

# Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados

Rio de Janeiro  
12 de dezembro de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



# Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Ricardo Gorini de Oliveira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

**Superintendente**

Giovani Vitória Machado

**Superintendente Adjunto**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Consultor Técnico**

Gabriel de Figueiredo da Costa

**Equipe Técnica**

Cláudia Maria Chagas Bonelli

Gabriel da Silva Azevedo Jorge

Henrique Plaudio G. Rangel

João Felipe Gonçalves de Oliveira

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A

70041-903 - Brasília - DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro  
12 de dezembro de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL</b>	<b>14</b>
2.1	COMPONENTES DO GÁS NATURAL	14
2.2	TECNOLOGIAS DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	17
<b>3</b>	<b>PREMISSAS DE DIRECIONAMENTO DO GÁS</b>	<b>24</b>
<b>4</b>	<b>OFERTA POTENCIAL</b>	<b>26</b>
4.1	METODOLOGIA DE ÍNDICES HISTÓRICOS	26
4.2	METODOLOGIA COMPOSICIONAL	28
<b>5</b>	<b>OFERTA ESPERADA DE GÁS E DEMAIS PRODUTOS ORIUNDOS DE GN</b>	<b>32</b>
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>35</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>40</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>41</b>

**Histórico de Revisões**

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	12/12/2016	Publicação Original

## ÍNDICE DE SIGLAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
AR: absorção refrigerada  
ASFOR: UPGN Lubrificantes e Derivados do Nordeste (ver LUBNOR)  
BEN: Balanço Energético Nacional  
C<sub>2</sub>: etano  
C<sub>3</sub>: propano  
C<sub>3+</sub>: corrente composta por propano e outros hidrocarbonetos mais pesados  
C<sub>4</sub>: butano  
C<sub>5+</sub>: corrente composta por pentano e compostos mais pesados, também chamada de gasolina natural  
CAPEX: *capital expenditure*  
COMPERJ: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro  
E&P: exploração e produção  
GASBOL: gasoduto Bolívia-Brasil  
GASDUC II: gasoduto Cabiúnas-REDUC  
GASENE: gasoduto de integração Sudeste-Nordeste  
GLP: gás liquefeito de petróleo (essencialmente propano e butano)  
GNL: gás natural liquefeito  
GNS: gás natural seco  
GNU: gás natural úmido  
JT: Joule-Thomson  
LGN: líquidos de gás natural  
LUBNOR: UPGN Lubrificantes e Derivados do Nordeste  
MEG: monoetileno glicol  
OPEX: *operational expenditure*  
PCS: poder calorífico superior  
PD: Planos de Desenvolvimento  
PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia  
PEMAT: Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário  
PNE: Plano Nacional de Energia  
REDUC: Refinaria Duque de Caxias  
RPBC: Refinaria Presidente Bernardes  
RS: refrigeração simples  
TE: turboexpansão  
UAPO: unidade de ajuste de ponto de orvalho  
UP: unidade produtiva  
UPCGN: unidade de processamento de condensados de gás natural  
UPGN: unidade de processamento de gás natural  
URGN: unidade de recuperação de gás natural  
URL: unidade de recuperação de líquidos  
UTC: unidade de tratamento cáustico  
UTG: unidade de tratamento de gás

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Composição típica de gás natural no Brasil	16
Tabela 2: Principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural	17
Tabela 3: Especificação para o gás natural seco a ser comercializado	17
Tabela 4: Dados sobre o parque de UPGN instaladas no Brasil	23
Tabela 5: Volumes de gás natural processado e produção de GNS, GLP, C <sub>5+</sub> , etano, propano, segundo UPGNs - 2011	27
Tabela 6: Índices calculados para Cabiúnas, conforme o Anuário ANP 2012	28
Tabela 7: Frações volumétricas de gás natural para fins de pagamento de royalties	29
Tabela 8: Exemplo de composições volumétricas calculadas a partir de campos de mesmo tipo	29
Tabela 9: Dados técnicos de UPGNs	31

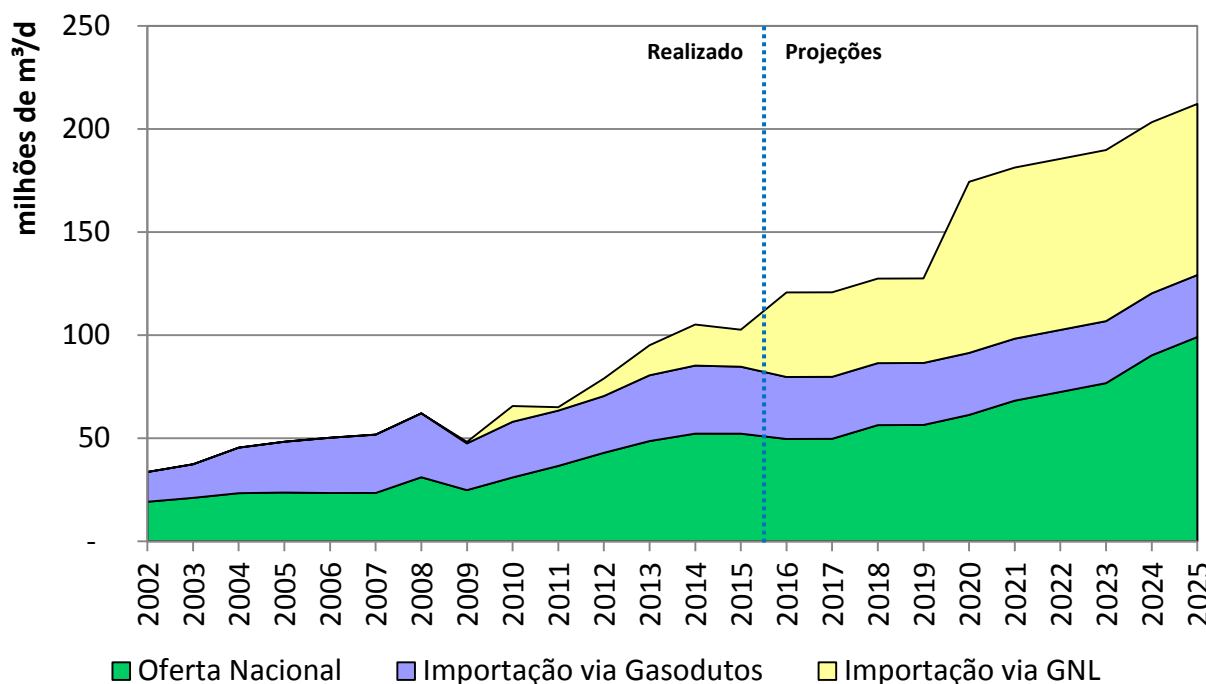
# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta nacional e oferta importada de gás natural	10
Figura 2 - Evolução da capacidade instalada de processamento de gás natural no País	11
Figura 3 - Fluxo de informações envolvendo o cálculo do GLP	12
Figura 4 - Riqueza média de três tipos de gás natural	15
Figura 5 - Esquema simplificado de uma UPGN	18
Figura 6 - UPGN Cacimbas	18
Figura 7 - Fluxograma simplificado do processo Joule-Thomson	20
Figura 8 - Fluxograma simplificado do processo de Refrigeração Simples	20
Figura 9 - Fluxograma simplificado do processo de Absorção Refrigerada	21
Figura 10 - Fluxograma simplificado do processo de turboexpansão	21
Figura 11 - Exemplo de direcionamento dos campos para os polos de processamento	25
Figura 12 - Metodologia de Índices Históricos	27
Figura 13 - Esquema de cálculo dos índices históricos	28
Figura 14 - Metodologia Composicional	30
Figura 15 - Subdivisão da malha de gasodutos de transporte brasileira	33
Figura 16 - Curvas de Produção de GNU	35
Figura 17 - Variação da riqueza do GNU	36
Figura 18 - Variação das eficiências de recuperação de propano e butano	37
Figura 19 - Produção de GNS estimada através das duas metodologias	38
Figura 20 - Comparação entre a produção de GLP a partir das duas metodologias	39
Figura 21 - Comparação entre a produção de C <sub>5+</sub> a partir das duas metodologias	39

# 1 INTRODUÇÃO

A utilização do gás natural como insumo energético no Brasil tem adquirido crescente relevância, principalmente nos setores industrial e de geração termelétrica. No ano de 2015, a participação destes setores representou, respectivamente, 38,5% e 28,1% do total do consumo de gás natural (BEN 2016, 2016).

Adicionalmente, as perspectivas de produção de gás natural nos próximos anos apontam um aumento significativo na oferta nacional de gás seco especificado até 2025, sendo que este aumento é proveniente principalmente de campos do Pré-Sal, de forma concomitante à produção de petróleo. A Figura 1 apresenta os dados históricos de oferta nacional e oferta importada de gás natural (via gasodutos e via gás natural liquefeito - GNL), assim como as perspectivas de crescimento nos próximos anos.



Nota: os dados de importação projetados até 2025 referem-se à capacidade instalada de gasodutos e terminais de GNL.

Figura 1 - Oferta nacional e oferta importada de gás natural

Fonte: Elaboração própria EPE.

Para que o gás natural seja ofertado ao mercado, é necessária sua especificação em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) em conformidade com a Resolução ANP nº 16/2008 (RANP nº 16/2008). Por conseguinte, o parque instalado de processamento tem passado por uma série de investimentos, desde 2007, tanto para ampliar sua capacidade quanto para adequá-la ao novo perfil de produção. De 1999 até 2015, a capacidade instalada de UPGNs no Brasil aumentou em 375%, com a consolidação de grandes polos de processamento como o de

Cabiúnas/RJ e o de Caraguatatuba/SP. Na Figura 2 é apresentada a evolução da capacidade instalada de processamento de gás natural no País.

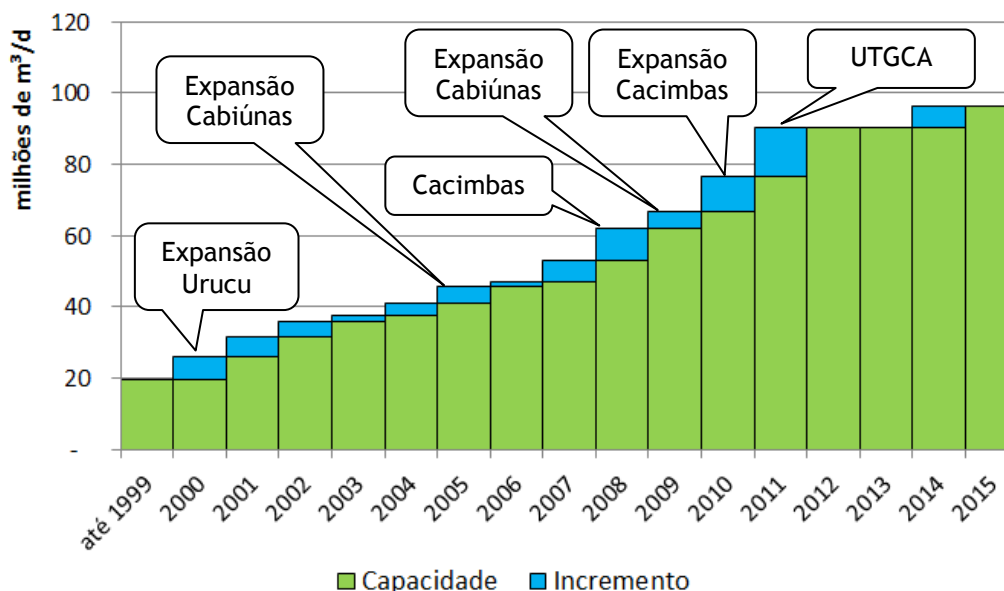


Figura 2 - Evolução da capacidade instalada de processamento de gás natural no País

\* Os incrementos em destaque representam aumentos de capacidade de processamento a partir de 5 milhões de m³/d, aproximadamente.

Fonte: Elaboração EPE com base em ANP (2015).

Como o volume ofertado de gás natural deve ser especificado em UPGNs de acordo com a RANP nº 16/2008, e considerando ainda o incremento na produção líquida de gás relativa aos campos do Pré-Sal, o cálculo de estimativa de oferta de gás natural seco (GNS) e demais derivados de gás natural é etapa essencial no que tange à elaboração dos estudos que subsidiam o planejamento do setor como o Plano Decenal de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE).

Até 2014, a área de Gás Natural da EPE utilizava uma metodologia baseada em índices históricos de processamento de gás natural úmido (GNU) e geração de produtos em UPGNs, a qual foi denominada **Metodologia de Índices Históricos**. No entanto, essa metodologia foi revisada, em 2015, devido à necessidade de levar em conta as mudanças na composição do gás natural que será produzido nos próximos anos (principalmente o gás natural do Pré-Sal). Ademais, a metodologia de índices históricos não reflete bem a maior eficiência de recuperação de líquidos das UPGNs mais recentes que vêm sendo construídas e que utilizam tecnologia mais adequada à composição do gás do Pré-Sal, como no caso das plantas de turboexpansão. Esta metodologia mais detalhada passou a ser chamada **Metodologia Composicional**.

Cabe destacar que as diferenças de volume de derivados de gás natural observadas entre o PDE 2014-2023 e PDE 2015-2024 se devem às diferentes metodologias e dados de entrada utilizados em cada um destes estudos. Quando comparados, embora se perceba uma menor demanda no PDE 2015-2024 (o que reduziria a produção destes produtos), ao utilizar a

metodologia composicional, devido à maior riqueza do gás a ser produzido, percebe-se um maior volume destes derivados de gás natural.

Os dados utilizados para os cálculos de estimativa de oferta de gás natural seco e demais derivados em UPGNs (gás liquefeito de petróleo - GLP, etano, propano, C<sub>5+</sub> - “gasolina natural”) são provenientes tanto de fontes internas quanto externas. As informações internas são oriundas da área de E&P (estimativas de produção líquida) e da área de Estudos Econômicos (consumo de gás para o período analisado) da EPE, enquanto as informações externas são obtidas através de documentos oficiais no site do órgão regulador (ANP) e referem-se às características intrínsecas das UPGNs e à composição do GNU proveniente das unidades produtivas (UPs). Os resultados da metodologia de cálculo de estimativa de oferta subsidiam o Balanço de Derivados, fornecendo a oferta de derivados oriundos do gás natural, e o Balanço Nacional de Gás Natural, no que tange à oferta de GNS. O fluxo de informações é esquematizado na Figura 3:

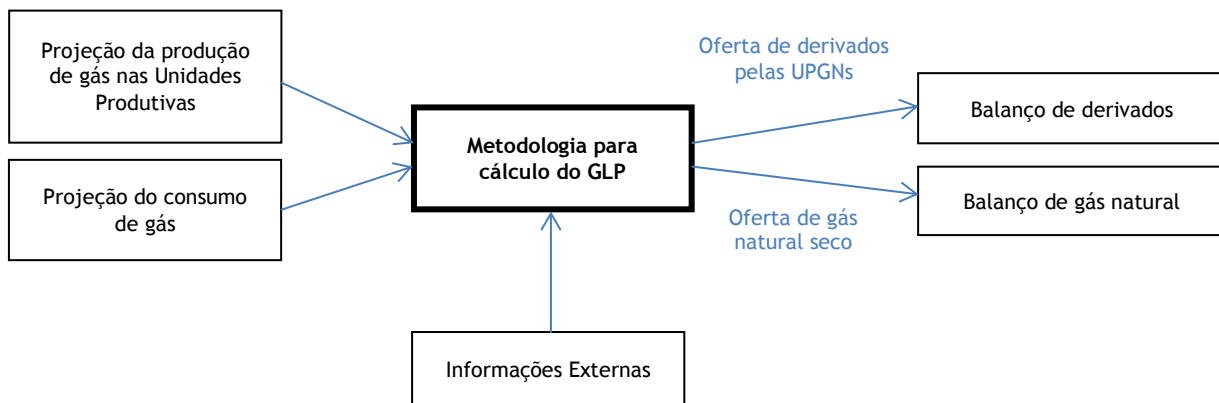


Figura 3 - Fluxo de informações envolvendo o cálculo do GLP

Fonte: Elaboração própria EPE.

O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar as duas metodologias aplicadas ao longo dos diversos ciclos do PDE e realizar um estudo de caso comparativo entre elas, de modo a justificar e analisar as alterações realizadas e o efeito da mudança de metodologia nos resultados obtidos. Isto se revelou necessário para contextualizar, apropriadamente, as mudanças de patamar de projeção, nos PDEs recentes, de líquidos de GN (LGN), em particular GLP e C<sub>5+</sub>, oriundos do GN.

No capítulo 2 são apresentados os conceitos relacionados ao processamento de gás natural, abordando aspectos relativos aos componentes do gás natural, ao funcionamento de UPGNs e às diferentes tecnologias existentes. No capítulo 3 são apresentadas as premissas de direcionamento do GNU para cada UPGN, que são comuns às duas metodologias. No capítulo 4 são descritas as metodologias de Índices Históricos e Composicional para cálculo da oferta potencial de GNS e derivados em UPGNs. No capítulo 5 são abordados os critérios utilizados para a estimativa de oferta esperada de GNS e derivados em UPGNs, aquela efetivamente produzida em conformidade com o atendimento da demanda em cada ano do horizonte de estudo. No capítulo 6 é apresentado um estudo de caso aplicando-se os mesmos dados de entrada em ambas as metodologias, permitindo assim uma comparação entre os resultados

gerados utilizando uma ou outra abordagem. Já no capítulo 7 são apresentadas conclusões acerca das duas metodologias.

## 2 PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Neste capítulo são apresentados os conceitos relacionados ao processamento de gás natural, concernentes à sua composição e às diferentes tecnologias de processamento existentes, de modo a facilitar a compreensão dos assuntos abordados nos capítulos subsequentes, referentes à Metodologia de Índices Históricos, à Metodologia Composicional e ao estudo de caso comparativo.

### 2.1 Componentes do Gás Natural

De acordo com o artigo 6º da Lei 9.478, de 06/08/1997, gás natural é todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

O gás natural existente nos reservatórios pode estar associado ou não ao petróleo. O gás é considerado associado quando o fluido principal previsto para produção consiste em óleo. Neste caso, a fase gasosa apresenta composição com teor expressivo de hidrocarbonetos pesados. Por outro lado, o gás é considerado não associado quando o fluido principal previsto para produção consiste, basicamente, em gás. Nessa situação, o gás possui composição com teor de hidrocarbonetos de baixo peso molecular, predominantemente metano, enquanto que é possível encontrar alguns hidrocarbonetos mais pesados na forma líquida, a qual se costuma chamar de condensado de gás natural (VAZ *et al*, 2008; GOMES, 2013).

O GNU é composto predominantemente de hidrocarbonetos parafínicos, além de componentes não hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos presentes no gás natural em maiores quantidades são: metano ( $C_1$ ), etano ( $C_2$ ), propano ( $C_3$ ) e butano ( $C_4$ ). Comumente, a corrente de componentes de hidrocarbonetos entre pentano ( $C_5$ ) e dodecano ( $C_{12}$ ), encontrados em menores quantidades, é chamada de  $C_{5+}$ . Já os principais componentes não hidrocarbonetos incluem o nitrogênio ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), água ( $H_2O$ ), gás sulfídrico ( $H_2S$ ) e compostos de enxofre<sup>1</sup> (ALMEIDA *et al*, 2013; VAZ *et al*, 2008).

A riqueza do gás natural é o conjunto de componentes mais pesados que o etano, isto é, a fração  $C_{3+}$  (mistura contendo propano e outros hidrocarbonetos mais pesados), que pode ser transformada em produtos de elevado valor comercial. Quanto maior for a proporção destes componentes, maior será o poder calorífico da mistura e, conseqüentemente, mais rico será considerado o gás natural bruto. Considera-se como gás rico o gás natural com teores de hidrocarbonetos pesados superiores a 8%, sendo considerado pobre quando menores que 6% e mediano quando entre 6 e 8% (ALMEIDA, 2013). Para fins de comparação, é apresentada na Figura 4 a riqueza média do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores.

<sup>1</sup> Compostos de enxofre: sulfeto de carbonila - COS, dissulfeto de carbono - CS<sub>2</sub> e mercaptanas (cadeias orgânicas contendo enxofre ligado a um hidrogênio e à cadeia carbônica, sendo análogo aos álcoois, com substituição funcional do oxigênio do álcool pelo enxofre).

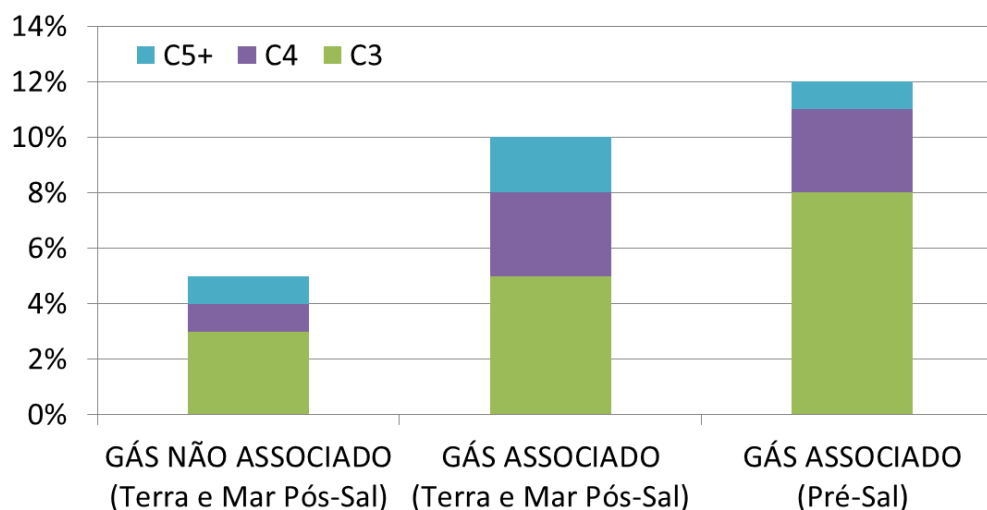


Figura 4 - Riqueza média de três tipos de gás natural

Fonte: Elaboração EPE, com base em ANP (2014).

Os componentes não hidrocarbonetos são, de uma forma geral, denominados contaminantes. Os gases ácidos ( $H_2S$  e  $CO_2$ ), quando em teores elevados, podem causar corrosão acelerada nos dutos de escoamento na presença de água livre, o que pode comprometer a integridade física dos equipamentos, assim como a qualidade do gás, a ponto de inviabilizar sua utilização. A presença de  $H_2O$  pode comprometer o escoamento por meio de obstrução de tubulações da planta de processo, bloqueando o fluxo do gás, em função da possibilidade de formar hidratos de gás natural, os quais ocorrem em condições de baixas temperaturas e altas pressões. Deve-se ressaltar também que o  $N_2$  e o  $CO_2$  são considerados gases inertes, que não participam do processo de combustão; assim, reduzem o poder calorífico da mistura gasosa (VAZ *et al.*, 2008; GOMES, 2013).

A composição do GNU pode variar muito, dependendo de fatores naturais que determinaram seu processo de formação e as condições de acumulação no reservatório de origem. A Tabela 1 ilustra algumas composições típicas de gás natural encontradas no Brasil (VAZ *et al.*, 2008).

Tabela 1: Composição típica de gás natural no Brasil

Componentes	Composição (% volume)						
	Ceará / Rio Grande do Norte	Sergipe / Alagoas	Bahia	Espírito Santo	Rio de Janeiro	São Paulo	Amazonas
C <sub>1</sub>	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88
C <sub>2</sub>	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20
C <sub>3</sub>	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19
C <sub>4</sub>	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80
C <sub>5</sub>	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43
C <sub>6+</sub>	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18
N <sub>2</sub>	1,39	1,51	1,43	1,62	0,80	1,16	11,12
CO <sub>2</sub>	2,74	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,20

Fonte: VAZ *et al*, 2008.

Conforme pode ser observado na Tabela 1, o principal componente do gás natural é o metano, o que influencia nas principais propriedades do gás natural, enquanto a contribuição de não hidrocarbonetos é relativamente pequena, ficando abaixo de 10% em volume, exceto no caso do estado do Amazonas, onde o percentual de N<sub>2</sub> é elevado.

Apesar do baixo teor de contaminantes, o GNU deve ser submetido a algumas etapas de condicionamento para remoção destes compostos, além de partículas líquidas e impurezas. Isso porque é preciso obter uma corrente de gás especificada de acordo com padrões técnicos definidos pela ANP, a fim de que a transferência das áreas de produção até as UPGNs através de gasodutos seja realizada de forma eficiente e segura.

Nas UPGNs ocorre o fracionamento do gás natural em produtos especificados para atendimento às diversas aplicações requeridas pelo mercado: GNS, etano, propano, butano<sup>2</sup>, GLP e C<sub>5+</sub>. Cada unidade produtiva requer características específicas com relação às instalações de processamento em função do teor dos componentes presentes no gás natural.

De maneira resumida, o GNS e as demais frações de gás natural podem ser utilizados como: combustível, para fornecimento de calor e força motriz; na área de transportes, como substituto do óleo diesel, da gasolina e do álcool; e, finalmente, como matéria prima, nas indústrias química, petroquímica, siderúrgica e de fertilizantes (ALMEIDA, 2013). A Tabela 2 apresenta os principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural.

<sup>2</sup> Embora a ANP não publique dados desta corrente pura no Brasil

Tabela 2: Principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural

Correntes geradas	Principais usos
Gás natural seco	Combustível, fertilizantes, metanol, geração de hidrogênio para refinarias
Etano	Polietileno
Propano	Polipropileno, fluido refrigerante
Butano*	Polibutadieno
GLP	Combustível
C <sub>5+</sub>	Nafta, gasolina natural

\* Não são publicados dados, pela ANP, desta corrente pura no Brasil.

Fonte: Elaboração EPE, com base em VAZ *et al* (2008).

Conforme comentado, o gás natural processado deve respeitar critérios de segurança e qualidade definidos pela ANP com relação a diferentes parâmetros. A Tabela 3 ilustra a especificação do gás natural a ser comercializado em todo o território nacional, segundo a RANP nº 16/2008.

Tabela 3: Especificação para o gás natural seco a ser comercializado

Características <sup>1</sup>	Unidade	Limites de especificação por Regiões <sup>2</sup>		
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m <sup>3</sup>	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	35.000 a 43.000
Teor mínimo de metano	% mol	68,0	85,0	85,0
Teor máximo de etano	% mol	12,0	12,0	12,0
Teor máximo de propano	% mol	3,0	6,0	6,0
Teor máximo de butano e mais pesados	% mol	1,5	3,0	3,0
Teor máximo de N <sub>2</sub> e CO <sub>2</sub>	% mol	18,0	8,0	6,0
Teor máximo de CO <sub>2</sub>	% mol	3,0	3,0	3,0
Teor máximo de H <sub>2</sub> S	mg/m <sup>3</sup>	10,0	13,0	10,0

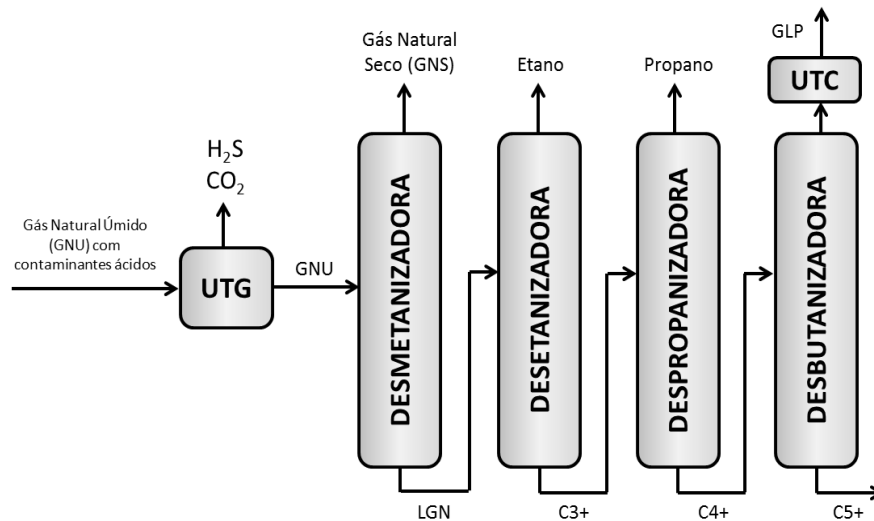
<sup>1</sup>: O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.

<sup>2</sup>: Os limites especificados são valores referidos a 20°C e 1 atm, em base seca.

Fonte: Adaptado da Resolução ANP nº 16, de 17/06/2008.

## 2.2 Tecnologias de Processamento de Gás Natural

As UPGNs são plantas responsáveis pelo tratamento do GNU e pelo fracionamento dos líquidos presentes na corrente, conhecidos como líquidos de gás natural ou LGN (QUELHAS *et al.*, 2011). Nas unidades de processamento, visando à sua comercialização, o GNU é separado dessas frações mais pesadas através de processos criogênicos que recuperam, na forma líquida, a riqueza do gás. Ademais, a fração líquida formada durante o escoamento do GNU em dutos, captada em coletores de condensado e também em outros vasos separadores ao longo de uma planta, é fracionada juntamente com o LGN gerado a jusante da etapa criogênica. A Figura 5 apresenta um esquema simplificado de uma unidade de processamento de gás natural e a Figura 6 apresenta a UPGN de Cacimbas, localizada em Linhares (ES).



Notas: UTG - unidade de tratamento de gás natural; UTC - unidade de tratamento cáustico.

Figura 5 - Esquema simplificado de uma UPGN

Fonte: Elaboração EPE, com base em ANP (2014).



Figura 6 - UPGN Cacimbas

Fonte: ORDOÑEZ e ROSA, 2014.

Os principais produtos obtidos a partir do fracionamento do LGN são o gás liquefeito de petróleo - GLP e a gasolina natural. Entretanto, existe também a possibilidade de geração de etano ( $C_2$ ) e/ou propano ( $C_3$ ) petroquímicos, dependendo de haver uma demanda petroquímica associada a esses insumos. Apesar de existirem diferentes métodos para liquefação dos hidrocarbonetos mais pesados, é possível dividir uma UPGN típica em três unidades principais, a saber: (i) unidade de tratamento do gás (UTG), que visa à remoção de água e enxofre e  $CO_2$ ; (ii) unidade de ajuste de ponto de orvalho do gás natural (UAPO), que emprega processos físicos para a remoção de umidade e hidrocarbonetos mais pesados

encontrados no gás natural; e (iii) unidade de processamento de condensado (UPCGN), que objetiva separar as frações leves existentes no condensado de gás natural. Cada unidade apresenta uma série de equipamentos e operações unitárias que permitem realizar as separações, gerando as frações desejadas e promovendo a eliminação dos contaminantes. Além destas unidades centrais, a UPGN possui sistemas auxiliares, centrais de utilidades e seções para especificação adicional dos produtos obtidos.

São quatro os principais processos criogênicos nas plantas de gás natural: Expansão Joule-Thomson (JT), Refrigeração Simples (RS), Absorção Refrigerada (AR) e Turboexpansão (TE). De maneira simplificada, a escolha do processo termodinâmico está condicionada a fatores técnicos e econômicos como:

- vazão, pressão a montante da planta e composição do gás de alimentação;
- recuperação dos componentes em cada produto obtido;
- qualidade do GNS produzido; e
- viabilidade técnica e econômica do empreendimento.

Nas plantas do tipo Joule-Thomson, uma expansão isentálpica<sup>3</sup> ocorre em uma válvula de controle de pressão, permitindo a redução da temperatura do gás, a liquefação dos componentes mais pesados do gás e a formação das fases de GNS e de LGN. Este processo não é suficientemente flexível para tratar adequadamente qualquer tipo de gás natural produzido, sendo utilizado, principalmente, para ajustar o teor de componentes mais pesados e acerto do ponto de orvalho, a fim de permitir o seu transporte por gasodutos sem que ocorra condensação (VAZ *et al.*, 2008; BRASIL *et al.*, 2012). Este processo pode também ser utilizado quando o GNU estiver disponível na entrada da UPGN a uma pressão alta, uma vez que a qualidade da separação realizada está ligada à queda de pressão passível de ser realizada. Um fluxograma simplificado deste processo pode ser observado na Figura 7.

---

<sup>3</sup> O escoamento através de uma válvula de controle é um processo isentálpico, onde a temperatura do gás pode decrescer devido ao efeito Joule-Thomson, mas sem variação na entalpia do gás, enquanto sua pressão é reduzida. Deste modo, a expansão ocorrida após a válvula reduz a temperatura do gás e permite a separação dos compostos.

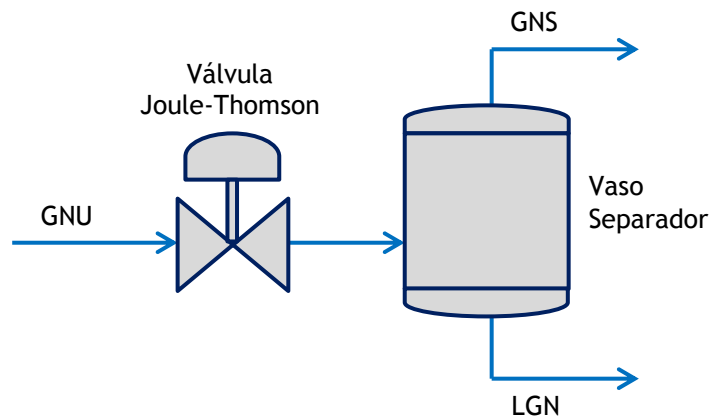


Figura 7 - Fluxograma simplificado do processo Joule-Thomson

Fonte: Elaboração própria EPE.

As plantas do tipo Refrigeração Simples apresentam custo de investimento intermediário devido à utilização de ciclos de refrigeração, geralmente a propano, na etapa de redução da temperatura do gás, exigindo a desidratação deste gás, comumente realizada com monoetilenoglicol (MEG). Estas unidades têm como objetivo principal especificar o gás processado, majoritariamente servindo como uma unidade de ajuste de ponto de orvalho, sem grandes compromissos com a especificação do líquido gerado ou com a maximização desta fração (VAZ et al., 2008). A Figura 8 apresenta um fluxograma simplificado do processo de refrigeração simples.

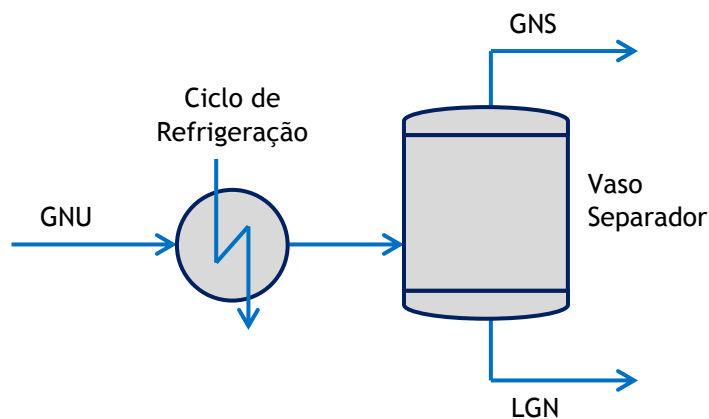


Figura 8 - Fluxograma simplificado do processo de Refrigeração Simples

Fonte: Elaboração própria EPE.

Mais complexas que os processos anteriormente descritos, as plantas de Absorção Refrigerada se baseiam na liquefação de parte das frações mais pesadas do gás natural por meio da queda de temperatura proporcionada por um ciclo de propano e pela absorção exotérmica<sup>4</sup> provocada pela lavagem em contracorrente do gás natural com um óleo de absorção adequado, geralmente aguarrás, uma fração de hidrocarbonetos na faixa do octano ao dodecano. Este tipo de unidade possui alto rendimento na recuperação de propano, sendo

<sup>4</sup> Um processo exotérmico é aquele em há a liberação de calor.

capaz de garantir a especificação do gás processado (VAZ et al, 2008). A Figura 9 exibe um fluxograma simplificado do processo de absorção refrigerada.

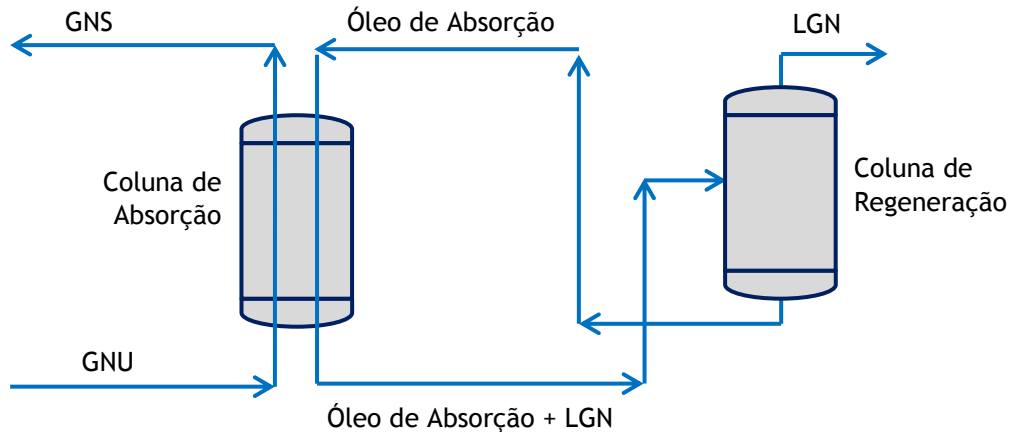


Figura 9 - Fluxograma simplificado do processo de Absorção Refrigerada

Fonte: Elaboração própria EPE.

Já as plantas de Turboexpansão, mais complexas, utilizam a expansão isentrópica<sup>5</sup> em um turboexpansor<sup>6</sup> para gerar uma queda elevada na temperatura do gás, permitindo a formação de LGN etanizado e GNS com alto teor de metano. Este processo é usado quando se deseja alta recuperação de propano e etano para a indústria petroquímica. De um modo geral, a recuperação de propano e etano nas plantas para venda à indústria petroquímica só é possível através de plantas de Absorção Refrigerada ou Turboexpansão. As plantas de Turboexpansão permitem a recuperação de aproximadamente 85% de etano e 98% de propano da corrente de GNU (ANP, 1998). O fluxograma simplificado do processo de turboexpansão pode ser observado na Figura 10.

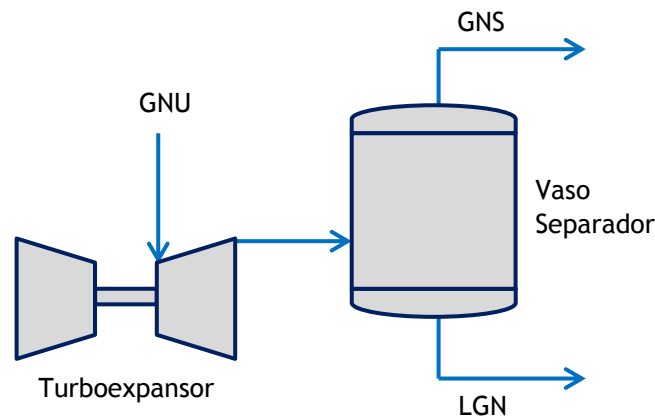


Figura 10 - Fluxograma simplificado do processo de turboexpansão

Fonte: Elaboração própria EPE.

<sup>5</sup> Ocorre quando o processo de expansão é reversível; neste caso, o gás realiza trabalho durante sua expansão, diminuindo sua temperatura, enquanto sua entropia permanece constante.

<sup>6</sup> Um turboexpansor é uma turbina de fluxo centrífugo ou axial, através da qual um gás de alta pressão é expandido para produzir um trabalho que é muitas vezes usado para acionar um compressor.

Por causa de sua maior eficiência, as plantas de Turboexpansão são, geralmente, aquelas que apresentam o maior custo de capital - CAPEX, entretanto têm menor custo de operação e manutenção - OPEX (CORDEIRO, 2011). Atualmente, cerca de 70% do total das plantas de processamento de gás natural em atividade no mundo utilizam a tecnologia de Refrigeração Simples, enquanto aproximadamente 20% correspondem a plantas do tipo Turboexpansão (OIL & GAS JOURNAL, 2013). A Tabela 4 apresenta as UPGNs instaladas no país, com sua localização, início da operação, capacidade de processamento e a tecnologia empregada.

Tabela 4: Dados sobre o parque de UPGN instaladas no Brasil

Unidade	Localização	Tecnologia	Capacidade (mil m <sup>3</sup> /d) <sup>1</sup>
UPGN Pilar	AL	Turboexpansão	1.800
UPGN Urucu	AM	Absorção Refrigerada	706
UPGN Urucu II	AM	Turboexpansão	6.000
UPGN Urucu III	AM	Turboexpansão	3.000
UPGN Urucu IV	AM	Turboexpansão	2.500
EVF Francisco	BA	Refrigeração Simples	6.000
UPGN Candeias	BA	Absorção Refrigerada	2.900
UPGN Catu	BA	Absorção Refrigerada	1.900
UPGN Lubnor	CE	Absorção Refrigerada	350
DPP Lagoa Parda	ES	Refrigeração Simples	1.500
UAPO Cacimbas	ES	Refrigeração Simples	5.500
UAPO Sul Capixaba	ES	Refrigeração Simples	2.500
UPGN Cacimbas	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Cacimbas II	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Cacimbas III	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Lagoa Parda	ES	Refrigeração Simples	450
UPGN Cabiúnas	RJ	Absorção Refrigerada	580
UPGN REDUC (U-2500)	RJ	Absorção Refrigerada	2.500
UPGN REDUC (U-2600)	RJ	Turboexpansão	2.000
URGN Cabiúnas	RJ	Refrigeração Simples	2.800
URL Cabiúnas	RJ	Turboexpansão	4.500
URL Cabiúnas II	RJ	Turboexpansão	4.500
URL Cabiúnas III	RJ	Turboexpansão	4.860
UPGN Guamaré	RN	Absorção Refrigerada	2.300
UPGN Guamaré II	RN	Turboexpansão	2.000
UPGN Guamaré III	RN	Turboexpansão	1.500
UPGN Atalaia	SE	Absorção Refrigerada	2.900
UPGN Carmópolis	SE	Refrigeração Simples	350
UAPO Caraguatatuba	SP	Refrigeração Simples	3.000
UAPO Caraguatatuba I	SP	Refrigeração Simples	7.500
UAPO Caraguatatuba II	SP	Refrigeração Simples	7.500
UGN RPBC	SP	Joule-Thomson	2.300

<sup>1</sup> Volume no estado gasoso a 20°C e 1 atm.

Fonte: Brasil Energia, 2014.

Baseado nas premissas de cada projeto, para o aproveitamento do gás natural e demais derivados em UPGNs, é possível a utilização de processos termodinâmicos associados, como por exemplo, o observado na unidade de San Alberto, na Bolívia. Devido à baixa riqueza do gás no campo de San Alberto, aliada à alta pressão do reservatório, a UPGN foi projetada com uma etapa de Refrigeração Simples, seguida do processo de Joule-Thomson, conseguindo especificar o gás na RANP n° 16 de 2008, e realizar a exportação para o Brasil.

### 3 PREMISSAS DE DIRECIONAMENTO DO GÁS

Para a realização dos cálculos concernentes ao processamento do gás natural deve-se, inicialmente, saber quais as correntes de gás que serão enviadas a cada polo de processamento para que assim sejam determinados o volume e a composição do GNU que será processado, gerando GNS e demais frações. Além disso, o conhecimento das características de uma corrente de gás é fundamental para a elaboração do projeto de uma nova unidade de processamento ou, até mesmo, ampliação de uma existente. Deste modo, em cada estudo da EPE (PDE, PNE, PEMAT, etc.), deve-se definir para qual UPGN o gás natural proveniente de cada uma das UPs se destina. De posse desta informação, torna-se possível calcular o volume total que chegará a um polo de processamento e a composição da carga de suas UPGNs.

A definição do polo de destino para o gás de determinada UP é realizada através de uma série de critérios. Para tal, é utilizada a seguinte preferência de alocação:

1. Definição através dos Planos de Desenvolvimento (PD) dos Campos - os PDs de algumas UPs apresentam definição do polo de processamento ao qual o gás natural será direcionado. Cabe destacar que nem todas as UPs estudadas possuem PDs e mesmo as que possuem, não necessariamente definem o polo de processamento de destino;
2. Infraestrutura de escoamento- caso uma UP esteja próxima à infraestrutura de escoamento construída ou planejada em direção a algum polo de processamento, considera-se o direcionamento para este polo de processamento;
3. Proximidade de polos de processamento - caso não haja infraestrutura de escoamento e/ou as UPs não sejam do Pré-Sal, considera-se o envio do gás natural para o polo de processamento mais próximo com capacidade disponível;
4. Polos de processamento hipotéticos - caso as UPs não estejam próximas a polos existentes, considera-se que o gás natural será enviado a um polo de processamento hipotético, que ficará localizado no centro de um *cluster* de UPs a serem desenvolvidas no futuro.

Além disso, o direcionamento das UPs do Pré-Sal carece de tratamentos específicos. Isto se deve a este sistema de escoamento que abrange as Rotas 1, 2 e 3 ser interligado, não sendo possível determinar para qual polo de processamento, exatamente, o gás será enviado. Neste caso, define-se, para estas UPs, que o gás será enviado para o sistema interligado de escoamento sendo, posteriormente, separado através de premissas de redirecionamento.

Este redirecionamento é realizado da seguinte forma:

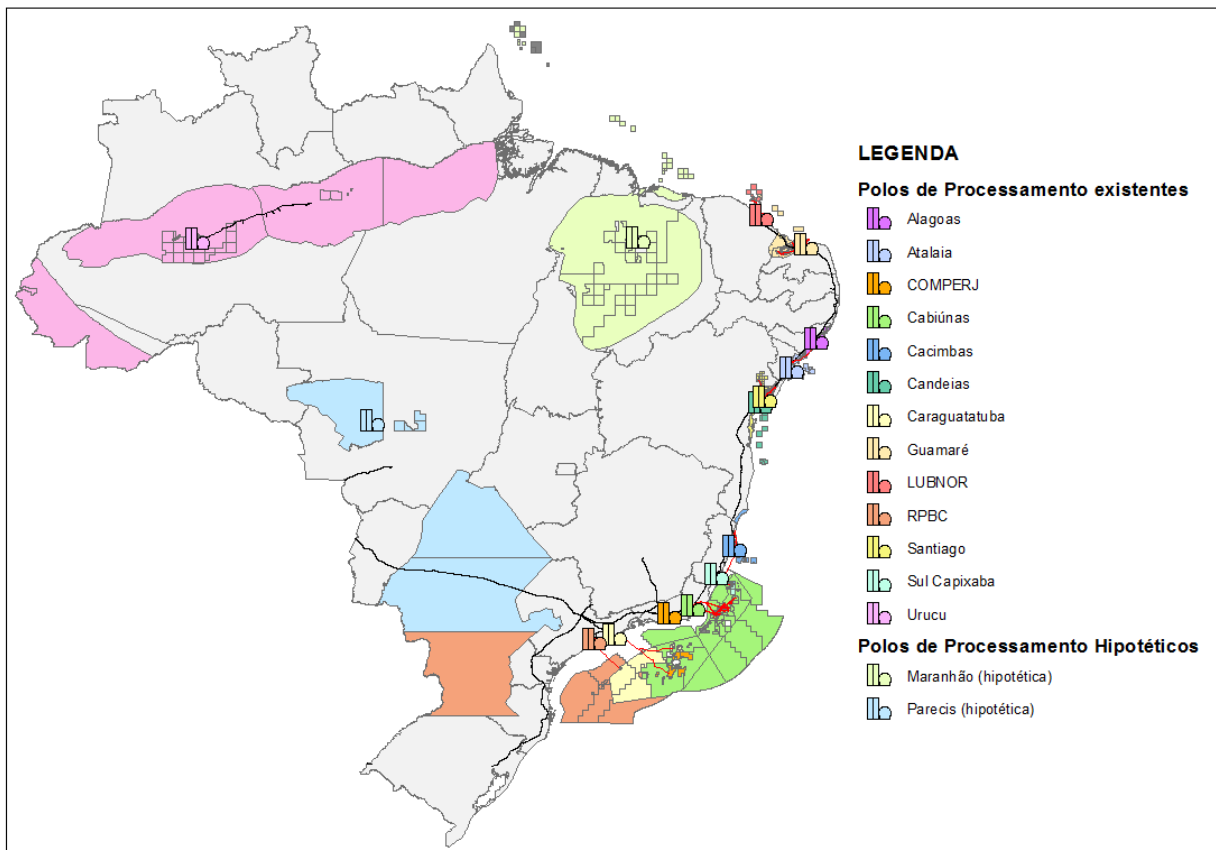
1. O volume de todas as UPs do Pré-Sal destinadas ao sistema interligado de escoamento é somado;
2. Prioriza-se o envio desta mistura para o polo COMPERJ/RJ uma vez que suas UPGNs serão mais eficientes e possuirão maior capacidade disponível (por não receberem gás

diretamente de alguns campos do Pós-Sal, como é o caso dos polos Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ);

3. Caso a capacidade de processamento do COMPERJ/RJ seja alcançada, o excedente do gás natural é dividido entre Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ em igual proporção.

Além disso, parte do gás recebido na UPGN Cabiúnas/RJ é enviado para o polo de processamento REDUC/RJ pelo gasoduto de transferência GASDUC II. Para a realização deste redirecionamento, estima-se o volume a ser enviado para o polo de processamento REDUC/RJ através do histórico de processamento deste polo nos últimos Anuários da ANP.

Por fim, a Figura 11 ilustra um exemplo de direcionamento de alguns campos para os polos de processamento existentes no Brasil.



**Nota:** os campos assinalados em laranja, que enviam gás preferencialmente para o COMPERJ, também podem direcionar o gás natural para as Rotas 1 ou 2, que junto à Rota 3 irão fazer parte de uma rede submarina interligada de gasodutos de escoamento. O COMPERJ pode ainda receber GNU que escoo por meio da Rota 2 até Cabiúnas e em seguida pelos gasodutos GASDUC II e Guapimirim-COMPERJ I.

**Figura 11 - Exemplo de direcionamento dos campos para os polos de processamento**

Fonte: Elaboração própria EPE.

## 4 OFERTA POTENCIAL

Ao considerar que toda a projeção de produção líquida de gás natural pode vir a ser processada, sem considerar possíveis limitações (tais como inexistência de infraestrutura ou de mercado), calcula-se primeiramente a oferta potencial de GNS e derivados de gás natural.

A realização deste cálculo era feita inicialmente por uma metodologia baseada em históricos de produção (Metodologia de Índices Históricos), tendo sido empregada do PDE 2009-2018 ao PDE 2014-2023, tanto para o cálculo de GNS potencial quanto para o de GLP e demais frações.

Esta metodologia foi aprimorada para que pudesse refletir as mudanças na composição do gás natural produzido, sobretudo na camada do Pré-Sal, e a maior eficiência das UPGNs previstas para entrarem em operação no país nos próximos anos. Sendo assim, a partir do PDE 2015-2024, foi utilizada uma metodologia baseada nas composições do gás natural proveniente de cada campo e na eficiência de recuperação de cada composto nas UPGNs, denominada Metodologia Composicional.

Deste modo, serão apresentados, nas subseções a seguir, as duas metodologias desenvolvidas pela EPE para o cálculo da oferta potencial de GNS e demais derivados em UPGN.

### 4.1 METODOLOGIA DE ÍNDICES HISTÓRICOS

A Metodologia de Índices Históricos, empregada do PDE 2009-2018 ao PDE 2014-2023, consiste na utilização de índices de processamento calculados através do histórico publicado anualmente pela ANP para os polos de processamento existentes. Tais índices são aplicados à projeção de volume de GNU enviado a cada polo de processamento obtendo-se, com isso, os volumes de GNS e demais frações de gás natural. Os cálculos dos volumes produzidos são realizados utilizando os índices obtidos levando-se em conta a produção de cada polo de processamento no ano anterior ao início do período considerado para o planejamento, como mostra a Figura 12.

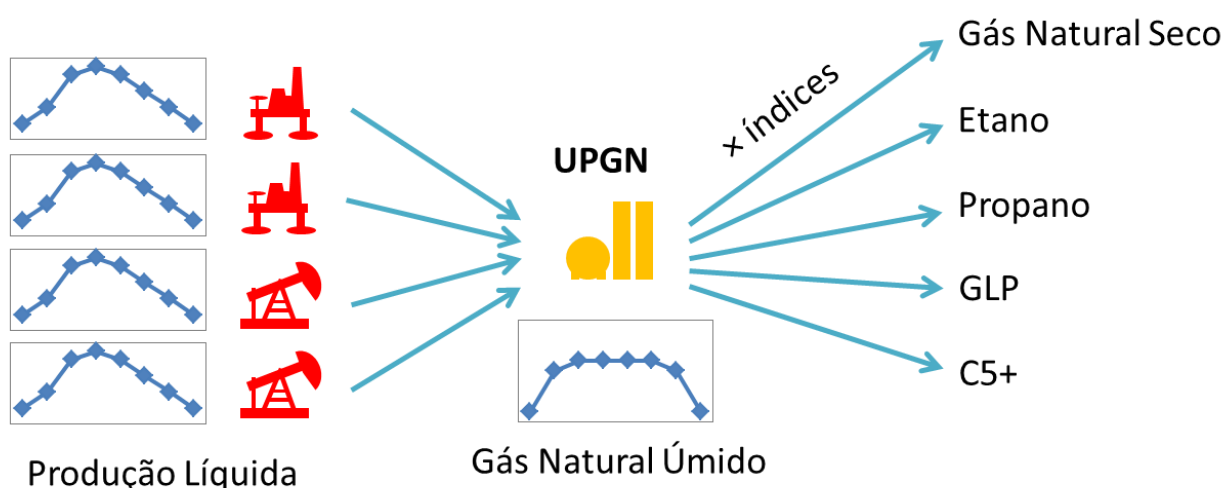


Figura 12 - Metodologia de Índices Históricos

Fonte: Elaboração própria EPE.

Para realização do cálculo dos índices de processamento é utilizado o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, publicado anualmente pela ANP, e cujos dados remetem ao ano imediatamente anterior ao da publicação. Nesta publicação encontram-se os dados de processamento de cada polo. Como exemplo, a Tabela 5 apresenta o histórico de processamento apresentado no Anuário ANP 2012.

Tabela 5: Volumes de gás natural processado e produção de GNS, GLP, C<sub>5+</sub>, etano, propano, segundo UPGNs - 2011

UPGN	GNU (mil m <sup>3</sup> )	GLP (m <sup>3</sup> )	C <sub>5+</sub> (m <sup>3</sup> )	Etano (m <sup>3</sup> )	Propano (m <sup>3</sup> )	GNS (mil m <sup>3</sup> )
<b>Total</b>	17.149.356	2.377.304	852.543	304.271	331.107	15.886.738
Atalaia (SE)	815.573	134.964	47.072	-	112	771.748
Bahia (BA)	1.596.649	172.858	66.692	-	-	1.494.226
Cabiúnas (RJ)	4.272.456	571.011	276.565	304.271	324.808	3.652.652
Cacimbas (ES)	2.802.858	159.751	93.288	-	-	2.734.022
Guamaré (RN)	796.791	201.485	53.830	-	-	727.384
Lagoa Parda (ES)	29.453	-	321	-	-	29.380
LUBNOR (CE)	10.724	2.930	607	-	-	9.641
Pilar (AL)	476.199	65.289	21.184	-	-	455.102
REDUC (RJ)	358.297	150.782	39.488	-	5.961	312.344
RPBC (SP)	536.395	-	-	-	-	522.985
Sul Capixaba (ES)	667.580	-	31.954	-	-	661.687
Urucu (AM)	3.822.029	903.727	132.764	-	226	3.561.312
Caraguatatuba (SP)	964.351	14.507	88.778	-	-	954.255

Fonte: ANP (2012).

De posse destes dados, a produção de derivados em UPGNs no horizonte do PDE pode ser estimada mediante o cálculo do volume de GNU processado por cada UPGN, e sua

multiplicação pelos fatores  $A/X$ ,  $B/X$ ,  $C/X$ ,  $D/X$  e  $Y/X$ , sendo A, B, C, D, X e Y os volumes representados na Figura 13.

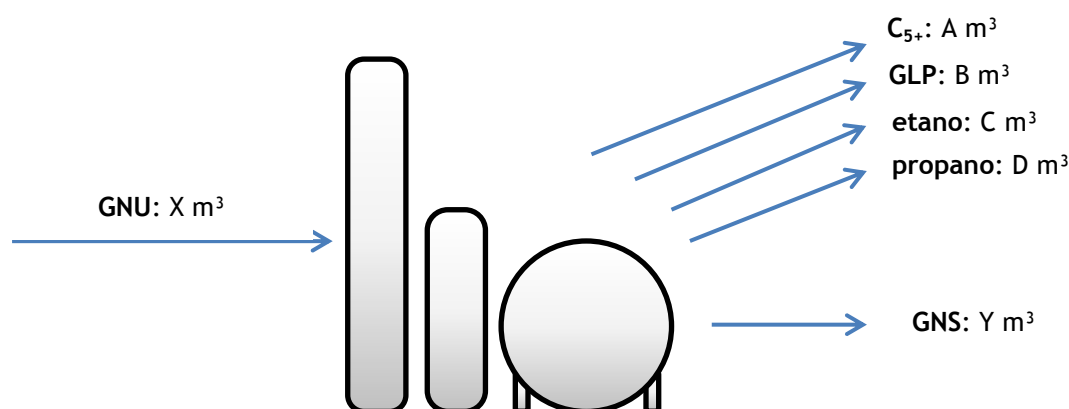


Figura 13 - Esquema de cálculo dos índices históricos

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação ao volume a ser processado em cada polo, são somadas as projeções de volume de cada Unidade Produtiva direcionada ao mesmo. Deste modo, obtém-se a curva de gás na entrada de cada polo, a qual será multiplicada pelos índices históricos de processamento, resultando na oferta potencial de GNS, etano, propano, GLP e  $C_{5+}$  em cada polo de processamento.

Tomando-se como exemplo os dados do Anuário 2012 apresentados na Tabela 5, podem-se calcular os índices que serão replicados para todo o decênio a fim de determinar os volumes produzidos de cada componente. A Tabela 6 apresenta os índices obtidos a partir dos dados do anuário ANP de 2012 para a UPGN Cabiúnas.

Tabela 6: Índices calculados para Cabiúnas, conforme o Anuário ANP 2012

Componente	Índice
GNU (X)	1
GNS (Y)	$Y/X = 0,85487$
GLP (A)	$A/X = 0,13364$
Etano (B)	$B/X = 0,071212$
Propano (C)	$C/X = 0,076018$
$C_{5+}$ (D)	$D/X = 0,064728$

Fonte: Elaboração EPE com base em Anuário ANP 2012

Essa metodologia, mais simples, é adequada quando as perspectivas de mudança na composição do gás natural e nas tecnologias das UPGNs são marginais.

## 4.2 METODOLOGIA COMPOSICIONAL

A Metodologia Composicional, empregada a partir do PDE 2015-2024, consiste de uma metodologia de cálculo mais robusta que a anteriormente descrita, por considerar em sua modelagem a composição das correntes que entram em determinado polo de processamento e as tecnologias empregadas nas unidades de processamento ali existentes. Por outro lado, essa

metodologia requer um acesso mais abrangente a informações, tornando-a mais difícil de ser aplicada, sendo adequada quando há perspectivas significativas de mudanças na composição do GN.

Com relação às unidades de processamento e às tecnologias por elas utilizadas, nesta metodologia cada UPGN existente em determinado polo de processamento é modelada individualmente em relação à separação dos componentes do gás, conforme a eficiência típica de separação obtida pela tecnologia em uso por esta unidade.

Em relação à carga de GNU a ser processada, esta metodologia considera a composição do gás natural proveniente de cada UP. Os dados de composição são publicados mensalmente no site da ANP nos relatórios relativos ao pagamento de *royalties*. Na Tabela 7 são apresentadas, como exemplo, algumas linhas da planilha de composições volumétricas de gás natural apresentada na memória de cálculo de Preços de Referência do Gás Natural - ANP.

Tabela 7: Frações volumétricas de gás natural para fins de pagamento de royalties

Campo	Frações Volumétricas				
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5+</sub>
Abalone	0,80443	0,09994	0,04209	0,02079	0,02182
Acajá-Burizinho	0,95580	0,01100	0,00700	0,00530	0,00560
Água Grande	0,85302	0,09194	0,01443	0,00811	0,01284
Aguilhada	0,75270	0,01520	0,03900	0,04130	0,02330
Agulha	0,79200	0,11700	0,03200	0,00800	0,01700
Albacora	0,73783	0,12594	0,07928	0,03283	0,01741
Albacora Leste	0,84630	0,04250	0,02050	0,01260	0,01540
Alto do Rodrigues	0,79243	0,00034	0,00000	0,00004	0,00024
Anambé	0,81750	0,09420	0,04170	0,01740	0,00860
Anequim	0,79330	0,10200	0,06010	0,02380	0,00760

Fonte: Elaboração EPE com base em ANP (2016).

No caso dos campos que ainda não entraram em produção, são utilizadas composições médias calculadas a partir de dados disponíveis para campos semelhantes. A Tabela 8 apresenta um exemplo destas médias.

Tabela 8: Exemplo de composições volumétricas calculadas a partir de campos de mesmo tipo

Média conforme origem do gás	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5+</sub>
Associado Terra	0,77000	0,09000	0,05000	0,03000	0,02000
Não Associado Terra	0,86000	0,07000	0,03000	0,01000	0,01000
Associado Mar Pós-Sal	0,77000	0,09000	0,05000	0,03000	0,02000
Não Associado Mar Pós-Sal	0,86000	0,07000	0,03000	0,01000	0,01000
Associado Mar Pré-Sal	0,65000	0,11000	0,08000	0,03000	0,01000
Não Associado Mar Pré-Sal	0,65000	0,11000	0,08000	0,03000	0,01000

Fonte: Elaboração EPE com base em ANP (2016).

Além disso, considera-se que a fração volumétrica do GNU que não é referente a C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> ou C<sub>5+</sub> é composta por componentes que serão retirados no tratamento do gás, ou compostos

inertes que continuam no GNS, e que, portanto, reduzem o volume disponível após correção pelo PCS.

Para a obtenção do volume de cada componente ( $C_1$ ,  $C_2$ , etc) em determinado polo de processamento, multiplica-se o volume de GNU pelas frações volumétricas de cada um dos componentes presentes no gás. Com isso são obtidos os volumes de cada um dos componentes do gás natural a ser processado. O volume total de cada componente é a soma das frações individuais de cada UP que envia gás para determinado polo de processamento. De posse desta informação, pode-se determinar a composição da carga a montante das UPGNs.

Como premissa básica da metodologia, cada unidade em um polo de processamento tem uma eficiência específica de recuperação para cada componente. Após o cálculo da quantidade de cada composto a montante de um polo de processamento, a metodologia utiliza os índices de recuperação, dados pelas respectivas eficiências de cada planta, para obtenção de cada fração de produtos gerada na UPGN. O fluxo dos componentes dentro da UPGN é esquematizado na Figura 14.

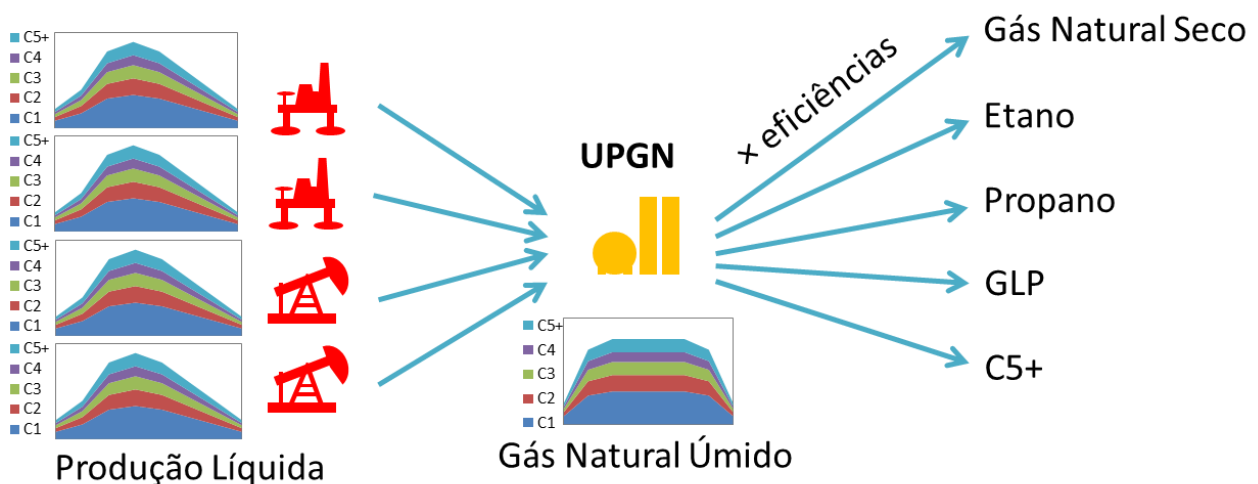


Figura 14 - Metodologia Composicional

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nesta metodologia, o metano e demais componentes não hidrocarbonetos são convertidos completamente em GNS. O etano, quando se faz necessário por uma demanda petroquímica específica, pode ser em parte recuperado como corrente de etano pura. Da mesma forma, o propano pode ser produzido como corrente pura a depender da necessidade petroquímica ou energética desse insumo. Além disso, uma fração do propano pode ser recuperada em parte na corrente de GLP, junto com parte do butano. O pentano e os hidrocarbonetos mais pesados são recuperados como uma corrente de  $C_{5+}$ . As frações de hidrocarbonetos não recuperadas, assim como traços de  $CO_2$  e  $N_2$ , por exemplo, são direcionadas para o GNS. Por fim, parte do GNS produzido é consumida na própria UPGN para gerar energia para o processo.

As eficiências máximas de recuperação são intrínsecas ao processo utilizado em cada UPGN, porém são adaptadas e calibradas em face dos dados históricos de funcionamento de cada UPGN e da composição requerida pela ANP para especificação de cada corrente. Utilizaram-se, como ponto de partida, as eficiências de recuperação de  $C_3$  apresentadas na Autorização

ANP nº3, de 02 de fevereiro de 1998, que são apresentadas na Tabela 9. A título de ilustração, sabendo-se que a eficiência máxima de recuperação de propano é de 50 % em uma determinada planta, pode-se então realizar o rateio das frações que serão produzidas como propano puro, 25%, por exemplo, e os demais 25% incorporados na corrente de GLP.

Tabela 9: Dados técnicos de UPGNs

Nome	Localização	% C <sub>3</sub> Recuperado
UGN - RPBC	Cubatão - SP	0
U-2500 (REDUC)	Duque de Caxias - RJ	98,08 %
U-2600 (REDUC)	Duque de Caxias - RJ	98%
URGN - Cabiúnas	Macaé - RJ	55 %
UPGN - Cabiúnas	Macaé - RJ	91,8%
UPGN - Lagoa Parda	Linhares - ES	68%
UPGN - Candeias	Candeias - BA	86%
UPGN - Catu	Pojuca - BA	85%
UPGN - Atalaia	Aracaju - SE	90%
UPGN - Carmópolis	Carmópolis - SE	43%
UPGN - Guamaré	Guamaré - RN	90%
UPGN - ASFOR	Fortaleza - CE	91%
UPGN - Urucu	Coari - AM	76%

Fonte: Elaboração EPE com base em ANP (1998).

Com base nas informações de Produção Líquida de GNU em cada campo (já considerando os redirecionamentos necessários), na composição do GNU, e nas eficiências de UPGNs, é possível calcular a oferta potencial de GNS, etano, propano, GLP e C<sub>5+</sub> em cada polo de processamento.

Após o cálculo dos volumes de GNS (que já estão referenciados a 20 °C e 1 atm), é necessário calcular o PCS em cada polo de processamento para que seja feita a correção do volume para o poder calorífico de referência de 9.400 kcal/m<sup>3</sup> (aproximadamente 39.330 kJ/m<sup>3</sup>). Para tal, são utilizados os dados de composição do GNS produzido em cada polo de processamento em cada ano, e os poderes caloríficos superiores de cada componente, resultando em um PCS médio ponderado.

Além de serem utilizados para correção do volume de GNS para o poder calorífico de referência de 9.400 kcal/m<sup>3</sup>, os valores de PCS servem como base para verificar a especificação do GNS, conforme apresentado anteriormente na Tabela 3. As composições do GNS também podem ser utilizadas para verificar a adequação do gás natural produzido, uma vez que os dados de composição devem estar dentro dos parâmetros definidos pela ANP.

## 5 OFERTA ESPERADA DE GÁS E DEMAIS PRODUTOS ORIUNDOS DE GN

Diferentemente da oferta potencial, que não possui limitações em relação aos volumes a serem produzidos (tais como ausência de demanda ou de infraestrutura), as ofertas esperadas de GNS e demais derivados em UPGNs apresentam-se como os volumes destes produtos que virão a ser produzidos para atendimento da demanda projetada, no horizonte de estudo, limitados pela Demanda Total Média<sup>7</sup> de gás natural a ser atendida. Deste modo, a partir do volume de GNS que se espera que seja ofertado para atendimento das demandas, determina-se o quanto de GNU de origem nacional deve ser processado e quanto dos demais produtos oriundos de gás natural serão conseqüentemente produzidos.

Para o atendimento das demandas de gás nacional se faz uso tanto do gás de origem nacional quanto importado. No país, a importação pode ser realizada através de gás natural liquefeito (GNL), regaseificado nos terminais de regaseificação, ou gás natural oriundo da Bolívia, por meio do GASBOL. Como o gás destas duas fontes é processado antes de chegar ao país, não é removida qualquer riqueza destas correntes. Deste modo, ao atender a demanda de gás no Brasil, torna-se necessário saber quanto deste volume é suprido por gás processado nacionalmente, a fim de se obter a oferta esperada de produtos oriundos de gás natural (tanto do próprio GNS como etano, propano, GLP e C<sub>5+</sub>).

Para esta avaliação, a malha de gasodutos de transporte do Brasil é dividida em três partes principais, devido às especificidades de cada sistema durante a alocação do gás natural de diferentes fontes. Estas divisões são mostradas na Figura 15.

---

<sup>7</sup> Demanda Total Média - representa o somatório das diversas parcelas de demanda consideradas nos estudos da EPE: (i) companhias distribuidoras locais de gás, (ii) *downstream* - refinarias e petroquímicas, (iii) fábricas de fertilizantes, (iv) consumo esperado de térmicas a gás natural e (v) consumo esperado de térmicas bicombustível operando à gás natural.

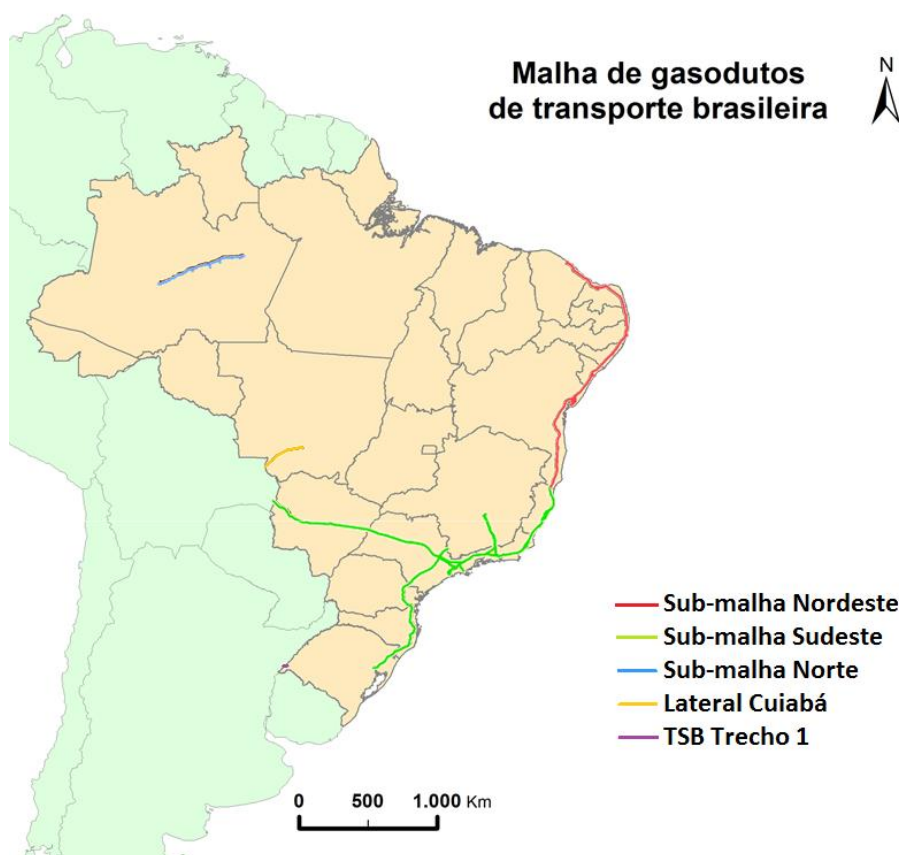


Figura 15 - Subdivisão da malha de gasodutos de transporte brasileira

Fonte: Elaboração própria EPE.

A malha Norte é composta apenas pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus, e é isolada da malha restante do Brasil. As Regiões Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste são atendidas pela malha integrada, composta pela maioria dos gasodutos de transporte, e que pode ser dividida em duas partes: a malha Sudeste-Sul-Centro-Oeste, e a malha Nordeste, sendo que estas são interligadas pelo Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE). Há ainda o gasoduto Uruguiana-Porto Alegre Trecho 1 (Região Sul) e o gasoduto Lateral Cuiabá (Região Centro-Oeste), que por estarem isolados do restante da malha integrada e receberem gás já processado em outros países, não são considerados no cálculo da oferta de derivados em UPGNs.

Embora, conforme anteriormente citado, haja especificidades em cada uma das sub-regiões consideradas, são utilizadas algumas premissas básicas, comuns a todas as divisões da malha de gasodutos:

1. Priorização do consumo de gás associado: por ser produzido obrigatoriamente junto com o petróleo, este gás deve ser priorizado para atendimento da demanda, pois, caso não haja utilização deste recurso, haverá parada na produção de óleo;
2. Consumo do gás não associado com prioridade inferior à do associado: uma vez que este gás se encontra em reservatórios na ausência de petróleo, sua produção e processamento são realizados somente nos volumes necessários, não impedindo a produção do óleo caso não haja demanda suficiente para total consumo deste gás;

3. GNL com prioridade inferior à dos itens anteriores: utilizado somente quando ainda há necessidades de volumes de gás para atendimento das demandas e não há mais volumes de gás associado ou não associado. Isto se deve ao fato de o GNL ser atualmente utilizado para atender a picos de demanda, contrastando com o perfil de atendimento de base do gás natural de origem nacional. Cabe destacar que este gás, por já vir processado de seu país de origem, não é responsável por auxiliar na oferta de derivados de gás natural<sup>8</sup>.

Especificamente para a Região Nordeste, considera-se que o atendimento das demandas é realizado seguindo os critérios gerais apresentados, além da possibilidade de recebimento de gás oriundo da Região Sudeste - considerada por último na sequência de prioridades de abastecimento, e somente nas situações em que há excedente na região de origem.

Como característica específica do sistema Sudeste, Sul e Centro-Oeste, após a utilização do gás associado surge, a necessidade de utilização do volume *Take or Pay*<sup>9</sup> do GASBOL (24 milhões de m<sup>3</sup>/d) como a fonte prioritária para abastecimento (uma vez que tal valor já se encontra contratado e pago), sendo seguido pelo gás não associado, conforme as premissas gerais. Ainda como características específicas do sistema têm-se, em seguida, a utilização da parcela não *Take or Pay* do GASBOL (6 milhões de m<sup>3</sup>/d) e, por fim, o GNL.

Por fim, a Região Norte apresenta características de processamento que a diferem sensivelmente das demais regiões. Além de se apresentar isolada do restante da infraestrutura de gás natural brasileira, possui uma demanda por gás natural reduzida em relação ao seu potencial de produção, mas possui considerável demanda de GLP. Deste modo, considera-se que há processamento de gás natural igual ao limite do polo de processamento do polo de Urucu (acrescido da tolerância de 10% em relação à capacidade nominal), de modo a maximizar a produção de GLP, e que o GNS não necessário para atendimento das demandas é injetado de volta aos reservatórios (sendo diferente dos demais sistemas onde, obrigatoriamente, a demanda se iguala à oferta). Nesta Região não há terminais de regaseificação de GNL instalados.

---

<sup>8</sup> No futuro, com a importação de GNL por agentes independentes, essa premissa poderá se revisitada, à medida que o GNL não se constitua apenas na oferta marginal (últimos volumes de GN ofertados para balancear o mercado).

<sup>9</sup> Contrato *Take or Pay*: cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de ter-se utilizado dele ou não. Se previsto em contrato, o comprador pode recuperar o gás pago e não efetivamente retirado (*make-up*) (CHABAR, 2005).

## 6 ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso tem por objetivo apresentar e comparar os resultados obtidos para a oferta de GNS e dos demais produtos de uma UPGN hipotética ao se utilizar as duas metodologias para o processamento de GNU.

As premissas adotadas para os dados de entrada de cada uma das metodologias foram as mesmas a fim de que as diferenças sobre os resultados fossem consequência unicamente da utilização de uma metodologia ou outra. Tais premissas são elencadas abaixo.

- Consideraram-se 3 UPs hipotéticas na análise: um campo de gás associado, um campo de gás não associado, e um campo de gás do Pré-sal.
- Considerou-se um período de 20 anos de produção para os três campos, sendo que a entrada em produção de cada campo ocorre em uma parte do horizonte estudado. As curvas de produção para os 3 tipos de campos são apresentadas na Figura 16.

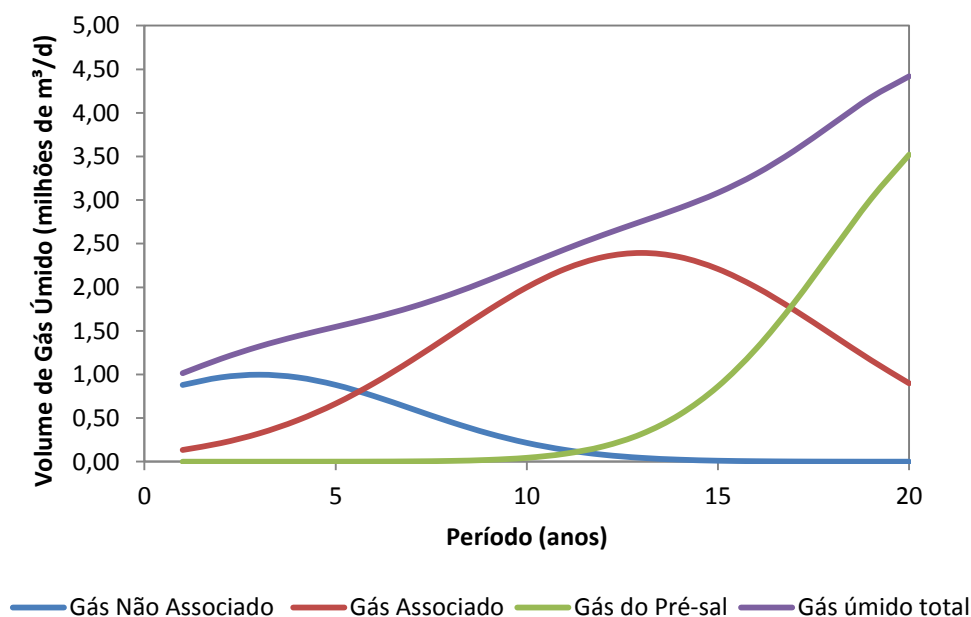


Figura 16 - Curvas de Produção de GNU

Fonte: Elaboração própria EPE.

- Para a metodologia de índices históricos, utilizaram-se índices constantes ao longo de todo o período. Tais índices foram determinados conforme apresentado na seção 4.1, e replicados para todos os anos em tela, sendo iguais a: 0,92 m<sup>3</sup> GNS/m<sup>3</sup> de GNU; 0 m<sup>3</sup> de etano/m<sup>3</sup> de GNU; 0 m<sup>3</sup> de propano/m<sup>3</sup> de GNU; 0,35 m<sup>3</sup> de GLP/mil m<sup>3</sup> de GNU; 0,011 m<sup>3</sup> de C<sub>5+</sub>/mil m<sup>3</sup> de GNU. Dessa forma, considerou-se que a UPGN não produz etano e propano puros para fins petroquímicos.

- Já para a metodologia composicional, a riqueza do GNU que entra na UPGN varia ao longo dos anos em virtude das diferentes composições do GNU de cada campo. A Figura 17 apresenta a variação do teor dos componentes que definem a riqueza do GNU.

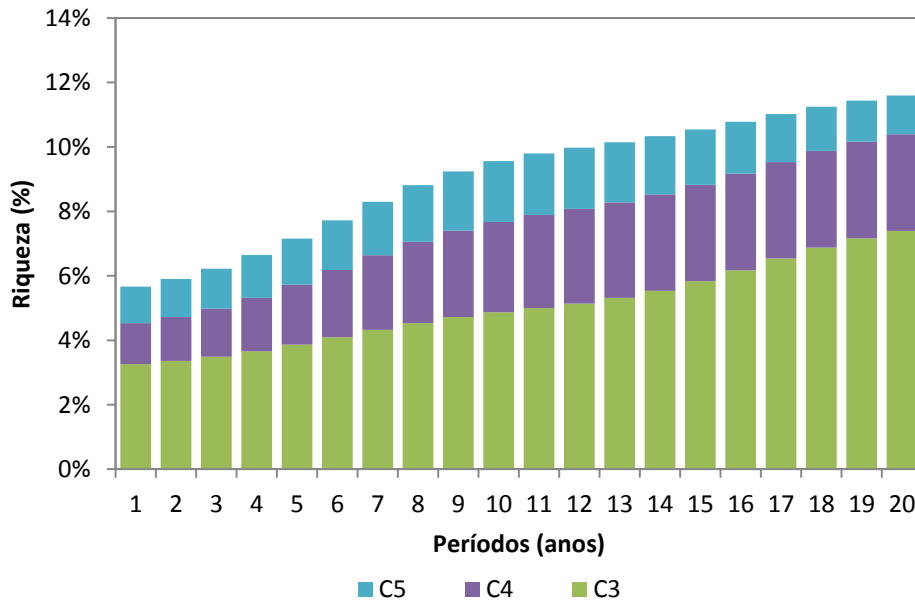


Figura 17 - Variação da riqueza do GNU

Fonte: Elaboração própria EPE.

- Considerou-se também para a metodologia composicional que, nos 10 anos iniciais do processamento, a UPGN utiliza como tecnologia de separação a expansão Joule-Thomson acoplada à Refrigeração-Simples, devido à menor riqueza do gás. Para os demais anos, considerou-se que a UPGN passa por uma adequação que a permite utilizar a tecnologia de Turboexpansão, com maiores eficiências.
- As eficiências de recuperação de propano e butano durante os 10 primeiros anos foram consideradas iguais a 70 % e 98 % (decorrentes das tecnologias Joule-Thomson + Refrigeração Simples), respectivamente. A partir da adequação da planta, no 11º ano, as eficiências de recuperação de propano e butano passaram a ser iguais a 98 % e 100 % (decorrente do uso da tecnologia de Turbo-Expansão), respectivamente. A variação da eficiência ao longo dos anos é apresentada na Figura 18. A eficiência de recuperação de C<sub>5+</sub> foi considerada igual a 100% durante todo o período.

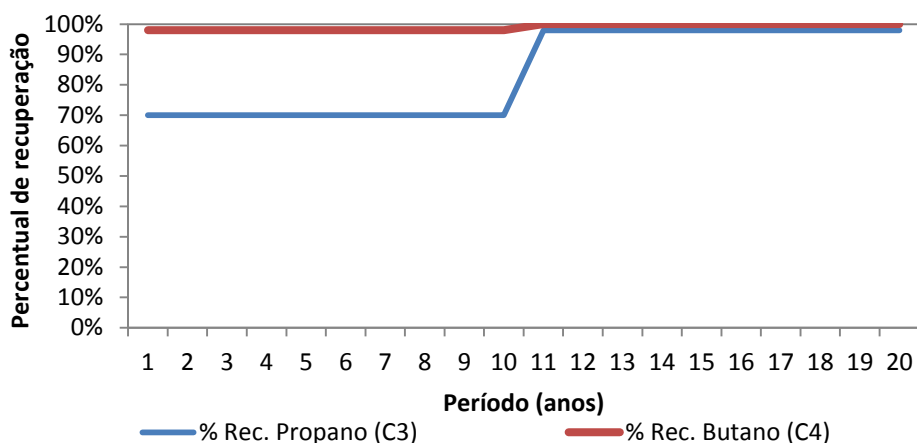


Figura 18 - Variação das eficiências de recuperação de propano e butano

Fonte: Elaboração própria EPE.

- Considerou-se um consumo interno da planta equivalente a 3% do volume de GNS produzido.

A partir das premissas descritas anteriormente, foram calculados os volumes de GNS, etano, propano, GLP e C<sub>5+</sub> para as duas metodologias. Consideraram-se as especificidades de cada metodologia conforme apresentado na seção 4 desta Nota Técnica.

No caso da Metodologia de Índices Históricos, utilizaram-se os fatores apresentados nas premissas para multiplicar-se os volumes de GNU e obterem-se os volumes de cada produto da UPGN. Tais fatores foram assumidos constantes ao longo do tempo. Dessa forma, independente da composição do gás, os fatores utilizados não se alteraram.

No caso da Metodologia Composicional, considerou-se a composição média ponderada pela composição do gás natural de cada campo ao longo dos anos e a mudança na eficiência da UPGN, a fim de permitir o processamento da corrente de gás natural mais rica do campo do Pré-Sal.

A Figura 19 apresenta a comparação entre a curva de GNS obtido ao utilizar-se uma ou outra metodologia.

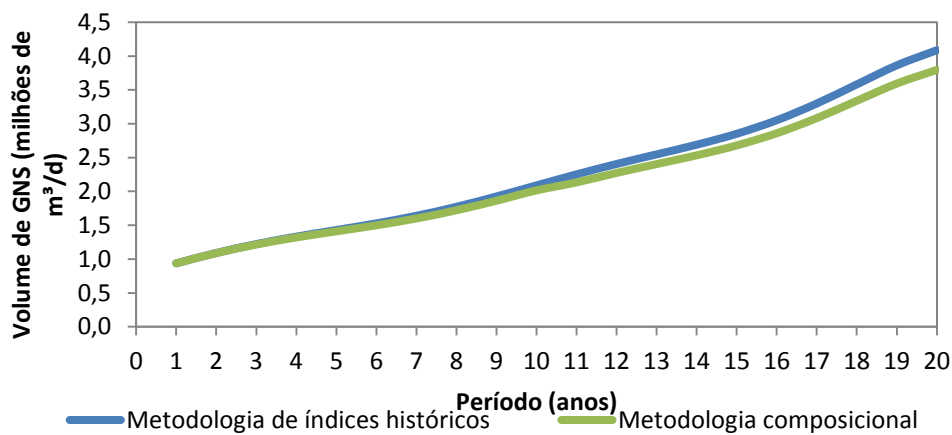


Figura 19 - Produção de GNS estimada através das duas metodologias

Fonte: Elaboração própria EPE.

Pode-se verificar um descolamento mais amplo entre as curvas a partir do 11º ano de operação da UPGN. O resultado apresentado para a Metodologia Composicional se dá devido à entrada de campos de gás do Pré-Sal com riqueza superior aos campos de gás associado e não associado e à necessidade de aumentar-se a eficiência da planta, o que permite maior recuperação de GLP e componentes mais pesados do gás natural, gerando, dessa forma, um volume ligeiramente menor de GNS. No fim do período considerado, o volume de GNS resultante da utilização da Metodologia de Índices Históricos é de cerca de 300 mil m<sup>3</sup>/d superior àquele resultante da Metodologia Composicional. Tal diferença é equivalente a 7% considerando como base o volume de GNS produzido pela metodologia de Índices Históricos.

No que tange à produção de GLP, o aumento da eficiência de recuperação de propano e butano a partir do 11º ano, aliado ao aumento da riqueza média dos campos, gerou significativa diferença nos volumes deste produto ao aplicar-se uma metodologia ou outra. A Figura 20 apresenta os resultados obtidos para os volumes gerados de GLP utilizando-se uma ou outra metodologia. Como a Metodologia de Índices Históricos considera um fator multiplicativo do volume total de GNU para gerar o volume de GLP, as composições dos campos não influem quantitativamente no volume desse produto gerado na UPGN. Dessa forma, se houvesse, ao longo de todo o período, o mesmo volume total de GNU (soma dos volumes dos três tipos de campos), obter-se-ia o mesmo volume de GLP durante todos os anos. Tal metodologia não reflete, portanto, a variação da geração de produtos em relação aos parâmetros técnicos associados ao processo (composição do gás, pressão de operação, temperatura das correntes, etc.). No caso da metodologia composicional, verifica-se uma inflexão no gráfico do volume de GLP a partir do 11º ano devido ao ajuste de eficiência da planta para computar a maior riqueza do gás. Como a metodologia de índices históricos não considera as eficiências das plantas, não se verifica tal comportamento no gráfico.

Dessa forma, o volume de GLP produzido considerando as composições dos campos e as eficiências de recuperação da UPGN, no caso da Metodologia Composicional, é cerca de 190% superior ao volume do produto obtido através da utilização da Metodologia de Índices Históricos. A partir do 11º ano, o descolamento observado entre as duas curvas ocorre, em grande parte, devido ao aumento da eficiência de recuperação de propano após a adequação da planta.

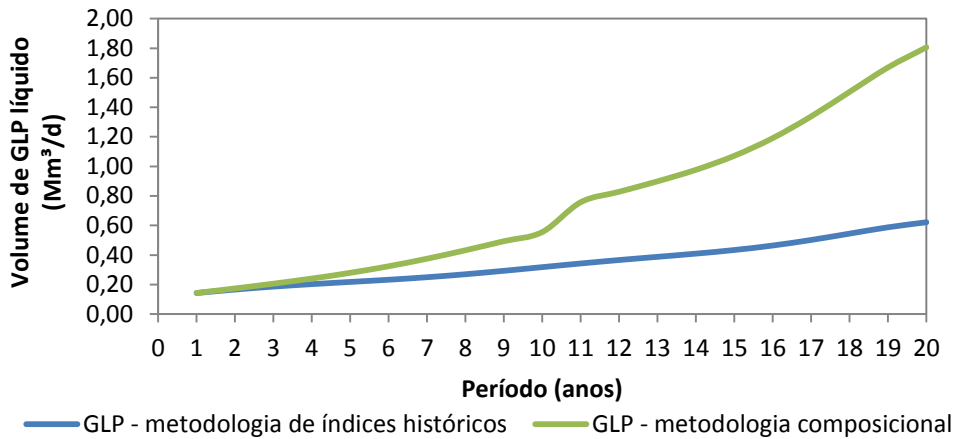


Figura 20 - Comparação entre a produção de GLP a partir das duas metodologias

Fonte: Elaboração própria EPE.

A mesma tendência é observada para o C<sub>5+</sub>, onde a utilização da Metodologia Composicional permite estimar a obtenção de maior volume desse produto, conforme apresentado na Figura 21. A tendência observada na curva de produção de C<sub>5+</sub> para a metodologia reflete o fato de que nos últimos anos do período considerado ocorre uma redução da composição média de C<sub>5+</sub>, atingindo valores próximos à composição dos anos iniciais. Novamente, considerando-se a variação da composição dos campos, é possível notar uma grande diferença nos perfis das curvas para esse produto.

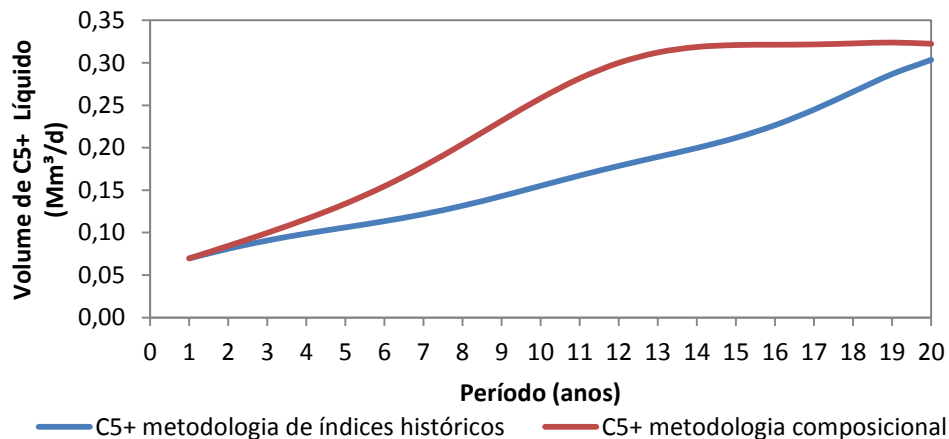


Figura 21 - Comparação entre a produção de C<sub>5+</sub> a partir das duas metodologias

Fonte: Elaboração própria EPE.

## 7 CONCLUSÕES

Para a realização das atividades da EPE como órgão responsável pelo suporte ao planejamento energético nacional, faz-se necessária a utilização de uma ferramenta capaz de, a partir das estimativas de produção de GNU desenvolvidas internamente, gerar projeções de oferta de GNS e demais produtos oriundos de gás natural a serem produzidos ao longo do período de tempo dos estudos publicados (PDE, PNE, PEMAT).

Com efeito, ao longo dos diversos ciclos de estudos realizados pela EPE, foram criadas/utilizadas duas metodologias para a estimativa de processamento do GNU e determinação da oferta de GNS, bem como as demais frações de gás natural em UPGNs. A primeira metodologia (Metodologia de Índices Históricos), baseada em índices históricos de processamento para cada UPGN, foi utilizada para seis publicações: do PDE 2009-2018 ao PDE 2014-2023. Trata-se de uma tecnologia mais simples, sendo mais adequada a momentos de poucas variações na composição do GN.

Posteriormente, tal metodologia foi substituída por outra mais completa e também mais adequada a momentos de consideráveis mudanças na composição do GN (Metodologia Composicional). No entanto, esta metodologia requer maior acesso a informações, sendo capaz de levar em conta a composição do gás a ser processado e as características intrínsecas das tecnologias utilizadas, sem desconsiderar o perfil histórico de geração de produtos nestas unidades.

Concluiu-se ao longo deste trabalho, principalmente através do estudo de caso apresentado, que a utilização das composições e eficiências de recuperação permite a obtenção de resultados mais fidedignos ao que na prática ocorre em uma UPGN em diferentes contextos. A incorporação das mudanças na metodologia, culminando na atualmente utilizada Metodologia Composicional, confere maior robustez ao processo de estimativas de produção de GNS e GLP (dentre outros) pela EPE, permitindo a avaliação de alterações na composição do GNU, assim como alterações nas características das unidades de processamento ao longo do período analisado.

Cabe esclarecer que a mudança de metodologia, assim como dos dados de entrada utilizados, implicaram em diferenças significativas entre as previsões dos PDEs 2014-2023 e 2015-2024 com relação às estimativas de volumes ofertados de GLP oriundo de UPGNs.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E.F.; FERRARO, M.C. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Autorização nº. 3, de 2 de fevereiro de 1998. Disponível em <<http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/autorizacao/1998/fevereiro/aut%203%20-%201998.xml>>. Acesso em 05 de julho de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº. 16 de 17 de junho de 2008. Disponível em <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em 05 de julho de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2012. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=62398>>. Acesso em 05 de julho de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Memória de Cálculo do Preço de Referência do Gás Natural - Dezembro de 2014. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=73804>>. Acesso em 05 de julho de 2016.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Memória de Cálculo do Preço de Referência do Gás Natural - Maio de 2016. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=81258>>. Acesso em 05 de julho de 2016.

Brasil Energia. Cenários - Petróleo & Gás 2014-2015. Rio de Janeiro: Brasil Energia, 2014. Disponível em <<http://brasilenergiaog.editorabrasilenergia.com/cenarios/og-2014/flip/index.html>>. Acesso em 01 de julho de 2016.

BRASIL, N.I.; ARAÚJO, M.A.S.; SOUSA, E.C.M. Processamento de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

CHABAR, R. M. Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contratos de combustível com cláusulas de take-or-pay. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2005.

CORDEIRO, A. de F.. Estudo de simulação e controle de uma unidade de processamento de gás natural. Dissertação do Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Rio de Janeiro: Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro (EQ-UFRJ), 2011.

GOMES, W. Curso de Processamento de Gás Natural. Rio de Janeiro: IBP, 2013.

OIL & GAS JOURNAL. Worldwide Gas Processing Survey, Historical. EUA: Oil & Gas Journal, 2013.

ORDOÑEZ, R. e ROSA, B. Oferta de gás crescerá 68%, mas faltam gasodutos. *O Globo*, 17 de junho de 2014. Disponível em <<http://oglobo.globo.com/economia/oferta-de-gas-crescera-68-mas-faltam-gasodutos-12890628>>. Acesso em 25 de julho de 2016.

QUELHAS, A. D., et al.. Processamento de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

VAZ, C.E.M.; MAIA, J.L.P; SANTOS, W.G. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. São Paulo: Edgard Blucher, 2008.