície, estudos indicam que esta não é grande o suficiente para desencadear um evento sísmico que poderia ser sentido na superfície. Segundo o DOE, o risco de sismicidade induzida está na eliminação de resíduos de fluidos através da injeção subterrânea. No Reino Unido, logo após a realização de fraturas hidráulicas na região de *Blackpool*, houve



registro de dois abalos sísmicos, o que levou à suspensão da exploração deste gás no local. Relatórios técnicos britânicos apontam que estes tremores podem ter sido causados pela migração dos fluidos de fraturamento para uma falha geológica.

Assim, as perspectivas da produção de *shale gas* não só no Brasil, como no mundo, depende da forma como as questões ambientais serão abordadas. A sociedade precisa estar convencida de que os riscos ambientais e sociais serão geridos adequadamente para garantir consentimento da produção do *shale gas*. Há inevitáveis *trade-offs* entre reduzir os riscos de danos ambientais por um lado e alcançar os benefícios que podem advir para a sociedade a partir do desenvolvimento destes recursos. Fornecer informações técnicas ao público não é suficiente. Importa é um diálogo efetivo, claro e transparente com a sociedade civil, para que se compreenda os desafios, os riscos e os benefícios que estão associados ao desenvolvimento tecnológico e inovador do shale gas. A indústria e as autoridades públicas precisam trabalhar em conjunto para obter um consentimento da sociedade, o que é crítico para o desenvolvimento de qualquer negócio.

A transparência é vital para a confiança do público. Um acompanhamento efetivo das águas residuais deveria garantir seu tratamento e disposição adequados. Ademais, o marco regulatório do gás deveria incorporar as questões relativas ao shale exigindo das indústrias a responsabilidade de estabelecer e divulgar indicadores ambientais durante suas operações.

Temos um grande desafio pela frente ao encontrar o justo equilíbrio entre a necessidade de minimizar os impactos ambientais e sociais adversos e incentivar o desenvolvimento responsável dos recursos em benefício de uma economia sustentável local, nacional e transnacional. Os blocos de não convencionais da 12ª rodada da ANP, realizada em 2013, ainda não estão em fase de exploração. Assim, percebe-se que estas questões precisam ser resolvidas imediatamente para evitar prejuízos ao meio ambiente em situações de exploração não regulada e também evitar prejuízos ao desenvolvimento energético do país, como ocorre com a suspensão judicial das atividades.

## Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de dezembro fechou o ano de 2014 com o recorde de produção histórica de petróleo. Foram produzidos aproximadamente 77,4 milhões de barris, o que equivale a 2,49 milhões de barris por dia. No ano, o total produzido foi de aproximadamente 823 milhões de barris. Já o ano de 2015 começou com produção de 76,5 milhões de barris, ou 2,46 milhões de barris por dia. Apesar da queda de 1,11% na comparação com dezembro, a produção foi 20,31% maior neste ano, na comparação com janeiro de 2014. (Tabela 2.1)

Refletindo a queda do desempenho econômico, o consumo de petróleo, que é medido pelo volume de

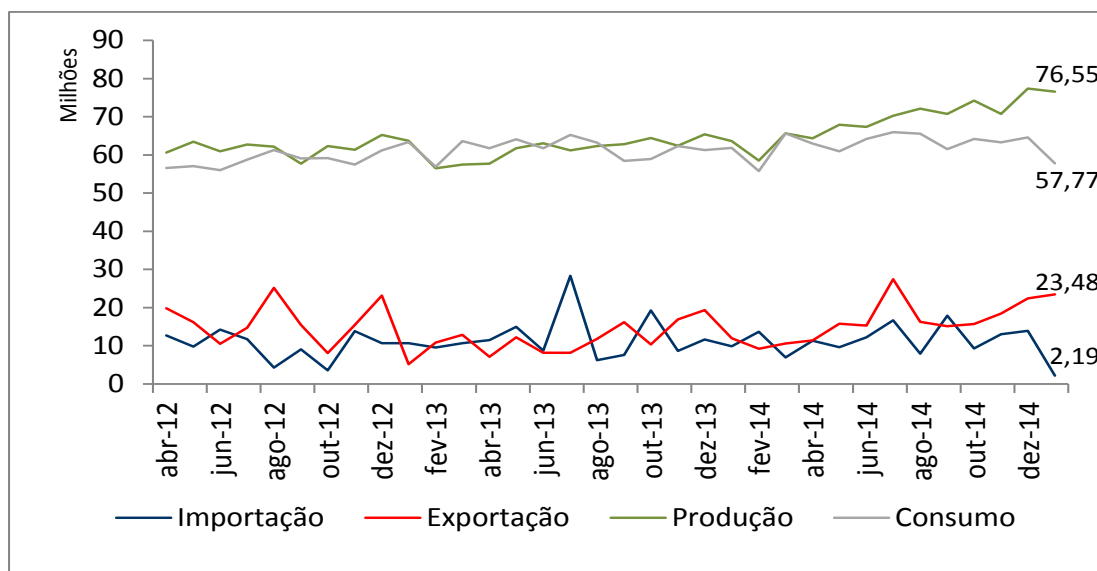
petróleo refinado nas refinarias nacionais, apresentou queda de 10,51% em janeiro na comparação com dezembro, e 6,59% na comparação anual. (Gráfico 2.1). Segundo o BACEN, o IBC-R<sup>1</sup> também apresentou queda nos mesmos períodos, de 0,11% na comparação mensal e 1,34% na comparação anual<sup>2</sup>. O contínuo aumento da produção, não acompanhado pela demanda, impactou nas contas externas do petróleo. As exportações quase dobraram em relação a janeiro de 2014, e aumentaram 4,86% em relação a dezembro. Por outro lado, as importações caíram 77,82% na comparação anual e 84,25% em relação a dezembro. (Gráfico 2.2).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendência 12 meses	dez-14	jan-14
<b>Produção</b>	76.553.413	-1,11%	20,31%		77.414.316	63.628.898
<b>Consumo</b>	57.767.002	-10,51%	-6,59%		64.554.946	61.842.517
<b>Importação</b>	2.192.342	-84,25%	-77,82%		13.921.767	9.883.884
<b>Exportação</b>	23.476.563	4,86%	96,75%		22.389.538	11.932.078

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

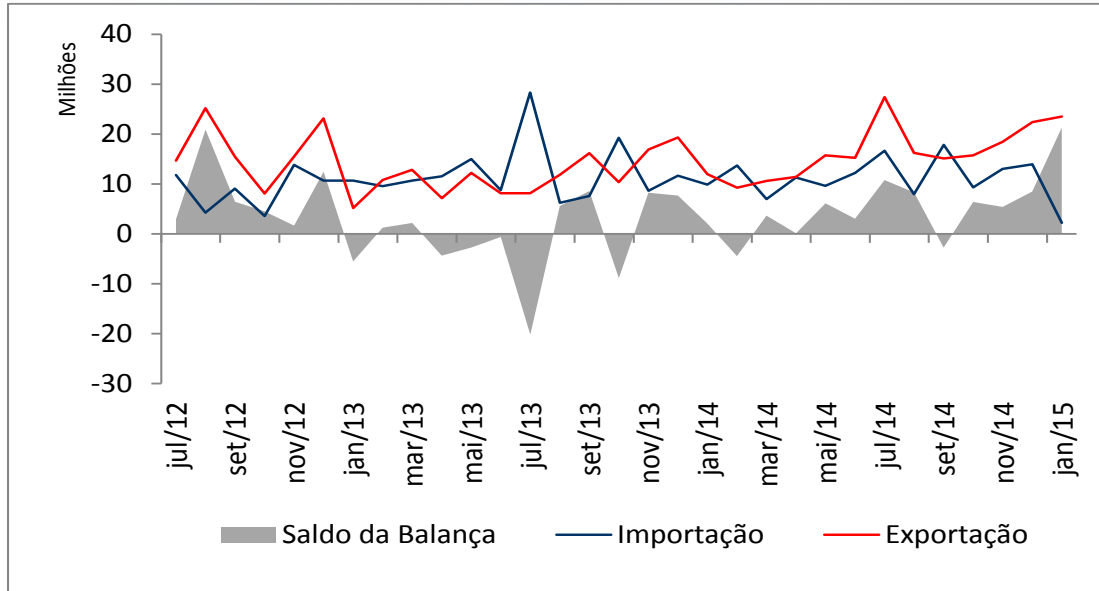


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

<sup>1</sup> Índice de Atividade Econômica do Banco Central (IBC-Br).

<sup>2</sup> Números dessazonalizados.

**Gráfico 2.2: Balança Comercial (Barril)**

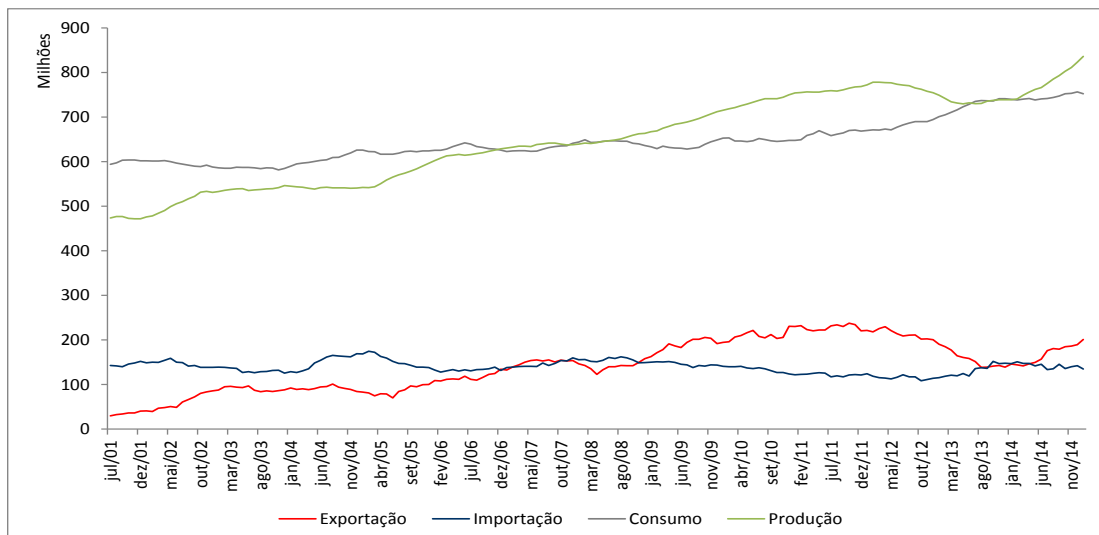


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Os movimentos das contas agregadas de petróleo ficam mais claros na análise do acumulado 12 meses. Enquanto o patamar de consumo teve uma trajetória mais constante ao longo de 2014, as exportações apresentaram uma tendência clara de crescimento, alcançando novos patamares. (Gráfico 2.3). A produção

acumulada nos últimos 12 meses, até janeiro de 2015, foi de aproximadamente 836 milhões de barris. Devido aos sucessivos recordes de produção, que não foram acompanhados pelo consumo ao longo de 2014, as exportações voltaram a crescer enquanto as importações se mantiveram no mesmo patamar.








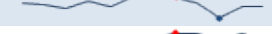


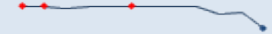


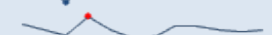


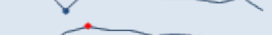
**Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.



Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

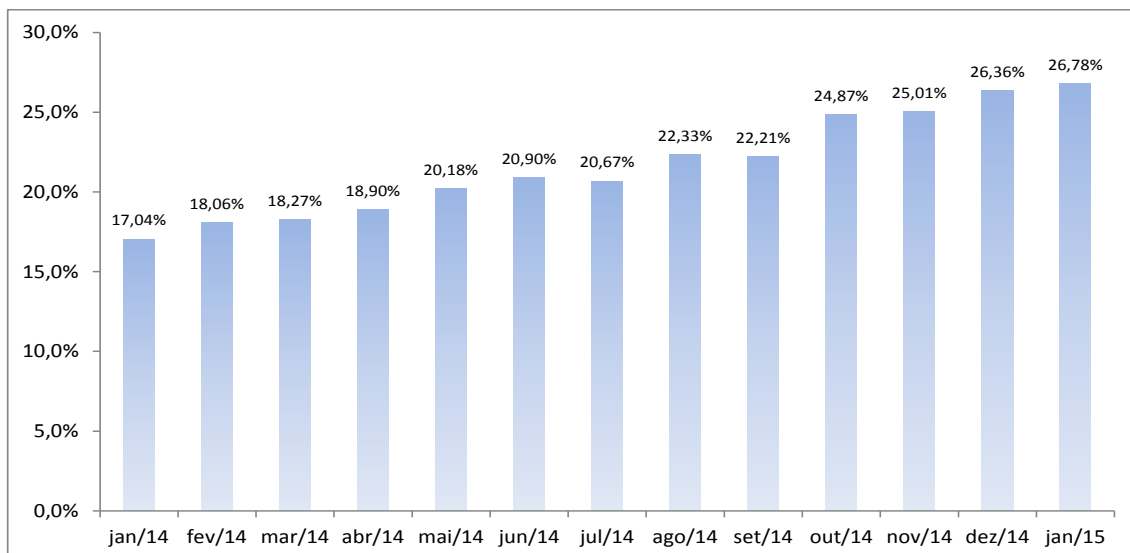
UF	Localização	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendência 12 meses	dez-14	jan-14
AL	Onshore	118.868	5,69%	11,28%		112.472	106.814
	Offshore	8.452	-8,74%	-17,68%		9.261	10.267
AM	Onshore	850.450	0,08%	-7,61%		849.749	920.489
BA	Onshore	1.268.395	-3,40%	-5,31%		1.313.079	1.339.453
	Offshore	18.261	-11,42%	-50,81%		20.614	37.120
CE	Onshore	41.092	-16,93%	19,52%		49.466	34.381
	Offshore	186.637	-1,24%	1,51%		188.983	183.854
ES	Onshore	448.024	2,23%	33,77%		438.261	334.915
	Offshore	12.441.129	-2,65%	32,48%		12.779.778	9.391.194
MA	Onshore	480	-21,58%	-89,26%		612	4.471
RJ	Offshore	51.582.318	-0,55%	14,86%		51.868.557	44.910.246
RN	Onshore	1.537.634	0,68%	-1,10%		1.527.237	1.554.663
	Offshore	233.009	4,06%	6,80%		223.909	218.178
SP	Offshore	6.652.971	-2,57%	96,56%		6.828.725	3.384.709
SE	Onshore	819.194	-2,42%	-6,91%		839.525	880.038
	Offshore	346.500	-4,83%	8,93%		364.088	318.106
<b>Total</b>		<b>76.553.413</b>	<b>-1,11%</b>	<b>20,31%</b>		<b>77.414.316</b>	<b>63.628.898</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A queda de 1,11%, na comparação mensal, da produção registrada em janeiro foi distribuída por quase todos os estados produtores. Na comparação com janeiro de 2014, a produção do estado do RJ aumentou em 6,7 milhões de barris, e SP apresentou aumento de 3,3 milhões de barris. Juntos representaram 77% dos

20,31% de aumento da produção total. A produção do pré-sal vem ganhando cada vez mais participação na produção total, e alcançou 27,7 milhões de barris em janeiro de 2015, o que equivale a 26,78% do total produzido no país. (Gráfico 2.4).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

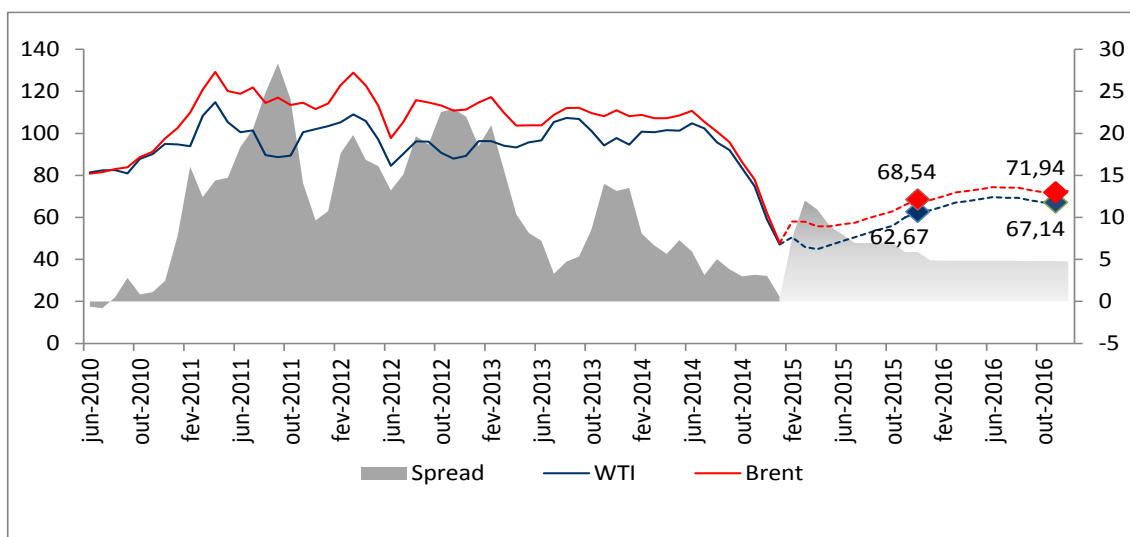
Considerando os 20 maiores campos produtores de petróleo, Roncador e Lula, ambos da Petrobras, foram os campos com maior produção no mês, com 10,8 milhões e 8,6 milhões de barris, respectivamente. Com relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor), Argonauta da Shell (16º) e Frade da Chevron (18º) produziram 2,2, 1,8 e 0,8 milhões de barris, respectivamente.

Segundo a ANP, do volume total de petróleo produzido no país em janeiro, o grau API médio foi de aproximadamente 24,7, sendo que apenas 9% da produção são consideradas como óleo leve ( $\geq 31^\circ\text{API}$ ), 57% como óleo médio ( $\geq 22^\circ\text{API}$  e  $< 31^\circ\text{API}$ ) e 34% como óleo pesado ( $< 22^\circ\text{API}$ ), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Em fevereiro, os preços do petróleo cru Brent e

WTI apresentaram a primeira variação positiva na comparação com o mês anterior, após sucessivos meses de queda sem recuperação desde junho de 2014. Com a queda do número de novas perfurações por companhias de E&P de óleo não-convencional nos EUA, o mercado reagiu com ligeiro aumento dos preços da commodity. Segundo a EIA (*U.S. Energy Information Administration*), no dia 5 de março, os contratos futuros de óleo Brent para um mês estavam a US\$60,48 bbl, US\$5,73 bbl acima do valor registrado no dia 2 de fevereiro de 2015. Para o óleo WTI, o valor registrado na mesma data em março foi de US\$50,76 bbl, US\$1,19 bbl acima da data correspondente em fevereiro. (Gráfico 2.5). Porém, a tendência de subida dos preços foi interrompida com os números de estoque de petróleo, principalmente após a divulgação de que a última semana de fevereiro registrou aumento de estoques pela oitava semana consecutiva.

**Gráfico 2.5: Preço Real e Projeção (\$/Barril)**



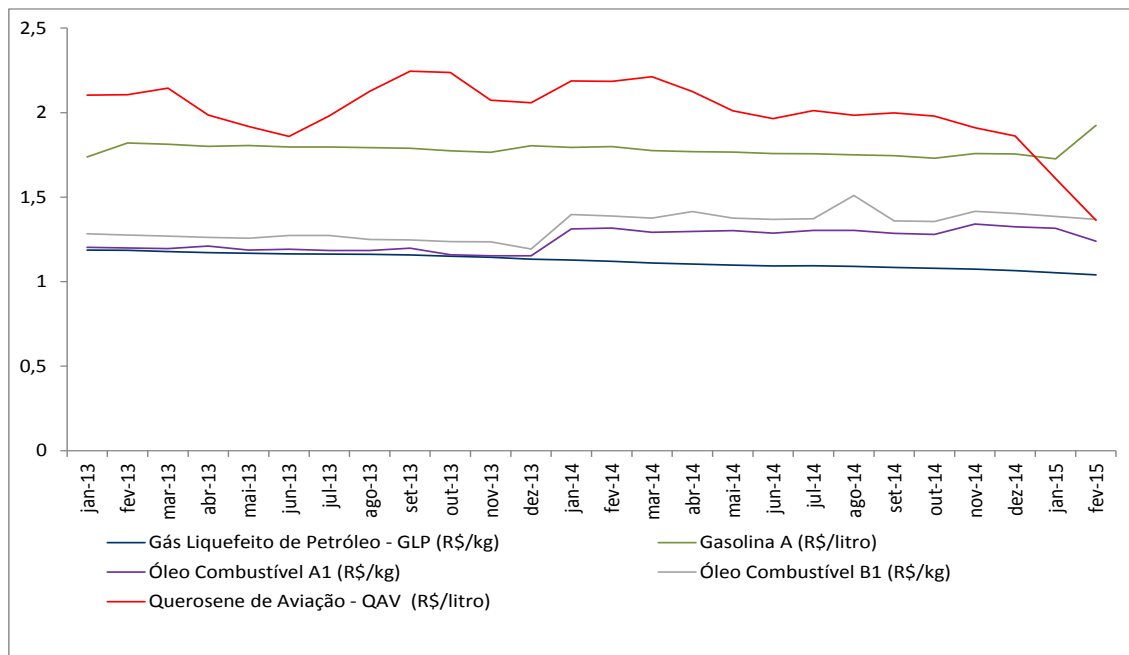
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

## Derivados do Petróleo

Apesar de o último aumento autorizado da gasolina ter ocorrido em novembro de 2014, o preço do derivado nas refinarias voltou a subir em fevereiro, como consequência do aumento do PIS/Cofins sobre combustíveis. Houve aumento médio de aproximadamente R\$ 0,22, conforme expectativa do governo federal. A média de preços, apurada pela ANP

nas refinarias e importadoras na última semana de janeiro, foi de R\$ 1,70 o litro, subindo para R\$ 1,92 na primeira semana de fevereiro. O aumento do PIS/Cofins sobre os combustíveis passou a vigorar a partir do dia 1º de fevereiro, e será reduzido após a CIDE entra em vigor integralmente<sup>3</sup> em 1º de maio de 2015.

**Gráfico 2.6: Série de Preços Médios Reais Semanais Ponderados Praticados Pelos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo.**



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

<sup>3</sup> Decreto Nº8.395, de 29 de janeiro de 2015.

# Gás Natural

Camilo Muñoz

## Produção e Importação

### NOTA

Não houve divulgação de novos dados relativos ao setor de gás desde a publicação do último Boletim (fevereiro/2015). Na próxima edição todos os novos dados publicados até seu fechamento serão incorporados à seção.

## Disponibilidade

No mês de análise, a Tabela 4.1 mostra que houve um aumento significativo da ENA em todo o Sistema Interligado Nacional-SIN em relação ao mês anterior, 24,79%. O esperado período úmido chegou com mais força, representando certo alívio para o setor elétrico. A região SE, a qual apresenta a maior capacidade de estoque de energia hidráulica do SIN, obteve um resultado expressivo de ENA, um aumento de 62,61%, ainda na comparação mensal, bem como NE e N com 18,55% e 23,60%, respectivamente. Somente a região Sul apresentou queda na ENA, 25,29%. O ano de 2015 já apresenta diferença significativa em relação ao regime de chuvas do ano anterior e, com isso, podemos verificar o aumento de 30,36% no total de ENA na comparação anual. Nas regiões SE e S, houve

um aumento expressivo no resultado das ENAs, 54,80% e 123,82%, e um moderado crescimento na região NE, 8,26%. Já na região N, o resultado de ENA foi 42,89% inferior, ainda na comparação anual.

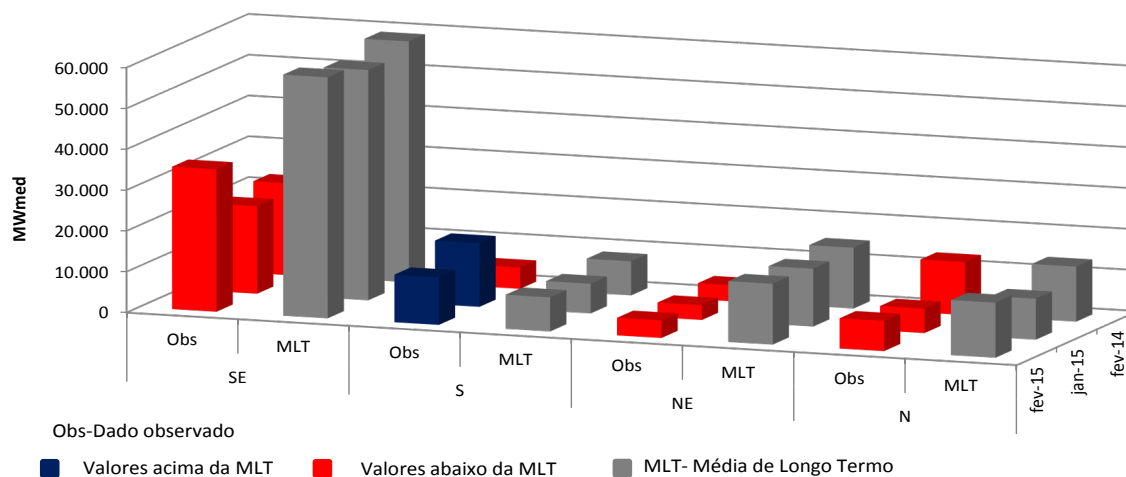
Apesar da melhoria no total de ENA, no mês de fevereiro de 2015, somente a região Sul apresentou resultado acima da sua respectiva Média de Longo Termo-MLT, cerca de 40% superior. O resultado da região SE foi bem aquém de sua MLT, aproximadamente 40% abaixo, bem como NE, 71%, e N, 45%. O Gráfico 4.1 apresenta a comparação das ENAs e suas MLTs no mês de análise, sendo as barras em vermelho as regiões que apresentaram resultado abaixo da MLT e em azul os valores acima.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluyente-ENA (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
SE	34.895,29	62,61%	54,80%		21.459,61	22.541,71
S	11.661,64	-25,29%	123,82%		15.608,39	5.210,21
NE	4.299,36	18,55%	8,26%		3.626,55	3.971,29
N	7.409,11	23,60%	-42,89%		5.994,45	12.974,14
<b>Total</b>	<b>58.265,40</b>	<b>24,79%</b>	<b>30,36%</b>		<b>46.689,00</b>	<b>44.697,35</b>

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 geração convencional no mês de janeiro<sup>1</sup> cresceu 9,76% em relação ao mês anterior. Tal resultado se deu devido ao aumento significativo na geração hidráulica convencional (maior que 30 MW), 14,53%, bem como a geração térmica a Carvão Mineral, com 7,32%. Todo o restante de térmicas apresentou queda: Gás 4,27%; Óleo 4,53%; Nuclear 3,12%; Bicombustível (gás/óleo) 10,85% e Outros 0,98%. Na comparação anual, excetuando Nuclear com queda de 1,18%, todas as demais térmicas aumentaram a geração: Gás 41,95%; Óleo 42,53%; Carvão Mineral 25,60%; Bicombustível (gás/óleo) 9,76% e Outros 15,67%. A hidráulica convencional reduziu a geração em 8,59% no mesmo período de análise, o que foi o suficiente para resultar na queda da geração total

convencional em 1,43%.

Na comparação mensal, houve redução de 5,45% do despacho no SE/CO, o qual apresenta o subsistema com a maior geração despachada do SIN (Tabela 4.3). NE e S também apresentaram queda no mesmo período de análise, 4,72% e 3,08% respectivamente. Itaipu também teve uma modesta redução, 0,38%. Somente o subsistema N aumentou a geração, 11,08%. Na comparação entre fevereiro deste ano e o mesmo mês do ano anterior, os subsistemas SE/CO e N decresceram na geração, 16,18% e 16,26%, respectivamente, bem como Itaipu, 8,84%. No entanto, S e NE cresceram 29,17% e 5,09%, respectivamente.

**Tabela 4.2: Geração Convencional por Fonte (MWmed)**

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
<b>Hidráulica &gt; 30MW</b>	45.276,26	14,53%	-8,59%		39.533,46	49.533,36
<b>Térmica a Gás</b>	7.152,10	-4,27%	41,95%		7.471,40	5.038,45
<b>Térmica a Óleo</b>	2.604,73	-4,53%	42,53%		2.728,41	1.827,45
<b>Térmica a Carvão Mineral</b>	2.066,33	7,32%	25,60%		1.925,47	1.645,14
<b>Térmica Nuclear</b>	1.793,70	-3,12%	-1,18%		1.851,56	1.815,06
<b>Térmica bi-Combustível - gás/óleo</b>	487,47	-10,85%	9,76%		546,78	444,12
<b>Térmica - Outros</b>	420,36	-0,98%	15,67%		424,50	363,43
<b>Total Térmica Não Renovável</b>	14.524,69	-2,83%	30,46%		14.948,12	11.133,65
<b>Total Convencional</b>	59.800,95	9,76%	-1,43%		54.481,58	60.667,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

**Tabela 4.3: Geração Despachada por Subsistema (MWmed)**

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
<b>SE/CO</b>	25.855,46	-5,45%	-16,18%		27.347,17	30.848,02
<b>S</b>	13.833,88	-3,08%	29,17%		14.273,30	10.710,13
<b>NE</b>	7.957,90	-4,72%	5,09%		8.352,03	7.572,15
<b>N</b>	8.316,01	11,08%	-16,26%		7.486,34	9.930,71
<b>Itaipu</b>	8.588,48	-0,38%	-8,84%		8.621,25	9.421,65

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

<sup>1</sup> Os dados obtidos da CCEE para o mês de fevereiro, não foram consolidados, ainda, e serão obtidos e analisados, somente, no próximo boletim.

## Intercâmbio de Energia Elétrica

Segundo a Tabela 4.4, o subsistema S manteve a exportação de energia para o SE/CO em fevereiro deste ano, apresentando redução de 15,54% em relação ao mês anterior. Houve mudança de direção do intercâmbio de energia internacional através de S, que recebeu 2,08 MWmed, sendo que, em janeiro, o subsistema S exportou 7,36 MWmed para a Argentina. O subsistema N aumentou a exportação de energia para NE e SE/CO, 51,03% e 25,71%, respectivamente. O intercâmbio SE/CO – NE apresentou queda, 18,33%. Já na comparação anual, no intercâmbio S – SE/CO, houve uma mudança de direção, que em fevereiro do ano passado ocorria de SE/CO para S, alcançando 1.614,15 MWmed, e no mesmo mês deste ano o intercâmbio ocorreu de S para SE/CO, alcançando 2.358,60 MWmed. Os intercâmbios

N – NE, N – SE/CO e SE/CO – NE apresentaram queda, 42,19%, 22,25% e 60,46%, respectivamente.

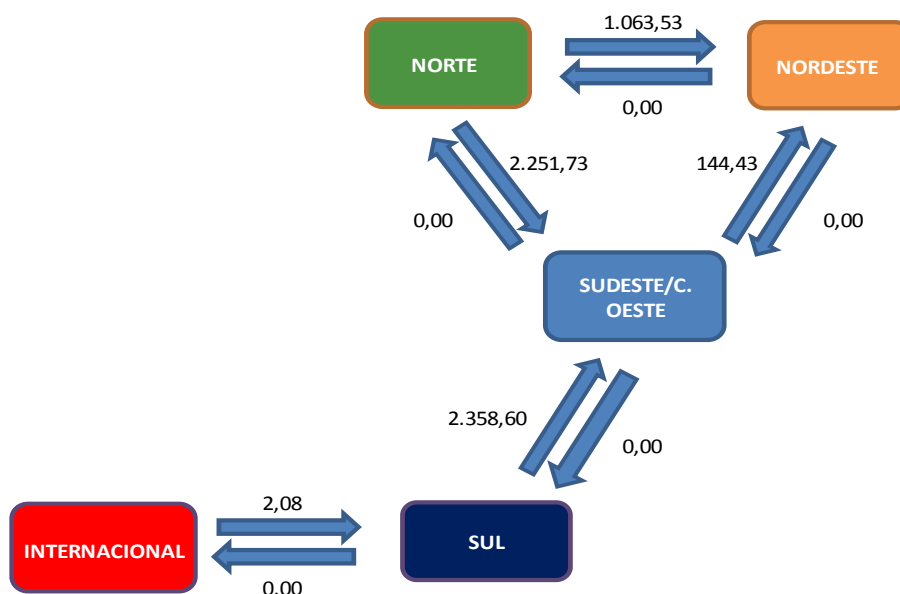
Durante o mês de janeiro deste ano, após um problema técnico no dia 19 que culminou no desligamento parcial do abastecimento de alguns estados, o Brasil e Argentina realizaram diversos intercâmbios de energia pelo Sul do Brasil que é acompanhado pelo indicador Internacional – S. Ao final dos intercâmbios, houve um saldo de exportação de energia do Brasil para Argentina em 7,36 MWmed. Cabe ressaltar que, segundo o ONS, esse e a Companhia Administradora del Mercado Mayorista Eletrico S/A-CAMMESA, o operador do sistema argentino, tem um acordo operativo desde janeiro de 2006, e que em situações especiais os

**Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)**

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
<b>S - SE/CO</b>	2.358,60	-15,54%	246,12%		2.792,49	-1.614,15
<b>Internacional - S</b>	2,08	-128,26%	10300,00%		-7,36	0,02
<b>N - NE</b>	1.063,53	51,03%	-42,19%		704,17	1.839,76
<b>N - SE/CO</b>	2.251,73	25,71%	-22,25%		1.791,21	2.896,15
<b>SE/CO - NE</b>	144,43	-18,33%	-60,46%		176,85	365,28

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

**Figura 4.1: Esquemático do Intercâmbio entre Subsistemas (MWmed)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

dois podem realizar importações de energia, a serem compensadas em função de acerto direto entre os operadores. Os governos de Brasil, Argentina e Uruguai estão estudando um acordo de intercâmbio de energia

entre o Brasil e esses dois países e que deve ser concluído nos próximos meses. Na Figura 4.1 é ilustrado como ocorreu o intercâmbio de energia entre os subsistemas no SIN no mês de análise.

## Estoque

Com o aumento da ENA no SE/CO, a Energia Armazenada-EAR cresceu 22,26% nesse subsistema, na comparação mensal, bem como em NE e N, 11,76% e 2,86%, respectivamente, alcançando aumento do total de EAR no SIN de 11,97% (Tabela 4.5). Somente no subsistema S que a EAR decresceu, 13,97%. No entanto,

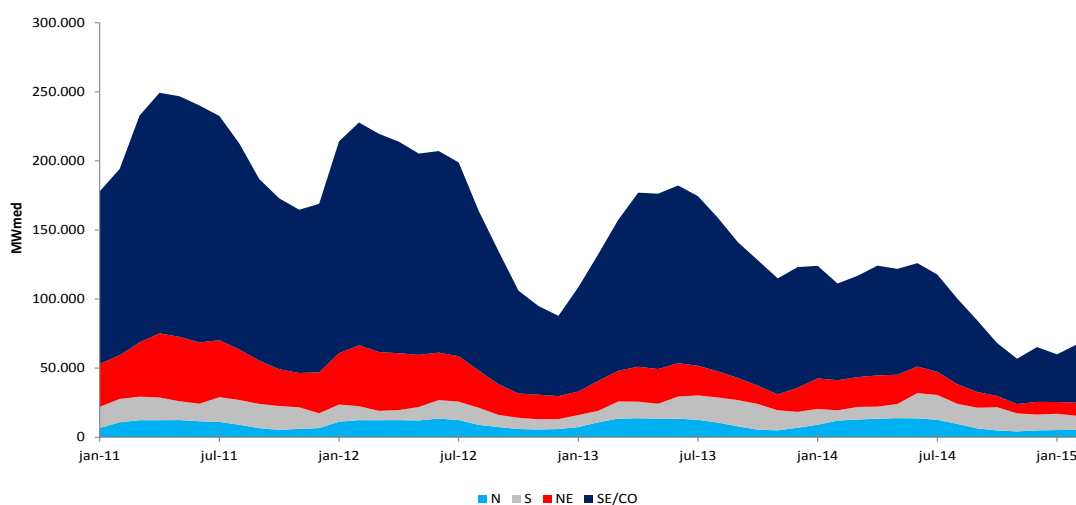
na comparação anual, tivemos uma queda significativa do estoque total de energia no reservatório equivalente do SIN, 39,63%. Tal resultado se deu por causa das, também, consideráveis quedas das EAR do SE/CO (39,72%), NE (56,43%) e N (55,89).

**Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)**

	fev-15		fev-15/jan-15		fev-15/fev-14		Tendências 12 meses		jan-15		fev-14	
<b>SE/CO</b>	42.197,00	20,58%	22,26%	-39,72%		34.515,00	16,84%	70.006,00	34,61%			
<b>S</b>	10.157,00	51,11%	-13,97%	37,02%		11.806,00	59,41%	7.413,00	37,30%			
<b>NE</b>	9.512,00	18,34%	11,76%	-56,43%		8.511,00	16,41%	21.830,00	42,13%			
<b>N</b>	5.287,00	39,07%	2,86%	-55,89%		5.140,00	34,70%	11.985,00	80,92%			
<b>Total</b>	67.153,00	23,13%	11,97%	-39,63%		59.972,00	20,57%	111.234,00	38,52%			

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

No mês de janeiro deste ano em relação ao mês anterior, o consumo total de energia cresceu 2,49%, alcançando 54.649,87 MWmed, como exposto na Tabela 4.6. Esse fato foi impactado, principalmente, pelo resultado do consumo total Residencial, que aumentou 12,25%. As classes de consumo total Comercial e Outros<sup>2</sup> também avançaram, 2,41% e 1,51%, respectivamente. Somente a classe Industrial recuou, 4,56%, ainda na comparação mensal. Segundo o Boletim de Carga do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o modesto resultado da

classe Industrial se deve ao fato de que vários ramos industriais concederam férias coletivas neste início de ano a fim de reequilibrar os estoques, que se encontram elevados em vários setores da indústria. Na comparação entre os meses de janeiro de 2014 e 2015, o consumo total de energia aumentou 0,97%. O consumo das classes Residencial, Comercial e Outros cresceu, 6,13%, 4,05%, 0,75% respectivamente, enquanto que o resultado Industrial recuou, 4,76%.

**Tabela 4.6: Consumo por Subsistema e Tipo (MWmed)**

		jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
<b>Sistemas Isolados</b>	Residencial	223,62	-0,05%	6,97%		223,74	209,06
	Industrial	19,83	-13,19%	-0,66%		22,84	19,96
	Comercial	85,73	-4,82%	6,17%		90,07	80,75
	Outros	108,51	-5,65%	4,90%		115,00	103,44
	<b>Total</b>	<b>437,68</b>	<b>-3,09%</b>	<b>5,92%</b>		<b>451,65</b>	<b>413,21</b>
<b>N</b>	Residencial	920,97	-3,61%	12,06%		955,45	821,86
	Industrial	1.912,14	-0,24%	-11,97%		1.916,73	2.172,17
	Comercial	476,88	-10,37%	6,84%		532,03	446,33
	Outros	409,21	-9,29%	3,85%		451,11	394,04
	<b>Total</b>	<b>3.719,21</b>	<b>-3,53%</b>	<b>-3,00%</b>		<b>3.855,32</b>	<b>3.834,41</b>
<b>NE</b>	Residencial	2.763,70	5,52%	3,77%		2.619,20	2.663,20
	Industrial	2.618,35	-0,35%	2,65%		2.627,58	2.550,81
	Comercial	1.462,09	-0,74%	5,91%		1.472,97	1.380,46
	Outros	1.593,11	2,46%	4,34%		1.554,87	1.526,81
	<b>Total</b>	<b>8.437,25</b>	<b>1,97%</b>	<b>3,89%</b>		<b>8.274,62</b>	<b>8.121,28</b>
<b>SE/CO</b>	Residencial	10.120,72	15,68%	7,36%		8.748,71	9.427,20
	Industrial	10.854,41	-3,92%	-5,67%		11.296,96	11.506,55
	Comercial	6.880,15	4,28%	3,47%		6.597,90	6.649,64
	Outros	4.325,78	0,89%	1,61%		4.287,54	4.257,04
	<b>Total</b>	<b>32.181,06</b>	<b>4,04%</b>	<b>1,07%</b>		<b>30.931,11</b>	<b>31.840,44</b>
<b>S</b>	Residencial	2.772,94	14,51%	2,34%		2.421,65	2.709,47
	Industrial	3.173,80	-11,89%	-2,59%		3.602,01	3.258,07
	Comercial	1.913,81	2,31%	4,00%		1.870,64	1.840,15
	Outros	2.014,13	5,08%	-4,38%		1.916,71	2.106,50
	<b>Total</b>	<b>9.874,67</b>	<b>0,65%</b>	<b>-0,40%</b>		<b>9.811,01</b>	<b>9.914,18</b>
<b>Total</b>	Residencial	16.801,96	12,25%	6,13%		14.968,75	15.830,80
	Industrial	18.578,53	-4,56%	-4,76%		19.466,12	19.507,56
	Comercial	10.818,66	2,41%	4,05%		10.563,61	10.397,33
	Outros	8.450,73	1,51%	0,75%		8.325,24	8.387,82
	<b>Total</b>	<b>54.649,87</b>	<b>2,49%</b>	<b>0,97%</b>		<b>53.323,71</b>	<b>54.123,51</b>

















Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

<sup>2</sup> A classe de consumo denominado por Outros representa consumidores cativos e rurais, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos e Consumo Próprio.

O consumo de eletricidade para consumidores livres e especiais, discriminados por ramos de atividade, pode ser observado na Tabela 4.7. O consumo total de energia elétrica apresentou crescimento de 8,11% na comparação mensal e uma queda de 4,88% na anual. Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos, Minerais não metálicos, Madeira, Papel e Celulose e Alimentícios são os ramos de atividade que mais consumiram energia em novembro de 2014: 25%, 15%, 8%, 9% e 9%, respectivamente, do total do consumo, como mostra o Gráfico 4.3. Na comparação mensal, dentre os mais eletrointensivos, Metalurgia e Produtos de Metal,

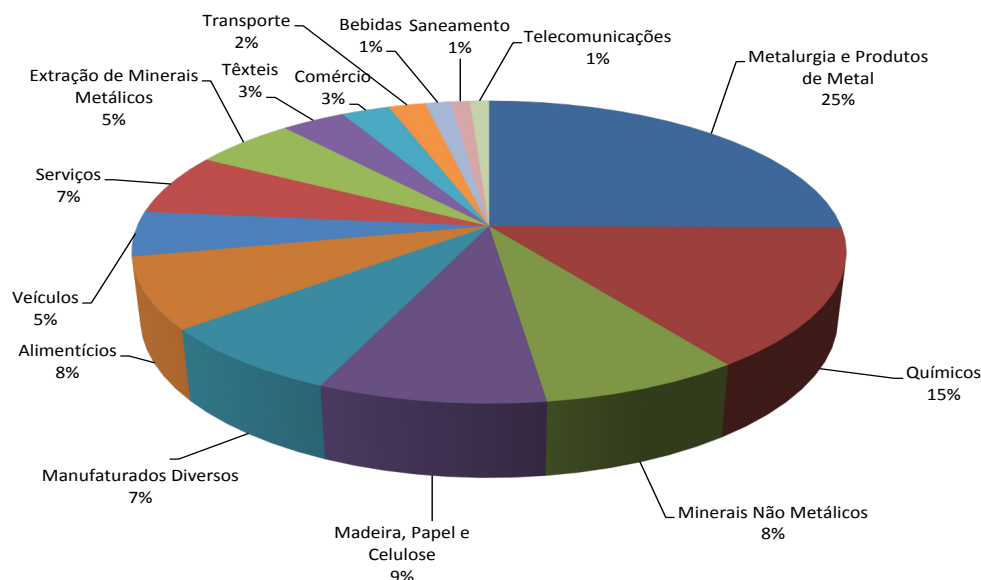
Químicos, Madeira, Papel e Celulose e Alimentícios, aumentaram seu consumo, 9,69%, 8,40%, 6,72% e 4,61%, respectivamente. Somente, o ramo de Minerais Não Metálicos reduziu 12,22% nesse mesmo período de análise. Na comparação entre janeiro de 2014 e 2013 todos os cinco ramos de atividades recuaram no consumo: 12,42%, Metalurgia e Produtos de Metal; 0,61%, Químicos; 12,36%, Minerais Não-metálicos; 3,03%, Madeira, Papel e Celulose e 0,51%, Alimentícios, mostrando que a atividade industrial deste está sendo menor que no ano passado.

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

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
<b>Metalurgia e Produtos de Metal</b>	2.771,93	9,69%	-12,42%		2.527,07	3.165,08
<b>Químicos</b>	1.652,51	8,40%	-0,61%		1.524,42	1.662,61
<b>Minerais Não Metálicos</b>	853,46	-12,22%	-12,36%		972,28	973,88
<b>Madeira, Papel e Celulose</b>	970,24	6,72%	-3,03%		909,14	1.000,59
<b>Manufaturados Diversos</b>	834,00	10,68%	-5,24%		753,55	880,12
<b>Alimentícios</b>	841,12	4,61%	-0,51%		804,06	845,47
<b>Veículos</b>	529,27	23,13%	-11,80%		429,83	600,07
<b>Serviços</b>	724,64	26,41%	31,16%		573,25	552,48
<b>Extração de Minerais Metálicos</b>	601,68	3,57%	-7,87%		580,93	653,05
<b>Têxteis</b>	378,74	36,62%	-6,48%		277,21	404,97
<b>Comércio</b>	285,47	7,05%	11,34%		266,65	256,38
<b>Transporte</b>	216,83	5,59%	4,31%		205,36	207,87
<b>Bebidas</b>	150,12	-7,07%	-7,56%		161,55	162,40
<b>Saneamento</b>	114,16	-2,31%	-15,04%		116,86	134,37
<b>Telecomunicações</b>	113,03	5,94%	8,83%		106,69	103,85
<b>Total Geral</b>	11.037,20	8,11%	-4,88%		10.208,86	11.603,19

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

**Gráfico 4.3: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre em Janeiro de 2015**







Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

## Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Apesar do aumento da ENA no SIN, o Preço de Liquidação das Diferenças-PLD se manteve no teto em todos os submercados (Tabela 4.8). Cabe ressaltar que a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL alterou a metodologia de cálculo do PLDmáx passando para

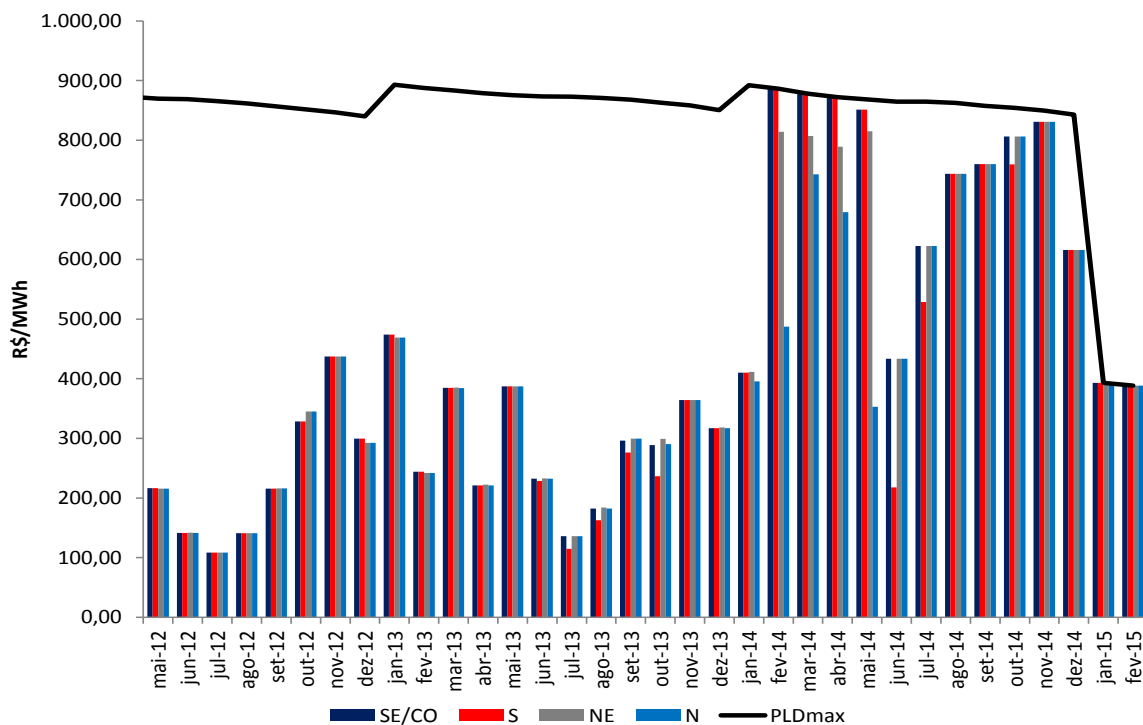
o valor de R\$ 388,48/MWh. Isso explica a queda de 56,16% em SE/CO e S, 52,28% em NE e 20,28% em N, na comparação anual. O Gráfico 4.4 mostra o histórico do PLD.

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

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
<b>SE/CO</b>	388,48	-1,21%	-56,16%		393,22	886,20
<b>S</b>	388,48	-1,21%	-56,16%		393,22	886,20
<b>NE</b>	388,48	-1,21%	-52,28%		393,22	814,12
<b>N</b>	388,48	-1,21%	-20,28%		393,22	487,29

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

Em março e final de abril, algumas distribuidoras tiveram seu reajuste tarifário anual, como mostra a Tabela 4.9, os quais acompanharam a tendência de reajustes expressivos, com a nova política adota do “Realismo Tarifário”. A CEA, Companhia de Eletricidade do Amapá, não aplicou a correção em 30/11/14, data de vigência do reajuste, pois estava inadimplente com o pagamento de encargos do setor elétrico. Com isso, o reajuste foi só ocorrer no dia 03/02/15, com 18,56%. O reajuste tinha

sido suspenso no dia 25/11/2014 e agora passa a valer, mas não de forma retroativa. As empresas do grupo CPFL (CJE, CLFM, CPFL Leste Paulista, CFLSC, CPFL Sul Paulista) tiveram o reajuste neste mês, e variaram de 24,89% até 45,70%. EBO, CERIPA e Ampla, também tiveram reajuste, 39,55%, 39,68% e 42,19%, respectivamente. Algumas distribuidoras estão agendadas para o mês de abril e podem ser acompanhadas na Tabela 4.10.

**Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário**

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário	Vigência
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	18,56%	30/11/2014 até 29/11/2015
CJE	Companhia Jaguari de Energia	45,70%	02/03/2015 até 02/02/2016
CLFM	Companhia Luz e Força Mococa	29,28%	02/03/2015 até 02/02/2016
CPFL Leste Paulista	Companhia Leste Paulista de Energia	24,89%	02/03/2015 até 02/02/2016
CFLSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz	27,96%	02/03/2015 até 02/02/2016
CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia	28,38%	02/03/2015 até 02/02/2016
EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A	39,55%	02/03/2015 até 03/02/2016
CERIPA	Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaí-Parapanema-Avaré	39,68%	10/02/2015 até 09/02/2016
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	42,19%	15/03/2015 até 14/03/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

**Tabela 4.10: Próximos Reajustes**

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	8/4
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	8/4
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	8/4
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	8/4
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/4
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/4
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/4
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/4
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/4
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	22/4
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Diversas distribuidoras entraram com o pedido de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) neste ano. Segundo a ANEEL, a própria pode realizar a RTE a qualquer tempo, a pedido da distribuidora, quando algum evento provocar significativo desequilíbrio econômico-financeiro. Por meio de Audiência Pública, a metodologia empregada na última RTE foi discutida, e tem por objetivo reposicionar os dois itens em que

havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e os custos com compra de energia. Com relação à CDE, houve elevação substancial da cota (de R\$ 1,7 bilhão em 2014 para R\$ 22,06 bilhões em 2015), o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as cotas homologadas. No que se refere à compra de energia, o

efeito mais representativo foi a variação dos custos de Itaipu. Segundo, ainda a ANEEL, a energia dessa usina é alocada na forma de cotas às distribuidoras que atuam nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e representa aproximadamente 20% da compra de energia dessas concessionárias. As tarifas a serem aplicadas por Itaipu em 2015 foram reajustadas em 46%, em dólar (Resolução Homologatória 1.836/2014). O efeito final ainda deve considerar a variação cambial. Outro fator que contribuiu para elevação dos custos com compra de energia foi o resultado do último leilão de ajuste.

Esse leilão contribuiu para reduzir a exposição das distribuidoras, mas o custo médio da contratação foi superior ao preço médio de compra de energia definido nos reajustes de 2014. Ainda na compra de energia, os contratos por disponibilidade (térmicas, principalmente) foram dimensionados para um cenário favorável de geração, ou seja, um cenário no qual a bandeira tarifária é verde. Caso o cenário real seja menos favorável, os custos adicionais são cobertos pelo mecanismo de bandeiras e não pelas tarifas da RTE.

**Tabela 4.11: Revisão Tarifária Extraordinária**

<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>
<b>CELPE</b>	2,20%	<b>CELESC</b>	24,80%
<b>COSERN</b>	2,80%	<b>BANDEIRANTE</b>	24,90%
<b>CEMAR</b>	3,00%	<b>ENF</b>	26,00%
<b>CEPISA</b>	3,20%	<b>ESCELSA</b>	26,30%
<b>CELPA</b>	3,60%	<b>CEMAT</b>	26,80%
<b>ENERGISA PB</b>	3,80%	<b>ENERGISA MG</b>	26,90%
<b>CELTINS</b>	4,50%	<b>EFLUL</b>	27,00%
<b>CEAL</b>	4,70%	<b>ELETROCAR</b>	27,20%
<b>COELBA</b>	5,40%	<b>CELG</b>	27,50%
<b>ENERGISA BO</b>	5,70%	<b>DME-PC</b>	27,60%
<b>SULGIPE</b>	7,50%	<b>ENERSUL</b>	27,90%
<b>ENERGISA SE</b>	8,00%	<b>CEMIG</b>	28,80%
<b>CPFL STA CRUZ</b>	9,20%	<b>CPFL PIRATININGA</b>	29,20%
<b>COELCE</b>	10,30%	<b>EDEVP</b>	29,40%
<b>MOCOCA</b>	16,20%	<b>CPFL PAULISTA</b>	31,80%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

# Fontes Renováveis




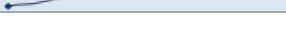
Camilla Oliveira

## Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em janeiro de 2015 pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) foi de 5067 MWmed, conforme apontado na tabela 5.1. Este valor representa uma queda de 22% se comparado com o mês imediatamente anterior e um crescimento de 26,46% ano contra ano, indicando uma maior inserção das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

A geração de eletricidade por PCHs apresentou uma redução de 7,28 % entre dezembro de 2014 e janeiro de 2015, enquanto que na comparação anual houve redução de 13,5 % de participação. Para as térmicas a biomassa, a geração apresentou redução mensal de 67,09% e crescimento anual de 75,82 %, o que demonstra maior despacho de térmicas em 2015, em virtude da hidrologia desfavorável. A redução mensal

**Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (MWmed)**

Fonte	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendência 12 meses	dez-14	jan-14
PCH	2.410	-7,28%	-13,49%		2.599	2.786
Térmica a biomassa	665	-67,09%	75,82%		2.020	378
Eólica	1.992	6,12%	136,31%		1.877	843
<b>Total</b>	<b>5.067</b>	<b>-22,00%</b>	<b>26,46%</b>		<b>6.497</b>	<b>4.007</b>

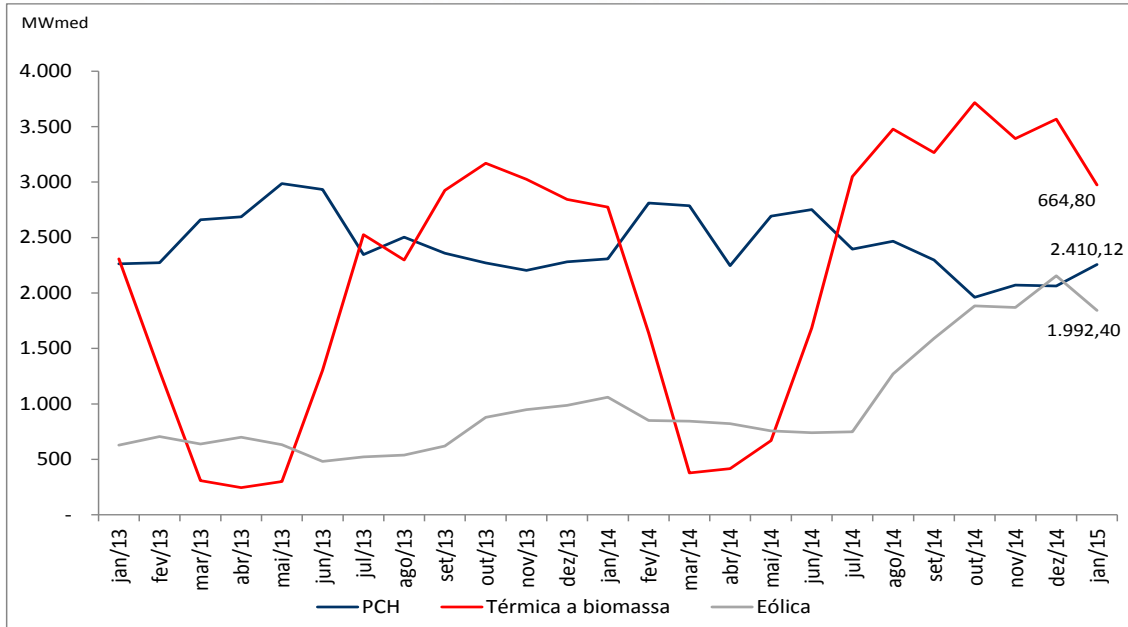
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

das térmicas a biomassa é explicada pelo período de entressafra da cana-de-açúcar (dezembro a março), o que resultou em uma forte queda deste tipo de geração.

A geração pela fonte eólica, em janeiro de 2015, aumentou 136,31% ano a ano e, em comparação a dezembro de 2014, houve crescimento de 6,12 %. As perspectivas de expansão do potencial eólico no Brasil estão atraindo grupos internacionais. A empresa EDF Energies Nouvelles abriu uma subsidiária no Rio de Janeiro e adquiriu, junto ao grupo alemão Sowitec, uma participação majoritária em uma carteira de projetos eólicos na Bahia que totaliza 800 MW. A empresa afirma que o Brasil é uma das zonas mais interessantes no mundo para o setor de energia eólica. A evolução da participação das fontes renováveis de janeiro de 2013 a janeiro de 2015 pode ser vista no gráfico 5.1.

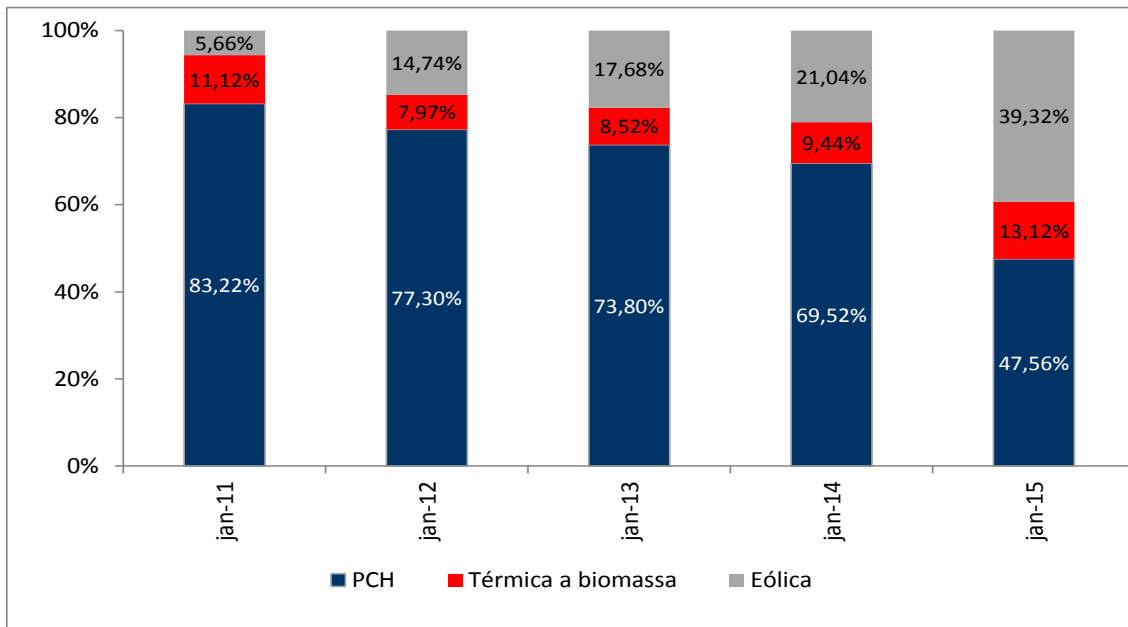
Conforme exposto no gráfico 5.2, as PCHs são as que apresentam maior participação na geração de energia por fontes renováveis, com 47,56 % em janeiro de 2015, seguida da eólica, com 39,32 %, e das térmicas a biomassa, com 13,12 %. Comparando os meses de janeiro entre os anos 2011 e 2015, verifica-se que a participação da fonte eólica apresentou considerável e gradativo crescimento. As térmicas a biomassa sinalizam tendência de crescimento ao longo dos anos, embora apresentem oscilação intra-ano, principalmente como resultado da sazonalidade devido à entressafra da cana que ocorre entre dezembro e março. A geração por PCH também mostra alguma sazonalidade em função do período úmido. Sua participação desde 2011, no entanto, vem caindo, principalmente em razão da hidrologia desfavorável.

**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](http://www.fgv.br/fgvenergia)