UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

HENRIQUE PLAUDIO GONÇALVES RANGEL

METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE PROJETO PARA APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL: UPGNs e UTE

RIO DE JANEIRO

2018

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE PROJETO PARA APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL: UPGNs e UTE

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Química e Bioquímicos, Escola de Química, federal do Rio de Janeiro, como requisito à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadores: Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa (EQ-UFRJ)
Dr. BrennoCastrillon Menezes (DEQ-USP)

RIO DE JANEIRO
2018

CIP - Catalogação na Publicação

R196m

Rangel, Henrique Plaudio Gonçalves
METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE PROJETO PARA APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL: UPGNs e UTE / Henrique Plaudio Gonçalves Rangel. -- Rio de Janeiro, 2018.
174 f.

Orientador: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa.
Coorientador: Brenno Castrillon Menezes .
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, 2018.

1. gás natural. 2. unidades de processamento de gás natural. 3. usinas termelétricas. 4. análise econômica. I. Pessoa, Fernando Luiz Pellegrini , orient. II. Menezes , Brenno Castrillon , coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE PROJETO PARA APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL: UPGNs e UTE

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientado por:

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D. Sc.

Brenno Caetrifon Menezes, D. Sc.

Aprovada em 12 de setembro de 2018.

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D. Sc, UFRJ.

Flavia Chaves Alves, D. Sc, UFRJ.

Alexandre Castro Leiras Gomes, D. Sc, UFRJ.

À Raquel Massad Cavalcante:

"Você é assim, Um sonho pra mim, E quando não te vejo, Eu penso em você, Desde o amanhecer, Até quando eu me deito... Seus olhos, meu clarão, Me guiam dentro da escuridão, Seus pés me abrem o caminho, Eu sigo e nunca me sinto só"

Velha Infância, Tribalistas.

“O aspecto mais triste da vida de hoje é que a ciência ganha em conhecimento mais rapidamente que a sociedade em sabedoria.”

Isaac Asimov.

“Época triste a nossa, em que é mais difícil quebrar um preconceito do que um átomo"

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à Deus, por me dar força, saúde, coragem e, acima de tudo, pessoas maravilhosas que me apoiaram nesta caminhada, me incentivando eacreditando em mim.

À EPE pela liberação para cursar as disciplinas, permitindo a realização deste estudo. Agradeço, também pelos conhecimentos a mim transmitidos ao longo dos dez anos de trabalho, na forma das diversas pessoas com quem tive o privilégio de trabalhar.

Aos meus orientadores Fernando Luiz Pellegrini Pessoa e BrennoCastrillon Menezes, por ajudarem a definir que caminho seguir, pelas discussões realizadas durante o trabalho e pela revisão do texto. Agradeço, também, a liberdade com que me permitiram trabalhar, respeitando meu tempo e minhas ideias.

À minha avó por todo o amor e cuidado. Provavelmente não seria quem sou se não fosse por ela. Nunca esqueceremos sua importância para nossa família.

Aos meus pais, pelo amor, carinho e por todo o empenho e sacrifício em me dar condições de estudar e chegar até aqui. A sua visão, que estudássemos para conseguir aquilo que vocês sacrificaram por nós, foi fundamental para que eu concluisse todas as minhas etapas acadêmicas, culminando com este mestrado. Obrigado também pelo incentivo na conclusão desta dissertação. Amo vocês.

À minha irmã, por todo o amor e por me incentivar e acreditar que um dia eu seria mestre. Amo você.

Ao Tio Jorge, Tia Regina, Karina, Lucas e Leo, por terem me acolhido tão bem e me permitirem entrar nessa família linda. Desculpem às ausências...

À Raquel, minha amada esposa e maior amiga. Sem você a graduação teria sido ainda mais difícil, assim como também este trabalho. Agradeço a todos os conselhos acadêmicos durante a confecção desta dissertação, pois sua revisão, sugestões e críticas foram fundamentais para que eu conseguisse concluí-la. Agradeço seu incentivo, que me manteve firme para que eu conseguisse e por ter acreditado em mim. Espero que me desculpe pelas ausências, pelos fins de semana perdidos e pelas viagens não feitas. Agora podemos voltar à programação normal! A casa está novamente aberta!E a você, mais que tudo, agradeço seu amor. Te amo mais que tudo.

Às minhas filhas peludas Coque, Meg, Rosa e Sol, que embora mais atrapalhassem do que ajudassem, ao pedirem atenção o tempo todo, eram a certeza de momentos de relaxamento e descanso. Vocês tornaram a confecção do estudo mais leve e, nos momentos “empacados”, a distração necessária para que eu conseguisse “voltar para a linha”.

À minha amiga Dinha, por todo amor e amizade ao longo destes anos. Você foi um dos presentes que recebi quando conheci a Raquel. Posso falar que você faz parte da nossa família.

À Carol (Onça), minha tão amada afilhada. Obrigado por estar comigo ao longo da confecção deste trabalho, me tirando um pouco do foco para que pudéssemos brincar, sair... Desculpe por estar ausente por tanto tempo mas agora os fins de semana voltarão a ser nossos. Te amo, e amo ser seu segundo pai.

Aos amigos Isabelle, Gabi e Othon, Queto e Paula, João, Leonel, Laiza, Gabriel, Yasmin, Juliana e Didizinho, Filipe e Juliana. Desculpem-me por tantosconvites recusados. Agora poderemos marcar eventos novamente e terminar nossos jogos de tabuleiro! Saudades de ver todos vocês. Amo vocês.

Ao amigo Rinaldo, pela amizade, pelos jantares e inestimável ajuda na revisão deste trabalho. Obrigado por ter aceito o desafio de ler este texto.

Aos companheiros de EPE, Maria Cecília, Helena e Ivanoski pela ajuda nodesenvolvimento da modelagem econômica das termelétricas. Obrigado pela explicação de como se remunera uma UTE e quais impostos e taxas considerar. Vocês são parte fundamental desta dissertação.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização deste estudo, assim como agradeço a todos que torceram por mim.

RESUMO

RANGEL, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel. Metodologia de seleção de projeto para aproveitamento de gás natural: UPGNS e UTE. Rio de Janeiro, 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

Devido às vantagens ambientais do uso do gás natural em relação ao petróleo e carvão mineral, ao potencial de crescimento da produção deste recurso e às dificuldades relacionadas à monetização de algumas reservas, observou-se a necessidade de mecanismos capazes de selecionar o empreendimento ótimo para o aproveitamento de dada produção de gás natural. Assim, o presente estudo teve por objetivo o atendimento desta demanda através do desenvolvimento de metodologia e ferramentas que permitissem determinar o empreendimento com maior retorno entre unidades de processamento de gás natural – UPGNse usinas termelétricas–UTEs. Neste estudo foram desenvolvidas modelagens técnicas de UPGNs e UTEsque permitissem o cálculodas quantidades de produto obtidos, modelagem econômica para avaliar o fluxo de caixa dos empreendimentos e premissas que possibilitassem a caracterização de cada projeto. Em seguida, estas ferramentas e premissas foram avaliadas através de um estudo de caso no qualse determinou o melhor tipo de projeto para aproveitamentode excedentes de produção no Amazonas e no Maranhão, locais no Brasil em que se observou a existência de déficit de capacidade de processamento de gás natural dentro do horizonte de tempo estudado (2015 a 2024). Em ambos os casos foram selecionados tecnologias mais simples, apresentando aderência entre os resultados obtidos e as características do gás. Devido à menor riqueza do gás,foram favorecidos projetos mais simples e, consequentemente, de menor custo pois são dispensados os investimentos necessários para recuperação das frações de maior valor agregado.Por fim foi possível concluir que as ferramentas e metodologias desenvolvidas apresentam potencial para auxiliar na seleção do projeto ótimo para aproveitamento de gás, no entanto devem-se destacar as influências da modelagem técnica dos projetos, das premissas de preço de produtos e dos custos de investimento, sendo fundamental que estas informações estejam aderentes à realidade para permitir a aplicabilidade dos resultados deste trabalho.

Palavras-chaves: análise econômica, gás natural, metodologia, processamento, rentabilidade, usina termelétrica,UPGN,UTE,VPL.

ABSTRACT

RANGEL, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel. Project selection methodology for the use of natural gas: UPGNS and UTE. Rio de Janeiro, 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

Due to the environmental advantages of the uses of natural gas in comparition with oil or mineral coal, the potential of growth of this resource production and the difficulties related to the monetization of some reserves, it was observed the needs for mechanisms capable of selecting the optimal project for the use of a given natural gas production. Thus, the present study aimed to meet this demand through the development of methodology and tools to determine the most profitable project between natural gas processing plants - NGPPs and thermoelectric plants - TEPs. This study developed technical modeling of NGPPs and TEP for the calculation of the product quantities recovered, economic modeling to evaluate the projects cash flow and the assumptions were used to their characterization. Then, the tools and its assumptions were evaluated in this study for selecting of the best type of project to take oversupply production advantages in Amazonas and Maranhão, locals that a lack of natural gas processing capacity was observed between 2015 and 2024. In both cases, the most basic technologies were selected, that shows conformity between the obtained results and the characteristics of the gas. Low concentration molecules heavier than ethane favored the selection of most basic and low cost projects because the investments needed for the recovery of high value-added fractions are dispensed in these plants. Therefore, the tools and methodologies developed showed the potential to assist in the selection of the optimal project for the uses of gas. On the other hand, the influences of the projects technical modeling, product price assumptions and investment costs must be highlighted. Finally, the informations obtained from modelling are essential should be in conformity with the actual data to allow the applicability of the results of this work.

Keywords: economic analysis, natural gas, methodology, processing, profitability, thermoelectric plants, NGPP, TEP, NPV.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO 16
CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA 20
2.1. UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL – UPGNS 20
2.1.1. Configuração de uma UPGN típica e os tipos de UPGN 22
2.1.1.1. Tratamento do gás natural 24
2.1.1.2. Processamento do gás natural 28
2.1.2. UNIDADES TERMELÉTRICAS 41
2.2. ANÁLISE ECONÔMICA 47
CAPÍTULO 3: DESENVOLVIMENTO DAS METODOLOGIAS 51
3.1. METODOLOGIA DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL 52
3.1.1. Modelagem das UPGNs 53
3.1.2. Determinação dos índices de recuperação e das composições dos produtos 54
3.2. METODOLOGIA DE MODELAGEM DAS UTES 62
3.3. METODOLOGIA ANALISE ECONÔMICA 65
3.3.1. Receita líquida 66
3.3.1.1. Receita líquida da UTE 67
3.3.1.2. Receita líquida da UPGN 68
3.3.2. Custos de operação e manutenção e demais encargos 69
3.3.2.1. Custos de operação, manutenção e encargos da UTE 69
3.3.2.2. Custos de operação e manutenção da UPGN 69
3.3.3. Margem bruta do projeto 70
3.3.4. Margem tributável 70
3.3.5. Margem líquida 70
3.3.6. Fluxo de caixa operacional 70
3.3.7. Fluxo de caixa do investidor 70
3.3.7.1. Custos fixos dos projetos de processamento 71
3.3.7.2. Custos fixos dos projetos de usinas termelétricas 72
3.3.7.3. Internação do CAPEX dos projetos 73
3.3.7.4. Financiamento 73
3.3.8. Montagem do fluxo de caixa 74
CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÃO 78
4.1. UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL 78

4.2. USINAS TERMELÉTRICAS 81
4.3. MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA 82
CAPÍTULO 5: ESTUDO DE CASO 85
5.1. DETERMINAÇÃO DAS CARGAS DOS EMPREENDIMENTOS 87
5.2. PROJEÇÃO DE GÁS NATURAL 94
5.2.1. Reservas Totais 95
5.2.2. Recursos Contingentes 96
5.2.3. Recursos Não Descobertos – Empresas 97
5.2.4. Recursos Não Descobertos - União 105
5.2.5. Recursos Não Convencionais (RNC) 106
5.3. DETERMINAÇÃO DAS PRODUÇÕES LÍQUIDAS DE GÁS NATURAL 106
5.4. DETERMINAÇÃO DAS COMPOSIÇÕES DAS CORRENTES DE GÁS NATURAL 108
5.5. VOLUMES DISPONÍVEIS PARA O ESTUDO DE CASO 115
5.6. RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA DO ESTUDO DE CASO 117
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E SUGESTÕES 120
6.1. CONCLUSÕES 120
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 122
CAPÍTULO 7: REFERENCIAS 124

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: Esquema simplificado de uma UPGN. 22
Figura 2-2: Esquema típico de uma UPGN para especificação do gás natural – ênfase na especificação....23
Figura 2-3: Esquema típico de uma UPGN para especificação do gás natural – ênfase na recuperação do LGN. 24
Figura 2-4: Alternativas para realização de adoçamento. 25
Figura 2-5: Representação esquemática unidade de adoçamento. 26
Figura 2-6: Representação esquemática unidade de desidratação com glicol. 27
Figura 2-7:Representação esquemática unidade de desidratação com dessecante sólido. 27
Figura 2-8: Configuração típica de uma unidade de processamento de gás natural. ...29
Figura 2-9: Principais equipamentos - UPGN com processo Joule-Thomson. 30
Figura 2-10: UPGN Joule-Thomson, representação esquemática....31
Figura 2-11: Principais equipamentos – UPGN de Refrigeração Simples....33
Figura 2-12: UPGN de Refrigeração Simples, representação esquemática. 34
Figura 2-13: Principais equipamentos – UPGN de Absorção Refrigerada. 35
Figura 2-14: UPGN de Absorção Refrigerada, representação esquemática....36
Figura 2-15: Principais equipamentos – UPGN de Turbo-expansão. 39
Figura 2-16: UPGN de Turbo-Expansão, representação esquemática. 40
Figura 2-17: Representação simplificação da geração termelétrica. 42
Figura 2-18: Central geradora com combustão externa. 43
Figura 2-19: Diagrama Temperatura por Entropia no Ciclo Rankine. 43
Figura 2-20: Central geradora com combustão interna – turbina a gás....44
Figura 2-21: Diagrama Entalpia por Entropia no Ciclo de Brayton....45
Figura 2-22: Representação esquemática de uma usina de ciclo combinado. 46
Figura 2-23: Representação de um fluxo de caixa para um projeto de E&P....48
Figura 3-1: Modelo de Processamento de Gás Natural. 54
Figura 3-2: Modelo para construção de Fluxo de Caixa....65
Figura 4-1: Planilha de EVTE para projetos de UTE. 83
Figura 4-2: Planilha de EVTE para projetos de UPGN. 84
Figura 5-1: Metodologia para projeção de produtos oriundos de processamento de gás natural 85
Figura 5-2: Infraestrutura de Produção e Transporte de Gás Natural....88
Figura 5-3: Clusters de produção/escoamento/processamento: RPBC (A), Pré-Sal (B) e Espírito Santo (C). 90
Figura 5-4: Clusters de produção/escoamento/processamento: Bahia (D), Atalaia (E) e Pilar (F). 91
Figura 5-5: Clusters de produção/escoamento/processamento: Guamaré (G), LUBNOR (H) e Maranhão (I)....92
Figura 5-6: Cluster de produção/escoamento/processamento: Urucu (J). 93
Figura 5-7: Região do Pré-Sal Legal e seu polígono delimitador....98

Figura 5-8: Projeção de volumes de gás natural nacional processados na Região Norte 100
Figura 5-9: Representação do processo de oferta de gás natural ao mercado a partir da produção bruta. 101
Figura 5-10: Determinação das composições das correntes de entrada nas UPGNs.110

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1: Percentuais de recuperação dos componentes do gás natural. 55
Tabela 3-2: Índice de recuperação de C_3 conforme publicado pela ANP (1998).....55
Tabela 3-3: Composição dos produtos do processamento do GN.....56
Tabela 3-4: Especificação do gás natural - Resolução ANP 16 de 2008. 56
Tabela 3-5: Especificação do GLP a ser considerado no estudo - Resolução ANP nº 18 de 2004. 57
Tabela 3-6: Poderes caloríficos dos componentes de 3 e 4 átomos de carbono do GLP a 20 ºC. 58
Tabela 3-7: Histórico de produção de etano petroquimico (em mil m^3/ano), propano petroquímico (em m^3/ano) e GLP (em m^3/ano). 60
Tabela 3-8: CAPEX dos empreendimentos estudados. 71
Tabela 3-9: Parâmetros para cálculo das receitas.....74
Tabela 3-10: Parâmetros para cálculo das receitas. 74
Tabela 3-11: Tributos e encargos setoriais considerados na venda de eletricidade.....75
Tabela 3-12: Tributos considerados na venda dos produtos do processamento. 75
Tabela 3-13: Tributos e participações governamentais considerados na internação dos produtos 76
Tabela 3-14: Internação dos produtos do processamento - frete e seguros considerados. 76
Tabela 4-1: Índice percentuais de recuperação a serem considerados neste estudo. .78
Tabela 4-2: Percentuais de recuperação dos compostos, para UPGNs brasileiras, utilizadas neste estudo. 80
Tabela 4-3: Percentuais de recuperação dos compostos, para os projetos de UPGN utilizados neste estudo. 81
Tabela 5-1: Produção potencial bruta de gás natural convencional no Brasil por nível de incerteza dos recursos (Milhões m^3/dia).....94
Tabela 5-2: Projeção de produção bruta de gás natural nos campos existentes (Milhões m^3/dia).....96
Tabela 5-3: Resultados da projeção bruta dos recursos contingentes (Milhões m^3/dia). 97
Tabela 5-4: Produção potencial bruta de gás natural em áreas contratadas, relativas à área do Pré-Sal Legal (Milhões de m^3/dia). 98
Tabela 5-5: Volumes RND-E na região do Pré-Sal Legal (Milhões m^3/dia).....99
Tabela 5-6: Projeção de oferta de gás natural na Região Norte (Milhões m^3/dia).....100
Tabela 5-7: Volume de gás úmido processado, gás seco produzido e índices históricos de processamento para UPGN de Urucu no período de 2007 a 2016. 102
Tabela 5-8: Volume de gás natural úmido processado na Região Norte (Milhões m^3/dia). 102
Tabela 5-9: Percentuais médios de queima, consumo e injeção de gás natural para o Brasil. 103
Tabela 5-10: Estimativa de produção bruta de gás natural na Região Norte (Milhões m^3/dia). 103

Tabela 5-11: Capacidade das UPGNs das regiões Sudeste, Nordeste e Norte do Brasil (Milhões m^3/dia).....104
Tabela 5-12: Volume das UPs RND-E (EPSL) distribuído por UPGN (Mil m^3/dia).....104
Tabela 5-13: Distribuição dos volumes RND-E pelas UPGNs (Mil m^3/dia). 105
Tabela 5-14: Distribuição dos volumes RND-U por região do Brasil, proporcional à capacidade de processamento (Mil m^3/dia).....105
Tabela 5-15: Resultados da produção líquida de gás natural (Milhões m^3/dia).....107
Tabela 5-16: Média de composição por ambiente exploratório e tipo de recurso. 109
Tabela 5-17: Composição do gás natural na entrada das UPGNs. 111
Tabela 5-18: Volume de gás natural projetado para cada UPGN, capacidade de processamento instalada e déficit em cada polo de processamento/consumo de gás (Milhões m^3/dia).....115
Tabela 5-19: Resultados da avaliação econômica do estudo de caso – Amazonas e Maranhão.....117

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O gás natural é um combustível limpo, eficiente e de baixo carbono, constituindo-se como uma das principais fontes de energia na matriz energética mundial, seguido do carvão e petróleo (ZHANG, JI, FAN, 2018). Sua produção encontra-se em crescimento, saindo de 1,2 trilhões de metros cúbicos em 1973 para 3,6 trilhões de metros cúbicos em 2016 (IEA, 2017), o que representou, aproximadamente, 24,13% da oferta de energia primaria mundial (BP, 2017a) com previsão de crescimento, para 25,17% em 2035 (BP, 2017b). No Brasil, a participação percentual do gás natural na matriz energética saiu de 9,69% em 2007 para 12,9% em 2017, evidenciando a crescente participação desta fonte (EPE, 2008; EPE, 2018).

Especificamente em relação à geração de eletricidade no mundo, as termelétricas a gás possuem, aproximadamente, 22,9% de participação, ficando atrás, apenas, do carvão, com 39,3% (IEA, 2017). No Brasil pode-se perceber que a participação das fontes na geração elétrica é consideravelmente diferente da média observada mundialmente, havendo uma predominância no uso da hidreletricidade, devido ao potencial brasileiro desta fonte, o que resulta em uma participação de 65,8% (BOARATI et al., 1998; EPE, 2017a). Neste contexto, o gás natural vem ganhando destaque com os objetivos de permitir a diversificação das fontes e a redução da dependência da hidrologia na matriz elétrica de geração. Destaca-se, no entanto, que mesmo ocupandoaa segunda posição entre asprincipais fontes na geração elétrica no Brasil, o gás natural responde com apenas 9,8% de participação na produção de energia (EPE, 2017a).

Desta forma, o potencial de uso do gás natural vem aumentando, principalmente, devido às questões climáticas e de segurança energética, de forma a acompanhar a tendência mundial de aproveitamento de combustíveis mais limpos (ZHANG, JI, FAN, 2018). No Brasil este cenário não é diferente, uma vez que se observa um potencial de crescimento na produção desta fonte energética da ordem de 86%. Adicionalmente, consideráveis volumes de gás natural associado foram descobertos no Brasil, na área do Pré-sal, devendo ser

produzidos para permitir a extração do óleo (EPE, 2015; INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016).

Para que o gás possa ser utilizado de forma ampla, deve-se adequá-lo às especificações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através do atendimento aos parâmetros definidos na Resolução ANP nº 16 de 2008 (ANP, 2008a). Deste modo, se manifesta, na cadeia de gás natural, a figura das unidades de processamento de gás natural (UPGNs) responsáveis pela realização da adequação do gás produzido, também chamado de gás bruto ou gás úmido (GNU) através de diversas etapas de processos físico-químicos para a obtenção do gás natural processado ou gás natural seco (GNS).

As UPGNs, além de serem responsáveis pelo tratamento do gás natural para a referida especificação, possibilitam a comercialização de outros componentes de interesse presentes noGNU. Através do processamento, podem ser recuperados produtos de maior valor agregado como etano petroquímico, propano petroquímico, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural (C_{5+}), trazendo maiores receitas à empresa..

O não tratamento do gás em UPGNs, no entanto, não invibializa o uso do gás natural como fonte energética. Um tratamento simplificado com a retirada de componentes mais pesados e contaminantes principais também possibilita o gás de ser empregado para fins específicos que não necessitam de atendimento às resoluções da ANPcomo, por exemplo, o envio para usinas termelétricas capazes de utilizar gás não especificado segundo a Resolução ANP nº 16 de 2008. Este gás é denominado como “gás na cabeça do poço”.

Considerando apossibilidadedede utilização do gás não especificado para acionamento de usinas termelétricas (UTEs) conforme apresentado por ENEVA (2017) e MME (2017a), elimina-sea necessidade de UPGNs para aproveitamento de volumes de gás, o que se apresenta vantajoso para aproveitamento de acumulações marginais de gás ou nas situações de ausência de infraestrutura de transporte do gás natural. Destaca-se, no entanto, que esta parcela da oferta de gás tem menor participação no

atendimento das demandas que a contraparte especificada, apresentando participação, até setembro de 2014, em torno de 15% (ANP, 2014b).

A possibilidade de aproveitamento de determinado volume de gás natural, em suas formas bruta ou processada, permite a exploração deste recurso em áreas com ou sem infraestrutura de GN (unidades de processamento, gasodutos de transporte, mercado consumidor de gás), o que caracteriza sua flexibilidade para monetizar a produção de um dado investidor.

Deste modo, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver metodologia e ferramentas, além de premissas a serem utilizadas, que permitam selecionar, dentre UPGNs e UTEs, o tipo de projeto capaz de garantir maior retorno do investimentodurante o aproveitamento de volumes de gás natural, independente da existência ou não de infraestrutura de gás na região.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Desenvolver modelagem para UPGNs e UTEs que permitam determinar suas capacidades de produção de derivados de gás natural e eletricidade, respectivamente;
- Desenvolver modelagem econômica que permita avaliar a rentabilidade de cada projeto;
- Desenvolver premissas (econômicas, regras heurísticas, etc.) a serem utilizadas nos modelos,
- Desenvolver ferramenta em ambiente Excel que, a partir das modelagens econômica e dos empreendimentos, permita determinar a opção ótima para o agente interessado em aproveitar determinado volume de gás, através de otimização univariável da função objetivo Valor Presente Líquido;
- Realizar estudo de caso utilizando as informações de EPE (2015.

Com relação aos itens presentes neste trabalho, tem-se a seguinte estrutura:

No capítulo 2 são apresentados os conhecimentos básicos acerca dos itens que farão parte dos modelos e metodologias. Esta capítulotrata dos conceitos

gerais, características e informações relativos a: unidades de processamento de gás natural, considerando os principais tipos de UPGN e usinas termelétricas, considerando as de ciclo aberto e ciclo combinado.

O capítulo 3 mostra o desenvolvimento das metodologias e ferramentas utilizadas neste estudo para cada elemento considerado no trabalho: as modelagens dos empreendimentos (UPGNs, UTEs) e montagem do estudo de viabilidade técnico-econômica (considerando a análise tributária pertinente).

O capítulo 4 traz os resultados obtidos a partir da aplicação das metodologias, apresentando a modelagem desenvolvida para as UPGNs e UTEse o módulo de avaliação econômica.

O capítulo 5 apresenta o estudo de caso desenvolvido a partir das projeções de produção de gás natural desenvolvidas por EPE (2015) e as considerações utilizadas, . Estas considerações referem-se à estimação de volumes de gás produzidos em cada unidade produtiva de gás natural (ou agrupamento de unidades), determinação e desconto da parcela de gás que não chega ao mercado (consumo no E&P, queima e injeção), determinação das correntes de alimentação das UPGNs (quais unidades produtivas são destinadas a cada UPGN) e das composições nas correntes de alimentação das UPGNs. Neste capítulo também constam os resultados obtidos através da aplicação das ferramentas e premissas desenvolvidas nos capítulos anteriores, em termos de seleção de melhor projeto

Por fim segue-se o capítulo 6 que apresenta as conclusões gerais que puderam ser obtidas através deste trabalho além de sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo são apresentados os conceitos relacionados aos pontos a serem abordados neste estudo: unidades de processamento de gás natural, unidades termelétricas e análise econômica dos projetos.

2.1. UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL – UPGNS

Segundo ANP (2010a), as UPGNs são instalações responsáveis por separar as frações existentes no gás natural, abrangendo desdeinstalações para ajuste do ponto de orvalho atéas destinadas ao tratamento do gás natural e à recuperação e estabilização de seus condensados, excluindo-se, no entanto, as instalações de processamento primário[1].

Esta separação se faz necessária devido à uniformização das especificações de gás natural, conforme definidas por ANP (2008a), as quais permitem uma operação adequada e previsível dos diversos usuários abastecidos por este energético (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008). Ademais, o processamento do gás natural permite que seja realizada a recuperaçãode produtos de maior valor agregado,tais como GLP, etano, gasolina natural, através da recuperação dos líquidos do gás natural (LGN), comumente chamados de riqueza do gás natural(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAÚJO e SOUSA, 2011).

Deste modo o processamento objetiva a separação das diversas frações que compõem o gás bruto, a especificação destes produtos, segundo definido por ANP (2008a) e ANP (2004) de modo a otimizar suas utilizações e; trazer maior rentabilidade ao projeto da planta (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAÚJO e SOUSA, 2011).

Mokhatab e Poe (2012) afirmam que, dada a importância para a determinação do tipo de unidade de processamento a ser selecionado em um projeto, alguns

[1] Processamento primário de gás natural: etapa responsável pela separação entre óleo, gás e água com impurezas, além da realização do tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para transporte e tratamento da água para injeção ou descarte (THOMAS, 2001).

fatores devem ser considerados, destacando-se o tipo e fonte do gás, os objetivos do processamento e a localização e tamanho dos campos produtores.

O tipo de gás a ser processado apresenta-se como o fator mais importante a ser considerado durante a seleção da unidade de processamento. Isto ocorre pois cada reservatório e composição de gás pode demandar variada quantidade de equipamentos, utilidades e tecnologias. Deste modo podem ser obtidos diferentes custos de planta, devendo-se avaliar se a receita obtida através dos produtos de maior valor agregado superará o investimento em equipamentos(MOKHATAB e POE, 2012).

Com relação aos objetivos do processamento, Mokhatab e Poe (2012) destacam a existência de doisperfis básicos de processamento. No primeiro caso, aprodução de gás especificado deve atenderminimamente aos requisitos de transporte em dutos, necessidades industriais e domésticas, sem maximizar a produção das correntes de alto valor agregado.

O segundo objetivo visa a maximização dos volumes dos produtos de alto valor agregado e produção de gás para venda dentro de determinada faixa de especificação.

Outro aspecto destacado por Mokhatab e Poe (2012) para a realização do processamento está a localização dos campos de gás natural, que pode ser responsável por mudanças consideráveis em termos de *design* de projeto da UPGN devido às características do reservatório, do gás e da dispersão dos poços de produção. Neste contexto,deve-se optar por reduzir ou, se possível, eliminar processamento *off-shore,* de modo a garantir maior segurança, menores impactos ambientais e custos de capital.

Finalmente, além da localização dos campos de gás, os volumes contidos no reservatório também influenciam o tipo de UPGN a ser construída uma vez que a produção de gás natural e demais produtos deve ser suficiente para remunerar o investimento a ser realizado.

2.1.1. Configuração de uma UPGN típica e os tipos de UPGN

A Figura 2-1representa, de forma esquemática, a separação ocorrida em uma UPGN, embora as correntes a serem produzidas e os componentes destas correntes possam variar com o tipo de UPGN a ser empregada, conforme será detalhado a seguir.

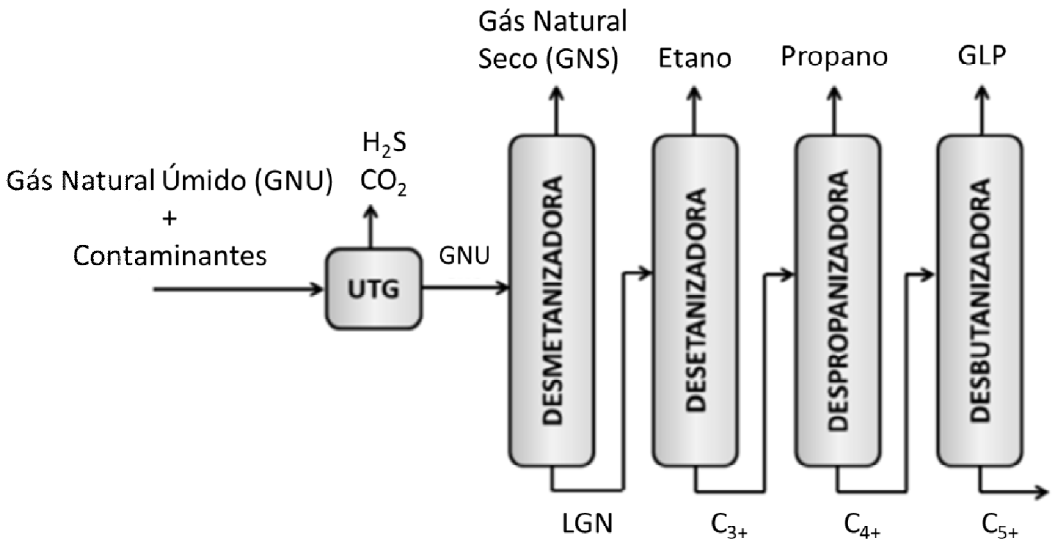

Figura 2-1: Esquema simplificado de uma UPGN.
Fonte: Adaptado de EPE (2016a).

A partir daFigura 2-1são observadas as correntes que podem ser obtidas a partir do processamento do gás natural úmido ou bruto (GNU): o gás seco, especificado ou processado (GNS), o etano petroquímico, o propano petroquímico, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o C_{5+} (ou gasolina natural).

O gás especificado ou gás processado designa o gás natural, nacional ou importado, que após processamento atende à especificação da legislação pertinente (ANP e INMETRO, 2013). O etano e o propano petroquímicos são correntes produzidas com elevado nível de pureza de seus respectivos componentes, cujos destinos são o envio para unidades petroquímicas, para produção de eteno e propeno, utilizados para posterior polimerização a polietileno e polipropileno, respectivamente.

Enquanto o etano e o propano petroquímico são caracterizados pela sua pureza, o GLP corresponde a uma mistura de hidrocarbonetos leves,

basicamente propano e butano armazenados na forma líquida e dando origem a quatro produtos: propano comercial; butano comercial; mistura propano/butano e; propano especial (ANP, 2004).

Por fim, o C_{5+} apresenta-se como uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra na fase líquida após processamento, sendo composto, essencialmente, por pentanos e hidrocarbonetos mais pesados em menores quantidades (ANP, 2018a).

A Figura 2-2 e a Figura 2-3 apresentam esquema típico do caminho percorrido pelo gás natural oriundo do reservatório, que é enviado para a UPGN, na qual, inicialmente são realizadas as operações denominadas de tratamento de gás. Estas operações, detalhadas no próximo item, têm por objetivo a retirada de contaminantes, sendo seguidapela etapa de processamento, na qual é realizada a separação dos constituintes do gás bruto, gerando os produtos que serão comercializados.

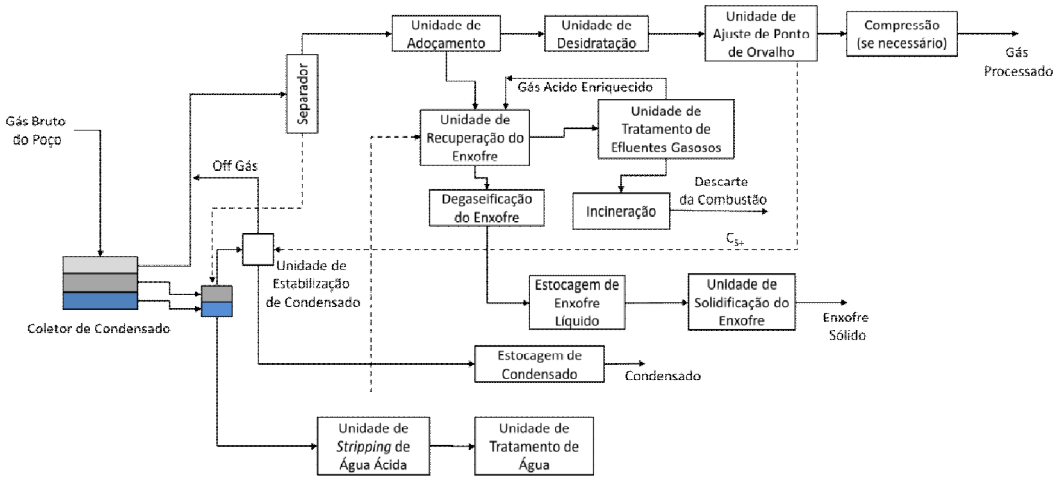

Figura 2-2: Esquema típico de uma UPGN para especificação do gás natural – ênfase na especificação.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

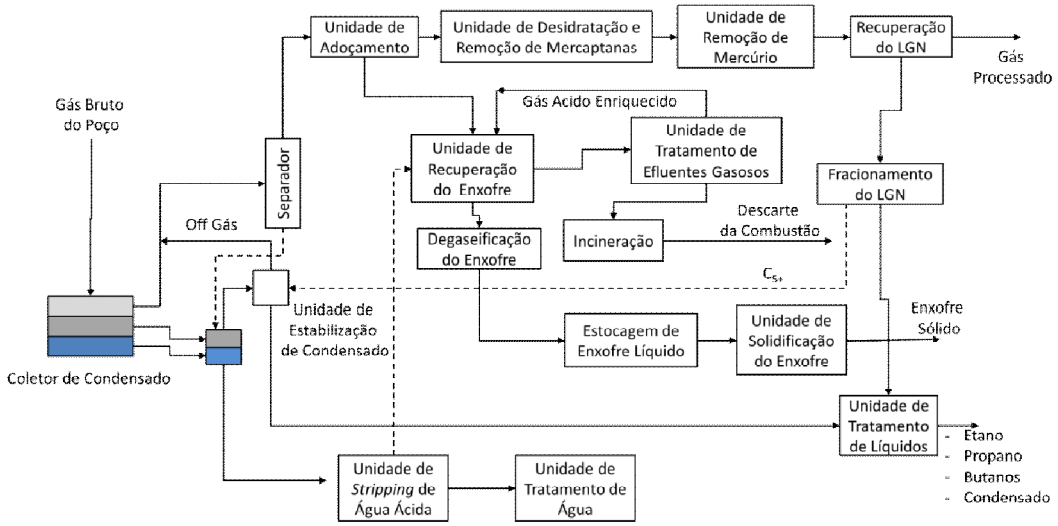

Figura 2-3: Esquema típico de uma UPGN para especificação do gás natural – ênfase na recuperação do LGN.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

2.1.1.1. Tratamento do gás natural

O tratamento do gás natural envolve os processos de remoção de contaminantes a fim depossibilitaro envio do gás às unidades de separação de componentes. São realizados o *adoçamento*, retirada de compostos ácidos tais como H_2S, CO_2, mercaptanas; a *desidratação* e; a remoção de mercúrio, quando existente em concentrações capazes de danificar os equipamentos. Tais etapas são fundamentais para evitar problemas nas etapasposteriores de processamento (MOKHATAB e POE, 2012; VAZ, MAIA e SANTOS, 2008).

A remoção dos contaminantes ácidos se faz necessária devido, primeiramente, aos problemas de corrosão nos equipamentos causados por estes compostos em contato com a água, mas também pela geração de poluentes ambientais quando queimados.Adicionalmente, observa-se, como consequência da presença de compostos ácidos no gás bruto, a elevaçãodo teor de água no gás produzido, o que pode causar problemas posteriores devido à formação de hidratos[2].

[2] Hidratos ou Claratos de gás são estruturas cristalinas, similares a cristais de gelo, formadas por água e gases de baixo peso molecular, tais como metano, etano e dióxido de carbono. Estes gases estabilizam a estrutura dos hidratos, ficando retidos no interior de “gaiolas” formadas pelas moléculas de água. (EPE, 2016b; USGS, 2014).

Para a remoção dos compostos ácidos são utilizados, principalmente, processos químicos, em quesolventes como NaOHreagem com os contaminantes, neutralizando a corrente gasosa. Processos físicos de absorção também são comumente empregados para a eliminação dos ácidos(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

Na absorção física são utilizados compostos básicos como a monoetanolamina – MEA ou dietanolamina – DEA, em que é possível a posterior dessorção dos ácidos, garantindo a recuperação dos solventes, enquanto, nos processos químicos, a reação química com a formação de novos produtos impossibilita a regeneração dos compostos originais(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

Outros processos menos difundidos como adsorção física em leito fixo, utilização de membranas seletivas ou fracionamento criogênico também podem ser utilizados para eliminar a acidez do gás. Cabe, ainda, destacar a possibilidade de conversão direta dos contaminantes sulfurados a enxofre nas situações em que a recuperação deste elemento é desejada (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

A Figura 2-4representa, esquematicamente, diversas alternativas para remoção destes contaminantes, enquanto a Figura 2-5ilustra uma unidade de remoção de H_2S com MEA(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

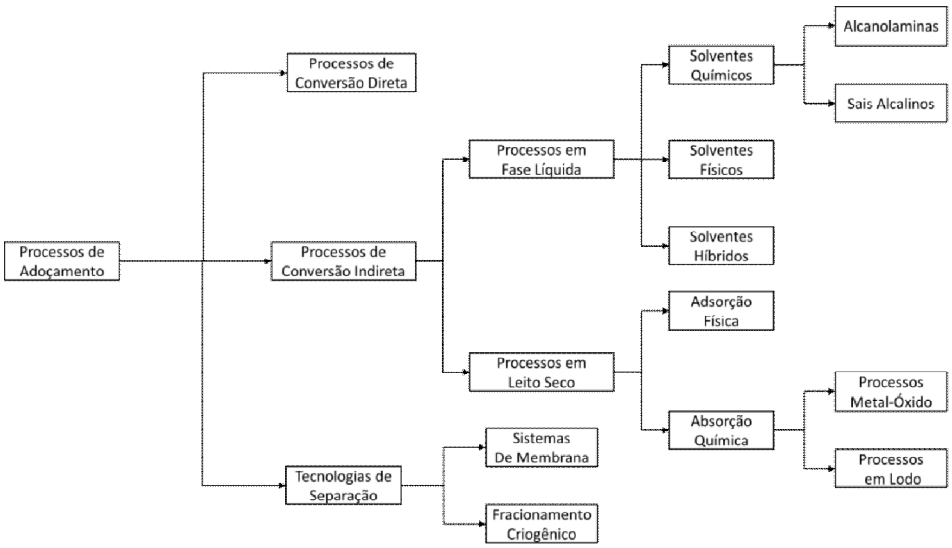

Figura 2-4: Alternativas para realização de adoçamento.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

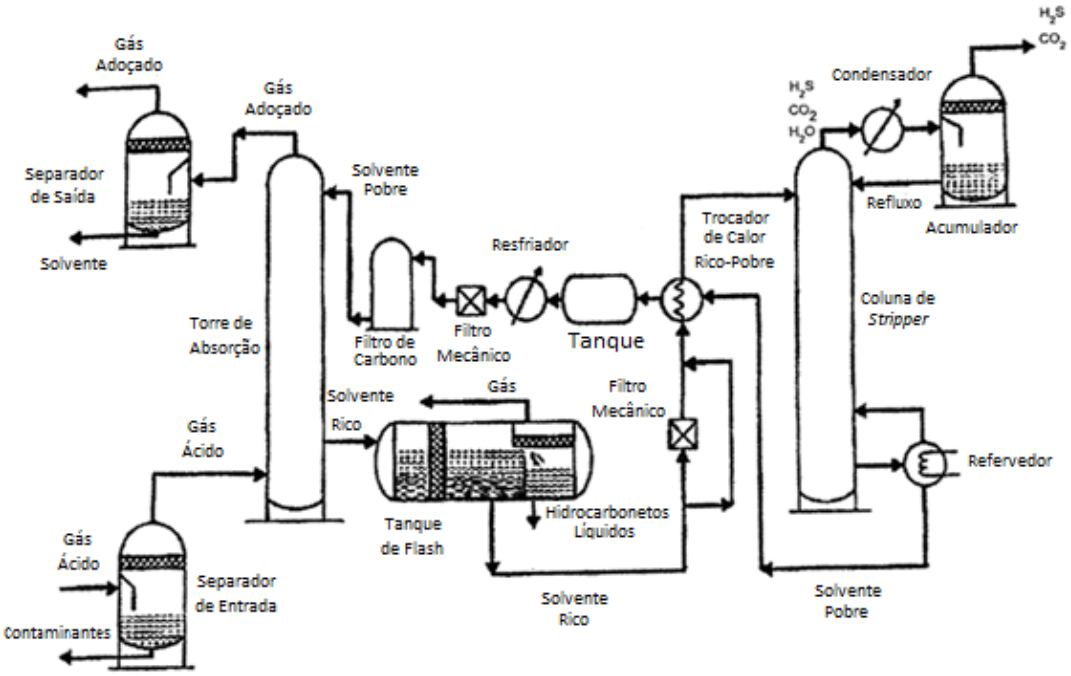

Figura 2-5: Representação esquemática unidade de adoçamento.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

Assim como os compostos ácidos, a água deve ser removidado gás, na etapa de tratamento, de modo a impedir a reação entre estes contaminantes, com consequente ocorrência, como já mencionado, de corrosão nos equipamentos. Adicionalmente, nas condições típicas de processamento de gás natural, baixas temperaturas, da ordem de -25 a -95°C e pressões da ordem 50 atm, pode ocorrer condensação da água ou a formação de hidratos.A formação destes sólidos pode causar obstruções ou redução da capacidade de escoamento nos equipamentos e dutos (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

Segundo Mokhatab e Poe (2012), os métodos mais comuns de desidratação são: processo com glicol; utilização de dessecantes sólidos e; refrigeração abaixo do ponto de orvalho.

No processo de remoção da água com glicol é empregado, principalmente, o trietileno glicol por apresentar alta eficiência de remoção, facilidade de regeneração, e ser não corrosivooutóxico. O trietileno glicol também pode ser usado em altas concentrações,não interagindo com o gás ou com os contaminantes ácidos.Na remoção de água com dessecante sólido, a água é

removida por adsorção, enquanto que na refrigeração abaixo do ponto de orvalho sãoadicionadosinibidores da formação de hidratos.

AFigura 2-6 e a Figura 2-7apresentam exemplosde equipamentos típicos para remoção de água através do uso de glicol e dessecante sólido, respectivamente (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

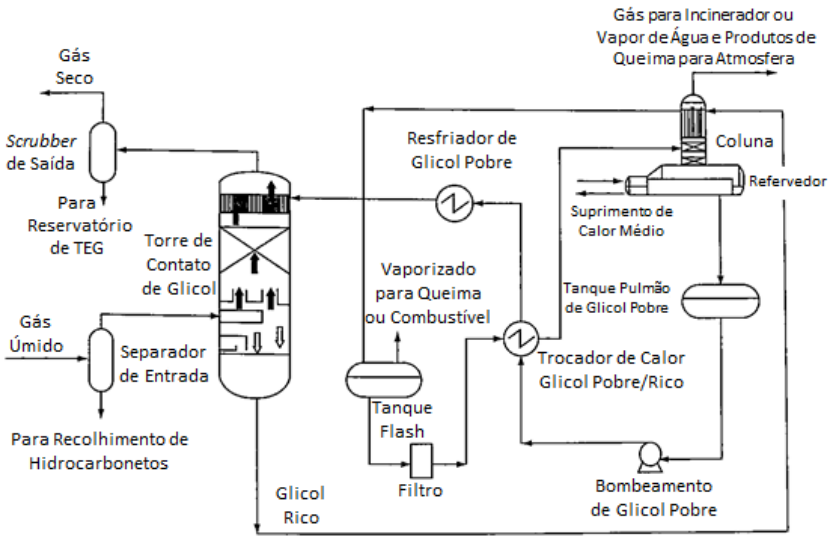

Figura 2-6: Representação esquemática unidade de desidratação com glicol.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

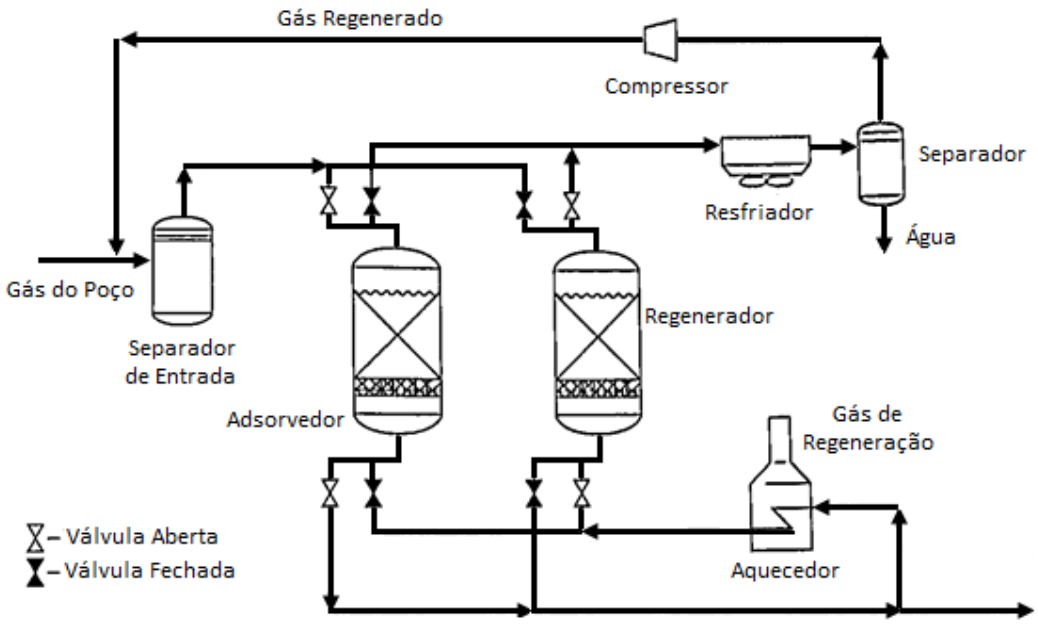

Figura 2-7:Representação esquemática unidade de desidratação com dessecante sólido.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).

Finalizando as etapas de tratamento do gás natural, a remoção de mercúriose faz necessáriadevido aos severos danos por corrosão que este contaminante pode causar nos equipamentos da UPGN e aos catalisadores dos processos, além dos riscos ambientais e de segurança e ligada à presença deste composto.

Mokhatab e Poe (2012) descrevem que a remoção do mercúrio pode ser feita através de adsorventes regenerativos, eliminando problemas relativos à disposição final devido à possibilidade doreaproveitamento do leito, ou não regenerativos, que são mais simples embora tragam questões e custos relativos à disposição e tratamento deste adsorvente contendo mercúrio e hidrocarbonetos.

2.1.1.2. Processamento do gás natural

Após os processos de tratamento o gás natural segue, geralmente, para uma etapa de processamento. De forma geral, considera-se que uma unidade de processamento apresenta uma configuração típica que pode ser representada pelaFigura 2-8.

Estas unidades são compostas por uma área fria, responsável pela liquefação dos componentes mais pesados do gás a ser processado, etapa em que ocorre a separação dos líquidos de gás natural – LGN e cuja tecnologia define o tipo de UPGN; uma área quente, na qual ocorre o fracionamento da corrente líquida gerada na área fria; sistemas de tratamento, que garantem qualidade e especificação dos diversos produtos obtidos e; sistemas auxiliares, que geram as utilidades empregadas nas áreas quentes e frias (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; EPE, 2016).

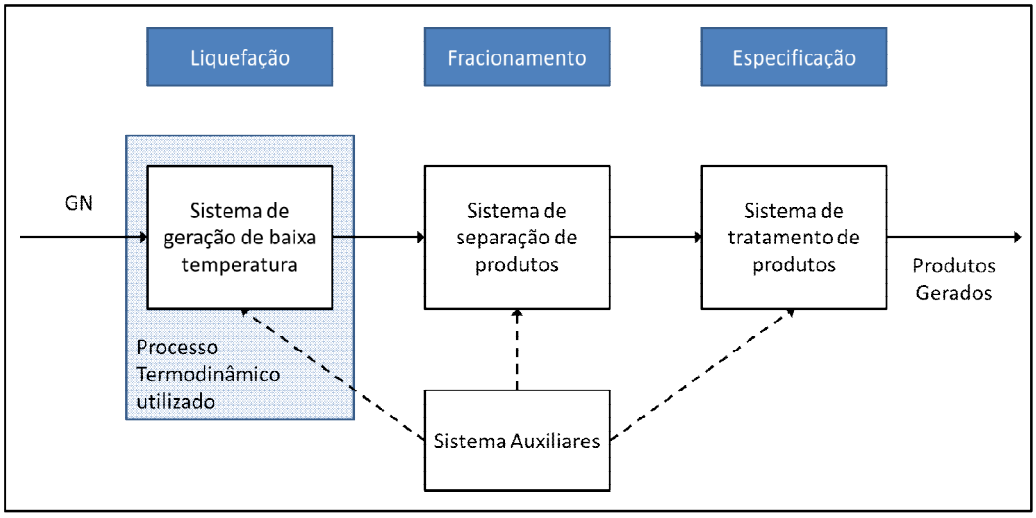

Figura 2-8: Configuração típica de uma unidade de processamento de gás natural.
Fonte: Adaptado de VAZ, MAIA e SANTOS (2008).

A tecnologia empregada na área fria para a realização da liquefação, ou seja, destinada à redução da temperatura da corrente gasosa, com consequente formação de líquidos, nomeia a UPGN em questão. Embora diversos sejam os processos de criogenia existentes (MOKHATAB e POE, 2012), serão destacados, neste estudo, os atualmente existentes no Brasil: Joule-Thomson; Refrigeração Simples; Absorção Refrigerada; Turbo-Expansão.

Segundo EPE (2016), a escolha do processo a ser utilizado depende de diversos fatores, tanto técnicos quanto econômicos, já mencionados anteriormente, destacando-se a 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 subseções a seguir serãoapresentados os tipos principais de UPGN, as quais representam as tecnologias atualmente empregadas no Brasil e que serão consideradas neste estudo.

2.1.1.2.1. UPGN utilizando Efeito Joule-Thomson

Unidades de processamento de gás natural que utilizam o Efeito Joule-Thomson recuperam o LGN devido à redução da temperatura ocasionada pela

passagem do gás através de uma válvula de controle de pressão,por expansão isentálpica do gás a ser processado. Após esta etapa o gás é enviado à comercialização e o líquido formado é enviado para fracionamento. Os equipamentos responsáveis pelo fracionamento da parcela líquida se encontram representados, esquematicamente na Figura 2-9 enquanto uma representação simplificada deste tipo de planta se encontra na Figura 2-10 (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAÚJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

Unidades de processamento deste tipo apresentam-se como as de menor custodevido à simplicidade do processo, o que se converte em um uso restrito, devido à baixa capacidade de produzir gás capaz de atender às especificações da ANPpara qualquer corrente de entrada, e ser consideravelmente dependente da pressão do reservatório. Neste caso, uma maior diferença de pressão resultará em menores temperaturas e, consequentemente, maior potencial de separação.

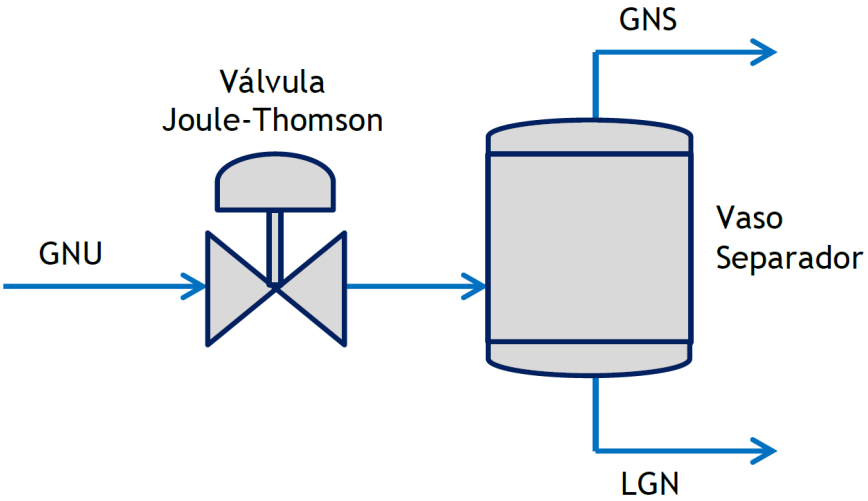

Figura 2-9: Principais equipamentos - UPGN com processo Joule-Thomson.
Fonte: EPE (2016a).

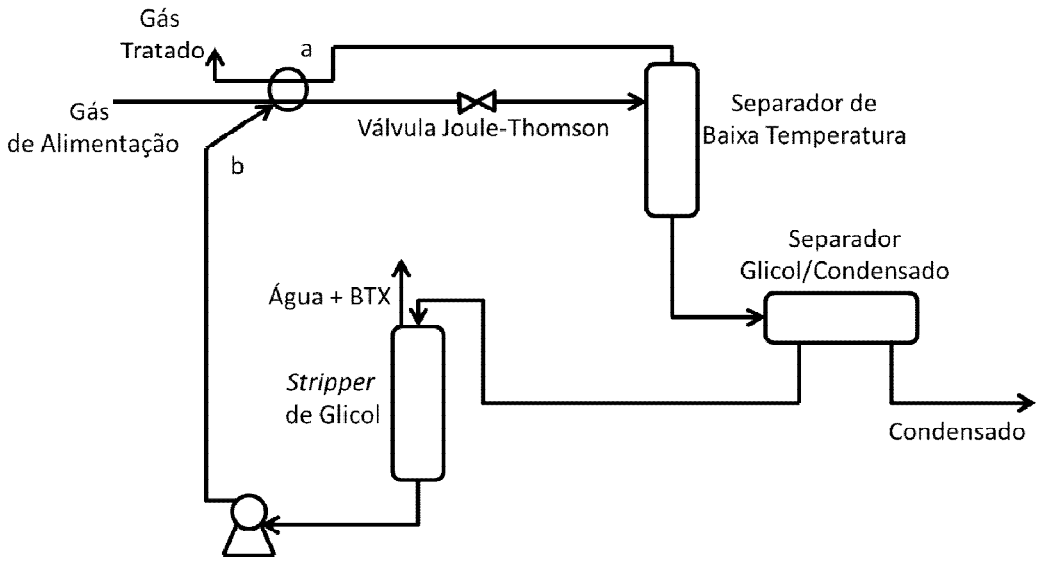

Figura 2-10: UPGN Joule-Thomson, representação esquemática.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).
Nota: O ponto "a" é responsável por permitir troca térmica entre a corrente de gás processado (mais fria) e a corrente de gás na alimentação, pré-resfriando o gás na alimentação e elevando, com isso, a eficiência do processo. O ponto "b" representa a injeção de glicol para retirada da água de forma a impedir a ocorrência de hidratos.

Uma vez que o diferencial de pressão durante a expansão influencia o grau de resfriamento do gás e, consequentemente, a formação do LGN, este processo é adequado, basicamente, para correntes de gás de entrada com considerável pressão, pouca necessidade de processamento, e quando não há preocupação de maximizar a obtenção de produtos de alto valor agregado (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAÚJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012). Segundo GPSA (2004), valores típicos de pressão para unidades utilizando este processo encontram-se acima de 70 atm.

Cabe destacar a possibilidade de uso de compressor na entrada da unidade, de modo a solucionar problemas relativos a baixas pressões de entrada na UPGN, obtendo-se assim, o diferencial de pressão requerido para a redução da temperatura. Esta solução, no entanto, pode penalizar a rentabilidade do projeto, devido ao custo do compressor, devendo ser avaliada previamente (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAÚJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

Segundo Vaz, Maia e Santos (2008), de forma aproximada, em UPGNs utilizando processo Joule-Thomson, ocorre uma redução de temperatura da

ordem de0,5°C para cada 101 kPa reduzidos, considerando uma riqueza do gás variando de8% a10%, o que evidencia a influência da pressão do gás à jusante da válvula de expansão na redução da temperatura e, consequentemente, na eficiência de separação.

Apesar das UPGNs do tipo Joule-Thomsomdemandarem menor investimento que as demais, cabe destacar, que a recuperação de propano é pouco eficiente e que este processo geralmente é utilizado apenas para ajuste do ponto de orvalho, tendo por objetivo impedir a formação de condensados durante o transporte, não garantindo total separação para posterior aproveitamento da riqueza do gás. Adicionalmente, por serem as unidades de processamento mais simples, não foram encontrados, na literatura, percentuais típicos de recuperação dos componentes do gás, uma vez que a simplicidade do processo torna suaeficiência muito dependente das características (principalmente pressão e temperatura) do reservatório e do gás a ser processado.

2.1.1.2.2. UPGN utilizando processo de refrigeração simples

As unidades de processamento de gás natural que utilizam processo de refrigeração simples produzem LGN pela utilização de processos de redução da temperatura através de troca térmica com um fluido refrigerante, presente em um ciclo de refrigeração. Este é consideradoum processo simples, de médio valor de investimento, quando comparado aos demais tipos de UPGN e, assim como as UPGN Joule-Thomson, principalmente destinado ao acerto do ponto de orvalho de um gás, sem maiores preocupações quanto à maximizaçãode produtos de alto valor econômico (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012; IBP, 2013).

Diferentemente da UPGN descrita na Subseção 2.1.1.2.1, as de refrigeração simples não dependem de elevado nível de pressão no reservatório para atingir

altas eficiências de separação, embora exijam maior atenção quanto ao teor de água presente no gás por atingir temperaturas de, aproximadamente, -35°C, o que favorece a formação de hidratos, possibilitando obstruções em tubulações.

A Figura 2-11representa o conjunto de equipamentos responsável pela formação do LGN no processo por refrigeração simples e aFigura 2-12, uma representação esquemática deuma planta correspondente (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012; IBP, 2013).

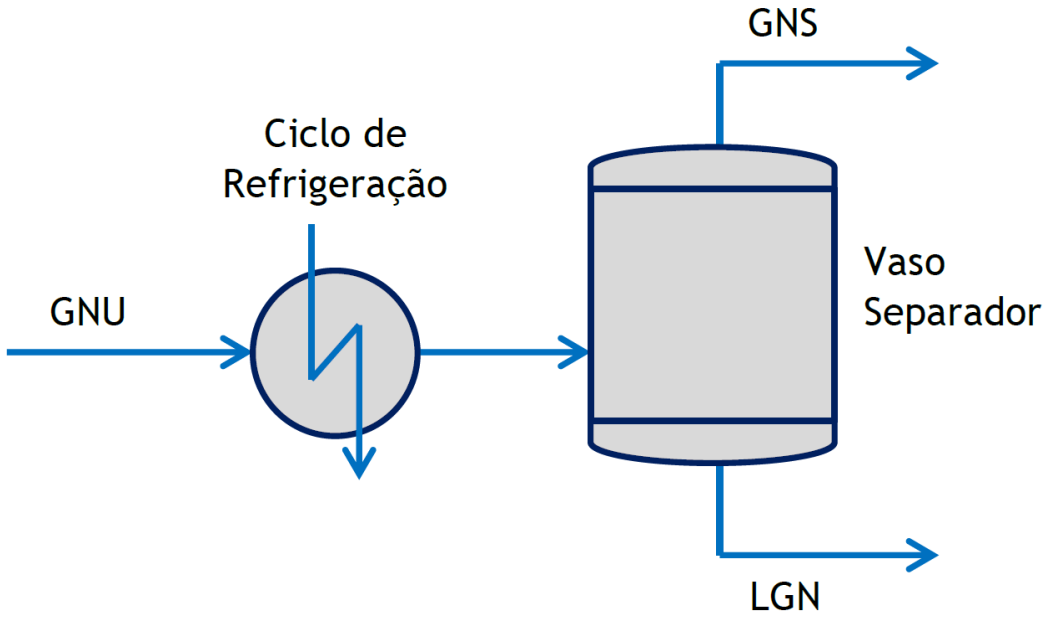

Figura 2-11: Principais equipamentos – UPGN de Refrigeração Simples.
Fonte: EPE (2016).

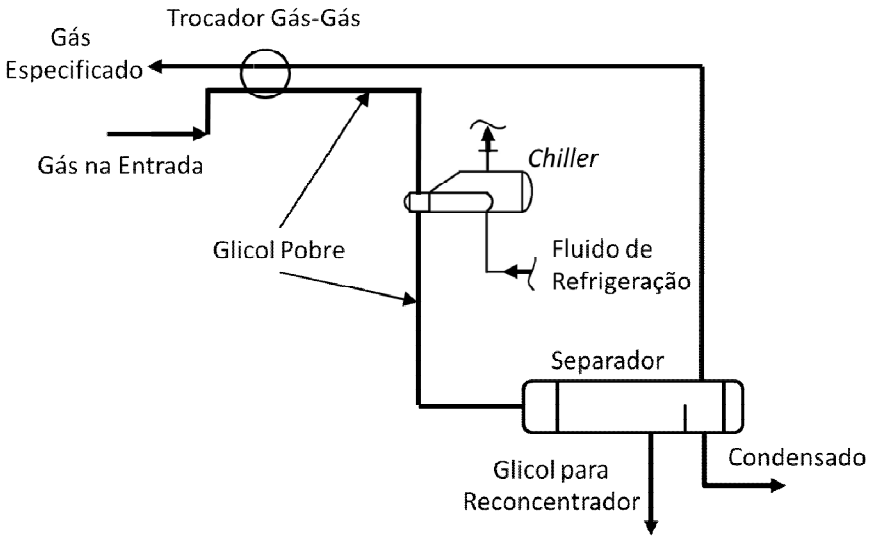

Figura 2-12: UPGN de Refrigeração Simples, representação esquemática.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012).
Nota: O ponto “a” é responsável por permitir troca térmica entre a corrente de gás processado (mais fria) e a corrente de gás na alimentação, pré-resfriando o gás na alimentação e elevando, com isso, a eficiência do processo. O ponto “b” representa a injeção de glicol para retirada da água de forma a impedir a ocorrência de hidratos.

O gás a ser processado, ao entrar em UPGNs deste tipo, como mostrado na Figura 2-12, sofre separação do condensado no coletor de condensado(*sludgecatcher*) e tem a água presente na fase gás extraída e removida através da aspersão de monoetileno-glicol (MEG). Esta etapa tem por intuito impedir a obstrução das linhas e equipamentos pela formação de hidratos devido às baixas temperaturas deste processo. Em seguida, o gás a ser processado tem sua temperatura reduzida nos sistemas de refrigeração (geralmente a ciclo de propanoobtido na planta), gerando uma corrente gasosa contendo o gás especificado e uma corrente de LGN com elevado teor de etano (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; MOKHATAB e POE, 2012).

A corrente de LGN obtida é enviada para uma coluna desetanizadora cuja pressão encontra-se em torno de 0,98 MPa a 1,67 MPa e com temperatura de fundo na faixa de 90 °C a 100°C, para remoção do excesso de etano e adequação da pressão de vapor do LGN.Após esta etapa, o vapor de LGN é enviado para uma coluna desbutanizadora que opera em pressões entre 1,18 MPa e1,67 MPa, onde ocorre separação do GLP, obtido no topo da torre, que se encontra em torno de 55°C a 70°C.OC_{5+} é obtido no fundo da torre que se encontra em temperaturas em torno de 110°C a 125°C (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; MOKHATAB e POE, 2012).

O MEG utilizado para a remoção da água é regenerado através do aquecimento da mistura glicol-água formada, de modo a evaporar a água e permitir o reciclo do MEG ao processo (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; MOKHATAB e POE, 2012).

Assim como na UPGN Joule-Thomson, não foram encontrados, na literatura, percentuais típicos de recuperação dos componentes do gás. Isto se deve à simplicidade deste tipo de UPGN, pois a eficiência de separação desta unidade depende consideravelmente das características do gás a ser processado.

2.1.1.2.3. UPGN utilizando processo de absorção refrigerada

O principio de operação de UPGNs utilizando processo de absorção refrigerada consistena recuperação do condensado devido à redução da temperatura em um ciclo de refrigeração e à posterior absorção do LGN em um solvente,geralmente aguarrás. Cabe destacar que a termodinâmica de absorção com solvente é favorecida pela redução da temperatura do gás,por ser um processo exotérmico, e também pelo aumento da pressão do sistema. Os principais equipamentos deste processo e a planta se encontram representados de forma esquemática, respectivamente nas Figura 2-13e Figura 2-14 (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

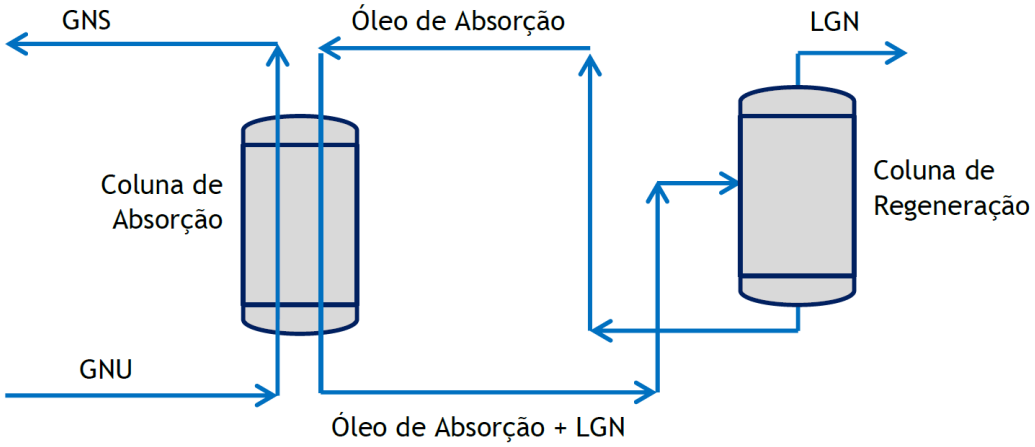

Figura 2-13: Principais equipamentos – UPGN de Absorção Refrigerada.
Fonte: EPE (2016).

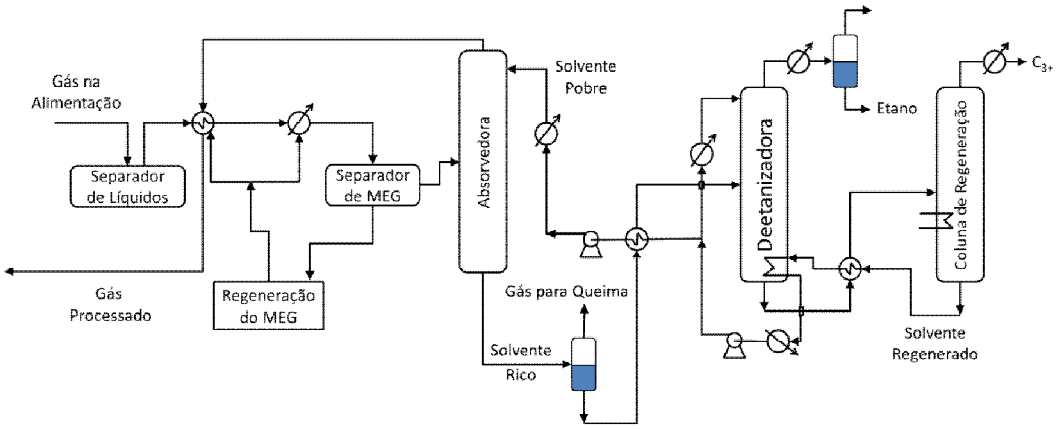

Figura 2-14: UPGN de Absorção Refrigerada, representação esquemática.
Fonte: Adaptado de MOKHATAB e POE (2012) e VAZ, MAIA e SANTOS (2008).

Unidades de processamento de gás natural que utilizam processo de absorção refrigerada são caracterizadas por maiores custos e complexidade, quando comparadas às anteriormente descritas. Por outro lado, estas UPGNsproporcionam alto rendimento de separação do propano, tornando-as mais adaptáveispara especificação de gases de variadas características e composições. Devido à sua maior eficiência de separação, os tempos de retorno destas unidades são muito influenciados pela composição do gás, principalmente, pela quantidade de frações mais pesadas e com altovalor agregado. Vale acrescentar que tais UPGNs são capazes de recuperar, do gás bruto, aproximadamente, 50% do etano, 90 a 95% do propano e 100% dos demais compostos de maior massa molar, o que justifica sua competitividade (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

A Figura 2.14 mostra, tal como descrito para UPGNs utilizando refrigeração simples (Figura 2.12), que o gás a ser processado tem, inicialmente, o condensado removido e a água extraída da fase gás nos sistemas de MEG. Em seguida, o gás sofre redução de temperatura pelos sistemas de refrigeração a propano, para valores em torno de -25°C, formando, aproximadamente, metade da produção de LGN potencialmente extraível (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008).

A parcela não liquefeita é, então, enviada para a coluna de absorção que se encontra entre 4,41 MPa e 5,88 MPa e com temperatura de topo entre -23°C e

-25°C onde, ao entrar em contato com o solvente, em contracorrente, tem extraída a segunda metade do LGN, a qual é recolhida no fundo da coluna e misturada à parcela de LGN obtida durante a etapa de refrigeração. A parcela gasosa nãoabsorvida pelo solvente é retirada notopo da coluna como gás especificado (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008).

Após a etapa de absorção, é obtido um óleo rico em etano, que éenviado para uma coluna de desetanização, na qual o gás é expandido (5,69 MPa para 1,77 MPa), resultando em uma corrente rica em etano no topo (~ -25°C) e um óleo,desetanizado, no fundo (~ 100°C), o qual segue para a etapa fracionamento.

Na etapa de fracionamento, o óleodesetanizado é enviado à coluna fracionadora, que opera com pressão variando entre 1,08 MPa e 1,27 MPa, para que ocorra a separação da aguarrás, regenerada no fundo da coluna que opera entre 280°C e 310°C,sendochamada de óleo pobre, a qual éreintroduzida na coluna de absorção. Ainda na etapa de fracionamento, O LGN obtido no topo (72°C e 85°C) é enviado para uma coluna desbutanizadora, sobpressão de operação entre 1,23 MPa e 1,47 MPa, na qualocorre a última separação da planta, resultando na obtenção do GLP na corrente de topo (55°C e 70°C) e C_{5+} na corrente de fundo (110°C e 125°C). Ambas as etapas são realizadas em pressões inferiores às praticadas na absorvedora, de modo a favorecer os processos de separação (LGN/solvente e GLP/C_{5+})(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

Em linhas gerais, as UPGNs que utilizam o processo de absorção refrigerada apresentam operações mais complexas que as descritasnas Subseções 2.1.1.2.1e 2.1.1.2.2, pois utilizam um ciclo de refrigeração apropano e processos de absorção. De um modo geral, a refrigeração favorece termodinamicamente a etapa de absorção, em função da exotermicidade do processo.Por outro lado, leva à condensação de água nas correntes, exigindo uma etapa de desidratação a fim deevitar a formação de hidratos. Por este motivo, o nível de investimento é considerado elevado, entretanto a eficiência

de separação permite maximizar a recuperação dos compostos de altovalor agregado, o que justifica a operacionalidade deste tipo de empreendimento.

2.1.1.2.4. UPGN utilizando processo de turbo-expansão

As unidades de turbo-expansão baseiam-se em um processo de expansão isentrópico em um equipamento chamado de turbo-expansor. Neste equipamento o gás se expande em uma turbina, gerando trabalho de eixo, reduzindo a temperatura do mesmoe provocandoa liquefação das frações mais pesadas que o metano, permitindo, assim, a separação do LGN para posterior fracionamento.

As UPGNs que utilizam o processo de turbo-expansão são atualmente consideradas as mais eficientes, dentre as comumente empregadas na indústria para processamento comercial de gás natural, conforme citado por Bloch e Soares (2001) e Vaz, Maia e Santos (2008). A corrente de gás natural especificado produzido por este processo é composta, praticamente, apenas por metano devido à elevada eficiência de separação dos demais componentes. O processo permite a recuperação de quase 100% do propano em correntes de altovalor agregado (alta pureza), além de permitir um elevado valor de recuperação do etano, sendo, dentre os processos descritos neste trabalho, o único capaz de gerar corrente de etano petroquímico para aplicações nesta indústria. As unidades de processamento que fazem usodesta tecnologia são capazes de recuperar, a partir do gás bruto, aproximadamente, 85% do etano, 99% do propano e 100% dos demais compostos de maior peso molecular, justificando sua alta eficiência(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

A alta eficiência deste tipo de unidade impõe altos custos de instalação e operação, devido à complexidade dos equipamentos utilizados. Por outro lado, apresentaelevado potencial de retorno do investimento, uma vez que é capaz de recuperar quase que a totalidade da riqueza do gás e gerar frações de elevado valor agregado, como etano e propano petroquímico, conforme já citado (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008).

Diferente dos demais processos apresentados anteriormente, o uso do turbo-expansor resulta em uma redução da temperatura para valores abaixo de -95°C, permitindo a separação de uma corrente composta, praticamente,por metano puro. Desta forma, o LGN formado apresenta na sua composição quase todo etano proveniente do gás bruto, além dos demais componentes contidos neste, possibilitando a separação em correntes contendo etano puro, propano puro, e frações mais pesadas.

Os principais equipamentos das UPGNs do tipo turbo-expansão se encontram representados na Figura 2-15, enquanto que aFigura 2-16representa, de forma esquemática, a planta completa (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

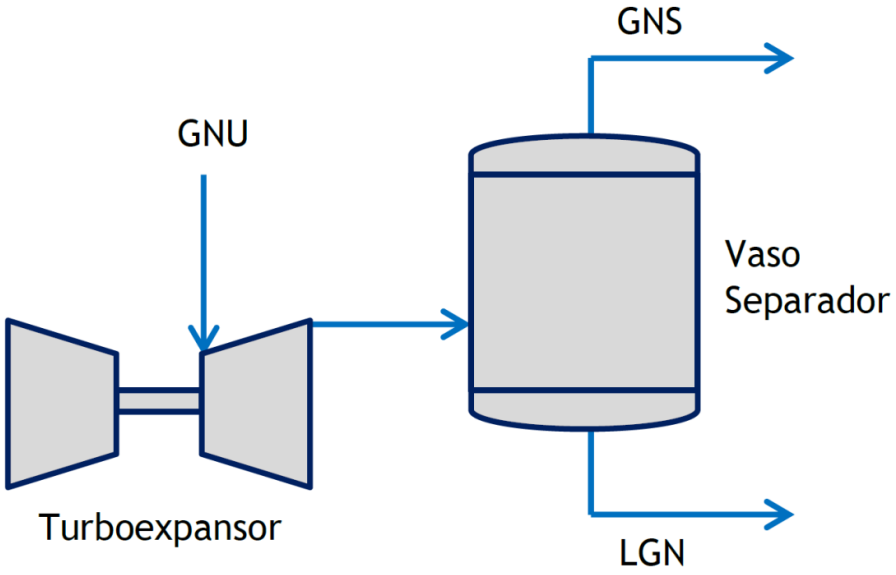

Figura 2-15: Principais equipamentos – UPGN de Turbo-expansão.
Fonte: EPE (2016).

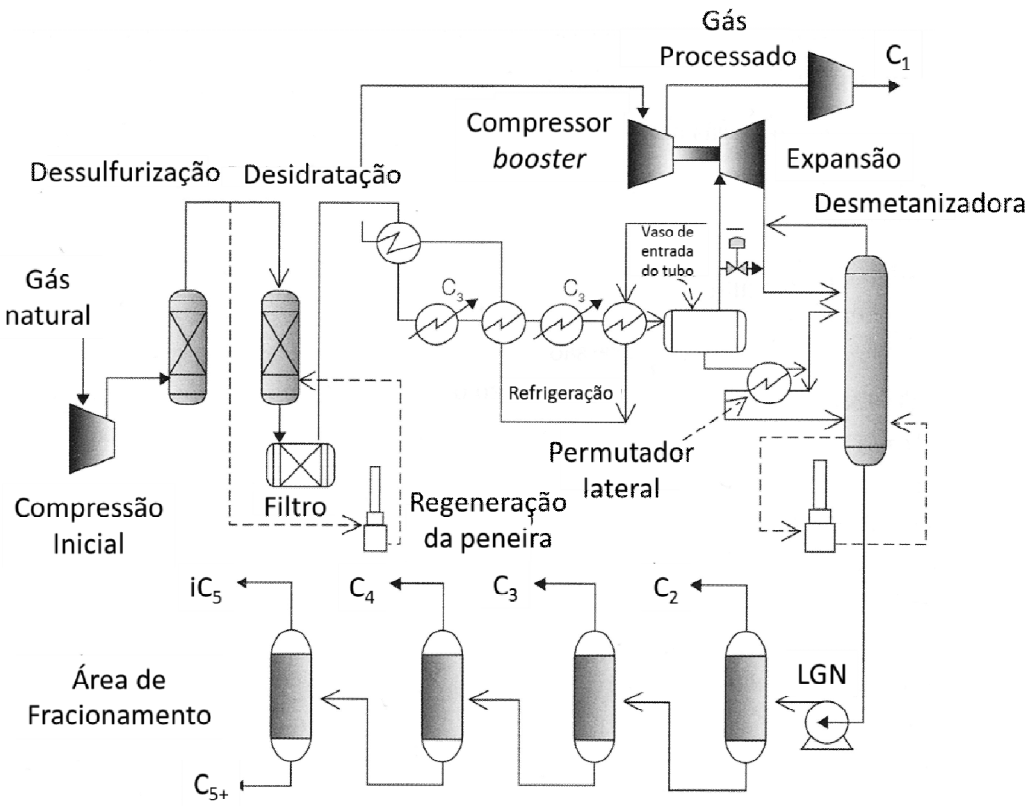

Figura 2-16: UPGN de Turbo-Expansão, representação esquemática.
Fonte: Adaptado de VAZ, MAIA e SANTOS (2008).

Em linhas gerais, este processo se inicia com a remoção dos condensados do gás, que em seguida sofre uma compressão inicial, permitindo posterior expansão do gás no turbo-expansor. Em sequência,o gás é desidratado, refrigerado (para teores de riqueza superiores a 8%),resultando nacondensação de frações maispesadas, e por fim é enviado para o turboexpansor (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

No turbo-expansor o gás sofre uma expansão isentrópica, reduzindo sua temperatura até valores próximos a -95°C o que resultana formação de uma corrente gasosa constituída, basicamente, por metano e de uma corrente líquida composta pela fração C_{2+} (LGN),que é enviada para uma coluna desmetanizadora. Para remoção final do metano ali presente, a coluna opera entre 2,45 MPa e 2,94 MPa. O metano separado é misturado ao metano já produzido no turbo-expansor.

As condições de temperatura da coluna desmetanizadora são influenciadas pelo destino a ser dado ao etano presente no gás. Isto é, caso oobjetivo seja a produção de etano petroquímico, atorre é operada com temperatura de fundo entre 27°C e 30°C e de topo entre -95 °C e -90 °C. Por outro lado, se o objetivo da operação não for a produção de etano petroquímico, a temperatura de topo deve se manter entre -70 °C e -65 °C e de fundo entre 85°C e 90°C (VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; MOKHATAB e POE, 2012).

O LGN etanizado, oriundoda coluna desmetanizadora é enviado para a área quente, nas colunas responsáveis pelo fracionamento do LGN, na qual é produzido o etano petroquímico (desetanizadora), propano petroquímico (despropanizadora), butano (desbutanizadora) e, por fim, isopentano e corrente C_{5+}(deisopentanizadora). Vale ressaltar ainda que, quando o interesse de mercado para o etano é reduzido, a UPGN pode ser configuradade modo a permitir uma maior quantidade deste composto no gás especificado, até o limite definido por ANP em sua Resolução ANP n º 16 de 2008 (ANP, 2008a).

Embora as UPGNs utilizando processo de turbo-expansão permitam atender às demandas de produtos com maior valor agregado, demandam maiores níveis de investimentos que as unidades já citadas neste trabalho, o que impõe uma análise mais detalhada na relação entre qualidade e volume da carga e demandade mercado(VAZ, MAIA e SANTOS, 2008; BRASIL, ARAUJO e SOUSA, 2011; EPE, 2016; MOKHATAB e POE, 2012).

2.1.2. UNIDADES TERMELÉTRICAS

As usinas termelétricas(UTE) fazem parte do segmento de geração da indústria de eletricidade e são, conforme definição de ANEEL (2015), aquelas acionadas por energia térmica obtida a partir da queima de combustível fóssil ou de biomassa. De um modo geral, a energia térmica produzida é convertida em energia mecânica através da expansão de um fluido, realizando trabalho em turbinas ou motores. Estes elementos se encontram acoplados, através de um eixo, a um gerador elétrico, o qual é o responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica (REIS, 2012). De forma simplificada, Almeida

(2017) representa as usinas termelétricas a combustíveis fósseis conforme observado naFigura 2-17.

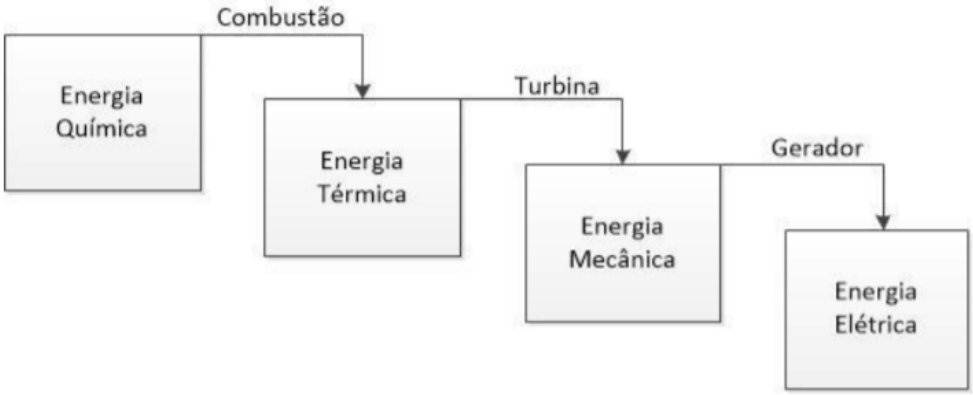

Figura 2-17: Representação simplificação da geração termelétrica.
Fonte: ALMEIDA (2017).

Em linhas gerais, de acordo com ANEEL (2017a) e Reis (2012), as UTEs podem utilizar a energia liberada oriunda da combustão de diversos produtos, tais como materiais lignocelulósicos, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, urânio enriquecido e carvão mineral para a produção de eletricidade.Esta eletricidade é enviada aos consumidores por meios de redes de distribuição e transmissão (ANEEL, 2017a).

A literatura classifica as usinas termelétricas,em relação ao tipo de transferência de energia térmica produzida durante a queima dos combustíveis, em UTE de combustão externa ou UTEde combustão interna. Esta classificação é relevante pois influencia no ciclo termodinâmico utilizado em cadausina e, consequentemente, nas configurações de UTEs a serem adotadas(REIS, 2012; LEÃO, 2018; ALMEIDA, 2017).

Nasusinas do tipocombustão externa, o combustível não entra em contato com o fluido de trabalho e o calor é gerado em uma caldeira, assim como ocorre nas centrais térmicas a vapor, nas quais a água é aquecida na caldeira, gerando vapor que se expande em uma turbina, produzindo trabalho mecânico a ser convertido em energia elétrica (REIS, 2012; ALMEIDA, 2017). Este tipo de operação permite a utilização de uma variedade de combustíveis,uma vez quea queima é utilizada apenas para geração de vapor e os produtos da combustão não atuam como fluido de trabalho (LEÃO, 2018). A Figura 2-18representa, de

forma simplificada, uma unidade geradora termelétrica utilizando este tipo de transferência de calor.

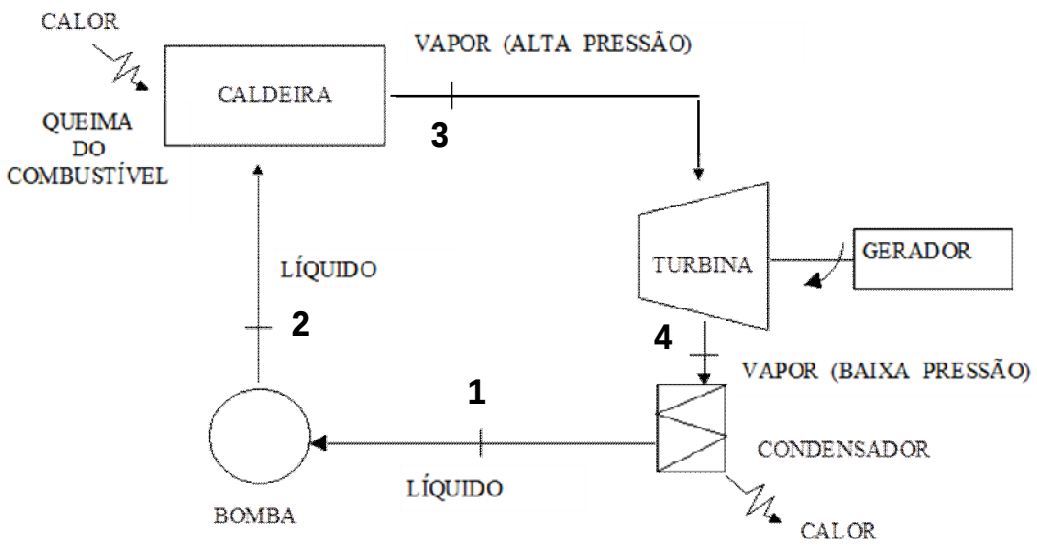

Figura 2-18: Central geradora com combustão externa.
Fonte: REIS (2012); LEÃO (2018).

Neste tipo de unidade, ocorre o ciclo termodinâmico de Rankine, representadopelas etapas descritas nasFigura 2-18 eFigura 2-19.

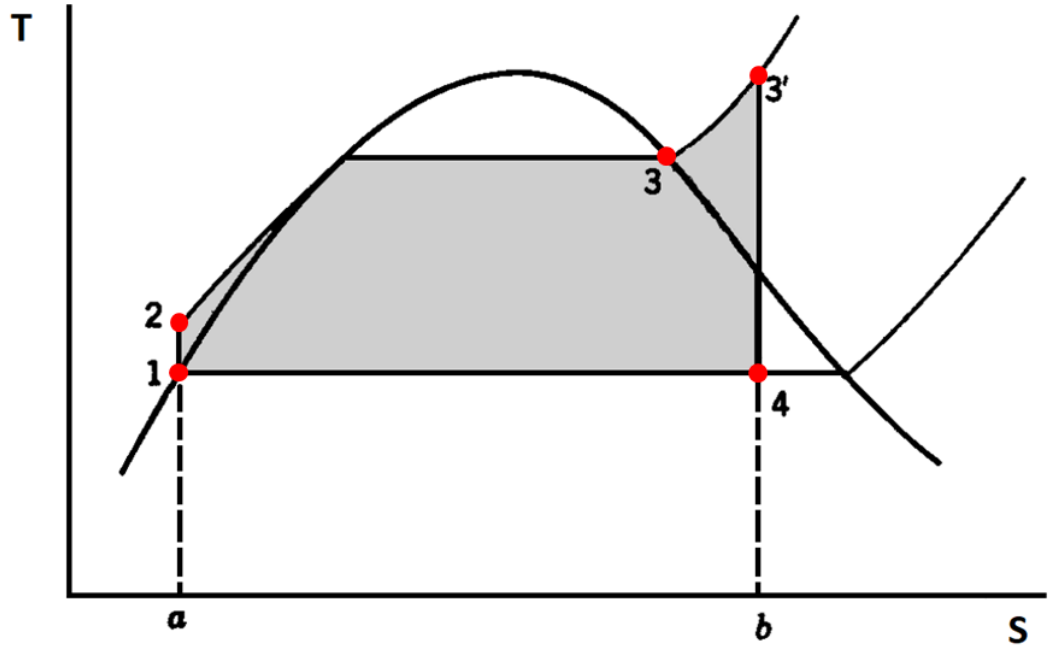

Figura 2-19: Diagrama Temperatura por Entropia no Ciclo Rankine.
Fonte: Adaptado de REIS (2012).

O processo, fundamentalmente, inicia-se com um bombeamento adiabático reversível (1-2), seguido pela troca térmica sobpressão constante na caldeira (2-3 e 3-3') e expansão adiabática reversível (3'-4).Por fim, retorna-se à condição inicial, através da troca de calor a pressão constante no condensador (4-1). Durante a etapa de expansão adiabática ocorre a conversão da energia mecânica em elétrica (REIS, 2012; LEÃO, 2018; ALMEIDA, 2017).

Nas usinas do tipocombustão interna, o fluido de trabalho é formado pela mistura dos produtos de combustão gerados durante a queima do combustível no interior do equipamento que converte a energia térmica em mecânica. O principal exemplo deste tipo desistema, que pode ser observado na Figura 2-20, são as turbinas a gás e os motores a pistão (REIS, 2012; ALMEIDA, 2017).

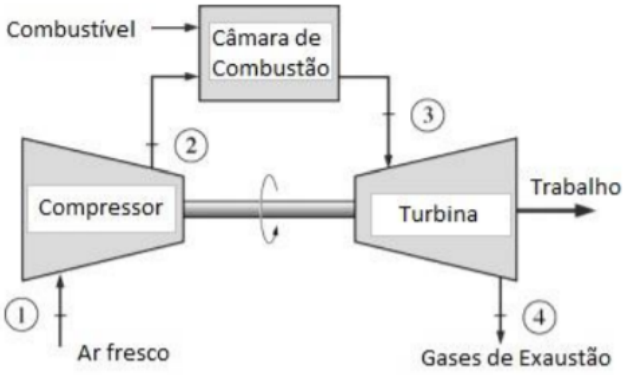

Figura 2-20: Central geradora com combustão interna – turbina a gás.
Fonte: Almeida (2017).

Em unidades do tipo combustão interna observa-se o ciclo termodinâmico de Brayton, representado pelas etapas descritas nasFigura 2-20 e Figura 2-21.

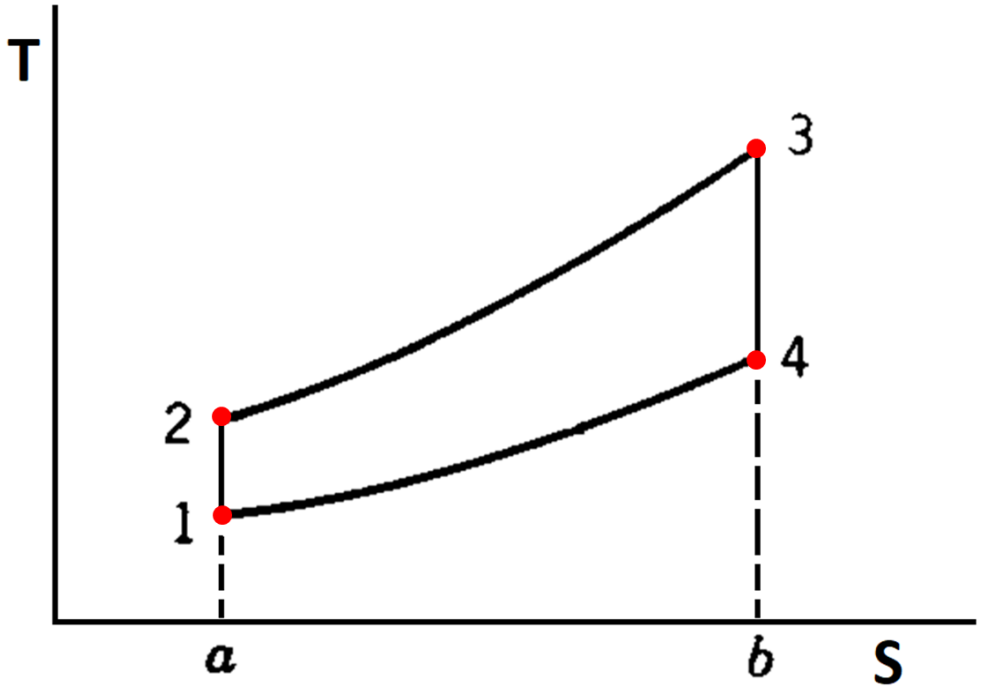

Figura 2-21: Diagrama Entalpia por Entropia no Ciclo de Brayton.
Fonte: Adaptado de LEÃO (2018).

De um modo geral, o processo inicia-se com a compressão adiabática e isentrópica do ar (1-2) seguida da transferência isobárica de calor na câmara de combustão (2-3), quando o ar comprimido entra em contato com o combustível, possibilitando queima e aquecimento dos gases. Em sequência, ocorre a expansão adiabática e isentrópica (3-4), na qual os gases da combustão, sobalta temperatura e pressão se expandem na turbina, realizando trabalho sobre este equipamento, gerando eletricidade. Por fim, fechando o ciclo, ocorre a transferência de calor isobárica para o ambiente (4-1) (REIS, 2012; LEÃO, 2018; ALMEIDA, 2017).

A definição dos tipos de processo termodinâmico, conforme mencionado, permite classificar as UTEs segundo os ciclos termodinâmicos em:UTEsdeCiclo Aberto (Figura 2-20) ou Ciclo Combinado (Figura 2-22).

As usinas termelétricas de Ciclo Aberto são aquelas em que não se aproveita o calor da exaustão da turbina a gás (Ciclo Brayton) epor isso apresentammenor eficiênciaenergética, da ordem de 36%. Enquanto que nas UTEs de Ciclo Combinado, a eficiência energética é maior, uma vez que é realizada a integração dos ciclos de Rankine e Bryton, possibilitando o aproveitamento da

energia térmica proveniente da exaustão da turbina a gás, resultando numa eficiência média de 52% (LEÃO, 2018; REIS, 2012; TURDERA, 2009).

A despeito da menor eficiência energética, as termelétricas de Ciclo Aberto mostram-se mais adequadas quando se necessita de maior velocidade de acionamento (LEÃO, 2018) ou garantir a complementariedade à geração eólica e solar, as quais apresentam elevada intermitência e cuja participação têm se elevado na matriz energética brasileira[3] (EPE, 2017a, EPE, 2017b).

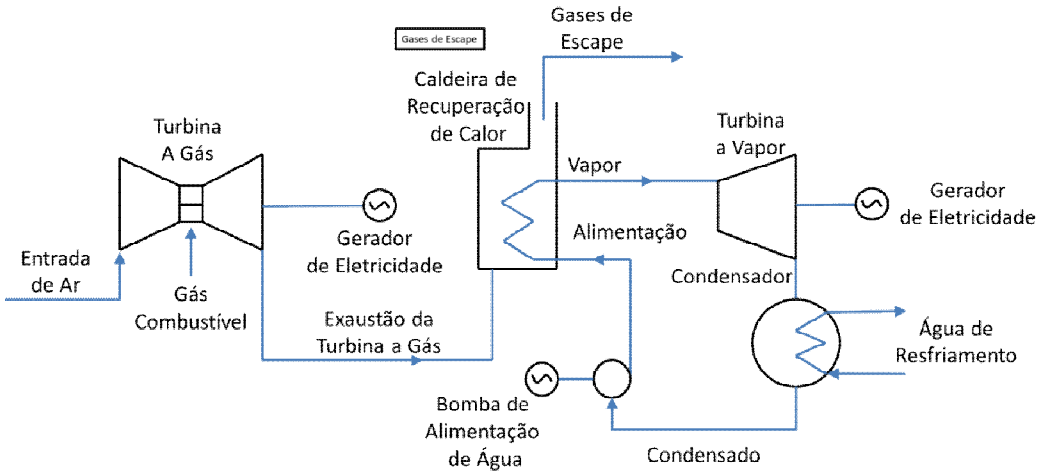

Figura 2-22: Representação esquemática de uma usina de ciclo combinado.
Fonte: GASNET (2018)

Do ponto de vista econômico, cabe destacar que as usinas de Ciclo Combinado, por apresentarem características construtivas modulares, permitem gerar eletricidade, inicialmente, apenas com a turbina a gás, possibilitandoalgum retorno financeiro mesmo sem finalização do projeto, através da inclusão do sistema de recuperação de calor (LEÃO, 2018; REIS, 2012, ALMEIDA, 2017).

De acordo com EPE (2015) empreendimentos termelétricosapresentam vantagens em garantir a segurança energética ao país, uma vez que não se encontram sujeitas às vulnerabilidades climáticas, dependendo apenas de fornecimento de combustível para que possam gerar energia, tornando-as alternativas desejáveis para o sistema elétrico brasileiro, mesmo que

[3] 1.896 MW de geração eólica e solar instalados em 2012, indo a 10.148 MW instalado em 2015 (EPE, 2017a).

contribuam para que a matriz brasileira se torne“mais suja” devido àemissão de gases de efeito estufa (GEE) durante sua operação.

Uma vez que osempreendimentos termelétricos dependem de combustível para operação, é determinante que projetos de UTEsconsideremquestões relativas à disponibilidade e logística do combustível como condicionantes à definição de local para implantação (EPE, 2015), o que justifica a presença desta alternativa neste estudo.

De modo geral, a literatura informa que o gás natural se mostra como a fonte fóssil de maior participação em termelétricas, justificado, principalmente, pelo menor impacto ambiental (baixa presença de contaminantes), elevada eficiência nos processos de geração elétrica, e por não oferecer riscos diretos de contaminação de águas (EPE, 2015). Soma-se a isso a vantagem da não dependência da sazonalidade de fonteslignocelulosicas e hidrelétricas ou a intermitência dasusinas eólicas ou solar.

Devido aos fatores citados, o presente estudo investigará as UTEs de Ciclo Combinado por meio das premissas descritas posteriormente na Subseção 3.2.

2.2. ANÁLISE ECONÔMICA

De acordo comIBP (2017) a análise de investimentos é definida como “o conjunto de técnicas que permite avaliar a viabilidade econômica e financeira de um projeto de investimento; ou seja, se o mesmo agrega valor ao investidor”.

A análise da viabilidade econômica de um empreendimento considera diversos elementos, conforme pode ser observado naFigura 2-23, queexemplifica um projeto de exploração e produção de petróleo e gás. Pode-se observar, através desta figura, que ao longo da vida útil de um projeto ocorre uma série de entradas e saídas de caixa, as quais representam as diversas etapas deste projeto. Assim, os custos relacionados às projeções de investimento, operação, pagamento de tributos, etc e projeções de receita oriundas do faturamento devem ser determinadas de modo a permitir a avaliação do investimento a ser realizado.

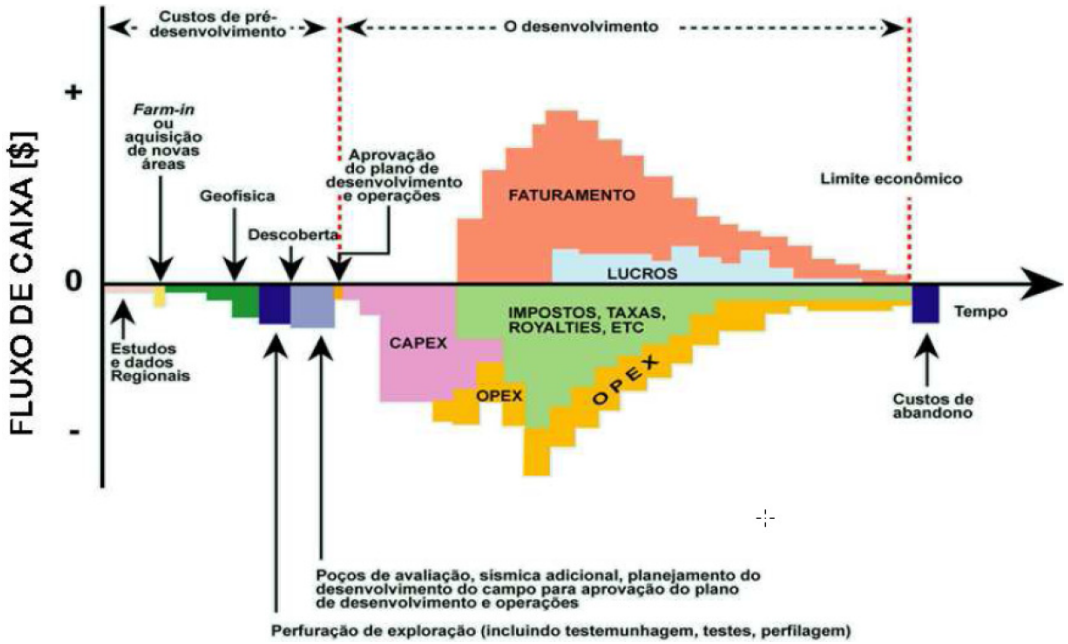

Figura 2-23: Representação de um fluxo de caixa para um projeto de E&P.
Fonte: IBP (2017).

De um modo geral, a análise de investimentos se baseia em indicadores econômico-financeiros tais como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), dentre outros, calculados a partir dos Fluxos de Caixa Líquidos Anuais, em relação à Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

A TMA representa o custo do capital, ou seja, o rendimento mínimo que um projeto deve obter para que se opte pela execução do mesmo e não por manter seus recursos direcionados a investimentos de menor risco(IBP, 2017).

O VPL é definido por IBP (2017) como a diferença entre o valor inicialmente investido e as resultantes de caixa (soma algébrica das entradas e saídas de caixa) trazidas ao valor presente (FC_t) através da aplicação de uma TMA, conforme mostra a Equação 2.1. Valores positivos do VPL indicam que o projeto é vantajoso economicamente, enquanto que valores negativos o invibializam.

$$\boldsymbol{VPL} = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+K)^t} - \boldsymbol{II} \qquad (2.1)$$

onde:
VPL = Valor Presente Líquido
t= período
n= período total do projeto
FC_t = Entradas de Caixa em dado período t
K = Taxa de Mínima Atratividade considerada pela empresa

II = Investimento Inicial

IBP (2017) também apresenta, através da Equação 2.2, a Taxa Interna de Retorno (TIR) como a taxa de desconto que iguala o somatório dos valores presentes das FC_t ao valor inicialmente investido, obtendo-se, com isso, um VPL nulo. Sua interpretação se faz a partir da comparação com a TMA adotadapela empresa de acordo com seus investimentos. Para valores de TIR superioresaos valores de TMA, o empreendimento é vantajoso e pode ser realizado, por outro lado deve ser abandonado para valores de TIR inferiores à TMA.

$$0 = FC_0 - \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \qquad (2.2)$$

onde:
FC_0 = Valor inicialmente investido
t= período
n= período total do projeto
FC_t = Entradas de Caixa em dado período t
TIR= Taxa Interna de Retorno do Projeto

Com relação aos Fluxos de Caixa Líquidos Anuais,IBP (2017) afirma que sua construção é imprescindível para o processo decisório relativo ao investimento em um projeto. Isto se deve à necessidade de determinarquanto oprojeto retornará aos seusacionaistas, aumentando seus recursos financeiros.

A composição do fluxo de caixa deve considerar a receita líquida da venda (receita bruta deduzida de impostos e outros descontos), os custos fixos (folha salarial, seguros, alugueis, etc), os custos variáveis (matéria-prima, energia, etc), a depreciação, as despesas financeiras (juros sobre empréstimos), o imposto de renda, o residual dos bens de capital (venda de ativos não depreciados), os investimentos feitos ao longo do tempo do projeto, os recursos oriundos de financiamento (representado como entrada no caixa da empresa) e, por fim, a amortização do financiamento realizado (que é representada como despesa ao longo do período necessário para seu efetivo pagamento). Simplificadamente, o Fluxo de Caixa de um investidor (FCI) pode ser representado pelaEquação 2.3.

$$FCI = FCO - INV + FIN - AMORT \qquad (2.3)$$

onde:

FCO = Fluxo de Caixa Operacional
INV = Investimentos
FIN = Financiamento
AMORT = Amortização

CAPÍTULO 3: DESENVOLVIMENTO DAS METODOLOGIAS

Para realizar a avaliação da opção mais rentável, com relação ao tipo de projeto a ser utilizado no aproveitamento de dado volume de gás natural, considerou-se a possibilidade de instalação de uma UPGN com comercialização dos produtos obtidos ou de envio do gás bruto para uma UTE, sem necessidade de processamento e comercialização da eletricidade gerada.

A determinaçãodo projeto mais rentável para aproveitamento de gás não processadose deu através damodelagem técnica e econômica e definição de premissas baseadas nos projetos estudados (UTEs ou UPGNs). Estas modelagens e premissas foram desenvolvidas ao longo deste trabalho, tendo sido implementadas em uma planilha eletrônica confeccionada neste estudo, levando em conta as particularidades dos diferentes tipos de empreendimentos analisados, tais como os produtos comercializados, tributos incidentes, rendimentos dos processos, etc. Foram considerados os produtos comercializados pelos diferentes tipos de UPGN e por UTEs de Ciclo Combinado, para um dado volume e composição de gás, de acordo com as metodologias e premissas a serem apresentadas nas subseções posteriores.

Para a realização da avaliação econômica, determinaram-se as quantidades e composições dos produtos através das modelagens de cada tipo de projeto neste trabalho. Para projetos de UPGNs, o investimento fixo (CAPEX – *capital expenditure*) foi obtido a partir de dados da literatura (BARBOSA, 2010; RODRIGUES JUNIOR, 2014). Por outro lado, para UTE tanto os dados de CAPEX quanto da capacidade de geração foram obtidas na literatura (IEA, 2010; MME, 2018; SANTOS, 2015; ROMEIRO e ALMEIDA, 2014). Por fim, a ferramenta desenvolvida para estudos de viabilidade técnica-econômica (EVTE) considerou a comercialização dos produtos, custo dos insumos, além dos tributos e encargos relacionados tanto às atividades de processamento e comercialização de produtos no caso das UPGNs, quanto às atividades de geração e comercialização de eletricidade no caso da UTE.

As subseções seguintes tratam das metodologias empregadas em cada um destes tópicos: modelagem técnica das unidades de processamento de gás natural, modelagem técnica dasusinas termelétricas e modelagem econômica.

3.1. METODOLOGIA DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

A modelagem de cada tipo de UPGN, considerando as características apresentadas na Subseção 2.1.1.2, assim como outras premissas são apresentadas nestasubseção.

Uma vez que o enfoque do trabalho será a aplicação de uma metodologia e de uma ferramenta que permitam selecionar o tipo de empreendimento mais rentável economicamente, em relação ao gás disponível, optou-se por uma modelagem simplificada destas instalações industriais. Serão empregadas, para tal, informações publicadas pela ANP, além das disponíveis em outras fontes de pesquisa.

Destaca-se, neste estudo, a necessidade de avaliar a infraestrutura de gás natural na região do projeto proposto para a UPGN, uma vez que estas unidades geram, dentre outros produtos, gás natural seco, o qual deve ser disponibilizado ao mercado consumidor, o queé feito, na maioria das vezes, via gasodutos.

Deste modo, foi considerado que nos locais onde já existem UPGNs haveria também gasodutos de transporte[4] para envio do gás produzido. Assim, um projeto para aproveitamento de gás em local com UPGN não precisaria incluir um gasoduto em seu projeto. Por outro lado, nas situações em que a produção a ser monetizada se localizasse em regiões não conectadas a mercados consumidores, estes projetos teriam de incluir esta infraestrutura em seu projeto. O dimensionamento do duto, em relação a seu diâmetro, foi realizado por comparação com os gasodutos de transporte atualmente instalados no Brasil, publicados em MME (2018), empregando o menor diâmetro cuja vazão máxima autorizada igualasse ou superasse a necessária para este estudo. Em

[4] "Gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural" (BRASIL, 2009).

relação à extensão, o duto foi dimensionado através da distância a ser percorrida até a conexão a algum elemento da malha de gasodutos existente.

Por fim, tanto para projetos de processamento em locais com infraestrutura de gás natural instalada quanto nos locais sem, não foram considerados os custosdos dutos de escoamento[5] necessários ao envio do gás produzido até os locais de processamento uma vez que estes sistemas de coleta se fariam necessários para todos os projetos analisados (incluindo o de geração termelétrica), ou seja, não seriam determinantes para a comparação entre as alternativas de empreendimento. Estas premissas serão detalhadas na Subseção3.3.

3.1.1. Modelagem das UPGNs

Para a modelagem das UPGNsfoi utilizada a metodologia de processamentos descrita por EPE (2016), que aplica percentuais de recuperação específicos de cada unidadenos componentes da corrente de gás da entrada. O resultado da aplicação destes índicespermite determinar a quantidadede cada composto a ser retirado do gás úmido e a fim de compor os produtos de interesse. Por outro lado, a parcela não recuperável de cada componente do gás natural úmido (todo o C_1 e o percentual restante dos demais compostos) será mantida na fase gás, como componente do gás processado, incluindo os não hidrocarbonetos, isto é, N_2, CO_2e água (após as etapas de desidratação), gerando o gás natural seco (GNS).

Deste modo, além do GNS,obtem-se etano petroquímico (todo o volume recuperado de etano), propano petroquímico (todo o volume de propano que é recuperado e destinado à composição deste produto), GLP (todo o volume de propano que é recuperado e destinado à composiçãodeste produto somado a todo o volume de butano recuperado) e C_{5+} (todo o volume recuperado de C_{5+}).

[5] Dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação (BRASIL, 2009).

Em linhas gerais este modelo de processamento pode ser observado naFigura 3-1.

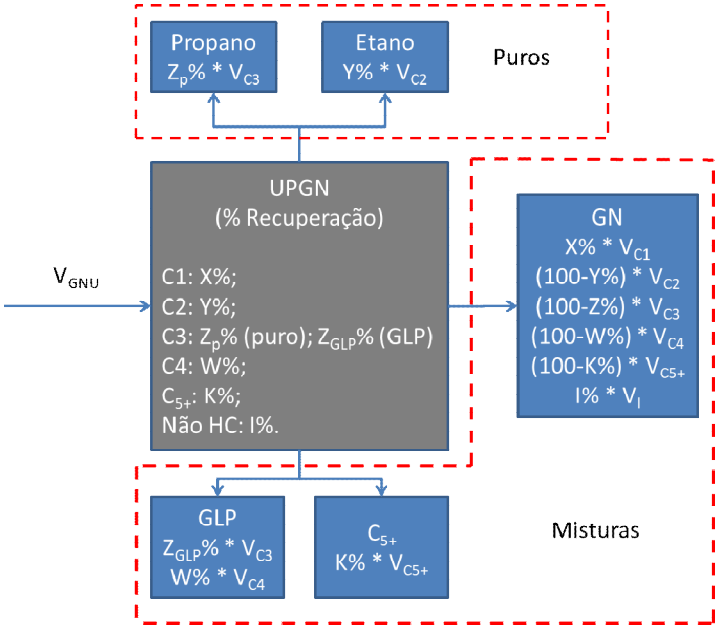

Figura 3-1: Modelo de Processamento de Gás Natural.
Fonte: Confecção própria.

onde:
GNU representa gás natural úmido, **GN** representa gás natural seco. Os volumes dos compostos são representados por **V**, os componentes do gás são representados por siglas (**C1**: metano, **C2**: etano, **C3**: propano, **C4**: butano, **C5+**: pentanos e mais pesados e **I**: inertes), as letras maiúsculas (**X**, **Y**, **Z**, **W**, **K** e **I**) os percentuais de recuperação dos componentes.

3.1.2. Determinação dos índices de recuperação e das composições dos produtos

Para a determinação dos índices de recuperação e das composições dos produtos foram utilizadas como informações de entrada, a tecnologia utilizada nas UPGNse os percentuais de distribuição de propano em cada produto obtido.Isto se deve ao fato de que as UPGNs são responsáveis por definir os percentuais de recuperação de cada composto como LGN, enquanto que o propano é o único composto que pode ser recuperado em duas correntes além da corrente de gás natural, como propano petroquímico ou como constituinte do GLP.

A partir destas informações, foram modeladas cada uma das UPGNs existentes no Brasil, além das ainda não existentes mas já anunciadas pelas empresas ou hipotéticas, levando em conta as características de cada

tecnologia, isto é, os percentuais de recuperação dos compostos do gás natural.

Os percentuais médios de recuperação dos constituintes do gás natural foram apresentados por Brasil, Araujo e Souza (2011) para cada tipo de UPGN considerada neste trabalho, os quais podem ser encontrados naTabela 3-1.

Tabela 3-1: Percentuais de recuperação dos componentes do gás natural.

Tipo de UPGN	Recuperação C_2	Recuperação C_3	Recuperação C_{4+}
Joule-Thomson	-	-	-
Refrigeração Simples	-	-	-
Absorção Refrigerada	50	90-95	100
Turboexpansão	85	99	100

Fonte: BRASIL, ARAUJO e SOUSA (2011).

Em função de não terem sido encontradas na literatura informações sobre a recuperação de UPGNs do tipo Joule-Thomson e Refrigeração Simples, optou-se por empregar informações adicionais relativas a unidades já em operação, publicadas por ANP (1998) ou índices baseados no histórico de processamento destas unidades, conforme apresentado naTabela 3-2.

Tabela 3-2: Índice de recuperação de C_3 conforme publicado pela ANP (1998).

UPGN	Tecnologia	Recuperação C_3
RPBC*	Joule-Thomson	0
REDUC U-2500	Absor. Refrigerada	98,08%
REDUC U-2600	Turbo-expansão	98%
URGN Cabiúnas	Refrig. Simples	55%
UPGN Cabiúnas	Absor. Refrigerada	91,8%
Lagoa Parda	Refrig. Simples	68%
Candeias	Absor. Refrigerada	86%
Catu	Absor. Refrigerada	85%
Atalaia	Absor. Refrigerada	90%
Carmópolis	Joule-Thomson	43%
Guamaré	Absor. Refrigerada	90%
LUBNOR	Absor. Refrigerada	91%
Urucu	Absor. Refrigerada	76%

Fonte: ANP (1998)

*: RPBC apresenta 0% de recuperação de propano por somente separar condensado e portanto será considerada a UPGN de Carmópolis para UPGN do tipo Joule-Thompson.

Como ANP (1998) apresenta apenas os percentuais de recuperação de propano, neste estudo, foi considerado que as frações mais pesadas que o propano seriam recuperadas integralmente nas unidades do tipo Joule-Thompson e Refrigeração Simples, conforme descrito por Brasil, Araujo e Souza (2011) para as outras UPGNs.

Devido à inconsistência das informações relacionadas aos percentuais de recuperação dos componentes do gás bruto para cada UPGN, além da necessidade de modelar tanto as UPGNs existentes quanto as que ainda não instaladas, optou-sepor criar uma ordem de preferência para uso das referências, na qual foram priorizados os índices de recuperação específicos de cada UPGN existente, seguidos pelos índices relacionados ao tipo de UPGN e, finalmente, os baseados no histórico de processamento.

Para a realização do balanço de massa de cada componente do gás, considerou-se a composição final dos produtos no cálculo do processamento, conforme mostra aTabela 3-3.

Tabela 3-3: Composição dos produtos do processamento do GN.

Produto	Composição
Etano Petroquímico	100% Etano
Propano Petroquímico	100% Propano
GLP	Propano + Butano em teores variáveis, atendendo ANP (2004).
C_{5+}	Demais Componentes com 5 ou mais carbonos
Gás Natural	Todo o metano + parcela não recuperada dos demais componentes + Não Hidrocarbonetos, atendendo ANP (2008a).

Fonte: Confecção própria.

Vale ressaltar que a composição do gás natural processado e do GLP, apresentadas na Tabela 3-3 fazem uso das legislações vigentes da ANP, respectivamente, adaptadas a partir da Resolução ANP 16 de 2008 (ANP, 2008a), segundo a Tabela 3-4, e Resolução ANP 18 de 2004 (ANP, 2004), segundo a Tabela 3-5. Adiciona-se a isto a informação que enquanto ANP (2008a) define a faixa de concentração dos compostos do gás natural, além de outros parâmetros, ANP (2004) não o faz, especificando apenas a pressão de vapor da mistura correspondente ao GLP.

Tabela 3-4: Especificação do gás natural - Resolução ANP 16 de 2008.

Característica	Unidade	Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder Calorífico Superior	MJ/m^3	34,0 a 38,4	35,0 a 43,0	35,0 a 43,0
Índice Wobbe	MJ/m^3	40,5 a 45,0	46,5 a 53,5	46,5 a 53,5
Metano, min.	% mol.	68,0	85,0	85,0
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0	12,0

Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0	6,0
Butano e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0	3,0
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5	0,5
Inertes (N_2, CO_2), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0
CO_2, máx.	% mol.	3,0	3,0	3,0
Enxofre Total, máx.	mg/m^3	70	70	70
Gás Sulfídrico, máx.	mg/m^3	10	13	10

Fonte: Adaptado de ANP (2008a).

Tabela 3-5: Especificação do GLP a ser considerado no estudo - Resolução ANP nº 18 de 2004.

Característica	Unidade	Valor
Pressão de Vapor a 37,8°C	kPa	1430
Massa Específica a 20 °C	Kg/m^3	*

Fonte: Adaptado de ANP (2004)

*: Necessário apenas anotar o valor deste parâmetro. Para cidades que apresentam média de temperatura mínima inferior a 10 °C entre junho e agosto, não deve ultrapassar o valor máximo de 550 Kg/m^3. As cidades nestas condições encontram-se no Anexo II de ANP (2004).

Para efeito de aproximação, será considerado que o GLP é composto por C_3 na forma de n-propano e C_4 na forma de n-butano. Com relação ao C_4, embora existam 2 isômeros (n-butano e i-butano) e estes podem estar presentes no gás natural, a proximidade entre os poderes caloríficos destas moléculas possibilita a simplificação da composição do GLP, considerando apenas a existência do n-butano. Por fim, não foram consideradas as moléculas insaturadas de mesmo número de átomos de carbono (propeno ou butenos), devido à baixa incidência destas substâncias no gás natural.

Adicionalmente, embora o propeno e o buteno também possam fazer parte da mistura e seus poderes caloríficos apresentem maiores diferenças que os do propano e butano, respectivamente, estes se encontram em menores quantidades que suas contrapartes saturadas, o que permitiu a utilização desta premissa. Uchimura(2006) declara que a composição deste produto varia de acordo com a matéria-prima utilizada, pela definição da refinaria e pela participação ou não de GLP oriundo de UPGN, variando entre os extremos de 30% de propano e 70% de butano a 60% de propano e 40% de butano, não mencionando os equivalentes insaturados, o que permitiu excluir estes compostos.

Tabela 3-6: Poderes caloríficos dos componentes de 3 e 4 átomos de carbono do GLP a 20 ºC.

Composto	Poder Calorífico (KJ/Kmol)	Diferença em relação ao composto normal saturado de igual número de carbonos(%)
n-Butano	97.533	-
i-Butano	96.932	-0,62%

Fonte: Hysys®.

Cabe destacar que se faz necessário, ainda, determinar como cada composto se distribuirá pelos produtos (correntes), em especial, o propano. Essa distribuição foi realizada a partir das informações publicadas nos Anuários da ANP, considerando o histórico de produção das unidades existentes, observadasna Tabela 3-7.

De um modo geral, as UPGNs existentes foram modeladas para que o etano fosse mantido na corrente de gás natural processado, conforme apresentado naTabela 3-3, uma vez que apenas as UPGNs de Cabiúnas e REDUC possuem histórico de produção de etano. Por outro lado, apenas Cabiúnas, REDUC e unidades hipotéticas localizadas próximo a polos gásquímicorecuperam o C_2 como etano petroquímico, apresentado naTabela 3-1e na Tabela 3-2.

Em relação ao histórico de processamento da corrente de C_3, foi assumido que todo o propano seria recuperado na forma de GLP, conforme os percentuais de recuperação apresentados naTabela 3-1 e na Tabela 3-2. Exceções a esta regra referem-se aos polos de processamento da REDUC e de Cabiúnas, que apresentam volume de propano puro comparáveis aos volumes de GLP, o que justifica a possibilidade de recuperação de propano puro em alguma das unidades de processamento presentes nestes polos de processamento.

Deste modo, supôs-se, para a modelagem das UPGNs, que a proximidade de um polo petroquímico ou gasquimico torna-se critério essencial na escolha do tipo, da configuração e do modo de operação da unidade de processamento, em relação à recuperação de etano e propano puros.

Quando instaladas próximas a polos petroquímicos ou gasquímicos, a UPGN a ser modelada deve produzir etano e propano petroquímicos. Caso contrário, devido à ausência de demanda por estes produtos e aos maiores custos dos equipamentos de separação exigidos, a UPGN não recupera o C_2 e o C_3 na forma pura, mas sim como gás natural e GLP, respectivamente.

Tabela 3-7: Histórico de produção de etano petroquimico (em mil m^3/ano), propano petroquímico (em m^3/ano) e GLP (em m^3/ano).

UPGN	Produto	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Atalaia	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	100	-	-	112	-	-	-	-	-	-
	GLP	107.809	129.393	138.190	119.516	134.964	156.434	166.110	184.542	212.000	223.523	233.829
Candeias	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	85.676	39.299	188.387	160.475	172.858	216.991	235.896	247.151	256.000	244.223	82.521
Cabiúnas	etano	214.925	226.870	252.131	267.388	304.271	268.388	205.292	222.324	243.141	169.360	158.203
	propano	662.400	629.188	781.258	731.585	324.808	686.086	557.468	609.298	656.822	676.000	284.518
	GLP	441.913	445.815	519.005	558.318	571.011	894.326	965.621	1.176.074	970.546	895.899	731.084
Cacimbas	etano	-	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd
	propano	-	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd
	GLP	632.918	700.869	553.293	196.334	159.751	46.967	nd	nd	nd	nd	nd
Guamaré	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	668	209	357	-	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	142.726	170.018	186.598	186.581	201.485	232.615	262.158	308.204	101.000	346.850	352.110
LUBNOR	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	4.473	7.460	9.663	3.645	2.930	7.905	8.000	6.000	7.000	9.601	
Alagoas	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	52.728	61.283	59.625	66.480	65.289	68.915	71.176	70.366	79.000	88.830	13.715
REDUC	etano	-	6.412	-	13.625	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	23.116	28.572	39.527	5.961	-	-	-	-	-	-
	GLP	449	35.955	31.066	52.635	150.782	75.148	149.939	121.978	43.000	123.983	202.625
RPBC	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sul Capixaba	etano	-	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd
	propano	-	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd
	GLP	-	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd
Urucu	etano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	propano	178	338	297	486	226	-	-	-	-	-	-

	GLP	853.003	827.018	803.798	894.754	903.727	847.107	947.198	973.213	969.000	110.155	955.325
UTGCA	etano	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	propano	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	GLP	330.650	198.754	77.171	91.449	14.507	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Lagoa Parda	etano	nd	nd	nd	nd	-	-	-	-	-	-	-
	propano	nd	nd	nd	nd	-	-	-	-	-	-	-
	GLP	nd	nd	nd	nd	-	-	9.594	12.363	7.000	788	875

Fonte: ANP (2006), ANP (2007), ANP (2008b), ANP (2009), ANP (2010b), ANP (2011), ANP (2012a), ANP (2013), ANP (2014a), ANP (2015), ANP (2016a).
Nota 1: Condições ANP de temperatura e pressão (20 ºC e 1 atm).
Nota 2: nd - representam os períodos em que determinada UPGN não se encontrava produzindo, tanto por não estar em produção naquele ano (Cacimbas e UTG Sul Capixaba, de 2005 a 2009 e UTGCA, de 2005 a 2010) quanto por estar desativada no ano em questão (Lagoa Parda, a partir de 2012).

Sob este cenário, foram estabelecidas as seguintes premissas, as quais foram empregadas para a modelagem das UPGNs:

1. Caso a UPGN a ser modelada possua todos os percentuais de recuperação dos componentes em cada produto, serão considerados tais percentuais, e portanto assume-se que a UPGN já se encontra modelada;
2. Caso a UPGN não possua informações especificas disponíveis, será utilizado o histórico de unidades que empregem a mesma tecnologia, a fim de complementar as informações;
3. Caso a UPGN seja do tipo turboexpansão, deve-se analisar a proximidade de polos petroquímicos ou gasquímicos. Se instalações deste tipo estiverem próximas, a UPGN produzirá etano e propano petroquímico para abastecimento destes complexos industriais. Caso contrário a UPGN apenas recupera etano e propano como constituintes do gás natural e do GLP, respectivamente.

3.2. METODOLOGIA DE MODELAGEM DAS UTES

Para a modelagem das Unidades Termelétricas (UTEs) considerou-se que as mesmas gerariam e comercializariam 100% de sua capacidade instalada ao longo de todo o horizonte deste estudo, com contratos de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada[6](ACR).

Em relação à contratação de energia, optou-se, neste trabalho, pela venda de disponibilidade de capacidade para geração[7], por apresentar efeitos práticos na

[6] Esfera de negociação que engloba as geradoras, distribuidoras, e comercializaradoras de energia nos quais os contratos são regulados pela ANEEL e cujos preços da energia são estabelecidos no Leilão de Energia (CCEE, 2018a).

[7] Venda de disponibilidade de capacidade para geração: a usina vencedora do leilão mantem sua capacidade de geração a disposição para o momento em que é chamada a despachar pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A usina é remunerada não pela venda de energia mas sim por duas parcelas de receita, uma fixa e uma variável. A fixa é responsável por remunerar o investimento, (incluindo a Taxa Interna de Retorno do empreendimento), os custos do sistema de transmissão e distribuição, operação e manutenção, seguros, custos socioambientais, tributos e encargos setoriais e o combustível relacionado à inflexibilidade. A parcela variável é responsável por remunerar os custos variáveis da usina (combustível e operação e manutenção da parcela flexível da capacidade de geração) (EPE, 2006; EPE, 2018b; EPE, 2018c; CCEE, 2018b).

definição da receita da UTE e ser o tipo mais usual (EPE, 2006; SANTOS, 2015), o que será discutido na Subseção3.3.

As usinas de Ciclo Combinado foram as escolhidas para descrever a operação contínua das UTEs, em função de permitirem maior eficiência no uso do combustível.

As UTEsconsideradas apresentariam 50% de inflexibilidade[8] conforme Santos (2015) e Romeiro e Almeida (2014) e CVU[9] de R$ 173,54/MW calculado a partir da média dos valores deste parâmetro publicados em MME (2017b), para as termelétricas existentes a Ciclo Combinadoa gás natural. Considerou-se, conforme citado, que haveria comercialização de 100% da capacidade de geração.

Cabe explicar que a inflexibilidade das UTEs representa o volume mínimo de energia a ser despachado pelo empreendimento, em determinado intervalo de tempo, geralmente um ano. Esta quantidade de energia é estipulada pelo empreendedor durante o Leilão de Energia e é garantida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), aos vencedores do certame. A inflexibilidade garante previsibilidade da quantidade de combustível a ser utilizada, permitindo melhores condições de negociação deste insumo. Por outro lado, o CVU (Custo Variável Unitário) tem por objetivo remunerar todos os custos variáveis da usina para geração de cada unidade de energia elétrica. Este parâmetro inclui os custos de operação e manutenção da usina, além dos custos relacionados ao combustível a ser utilizado, excluindo os relacionados à receita fixa e à inflexibilidade, o que faz com que incida apenas sobre a parcela flexível da capacidade de geração da UTE.

A capacidade instalada empregada neste estudo foi determinada a partir da Equação 3.1 que relaciona o consumo específico de gás natural (em mil m^3/dia/MW),

[8] "Declaração de geração de uma usina termoelétrica que se constitui em restrição que leva à necessidade de geração mínima da usina" (MME, 2007). Representa o volume mínimo de energia gerada ao longo de um intervalo de tempo qualquer (geralmente um ano).

[9] "Valor, expresso em Reais por megawatt-hora, calculado pela EPE a partir de parâmetros informados pelo PROPONENTE VENDEDOR necessário para cobrir todos os custos operacionais do EMPREENDIMENTO, exceto os já cobertos pela RECEITA FIXA" (MME, 2007).

o volumede gás a ser consumido na UTE (mil m^3/dia) e um fator de ajuste entre o poder calorífico superior[10] (PCS) do gás padrão e do gás a ser consumido.

O consumo específico empregado neste estudo foi obtido a partir da média dos valores para as UTEs brasileiras, publicados em MME (2018), enquanto o volume de gás natural representa a quantidade de gás a ser consumida na UTE.

$$Capacidade\ Instalada = \frac{Volume\ de\ gás\ natural\left(mil\ m^3/_{dia}\right)}{Consumo\ Especifico\left(mil\ m^3/_{dia}/_{MW}\right)} \times f \qquad (3.1)$$

onde *f* é o fator de ajuste entre o PCS do gás padrão (9.400 kcal/m^3) e o PCS do gás a consumir.

Cabe destacar que os consumos específicos apresentados por MME (2018) se referem a volumes de gás processado padrão (com Poder Calorífico Superior de 9.400 kcal/m^3) mas que os gases a serem enviados para a térmelétrica, neste estudo, seriamnão processados. Deste modo, estes gases apresentariam composições variáveis e, consequentemente, Poderes Caloríficos Superiores diferentes do valor do gás padrão utilizado. Assim, esta influência foi incorporada na Equação 3.1 através da utilização do fator *f* que relaciona o poder calorífico padrão e o do gás utilizado. Este fator pode ser calculado através da Equação 3.2.

$$f = \frac{PCS}{PCS_R} \qquad (3.2)$$

onde:
f: fator que relaciona o PCS do gás padrão e o PCS do gás a ser aproveitado.
PCS: poder calorífico superior do gás a ser aproveitado.
PCS_R: poder calorífico superior do gás de referência (9.400 kcal/m^3).

O custo de capital das UTEs analisadas foi determinado a partir da Equação 3.3 que representa a relação entre o custo de referência de uma usina (US$/KW instalado) e sua capacidade instalada.

$$\boldsymbol{CAPEX = Custo\ de\ Referência\left(US\$/_{KW}\right) * Capacidade\ Instalada\ (KW)} \qquad (3.3)$$

[10] Poder Calorífico Superior (PCS): Calor gerado pela queima completa de unidade de massa do combustível, gerando gás carbônico e água líquida. Ou seja, é igual ao poder calorífico inferior acrescido do calor latente de condensação da água produzida na combustão (ANP, 2018).

Para o cálculo dos custos de referência foi utilizada a média entre os valores apresentados por IEA (2010), SANTOS (2015) e ROMEIRO e ALMEIDA (2014) atualizadas para a data-base de 2015 com a aplicação do IPCA, obtendo-se, com isso, o valor de US$ 1.335,36/KW.

Assim como para as UPGNs, não foram incluídos os custos dos dutos de escoamento de produção, poisestas infraestruturas não seriam um diferencial de custos entre os tipos de empreendimento e, consequentemente, não auxiliariam na seleção do melhor tipo de projeto.

De posse das capacidades instaladas e de seu CAPEX relacionado, as UTEs foram modeladas nas ferramentas utilizadas. Em seguida, foram testadas, segundo a rentabilidade do empreendimento, no modelo de análise econômica desenvolvido.

3.3. METODOLOGIA ANALISE ECONÔMICA

A análise econômica foi realizada através da montagem de um fluxo de caixa para os projetos propostos, sendo utilizada como função objetivo, a maximização da rentabilidade do empreendimento a ser escolhido, na forma do VPL e da TIR.

O fluxo de caixa do projeto, conforme mostrado naFigura 3-2, apresenta diferentes parcelas que foram consideradas para efeito de cálculo. Os principais parâmetros serão definidos após a Figura 3-2, nesta seção, a fim de elucidar as considerações deste trabalho.

	Ano X0	Ano X1	Ano X2	Ano X3	Ano X4	Ano X5
Receita Líquida de Vendas						
Custos Fixos (-)						
Custos Variáveis (-)						
Margem Bruta						
Depreciação (-)						
Despesas Financeiras (-)						
Margem Tributável						
Imposto de Renda (-)						
Margem Líquida						
Depreciação (+)						
Fluxo de Caixa Operacional						
Investimento (-) / Valor Residual (+) Bens de Capital						
Investimento (-) / Recuperação (+) Capital de Giro						
Liberação do Financiamento (+)						
Amortização do Financiamento(-)						
Fluxo Caixa do Investidor						
Fluxo Caixa do Credor						
Fluxo Caixa do Projeto						

Figura 3-2: Modelo para construção de Fluxo de Caixa.
Fonte: IBP (2017).

3.3.1. Receita líquida

Esta parcela do fluxo de caixa é composta por dois itens principais: um relativo à renda obtida pela venda dos produtos dosprojetos e outro relativo aos descontos do custo do gás utilizado e dos tributos e encargos setoriais.

A renda obtida pela venda de produtos (disponibilidade de capacidade de geração de energia elétrica flexívele inflexível ou derivados do processamento) ou custo de aquisição do gás natural foi determinada pela multiplicação do valor unitário do produto (US$/MWh, US$/Milhão BTU, US$/$m^3$, US$/galão, com data-base de janeiro de 2015) pela quantidade comercializada. Os produtos e os custos foram reajustados dentro do horizonte deste estudo, conforme a projeção do Brent[11](EPE, 2015), o que exigiu que fosse mantida uma relação fixa entre o preço dos produtos ou dos insumos e o petróleo de referência. Pelo fato dos empreendimentos apresentarem vida útil superior ao horizonte de tempo estudado (30 anos de vida útil do empreendimento e 10 anos de horizonte de projeção de petróleo e gás natural), o valor do Brent foi mantido constante e igual ao do ano de 2024 estimado por EPE (2015) até o fim da vida útil do projeto, embora este valor possa ser alterado ao longo do horizonte estudado, conforme se fizer desejado.

O custo relativo à aquisição do gás não processado, insumo ao processo, utilizou EIA (2017) como referência, pois não foram localizados valores, para o Brasil, desta parcela do fluxo de caixa. A internação do gás não processado foi realizada através da retirada da participação governamental e tributos incidentes na exploração e venda do gás úmido nos Estados Unidos (Imposto de Renda e *SeveranceTax* – tributo pago pela exploração de recursos) conforme BCG (2017) e NCSL (2012), respectivamente, com posterior incidência de suas equivalentes para o Brasil: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS (CONFAZ, 2017); Programa de Integração Social – PIS (BRASIL, 1998b); Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS (BRASIL, 1998b); Imposto de Renda – IR (SUTRI, 2015) e Contribuição sobre Lucro Líquido – CSLL (BRASIL, 2008), de modo a se obter o preço do gás *wellhead*(na entrada da UPGN), para o Brasil.

---

[11] Mistura de tipos de petróleo produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian. Utilizado com referência de preços para o mercado europeu e asiático, assim como o brasileiro (ANP, 2000; IPEA, 2005).

Como último elemento da receita líquida, por fim, são adicionados os tributos e encargos setoriais de acordo com o tipo de empreendimento analisado.

3.3.1.1. Receita líquida da UTE

Para as UTEs, de acordo com o apresentado na Subseção 3.3.1, a receita líquida é composta pela renda advinda da venda de disponibilidade de geração e pelos descontos relacionados à aquisição do gás bruto a ser utilizado e pelos tributos e encargos relativos às atividades de geração e comercialização de energia elétrica.

A parcela da receita líquida relativa à renda obtida pela venda de disponibilidade de geração de energia é expressa através da soma da receita fixa (base anual) e da receita variável (determinada pelo CVU e pela quantidade de energia gerada).

- *Receita fixa anual das UTEs*: foi utilizado índice de receita em relação à potência instalada (R$/$MW_{instalado}$.ano) calculado através da relação entre a receita fixa de uma UTE vencedora do leilão e sua potência instalada. Para este cálculo baseado no histórico, utilizaram-se os resultados dos Leilões de Energia Nova disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2014; CCEE, 2015a; CCEE, 2015b; CCEE, 2016; CCEE, 2017). O valor de receita adotado para termelétricas a gás natural foi de R$ 973.191,51/$MW_{instalado}$.ano.
- *Receita variável das UTEs*: foi obtida através da multiplicação do CVU pela quantidade de energia gerada, considerando a parcela flexível (inflexibilidade de 50%), calculado através de média dos CVUs das termelétricas a Ciclo Combinado, cujo valor foi R$ 173,54/MWh, empregado neste estudo (MME, 2017).

A parcela da receita líquida relativa aos descontos é composta pelo custo do gás natural e dos tributos incidentes:

- *Compra do gás natural:* conforme detalhado na Subseção 3.3.1.
- *Tributos e encargo setoriais:* PIS (BRASIL, 1998b);COFINS (BRASIL, 1998b); Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST (ANEEL, 2015b); Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE (ANEEL, 2017; BRASIL, 1996); e recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento – P&D (ANEEL, 2012). Os custos relacionados à manutenção do Operador Nacional

do Sistema e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE não foram considerados devido ao seu baixo valor, uma vez que são rateados entre todos os agentes do setor.

3.3.1.2. Receita líquida da UPGN

Para as UPGNs, de acordo com o apresentado na Subseção 3.3.1, a receita líquida é composta pela renda advinda da venda dos produtos oriundos do processamento e pelos descontos relacionados à compra do gás bruto a ser utilizado e pelos tributos e encargos relativos à comercialização destes produtos.

Conforme citado, a parcela relativa à renda obtida pela UPGN foi calculada através da venda dos produtos do processamento. Os preços de venda do gás natural processado, etano petroquímico, propano petroquímico, GLP e C_{5+} foram obtidos através do custo de oportunidade[12] de vendê-los a preços internacionais internados no Brasil.

- *Preço do GN processado*: considerou-se uma média dos valores do GNL FOB[13], conforme publicados em MME (2015) ao qual foram adicionados, para a internação no Brasil, os custos de seguro, frete e desembaraço alfandegário conforme apresentados por EPE (2014a) além dos impostos pertinentes.
- *Preço do propano, GLP e C_{5+}*: considerou-se a média dos preços FOB no Golfo do México publicados por Platts (2015a), aos quais foram adicionados o frete (ARGUS, 2015; PLATTS, 2015b) e o seguro conforme EPE (2014a) além dos impostos pertinentes.
- *Preço do etano*: foi baseado no valor do GNL FOB em direção ao Brasil. Uma vez que é transportado de forma similar ao GNL e apresenta similaridade de preços com o gás no Henry Hub, acrescido de um prêmio de 20% (EIA 2016; EIA 2018). Para este produto também foram adicionados frete (ARGUS,

[12] Representa a maior renda que poderia ser obtida caso se escolhesse uma opção alternativa em detrimento da opção feita. Neste estudo, maximiza-se o lucro do projeto ao vender seus produtos a preços internacionais internados no Brasil (ou com pequeno desconto) e não por um preço formado pelos custos de produção somados à margem de lucros. Isto é possível ao se considerar que clientes já importam estes produtos. Por outro lado, cobrar valores superiores aos do produto importado internado fazem com que o cliente opte por importar os produtos, não comprando com o proprietário da UPGN.

[13] FOB - *Freeonboard*: no qual o preço de determinado produto não inclui frete e seguro, sendo o valor no porto de origem. Deste modo estes custos ficam por conta do comprador.

2015; PLATTS, 2015b) e o seguro conforme EPE (2014a) além dos impostos pertinentes.

A internação e precificação destes produtos foi realizada através incidência dos seguintes tributos, conforme necessário:Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante – AFRMM(BRASIL, 2014a), ICMS (CONFAZ, 2017), Imposto de Importação – II (MDIC, 2017), PIS-Importação (BRASIL, 2004a), COFINS-Importação (BRASIL, 2004a), CIDE-Importação (BRASIL, 2004b).

Por outro lado, a parcela da receita líquida relativa aos descontos é composta pelo custo do gás natural e dos tributos incidentes:

- *Compra do gás natural:* conforme detalhado na Subseção 3.3.1.
- *Tributos e encargo setoriais:* ICMS (CONFAZ, 2017); PIS (BRASIL, 1998b); COFINS (BRASIL, 1998b); Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE (BRASIL, 2004b).

3.3.2. Custos de operação e manutenção e demais encargos

Esta parcela refere-se aos custos de operação e manutenção (OPEX) e encargos que incidem sobre a Receita Líquida. Apresentam diferenças em sua composição, em relação ao tipo de empreendimento.

3.3.2.1. Custos de operação, manutenção e encargos da UTE

Para a UTE, descontou-se sobre a receita líquida, inicialmente, a parcela de 1% relativa ao investimento obrigatório em P&D no setor elétrico (BRASIL, 2000). Em seguida considerou-se um custo anual fixo de US$ 15/KWh e um custo variável de US$ 3/MWh, conforme definidos por Romeiro e Almeida (2014).

3.3.2.2. Custos de operação e manutenção da UPGN

Para as UPGNs foram considerados, apenas, os custos de operação e manutenção das plantas. Foi utilizado o valor de 4,5%sobre oinvestimento fixo da UPGN**,** com base em IBP e UFRJ (2017) que consideraram um valor de 5% e SANTOS (2015) e EPE (2014a) que utilizaram, em seus estudos, um valor de 4%.

3.3.3. Margem bruta do projeto

Obtida ao descontar os custos de operação e manutenção e demais encargos, apresentados na Subseção 3.3.2, da receita líquida de cada empreendimento.

3.3.4. Margem tributável

Trata-se da Margem bruta do projeto, conforme apresentado na Subseção 3.3.3, descontando-se a depreciação e as despesas financeiras. Foram considerados, para fins do projeto, uma depreciação linear de 10% ao ano e o pagamento de juros de 7,89% relativos a um empréstimo, feito junto ao BNDES(EPE, 2014a). Destaca-se que, neste estudo, adotou-se o percentual de 25% do valor do investimento fixo do empreendimento como o valor máximo possível de ser financiado, a ser detalhado posteriormente na Subseção 3.3.7.4(EPE, 2014a).

3.3.5. Margem líquida

Obtida pela incidência do IR e do CSLL na margem tributável, cujas alíquotas foram definidas, respectivamente por SUTRI (2015) e BRASIL (2008).

3.3.6. Fluxo de caixa operacional

Determinado pelo valor da margem líquida acrescida do valor depreciação do empreendimento. Soma-se novamente este item pois, em um momento futuro, caso algum ativo seja vendido, deve-se saber seu valor para fins de tributação sobre o lucro desta negociação (IR).

3.3.7. Fluxo de caixa do investidor

Representa a parcela calculada a partir do fluxo de caixa operacional, do qual são subtraídos os custos de investimentos para realização do projeto (CAPEX) e o pagamento do empréstimo ao banco. Adicionalmente, deve-se somar o valor obtido como empréstimo junto ao banco.

Outros itens podem fazer parte desta parcela, tais como os custos de mão-de-obra, estoques, impostos e taxas e financiamento de clientes, alémdas receitas obtidas com a venda de ativos durante a vida útil do projeto e recuperação do capital de giro investido inicialmente. Estes itens, no entanto, foram desconsiderados neste estudo[14].

---

[14] Estes itens foram desconsiderados uma vez que ou já estão incluídos no CAPEX dos empreendimentos (mão de obra, impostos e taxa) ou por não dizerem respeito aos projetos estudados (estoques, financiamento dos

Para determinar o CAPEX necessário à construção das alternativas avaliadas, foram empregadas informações da literatura baseadas no tipo de projeto avaliado. Para os projetos de processamento empregaram-se os estudos de Barbosa (2010), Rodrigues Junior (2014) e EPE (2014a), enquanto que projetos de UTE empregaram uma relação baseada na tecnologia utilizada (turbina a gás em Ciclo Combinado), conforme apresentada por IEA (2010), Santos (2015) e Romeiro e Almeida (2014).

3.3.7.1. Custos fixos dos projetos de processamento

Para fins da determinação do CAPEX de projetos de processamento, apenas foram consideradas as tecnologias Joule-Thomson, Refrigeração Simples e Turboexpansão. Estes custos foram obtidos a partir de Barbosa (2010) e Rodrigues Junior (2014) e encontram-se resumidos na Tabela 3-8.

Tabela 3-8: CAPEX dos empreendimentos estudados.

Item	Valor	Fontes
CAPEX UPGN (US$/MMm3/d)[1]		
Joule-Thomson	73.779.064	BARBOSA (2010) e RODRIGUES JUNIOR (2014)
Refrigeração Simples	48.769.073	
Turboexpansão	66.481.325	
CAPEX Gasoduto (US$/m.pol)	85,71	EPE (2014a)

Fontes: BARBOSA (2010), EPE (2014a), RODRIGUES JUNIOR (2014)).

[1]: Valores de CAPEX para unidades com, aproximadamente 120 mil m^3/dia de capacidade de processamento em 25° C e 1 atm. Utilizados para escalonamento do CAPEX do projeto utilizando a Equação 3 4.

O escalonamento das unidades a serem dimensionadas, a partir da literatura destacada[15], foi realizado utilizando uma relação baseada em Lei de Potências, representada na Equação 3.4 (OGJ, 2007).

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^{0,6} \qquad (3.4)$$

onde:
C_1: CAPEX do Projeto de Processamento 1
C_2: CAPEX do Projeto de Processamento 2
Q_1: Capacidade de Processamento do Projeto 1
Q_2: Capacidade de Processamento do Projeto 2

clientes) ou por fins de simplificação (recuperação do capital de giro, venda de ativos – considerou-se que os ativos seriam inteiramente depreciados na planta, sem venda dos mesmos).

[15] Barbosa (2010) e Rodrigues Junior (2014) utilizaram, em seus estudos, unidades com aproximadamente 120 mil m^3/dia de capacidade de processamento nas condições PETROBRAS - 1 atm e 25°C.

Para projetos de processamento em locais de exploração semUPGNs instaladas, foi necessária a inclusão de um gasoduto de transporte que permitisse o envio da produção ao mercado consumidor, conforme descrito na Subseção3.1. O dimensionamento deste elemento foi realizado através de comparação com os gasodutos de transporte atualmente instalados no Brasil, publicados em MME (2018), adotando-se aquele de menor diâmetro que transportasse um volume igual ou superior ao requerido. O CAPEX do gasoduto foi calculado utilizando um fator de custo de US$ 85,71/m.pol que é somado ao CAPEX da UPGN. Este valor foi obtido a partir da atualização do valor US$ 80,00/m.polde EPE (2014a), atualizado para a data-base de 2015 através da aplicação do IPCA.Assim, o custo fixo dos projetos de processamento que necessitam de gasodutos pôde ser realizada através da soma do CAPEX do duto necessário para envio do gás ao mercado com o CAPEX relativo à instalação da UPGN, de acordo com a tecnologia empregada no polo de processamento.

Ainda conforme descrito na Subseção 3.1, para os projetos de processamento situados em locais que já possuem UPGNs, não foi adicionado o custo do gasoduto poisas produções de gás seco já são enviadasao mercado, não sendo necessário incluir esta infraestrutura no projeto da UPGN.

3.3.7.2. Custos fixos dos projetos de usinas termelétricas

Para fins da determinação do CAPEX de projetos de termelétricas foi utilizado o valor de US$ 1.335,36/KW, obtido a partir dos valores de US$ 1.419,00/KW de IEA (2010) com data-base 2010, US$ 948,59/KWde Santos (2015) de data-base 2014 e, finalmenteUS$ 1.000,00/KWde Romeiro e Almeida (2014), com data-base 2014. Os valores de IEA (2010), Santos (2015) e Romeiro e Almeida (2014) foram atualizados, através da aplicação do IPCA, para a data-base de 2015, calculando-se, em seguida, a média entre os valores atualizados (US$ 1.335,36/KW).

Em empreendimentos deste tipo, neste estudo, não se faz necessária a inclusão do CAPEX de um gasoduto, uma vez que as UTEsse localizam exatamente no campo de produção, consumindo gás não processado. Por outro lado, foi considerado o custo da linha de transmissão necessária para chegar à subestação mais próxima da UTE, conforme descrito na Subseção3.2. Segundo CPFL e GESEL (2015) este custo já se encontra incluído no projeto da UTE, representando 5% do CAPEX de

sua implantação. Assim, embora esta parcela seja considerada neste estudo, não será somada separadamente na composição do CAPEX da UTE.

3.3.7.3. Internação doCAPEX dos projetos

Deve-se destacar que os custos de investimento relacionados à UPGN, à UTE e ao gasoduto apresentam diferenças em relação a estarem internados ou não no Brasil, o que impede a comparação direta entre eles. Adicionalmente, os produtos comercializados pelos empreendimentos encontram-se já internados para o mercado brasileiro, o que torna necessário “levar” todos estes elementos, a um mesmo mercado. Assim, o CAPEX dos elementos não internados foi trazido para o mercado brasileiro, de forma a permitir a realização de operações entre estes elementos.

Enquanto o CAPEX dos gasodutos calculados por EPE (2014a) utilizaram informações de dutos brasileiros já instalados, as informações relativas à UPGN e a UTE foram obtidos a partir de informações baseadas em literatura internacional. Assim, para permitir a comparação entre os projetos, utilizou-se um “fator de localização” responsável por internar, para o Brasil, o CAPEX destes dois últimos tipos de empreendimento.

Deste modo, adotou-se um fator de localização de, aproximadamente, 50%, relativo a impostos na importação: II, ICMS, PIS-Importação, COFINS-Importação, conforme anteriormente citados, além de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), Imposto sobre Operações de Câmbio (IOF).

3.3.7.4. Financiamento

O empréstimo junto ao banco é consideradono fluxo de caixa do investidor como dois itens distintos: como entrada no fluxo de caixa, devido ao recebimento do financiamento para realização do projeto e, na forma de desconto, relativo ao pagamento deste mesmo empréstimo em momento futuro.

Para este estudo foi considerado um valor de empréstimo, junto à instituição financiadora (BNDES), de 25% do valor do CAPEX do empreendimento. A amortização desta dívida seria realizada em 10 anos a partir do fim do período de construção, utilizando o Sistema de Amortização Constante (SAC). Destaca-se que

o pagamento dos juros relativos à este empréstimo não são descontados nesta parcela do fluxo de caixa, tendo sido anteriormente citados na Subseção 3.3.4.

3.3.8. Montagem do fluxo de caixa

De posse das informações apresentadas nas Subseções 3.3.1 a 3.3.7 torna-se possível montar o fluxo de caixa dos projetos de empreendimento. As informações utilizadas para esta etapa, assim como as referências seguidas, são apresentadas de forma resumida naTabela 3-8 da Subseção 3.3.7.1, na Subseção 3.3.7.2e nas Tabela 3-9 a Tabela **3-14**.

Tabela 3-9: Parâmetros para cálculo das receitas.

OPEX UPGN (% do CAPEX)	4,50%	IBP e UFRJ (2017) SANTOS (2015) EPE (2014a)
OPEX Fixo Anual UTE (US$/KW/ano)	15	ROMEIRO e ALMEIDA(2014)
OPEX Variável UTE (US$/KWh)	3	ROMEIRO e ALMEIDA (2014)
Cotação do Dolar (R$/US$) jan-15	2,63	RFB (2015)
Vida Útil (anos)	30	IEA (2010) e EPE (2014a)
Depreciação (Linear)	10%	EPE (2014a)
Tempo de Construção (anos)	5	EPE (2015)
Distribuição do Investimento (a.a)	20%	Adotado
TMA	7,5%	EPE (2014a)
Empréstimo máximo (percentual)	25%	EPE (2014a)
Juros empréstimo	7,89%	EPE (2014a)
Prazo de Pagamento (anos)	10	BNDES (2017)

Fontes: BARBOSA (2010), BNDES (2017), EPE (2014a), EPE (2015), IBP e UFRJ (2017), IEA (2010), RFB (2015), RODRIGUES JUNIOR (2014), ROMEIRO e ALMEIDA (2014), SANTOS (2015).
[1]: Valores de CAPEX para unidades com, aproximadamente 120 mil m^3/dia de capacidade de processamento em 25° C e 1 atm. Utilizados para escalonamento do CAPEX do projeto utilizando a Equação 3.4.

Tabela 3-10: Parâmetros para cálculo das receitas.

Produto	Valor*	Fonte
Preço Gás Úmido (US$/$m^3$)[1]	0,21/0,24	EIA (2017)
Preço Gás Seco (US$/MMBTU)[2]	11,97	MME (2015)
Brent (2015-2024)		
2015-2019 - US$/barril	77,11	EPE (2015)
2020-2024 - US$/barri	87,75	
Etano (US$/$m^3$)[3]	0,95-1,16	EIA (2016) EIA (2018)
Propano (US$/gal)[3]	0,49-0,60	PLATTS (2015a)
GLP (US$/gal)[3]	0,57-210	PLATTS (2015a)
Gasolina Natural (US$/gal)[3]	2,08-2,36	PLATTS (2015a)
Receita Fixa Anual da UTE (US$/MW/ano)	370.034,79	CCEE (2014) CCEE (2015a)

		CCEE (2015b) CCEE (2016) CCEE (2017)
Custo Variável Unitário – CVU (R$/MWh)	173,54	MME (2017b)

Fonte: CCEE (2014), CCEE (2015a), CCEE (2015b), CCEE (2016), CCEE (2017), EIA (2016), EIA (2017), EIA (2018), EPE (2014b), EPE (2015), MME (2015), MME (2017b), PLATTS (2015a).

Notas: *: todos os valores apresentam data-base de janeiro de 2015.

1: Média dos valores entre 2003 e 2012 publicados em EIA (2017) e atualizados conforme a projeção do Brent de EPE (2015).

2: Média dos valores entre 2008 e 2014 publicados em MME (2015) e atualizados conforme a projeção do Brent de EPE (2015).

3:Valores de EIA (2016) e EIA (2018) internados através dos impostos, fretes e seguros e atualizados conforme a projeção do Brent de EPE (2015).

Tabela 3-11: Tributos e encargos setoriais considerados na venda de eletricidade

Imposto	Valor	Fonte
PIS	1,65%	BRASIL (1998b)
COFINS	7,60%	BRASIL (1998b)
TUST (R$/KW.mês)[1]	5	ANEEL (2014)
TFSEE (R$/KW.ano)	2,50	ANEEL (2016b)
Investimento P&D	1%	ANEEL(2012)
Imposto sobre Lucro		
IR – Alíquota Básica	15%	SUTRI(2015)
IR – Alíquota Adicional	10%	SUTRI(2015)
CSLL	9%	BRASIL (2008)

Fonte: ANEEL (2012), ANEEL (2014), ANEEL (2016b), BRASIL (1998b), BRASIL (2008), SUTRI (2015).

[1]: Valor aproximado obtido do Leilão de Energia nº 6 de 2014 (ANEEL, 2014).

Tabela 3-12:Tributos considerados na venda dos produtos do processamento.

Imposto	Valor	Fonte
ICMS	20,0%	CONFAZ (2017)
PIS		
Gasolina e suas correntes	5,08%	BRASIL (1998b)
GLP e suas correntes	10,2%	
Demais produtos	0,7%	
COFINS		
Gasolina e suas correntes	23,4%	BRASIL (1998b)
GLP e suas correntes	47,4%	
Outros	3,0%	
CIDE		
Gasolina e suas correntes (R$/m^3)	100,00	BRASIL (2004a)
GLP e suas correntes (R$/m^3)	0,00	
Imposto sobre Lucro		
IR – Alíquota Básica	15%	SUTRI (2015)
IR – Alíquota Adicional	10%	SUTRI(2015)
CSLL	9%	BRASIL (2008)
AFRMM (sobre o frete)	25%	BRASIL (2014a)

Fonte: BRASIL (1998b), BRASIL (2004b), BRASIL (2008), BRASIL (2014a), CONFAZ (2017), SUTRI (2015).

Tabela 3-13: Tributos e participações governamentais considerados na internação dos produtos

Imposto	Valor	Fonte
II		
Etano	0%	MDIC (2017)
Propano	0%	
Butano	0%	
C5+	0%	
Gás Natural	0%	
CIDE		
Gasolina e suas correntes (R$/m^3)	100	BRASIL (2004a)
GLP e suas correntes (R$/m^3)	0,00	
PIS		
Gasolina e suas correntes (R$/m^3)	141,10	BRASIL (2004b)
GLP e suas correntes (R$/ton)	119,40	
Etano e Propano	0,2% (2015), 0,54% (2016), 0,9% (2017), 1,65% (2017)	
COFINS		
Gasolina e suas correntes (R$/m^3)	651,40	BRASIL (2004b)
GLP e suas correntes (R$/ton)	551,40	
Etano e Propano	0,8% (2015), 2,46% (2016), 4,10% (2017), 7,60% (2018)	
"Fator de Localização"	50% sobre CAPEX	BRASIL (2004b) CONFAZ (2017) EBC (2018) MDIC (2017) RFB (2017) RJ (2018) SP (2018)
Imposto de Renda (EUA)	35%	BCG(2017)
Participações Governamentais		
EUA	67%	BCG (2017)
Brasil	56%	
SeveranceTax- médio (Imposto de Exploração - EUA)	4,7%	NCSL (2012)

Fonte: BCG (2017), BRASIL (2004a), BRASIL (2004b), MDIC (2017), NCSL (2012).

Tabela 3-14: Internação dos produtos do processamento - frete e seguros considerados.

Item	Valor	Fonte
Frete		
Gás Natural (US$/MMBTU)	1,78	EPE (2014a)
Derivados (US$/ton)	25,92	ARGUS (2015) PLATTS (2015b)
Seguro (% sobre o produto)	0,7%	EPE (2014a)

Fonte: EPE (2014a), ARGUS (2015) PLATTS (2015b).

Por fim, de posse dos componentes necessário para a construção do modelo do fluxo de caixa dos empreendimentos, torna-se possível o calculo do VPL e da TIR,

conforme apresentado pela Equação 2.1 e pela Equação 2.2, apresentadas na Subseção 2.2,de modo a determinar a rentabilidade dos projetos.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta capítulo são apresentados os resultados do desenvolvimento das metodologias e ferramentas utilizadas, as quais podem ser usadas na determinação das melhores opções para investimento: os índices empregados na modelagem das UPGNs e o dimensionamento das UTES.

4.1. UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Para permitir a utilização da metodologia descrita por EPE (2016a) fez-se necessária a definição dos percentuais de recuperação que seriam utilizados neste estudo, para cada componente presente no gás natural. Estes percentuais de recuperação referem-se tanto às UPGNs existentes quanto aos projetos de UPGN para aproveitamento de gás natural. Conforme citado na Subseção3.1.1, para a caracterização das unidades de processamento fez-se necessária a conjugação de ANP (1998) e Brasil, Araujoe Sousa (2011)tendo sido empregados, também, dados históricos de processamentopois ambas as fontes careciam de alguma informação.

Devido às diferenças entre as fontes empregadas, foi definida uma ordem de prioridade para uso das informações, conforme explicado na Subseção 3.1.1, escolhendo-se primeiramente os índices específicos de dada UPGN, seguido pelos baseados no tipo de tecnologia empregada. Por fim, quando ainda faltante alguma informaçãopara as UPGNsexistentes, empregou-se o histórico de processamento destas unidades para auxiliar na determinação dos dados necessários. A Tabela 4-1consolida os valores de ANP (1998) e Brasil, Araujo e Sousa (2011)

Tabela 4-1: Índice percentuais de recuperação a serem considerados neste estudo.

Tipo de UPGN	Recuperação C_2 (%)	Recuperação C_3 (%)	Recuperação C_{4+} (%)
Joule-Thomson	0	43	100
Refrigeração Simples	0	55-68	100
Absorção Refrigerada	50	90-95	100
Turboexpansão A	85	99	100
Turboexpansão B	85	99	100

Fonte:ANP (1998), BRASIL, ARAUJO e SOUSA (2011).

Nota: Turboexpansão A: próxima a polo petroquímico, gera corrente de C_2 e C_3 petroquímico
Turboexpansão B: distante de polo petroquímico, não gera corrente de C_2 e C_3 petroquímico. O etano é queimado ou incorporado ao GNS e o propano é recuperado como GLP.

Ao analisar a Tabela 4-1percebe-se a inexistência de informações relativas àrecuperação de propano como GLP ou propano petroquímico, assim como em relação ao destino do etano tanto em ANP (1998) quanto em Brasil, Araujoe Sousa (2011). Deste modo, fez-se necessário determinar estes índices, tanto para as UPGNs existentes quanto para os projetos de UPGN.

Em relaçãoaos projetos de UPGN, conforme citado na Subseção3.1.2, para todas as tecnologias de processamento com exceção da turboexpansão, o propano é recuperado apenas como GLP e o etano apenas como constituinte do gás natural, conforme os índices apresentados naTabela 4-1. No caso de projetosde UPGN de turboexpansão, também conforme citado na Subseção3.1.2, faz-se necessário analisar a infraestrutura de gás da região.A UPGN deveproduzir etano e propano petroquímicos em polosde processamento próximosà demanda por estes produtos. Por outro lado, a UPGN deve recuperar o propano apenas como GLP e etano apenas como constituinte do gás naturalseco caso esta demanda por etano e propano petroquímicos não exista nas proximidades. Os índices de recuperação a serem empregados também são obtidos na Tabela 4-1.

Em relação às UPGNs existentes, conforme citado na Subseção3.1.2 e de forma similar à modelagem para projetos de UPGN, as unidades que não empregam turboexpansão e as que empregam esta tecnologia mas que não se localizam perto de polos de consumo de etano e propano petroquímico apenas recuperam o etano como constituinte do gás natural seco e o propano como GLP. Já, as unidades que empregam turboexpansão e se localizamperto destes polos de consumo foram modeladas[16] de forma a recuperar etano e propano petroquímicos. Independente da forma de recuperação do etano e do propano, os índices de recuperação para estas UPGNssão obtidos na Tabela 3-2e na Tabela 4-1.

Assim,é apresentada a Tabela 4-2 que tabula os percentuais que foram utilizados, para asUPGNsexistentes e a Tabela 4-3 que tabula os percentuais considerados para os projetos de UPGN.

---

[16]: situação observada para as unidades de turboexpansão presentes nos polos de processamento da REDUC e de Cabiúnas, uma vez que ambos se localizam próximo ao Polo Gásquímico do Rio de Janeiro, demandante de etano e propano petroquímicos.

Tabela 4-2: Percentuais de recuperação dos compostos, para UPGNs brasileiras, utilizadas neste estudo.

UPGN EXISTENTES	Tecnologia	Percentuais de Recuperação como:				
		C_2 Puro	C_3 puro	C_3 (GLP)	C_4 (GLP)	C_{5+}
UPGN ATALAIA	AR	0%	0%	90%	100%	100%
URGN CABIUNAS	RS	0%	0%	55,0%	100%	100%
UPGN CABIUNAS	AR	0%	0%	91,8%	100%	100%
URL CABIÚNAS	TE	85%	100%	0%	100%	100%
URL CABIÚNAS II	TE	85%	100%	0%	100%	100%
URL CABIÚNAS III	TE	85%	100%	0%	100%	100%
UAPO CACIMBAS	RS+JT	0%	0%	70%	100%	100%
UPGN CACIMBAS	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN CACIMBAS II	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN CACIMBAS III	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN CANDEIAS	AR	0%	0%	86%	100%	100%
UPGN CATU	AR	0%	0%	85%	100%	100%
UPGN COMPERJ I	TE*	85%	100%	0%	100%	100%
UPGN COMPERJ II	TE*	85%	100%	0%	100%	100%
EVF	RS+JT	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN GUAMARE	AR	0%	0%	90%	100%	100%
UPGN GUAMARE II	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN GUAMARE III	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN LUBNOR	AR	0%	0%	91%	100%	100%
UPGN PILAR	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UGN RPBC	JT	0%	0%	43%	100%	100%
UPGN SUL CAPIXABA	RS	0%	0%	55-68%	100%	100%
UPGN URUCU	AR	0%	0%	76%	100%	100%
UPGN URUCU II	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN URUCU III	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN URUCU IV	TE	0%	0%	99%	100%	100%
UPGN UTGCA I	RS+JT	0%	0%	70%	100%	100%
UPGN UTGCA II	RS+JT	0%	0%	70%	100%	100%
UAPO UTGCA	RS+JT	0%	0%	70%	100%	100%
REDUC U-2500	AR	0%	98%	0%	100%	100%
REDUC U-2600	TE	0%	0%	98%	100%	100%

Fonte: Confecção própria a partir de ANP (1998) e Brasil, Araujo e Sousa (2011).

Nota: *: Foi considerado, para a UPGN COMPERJ, a tecnologia de turbo-expansão pela maioreficiência, proximidade ao Polo Gás Químico do Rio de Janeiro, capaz de consumir o etano e propano que poderiam ser produzidos, aliado ao interesse da PETROBRAS em um complexo petroquímico integrado à refinaria do COMPERJ, conforme apresentado em seus Planos de Negócios anteriores, que também poderia consumir estes produtos.

Tabela 4-3: Percentuais de recuperação dos compostos, para os projetos de UPGN utilizados neste estudo.

UPGNProjeto	Recuperação como (%):				
	C_2(puro)	C_3 (puro)	C_3 (GLP)	C_4 (GLP)	C_{5+}
Joule-Thomson	0	0	43	100	100
Refrigeração Simples	0	0	55-68	100	100
Absorção Refrigerada*	50*	0	90-95	100	100
Turboexpansão A[1]	85	99	0	100	100
Turboexpansão B[2]	85	0	99	100	100
RS + JT[3]	0	0	70	100	100

Fonte: Confecção própria a partir de ANP (1998) e Brasil, Araujo e Sousa (2011).

Notas: *: Este componente é reincorporado ao gás natural ou queimado para geração de energia.
[1]: Turboexpansão A: próxima a polo petroquímico, gera corrente de C_2 e C_3 petroquímico
[2]:Turboexpansão B: distante de polo petroquímico, não gera corrente de C_2 e C_3 petroquímico. O etano é queimado ou incorporado ao GNS e o propano recuperado no GLP.
[3]: Refrigeração Simples + Joule-Thomson

De posse dos valores obtidos para os percentuais de recuperação dos componentes do gás natural, conforme a Tabela 4-2, tornou-se possível a modelagem das UPGNsconforme apresentado na Subseção 3.1.1. Deste modo, a ferramenta de processamento tornou-se capaz de determinar as quantidades de produtos que podem ser gerados durante o processamento de dado volume de gás em uma UPGN existente ou em um projeto de UPGN.

Destaca-se que, para o estudo de caso, a capacidade de processamento das UPGNsfoi baseada no volume excedente além da capacidade de processamento instalada em determinado polo de processamento ou o volume total no caso de inexistência de UPGN. O resultado das UPGNs, referente ao estudo de caso, será apresentado no CAPÍTULO 5:.

4.2. USINAS TERMELÉTRICAS

Conforme descrito na Subseção3.2, o dimensionamento da UTE foi realizado através da Equação 3.1, alimentada com as informações de IEA (2010), MME (2018), SANTOS (2015) e ROMEIRO e ALMEIDA (2014),de modo que a capacidade de geração a ser considerada, para este tipo de empreendimento, é baseada no volume de gás a ser consumido.

Deste modo, para o caso geral, a capacidade de geração da UTE a ser considerada para otimizar a escolha do empreendimento é definida a partir da Equação 4.1,

obtidaa partir da Equação 3.1, incorporando IEA (2010), MME (2018), SANTOS (2015) e ROMEIRO e ALMEIDA (2014).

$$Q = \frac{V}{4{,}27} \times \frac{PCS}{9.400} \qquad (4.1)$$

onde:
Q: capacidade de geração (MW).
V: volume de gás a monetizar na alimentação (Mil m^3/dia).
4,27: consumo específico para UTEs de ciclo combinado (Mil m^3/dia/MW), obtido a partir da média dos valores de consumo específico para UTEs de ciclo combinado, publicados em MME (2018).
PCS: poder calorífico superior (kcal/m^3) do gás de interesse.
9.400: poder calorífico superior do gás de referência (kcal/m^3).

Destaca-se que a capacidade de geração obtida foi baseada no volume excedente além da capacidade de processamento instalada em determinado polo de processamento ou o volume total no caso de inexistência de UPGN. O resultado da UTE, referente ao estudo de caso, será apresentado noCAPÍTULO 5:.

4.3. MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

O modelo de avaliação econômica desenvolvido para este estudo levou em consideração os itens apresentados na Subseção3.3, de acordo com as características técnicas e de mercado de cada empreendimento, apresentadas na Subseção 3.1 e Subseção 3.2. Deste modo, a ferramenta de avaliação econômica levou em conta, de cada tipo de projeto, os produtos obtidos e os tributos e encargos setoriais específicos que se fizeram necessários. Ademais, esta ferramenta também considera os itens comuns a qualquer dos projetos avaliados, tais como o preço do gás bruto, imposto de renda a ser descontado, depreciação, etc.

Como resultados da modelagem para avaliação técnico-econômica de projetos de gás natural foram desenvolvidas neste estudo, duas planilhas de EVTE para determinar o projeto ótimo para aproveitamento do gás natural bruto. Estas planilhas foram confeccionadas incluindo as metodologias e premissas desenvolvidas e apresentadas na Subseção 3.1, Subseção 3.2 e Subseção 3.3, considerando, assim, as especificidades de cada tipo de empreendimento:uma relativaa unidades de processamento (inclui os produtos obtidos do processamento, o gás bruto utilizado como insumo e os tributos devidos) e outra relativo às usinas termelétricas (inclui a eletricidade gerada, o gás bruto utilizado como insumo e os tributos e encargos do

setor). As modelagens empregadas encontram-se na Figura **4-1** e na Figura **4-2**.

Capacidade da UTE (MW)	
Receita Fixa Anual (+)	
Gas	Capacidade Instalada (MW) Índice Receita Fixa Anual (US$/MW.ano)
Receita Bruta Anual (US$) - (+)	
Receita Variável Anual (+)	
Gás Umido	Valor CVU (US$/MWh) Energia Flexível (MW)
Receita Variável Anual (US$) (+)	
Insumo (-)	
Gás Umido	volume (m3) Preço Custo Compra
Tributos (-)	
ICMS	Eletricidade
PIS	Eletricidade
COFINS	Eletricidade
TUST	Eletricidade
TFSEE	Eletricidade
Receita Líquida (sem P&D)	
P&D (-)	
Receita Líquida (com P&D)	
OPEX (-)	
OPEX Fixo	
OPEX Variável	
Margem Bruta	
Depreciação (-)	
Juros Financiamento (-)	
Margem Tributável	
Imposto de Renda (-)	
Alíquota Básica (-) Alíquota Adicional (-) CSLL (-)	
Imposto de Renda (-)	
Margem Líquida	
Depreciação (+)	
Fluxo de Caixa Operacional	
Investimentos (-)	
Liberação de Financiamentos (+)	
Amortização de Financiamentos (-)	
Fluxo de Caixa do Projeto	
VPL TIR	

Figura 4-1: Planilha de EVTE para projetos de UTE.
Fonte: Confecção própria.

Capacidade da planta (MMm3/d)	
Produto (+)	
Gas	MMBTU/ano Preço (US$/MMBTU) Receita Bruta
Etano	Volume (m3) Preço (US$/m3) Receita Bruta
Propano	Volume (gal) Preço (US$/gal) Receita Bruta
GLP	Volume (gal) Preço (US$/gal) Receita Bruta
C5+	Volume (gal) Preço (US$/gal) Receita Bruta
Receita Bruta (+)	
Insumo (-)	
Gás Umido	volume (m3) Preço Custo Compra
Tributos (-)	
ICMS	Gás Etano Propano GLP C5+
PIS	Gás Etano Propano GLP C5+
COFINS	Gás Etano Propano GLP C5+
CIDE	Propano GLP C5+
Receita Líquida	
OPEX (-)	
Margem Bruta	
Depreciação (-)	
Juros Financiamento (-)	
Margem Tributável	
Imposto de Renda (-) Alíquota Básica (-) Alíquota Adicional (-) CSLL (-)	
Margem Líquida	
Depreciação (+)	
Fluxo de Caixa Operacional	
Investimentos (-)	
Liberação de Financiamentos (+)	
Amortização de Financiamentos (-)	
Fluxo de Caixa do Projeto	
VPL (US$) **TIR (%)**	

Figura 4-2: Planilha de EVTE para projetos de UPGN.
Fonte: Confecção própria.

CAPÍTULO 5: ESTUDO DE CASO

Após a apresentação doscapítulos anteriores, nos quais se mostrou o desenvolvimento realizado para a criar asferramentas e metodologias capazes de modelar e avaliar os tipos de empreendimento analisados, segue-se o estudo de caso que teve por objetivo demonstrar a aplicabilidade destas ferramentas.

O estudo de caso trata de, a partir de projeções de produção de gás natural nas diversas unidades produtivas (UP) do Brasil, desenvolvidas por EPE (2015), determinar a opção de projeto mais rentável. Esta etapa foi realizada utilizando as ferramentase metodologias desenvolvidas neste estudo, conforme apresentadas noCAPÍTULO 3:, para definição otimizada, em termos econômicos, do tipo de empreendimento a ser empregado para aproveitamento destes volumes de gás natural(oriundos de novas descoberta ou expansão de produção em campos existentes).

O estudo de caso considerou os dois tipos de empreendimentos considerados: UPGNs, as quais produzem e comercializam GLP, etano petroquímico, propano petroquímico, C_{5+} ou UTEs com produção e venda de eletricidade. Este estudo de caso é apresentado, de forma esquemática na Figura 5-1.

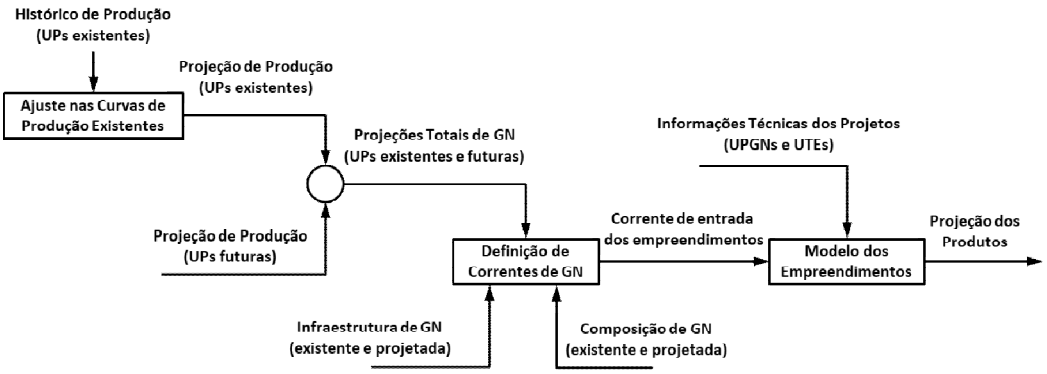

Figura 5-1: Metodologia para projeção de produtos oriundos de processamento de gás natural
Fonte: Confecção própria.

Para auxiliar na avaliação do empreendimento mais vantajoso economicamenteforam utilizadas as seguintes informações: a localização das infraestruturas de GN existentes, em avaliação por parte das empresas, em construção ou sugeridas por EPE (2015) (gasodutos de transporte e escoamento,

UPGNs, terminais de regaseificação, etc); as projeções de gás natural desenvolvidas por EPE (2015); o histórico de produção de GN divulgado mensalmente por ANP (2018b), os tipos de UPGNs, considerando as tecnologias empregadas e, por fim, as composições das correntes de GN.

Neste estudo de caso fez-se necessário determinar o volume de produção, suas composições, características da atividade exploratória em cada região (percentuais de consumo, queima e injeção no E&P) e as localizações das infraestruturas de GN conforme citadas, para que assim fossem determinados os volumes e as composições de cada corrente de GN na entrada dos empreendimentos a serem avaliados.

O estudo do tipo de projeto ótimo para aproveitamento dos volumes de gás de EPE (2015) foi realizado comparando-se estas projeções de produção com as capacidades de processamento existentes ou já anunciadas (pelos seus proprietários, órgãos do governo, etc)na região de estudo. Deste modo foi possível determinar asquantidades excedentes de gás em relação à capacidade de processamento, para assim determinar o volume de gás a ser efetivamente monetizado no empreendimento ótimo.

Nos projetos de UPGN fez-se necessária a observação de três elementos básicos de infraestrutura de gás natural: existência de UPGNs, ociosidade das unidades existentes e presença de gasodutos para envio do gás seco ao mercado.

Nos cenários em que se observasse existência de UPGNs em regiões com projeção de produção de gás, apenas o volume projetado por EPE (2015) acima da capacidade instalada seria destinado para um novo projeto de UPGN. Nos locais sem unidades de processamento nos quais se observasse potencial de produção, foi considerado que todo o volume seria destinado para uma UPGN hipotética sendo necessário, ainda, adicionar os custos relativos à instalação de um gasoduto para envio do gás processado ao mercado consumidor, conforme descrito na Subseção3.1.

Para os projetos de UTEs, por outro lado, apenas se fez necessária a observação da existência de UPGNs e suas ociosidades. Isto foi feito por se considerar que as termelétricas consumiriam apenas gás não processado, isto é, apenas o volume

projetado acima da capacidade das UPGNs existentes ou projetado em regiões sem UPGNs existentes. Destaca-se, em projetos deste tipo, a necessidade de linha de transmissão para escoamento da eletricidade gerada e a dispensa do uso de gasodutos de transporte (uma vez que não há produção de gás seco a ser enviado ao mercado), de acordo com a Subseção3.2. Os custos desta infraestrutura, no entanto, já se encontram incluídos nos custo total do projeto da UTE, conforme citado na Subseção3.3.

Este estudo de caso será composto por uma seção relativa ao tratamento dos dados a serem utilizados e, em seguida, aplicação das metodologias e ferramentas apresentadas nos capítulos anteriores.

5.1. DETERMINAÇÃO DAS CARGAS DOS EMPREENDIMENTOS

Primeiramente, para definição dos volumes a serem utilizados nas alternativas de projeto, fez-se necessário determinar para quais locais as unidades produtivas escoariam suas produções. Deste modo, foram criadas correntes de produção que agruparam diversas unidades produtivas para envio do gás às unidades de processamento ou UTEs. Para a realização desta etapa foram utilizadas as informações relativas às infraestruturas de gás natural no Brasil.

A infraestrutura atual brasileira é composta por, aproximadamente, 4.650 km de dutos de escoamento de produção, os quais se encontram distribuídos, principalmente no oceano, 9.409 km de dutos de transporte localizadas, majoritariamente, ao longo da costa brasileira), 14 polos de processamento[17] que totalizam, atualmente, 95,4 milhões de m^3/d de capacidade nominal de processamento e 3 terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) (ANP, 2016a; ANP, 2016b; ANP, 2017a; MME, 2018). A Figura 5-2 ilustra estes números.

[17] ”complexo industrial constituído de instalações industriais (unidades de processamento de gás natural) que objetiva separar as frações existentes no gás natural, podendo partilhar instalações auxiliares, gerando, inclusive, produtos acabados” (ANP, 2010a; ANP, 2016a). Os 14 polos mencionados são Urucu, LUBNOR, Guamaré, Alagoas (Pilar), Atalaia, Candeias, Estação Vandemir Ferreira (EVF), Cacimbas, Sul Capixaba, REDUC, Cabiúnas, RPBC, Caraguatatuba e, finalmente, Santiago (ANP, 2016a). Destaca-se que o polo de Santiago incluía as UPGNs Catu e Bahia até 2013 e, a partir de 2014, apenas a UPGN Catu. Isto se justifica devido à desmobilização da UPGN Bahia e sua remontagem no polo de Urucu (ANP, 2016a; BRASIL, 2014b).

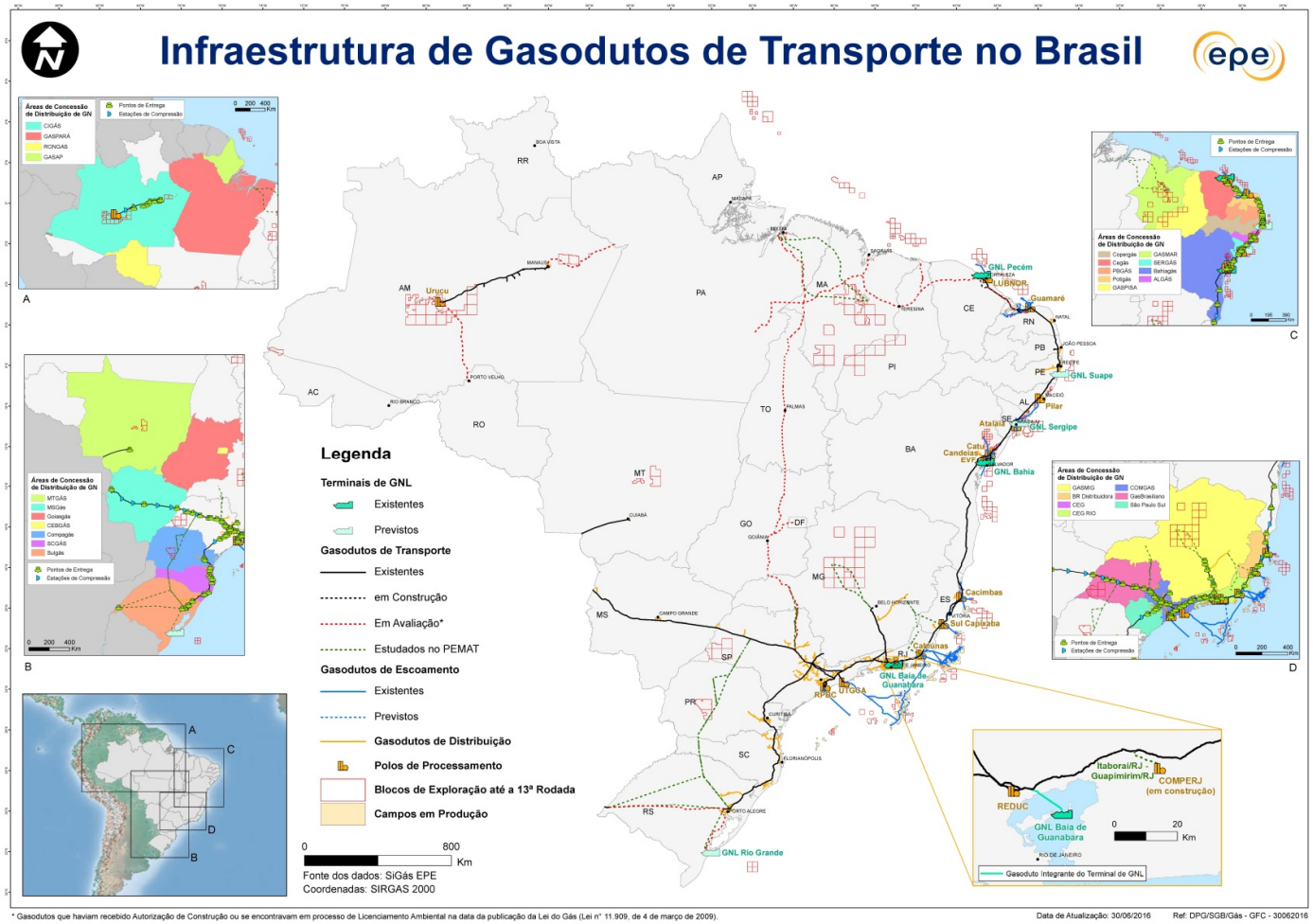

Figura 5-2: Infraestrutura de Produção e Transporte de Gás Natural.
Fonte: EPE (2016c).

Ao observar a Figura 5-2, pode-se perceber, no geral, a existência de UPGNs nas proximidades das UPs. Uma vez que o gás natural úmido pode apresentar considerável quantidade de impurezas e contaminantes (areia, gases ácidos, água) e seu transporte ser realizado em dutos a altas pressões e, em diversas situações, a baixas temperaturas (escoamento submarino), sua operação pode ser prejudicada ou até mesmo interrompida devido à ocorrência de entupimentos por hidratos, abrasão causada por partículas sólidas, corrosão devido ao H_2S, CO_2, etc. Deste modo, há a preferência pelo deslocamento do gás não processado em menores distâncias via gasodutos de escoamento, o que resulta na localização das UPGNs próximo aos campos de produção e o deslocamento em maiores distâncias, para atendimento ao mercado, de gás processado.

Assim, para a definição dos direcionamentos das produções foram criados agrupamentos que reunissem as UPs, estruturas de escoamento e UPGNs (quando existissem). Deste modo, as UPs que fizessem parte de um agrupamento enviariam gás, ao longo de todo o horizonte de tempo do estudo, para uma determinada localização onde seria instalado o empreendimento.

Destaca-se que, em algumas situações, não há, atualmente, infraestrutura de escoamento capaz de ligar a produção à localização do empreendimento. Deste modo, se supôs que, ao longo do período 2015-2024, seriam instaladas infraestruturas capazes de realizar esta ligação.

Por fim, foi considerada, neste estudo, a existência das três grandes Rotas de escoamento: Rota 1 com destino a UTGCA, Rota 2 com destino a Cabiúnas e Rota 3 com destino ao COMPERJ. Estas rotas são gasodutos responsáveis pelo escoamento de todo o volume produzido nasUPs do Pré-Sal, estando totalmente interligadas, conforme apresentado em EPE (2016a).

Devido ao fato das Rotas 1, 2 e 3 serem interligadas, considerou-se que não seria possível escoar a produção de uma UP do Pré-Sal para somente uma UPGN. Assim sendo, estes volumes seriam enviados, para terra, pelas 3 rotas, indo simultaneamente para as UPGNs UTGCA, Cabiúnas e COMPERJ.

Assim, os agrupamentos considerados foram criados com o uso da Figura 5-2 e do Webmap da EPE (EPE, 2018d), que permitiram determinar para qual UPGN cada UP enviaria seu gás. Os agrupamentos criados, ligando UPGNs, dutos e unidades produtivas, encontram-se a seguir.

- RPBC (A): composto pela UPGN de mesmo nome, sistemas de escoamento de produção e UPs na proximidade desta.
- Pré-Sal Legal (B): composto, pelos sistemas de escoamento de produção, incluindo as 3 grandes rotas de escoamento, as UPs do Pré-sal e as UPGN de UTGCA, Cabiúnas e a da REDUC, além da futura UPGN do COMPERJ
- Espirito Santo (C): composto pelas UPGNs Cacimbas e Sul Capixaba, pelos sistemas de escoamento de produção e UPs próximas, em terra e no mar (incluindo UPs do Pré-Sal que estejam desconectadas do sistema interligado das Rotas). Incluía, também, a UPGN de Lagoa Parda, a qual se encontra desativada (ANP, 2012b).

Estes *clusters* encontram-se representados na Figura 5-3, nas áreas delimitadas em vermelho.

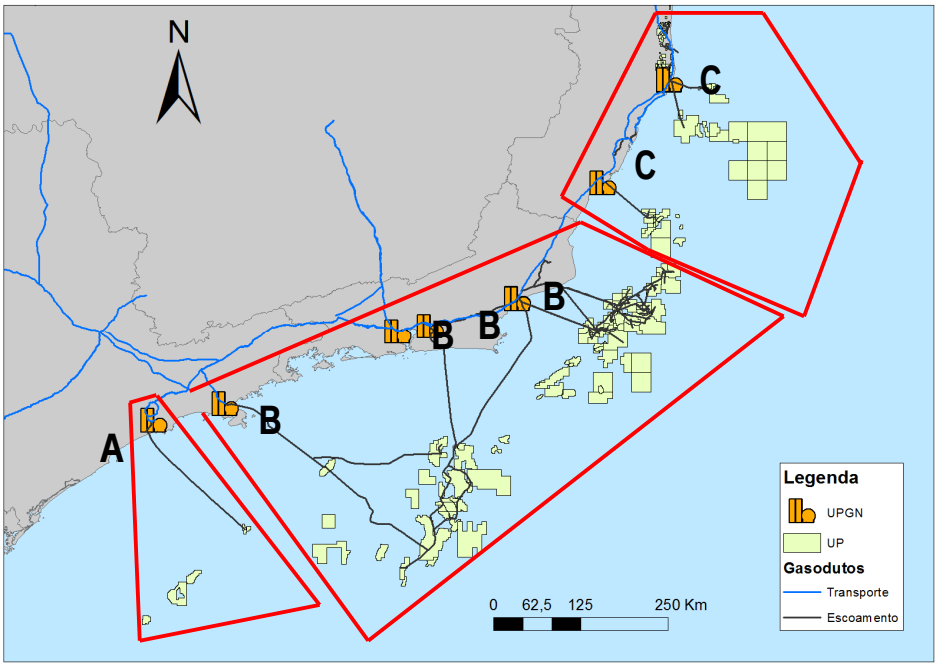

Figura 5-3: Clusters de produção/escoamento/processamento: RPBC (A), Pré-Sal (B) e Espírito Santo (C). Fonte: Confecção própria.

- Bahia (D): composto pelas UPGNs Santiago, Candeias e Estação Vandemir Ferreira, sistemas de escoamento de produção e UPs próximas.

- Sergipe (E): composto pelas UPGNs Atalaia e Carmópolis, sistemas de escoamento de produção e UPs próximas, tanto em terra quanto no mar.

- Pilar (F): composto pela UPGN de Pilar, sistemas de escoamento de produção e as UPs próximas, tanto em terra quanto no mar.

Estes *clusters* encontram-se representados na Figura 5-4, nas áreas delimitadas em vermelho.

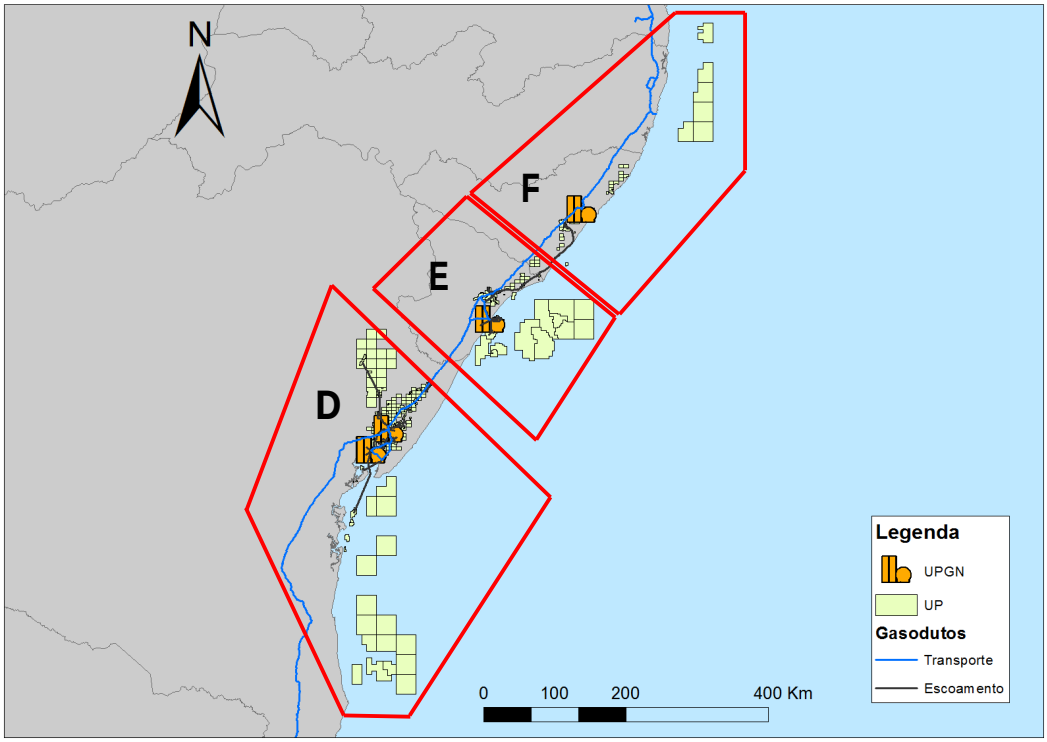

Figura 5-4: Clusters de produção/escoamento/processamento: Bahia (D), Atalaia (E) e Pilar (F). Fonte: Confecção própria.

- Guamaré (G): composto pela UPGN de Guamaré, sistemas de escoamento de produção e UPGNs próximas, tanto em terra quanto no mar.

- LUBNOR (H): composto pela UPGN que dá nome ao *cluster*, sistemas de escoamento de produção e UPs no entorno, tanto em terra quanto no mar.

- Maranhão (I): composto pelos sistemas de escoamento de produção e UPsdo Maranhão, tanto em terra quanto no mar. Destaca-se a inexistência de uma UPGN e a existência de uma unidade de tratamento apenas para adequação do gás para consumo nas térmicas da região[18].

Estes *clusters* encontram-se representados na Figura 5-5, nas áreas delimitadas em vermelho.

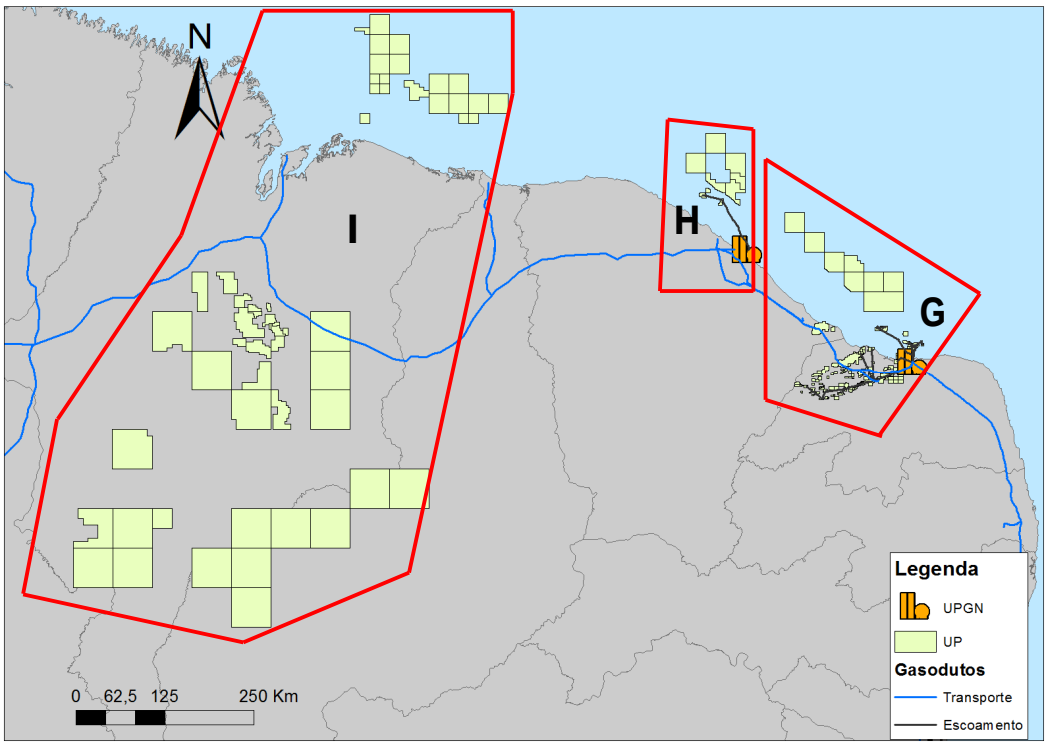

Figura 5-5: Clusters de produção/escoamento/processamento: Guamaré (G), LUBNOR (H) e Maranhão (I).
Fonte: Confecção própria.

[18] Embora a região do Maranhão já possua campos em produção, o gás produzido é considerado pobre necessitando, apenas, de tratamento para atender às exigências de composição para alimentar termelétricas do grupo Eneva, dispensando o emprego de uma UPGN completa. Este gás é enviado diretamente para consumo nestas unidades, não sendo enviado para o mercado (ENEVA, 2018a; ENEVA, 2018b).

- Urucu (J): composto pela UPGN de Urucu, sistemas de escoamento de produção e UPs próximas da Bacia do Solimões. Serão consideradas, também as produções relacionadas à Bacia de Acré-Madre de Dios e do Amazonas devido à inexistência de UPGNs próximas. Este cluster é representado pela área delimitada em vermelho na Figura 5-6.

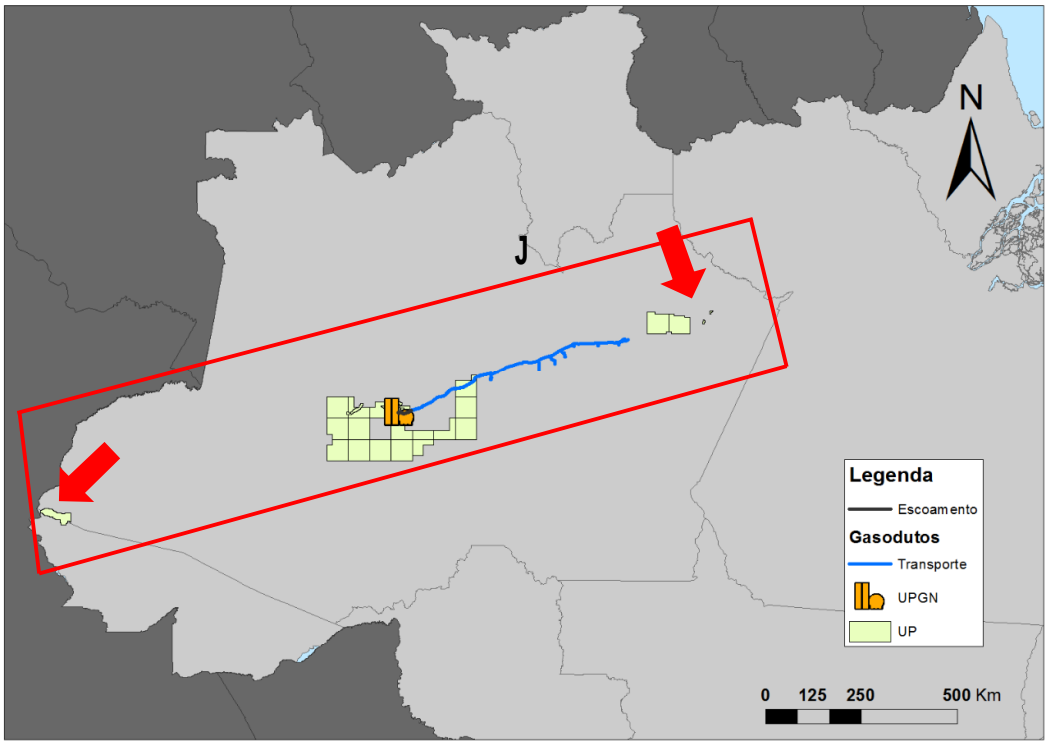

Figura 5-6: Cluster de produção/escoamento/processamento: Urucu (J).
Fonte: Confecção própria.

Destaca-se que não foi considerado um polo de processamento na área próxima à região da Bacia do Parecis (MT), definida por EPE (2018d) como uma área contendo volumes a serem produzidos pois, de acordo com as premissas de cálculo a serem apresentadas nas Subseções5.2.3 e 5.2.4, estes volumes foram distribuídos conforme a capacidade de processamento instalada em cada região (Norte, Nordeste e Sudeste). Como, na região Centro-Oeste, não há, atualmente, capacidade de processamento, volumes para esta área não foram calculados, tendo sido desconsiderada como um *cluster* de processamento.

Por fim, de posse destas considerações e com o apoio decisório dos mapas apresentados, foramdefinidasquais seriam as correntes de gás na entrada

decada UPGN ou UTE. Estes agrupamentos foram utilizadosparasubsidiar os cálculos dos volumes processados e dos excedentes a serem monetizados nas seções subsequentes.

5.2. PROJEÇÃO DE GÁS NATURAL

Para a realização deste estudo de caso, optou-se pela utilização de EPE (2015) por apresentar projeções de produção de gás natural durante um horizonte de dez anos (2015-2024). Cabe destacar que estas informações, no entanto, são publicadas de forma agregada, não individualizada em termos de unidades produtivas, criando a necessidade de um tratamento que permitisse individualizar a produção de cada UP ou criar agrupamentos de UPs de forma mais desagregada possível. Esta etapa permitiu determinar os volumes e composições de gás natural que seriam enviados às UPGNs consideradas neste estudo.

A individualização destes volumes foi realizada empregando as considerações que serão apresentadas nas subseções seguintes, em função do tipo de recurso. ATabela 5-1tabula os volumes projetados por EPE (2015) para todo o período do estudo.

Tabela 5-1: Produção potencial bruta de gás natural convencional no Brasil por nível de incerteza dos recursos (Milhões m^3/dia).

RECURSO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RND-U	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	2,1	3,4	6,8
RND-E	-	-	-	0,009	0,2	2,4	3,1	3,5	15,8	21,3
RC	-	0,01	0,1	0,4	3,0	7,3	12,8	21,1	30,4	37,6
RT	84,9	89,5	91,0	102,2	104,0	113,9	115,0	111,8	110,3	105,9
TOTAL	84,9	89,5	91,1	102,6	107,3	124,1	131,8	138,6	159,9	171,7

Fonte: EPE (2015).

Nota: RND-U: Recursos Não Descobertos – União; RND-E: Recursos Não Descobertos – Empresas; RC: Recursos Contingentes; RT: Reservas Totais.

Conforme exposto na Tabela 5-1, a projeção de produção desenvolvida por EPE (2015) apresenta os volumes a serem produzidos conforme o nível de incerteza exploratória dos recursos avaliados. Esta incerteza se traduz em diferentes níveis de indefinição quanto aos volumes passíveis de serem produzidos.

Com relação aos recursos descobertos têm-se a parcela denominada de **Reservas Totais (RT)** que representa as UPs que já apresentam comercialidade comprovada à ANP (já em produção) e os **Recursos Contingentes (RC)** que representam as UPs que já submeteram suas estimativas de volume contido no reservatório à ANP, mas que ainda apresentam algumas incerteza (economicidade, prazo de início de produção, perfil de produção e volume total a ser produzido) e ainda não se encontram em produção.

Para as estimativas em áreas não descobertas têm-se os **Recursos Não Descobertos em Áreas Contratadas por Empresas (RND-E)** que representam as UPs que já possuem alguma empresa com concessão de exploração e os **Recursos Não Descobertos em Áreas da União (RND-U)** que são as UPs localizadas em áreas ainda em posse da União, ou seja, que diferem dos RND-E pois ainda não foram contratadas. Ambos os recursos não se encontram produzindo mas apresentam chances de descobertas, e, diferentemente dos recursos descobertos, suas expectativas de volume foram desenvolvidas por EPE (2015).

5.2.1. Reservas Totais

Uma vez que UPs deste tipo de recurso já se encontram em produção e, conforme citado, EPE (2015) não apresenta os volumes destas projeções de forma individualizada, optou-se pela utilização de dados históricos, a partir dos quais se avaliou o comportamento destes campos individualmente.

Deste modo, para os campos que representam as reservas totais, foram empregados os volumes publicados mensalmente por ANP (2018b) e, através da aplicação de métodos dos mínimos quadrados, determinaram-se curvas que representassem seus comportamentos produtivos, para o período analisado.

Utilizando os históricos de produção divulgados por ANP (2018b) e incluídos no Anexo 1, foram calculadas as produções, no horizonte analisado, das UPs da parcela de reservas totais. Isto foi feito utilizando os campos que se encontravam produzindo em 2015, os quais foram utilizadas na projeção até o

ano de 2024. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 5-2, que demonstra, apenas, os volumes direcionados a cada UPGN.

Tabela 5-2: Projeção de produção bruta de gás natural nos campos existentes (Milhões m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Atalaia	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6
Cabiúnas	27,5	26,7	26,8	23,8	23,9	24,0	24,1	24,3	24,5	24,7
Cacimbas	10,9	10,0	9,6	9,3	9,1	8,9	8,7	8,6	8,5	8,4
Catu	1,7	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
COMPERJ	-	-	-	6,6	7,2	7,7	8,3	8,8	9,4	9,9
EVF+Candeias	6,3	6,5	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4
Guamaré	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
LUBNOR	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maranhão	4,3	6,1	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Pilar	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
REDUC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RPBC	2,3	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
Sul Capixaba	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Urucu	14,3	13,7	14,2	14,1	14,0	13,9	13,8	13,7	13,7	13,6
UTGCA	25,0	26,3	26,6	24,3	25,0	25,7	26,3	27,0	27,7	28,4
TOTAL	97,0	97,0	99,7	100,4	101,1	101,8	102,7	103,6	104,8	105,9

Fonte: Confecção própria.

Devido à quantidade de itens que foram considerados no cálculo das reservas totais que deram origem à Tabela 5-2 (UPs individuais), optou-se por colocar os resultados das projeções para cada unidade produtiva no Anexo 2. A utilização destas UPs individualizadas foi feita para que se empregasse a maior desagregação possível dos recursos.

5.2.2. Recursos Contingentes

EPE (2015) afirma que, nacionalmente, as produções oriundas de unidades produtivas do tipo recursos contingentes são compostas, principalmente de UPslocalizadas na região do Pré-Sal, principalmente das UPs Libra e Búzios. Deste modo, para este trabalho, os volumes definidos como RC na Tabela 5-1, serão considerados, integralmente, como pertencentes à área do Pré-Sal.

Considerando que não foram localizadas informações adicionais capazes de permitir maior desagregação e que, conforme citado na Subseção 5.1, as UPs do Pré-sal escoariam gás, de forma indistinta através das três Rotas, para asUPGNs de Cabiúnas, Caraguatatuba e a futura unidade do COMPERJ, este tipo de recurso já se encontra com desejado nível de desagregação. Os resultados para a produção dos recursos contingentes são apresentados na Tabela 5-3.

Tabela 5-3: Resultados da projeção bruta dos recursos contingentes (Milhões m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cabiúnas	-	0,006	0,06	0,14	1,01	2,44	4,26	7,05	10,13	12,53
UTGCA	-	0,006	0,06	0,14	1,01	2,44	4,26	7,05	10,13	12,53
COMPERJ	-	-	-	0,14	1,01	2,44	4,26	7,05	10,13	12,53
TOTAL (Libra + Buzios)	-	0,013	0,12	0,42	3,03	7,33	12,77	21,15	30,38	37,57

Fonte: Confecção própria.

5.2.3. Recursos Não Descobertos – Empresas

Para permitir uma estimativa de volumes individualizados dos recursos não descobertos em posse de empresas, foi analisada, neste estudo, a área exploratória do Pré-Sal Legal (PSL).

A área do Pré-Sal Legal se apresenta como uma região do subsolo com limites definidos em Lei[19] por Brasil (2010). Utilizando a definição de Brasil (2010), EPE (2015) define dois tipos de unidades produtivas em função de sua localização em relação à região do Pré-sal Legal: Unidades Produtivas do Pré-Sal Legal (UPs PSL) e Unidades Produtivas Extra Pré-Sal Legal (UPs EPSL).

As unidades produtivas do tipo PSL encontram-se no interior do polígono delimitador da área do Pré-Sal Legal. Estas UPs podem ser ainda divididas em recursos do Pós-Sal (POS - acumulações formadas **após** a deposição da camada de sal que dá nome à região) ou do Pré-Sal Geológico (PSG – acumulações formadas **antes** da deposição da camada de sal que dá nome à região, as quais representam os grandes volumes de descobertas do Pré-Sal).

[19]a área do Pré-Sal Legal é definida através daLei Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010como:"região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei".

Por outro lado, as unidades produtivas do tipo EPSL diferem das anteriores por estarem localizadas externamente à área delimitada pelo polígono delimitador da área do Pré-Sal.

A região do PSL encontra-se representada na Figura 5-7e a projeção de produção bruta para as áreas contratadas (RT, RC e RND-E, excluindo-se o RND-U), em relação à região do Pré-Sal Legal, encontra-se naTabela 5-4.

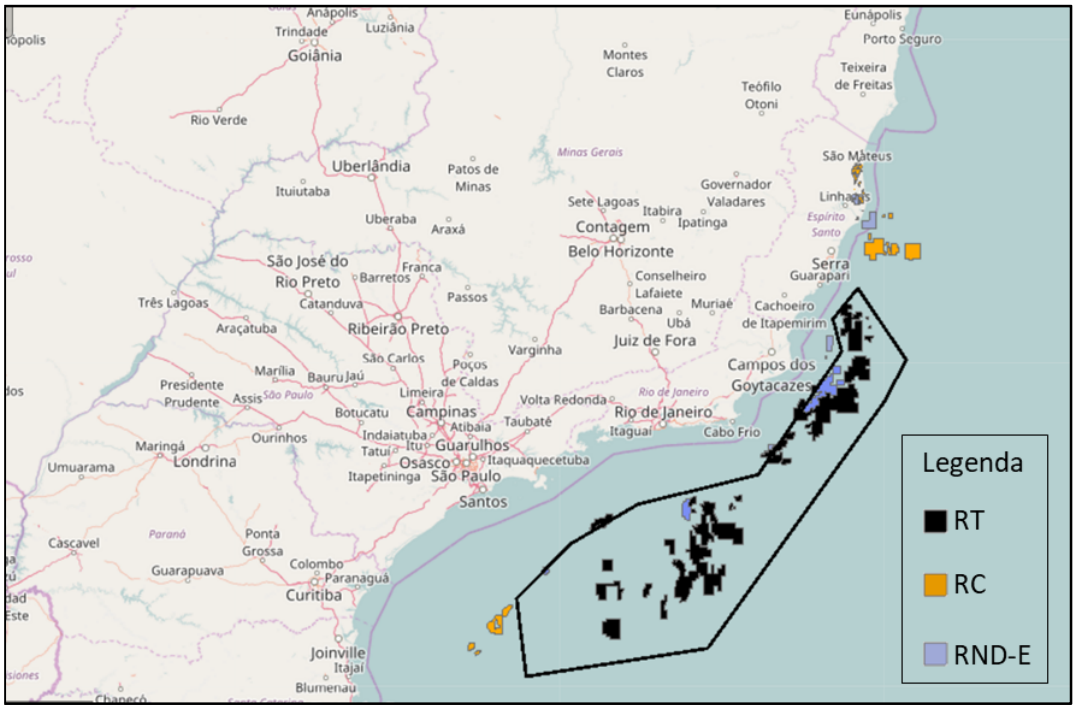

Figura 5-7: Região do Pré-Sal Legal e seu polígono delimitador
Fonte: EPE (2018d)

Tabela 5-4: Produção potencial bruta de gás natural em áreas contratadas, relativas à área do Pré-Sal Legal (Milhões de m^3/dia).

RECURSO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RND-E (EPSL)	0	0	0	0,009	0,2	2,4	2,8	3,2	13,9	17,6
RND-E (PSL)	0	0	0	0	0	0	0,4	0,4	1,9	3,7
RD (EPSL)	42,8	41,7	40,8	36,9	34,8	34,1	32,7	32,0	29,7	25,4
RD (PSL)	42,0	47,8	50,3	65,7	72,3	87,2	95,1	101,0	111,0	118,1
TOTAL	84,9	89,5	91,1	102,6	107,2	123,7	131,0	136,5	156,5	164,9

Fonte: EPE (2015).

Nota: EPSL: Extra Pré-Sal Legal, produções ocorridas fora do Polígono que limita a área definida na Lei 12.351/2010;

PSL: Pré-Sal Legal, produções ocorridas no interior do Polígono que limita a área definida na Lei 12.351/2010.

Em relação somente aos RND-E, a partir da Tabela 5-4pode-se perceber que, aproximadamente 4 MMm^3/d de gás úmido (em 2024) são oriundos do Pré-Sal Legal (RND-E PSL) estando, esta produção, desagregada em nível suficiente para realização do estudo de caso (o gás será escoado, totalmente em direção às UPGNs Cabiúnas, COMPERJ e Caraguatatuba, conforme será descrito posteriormente na Subseção5.4). Este volume, então, encontra-se distribuído entre as UPGNs das 3 Rotas e é apresentado na Tabela 5-5.

Tabela 5-5: Volumes RND-E na região do Pré-Sal Legal (Milhões m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cabiúnas	0	0	0	0	0	0	0,12	0,12	0,64	1,24
UTGCA	0	0	0	0	0	0	0,12	0,12	0,64	1,24
COMPERJ	0	0	0	0	0	0	0,12	0,12	0,64	1,24
TOTAL RND-E (PSL)	0	0	0	0	0	0	0,35	0,35	1,92	3,73

Fonte: Confecção própria a partir de EPE (2015).

Por outro lado, os volumes projetados de recursos RND-E oriundos de áreas fora do Polígono do Pré-Sal Legal (RND-E EPSL) tiveram de ser distribuídos entre as regiões com UPsdeste tipo.

Para a realização da estimativa de volumes RND-E Extra Pré-Sal, foram feitas considerações que permitissem calcular o volume deste tipo de recurso nas áreas fora da região do Pré-sal. Utilizando a Figura 5-8 obtida de EPE (2015) foram extraídas informações relativas à oferta total de gás natural na Região Norte uma vez que esta região apresenta elevada participação de recursos RND-E em seu mercado e encontrar-se totalmente fora da região do Pré-Sal, ou seja, todos os recursos RND-E da Região Norte são RND-E EPSL. Estas informações foram utilizadas para permitir uma estimativa dos volumes RND-E EPSL para esta região e, por diferença, as produções estimadas para as demais. Os valores obtidos encontram-se na Tabela 5-6.

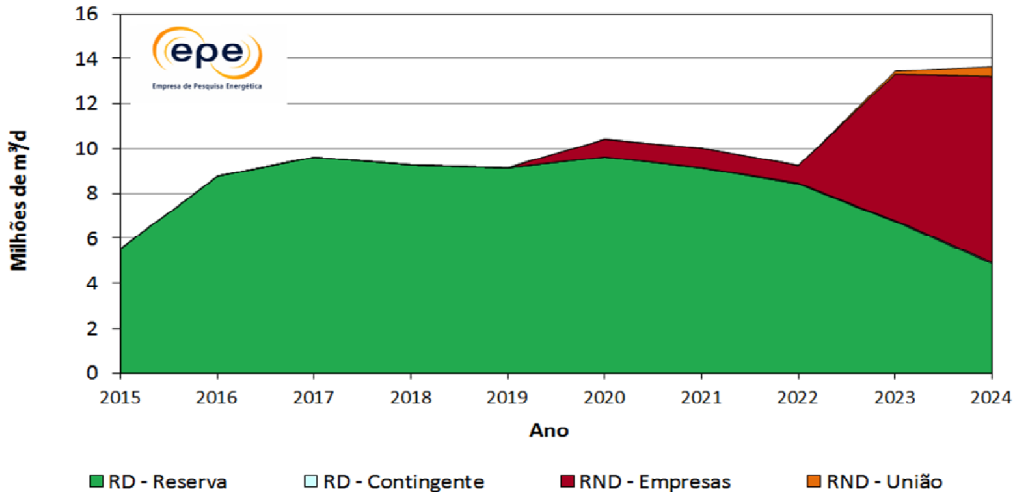

Figura 5-8: Projeção de volumes de gás natural nacional processados na Região Norte
Fonte: EPE (2015).

Tabela 5-6: Projeção de oferta de gás natural na Região Norte (Milhões m^3/dia)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RND-E	0	0	0	0	0	0,8	0,9	0,75	6,5	8,0

Fonte: EPE (2015)

Uma vez que as informações da Tabela 5-4referem-se a volumes de gás não processado bruto (o que inclui os volumes produzidos mas queimados por questões operacionais, consumidos para geração energética ou injetados de volta ao reservatório) e as da Tabela 5-6 referem-se a volume de gás ex-UPGN (processado), foi necessário compatibilizar os tipos de produto a serem comparados. De forma a ilustrar as etapas que representam a passagem de volumes de gás não processado bruto para oferta de gás processado é apresentada aFigura 5-9.

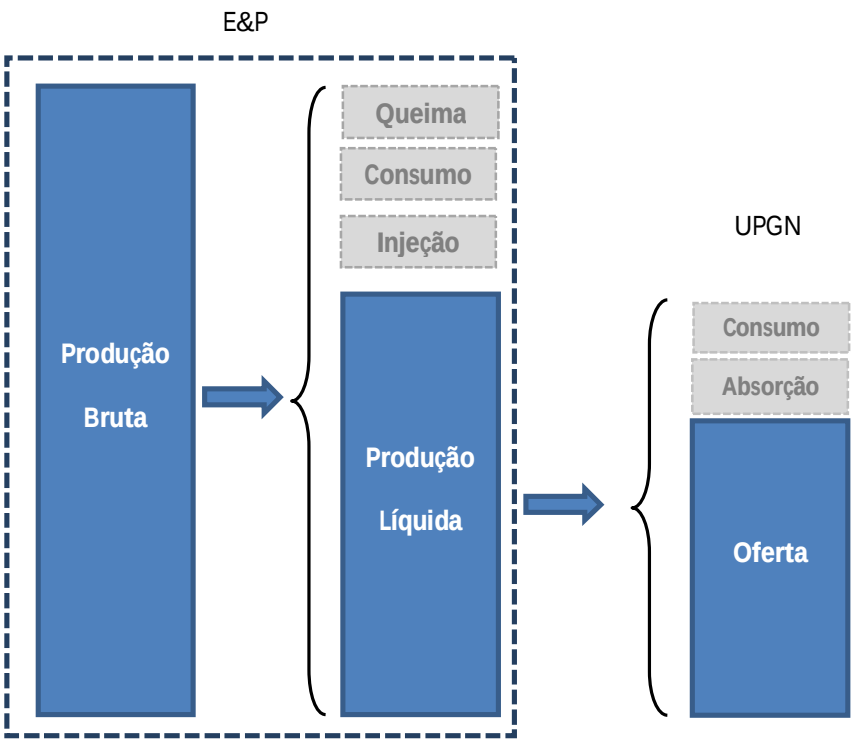

Figura 5-9: Representação do processo de oferta de gás natural ao mercado a partir da produção bruta.
Fonte: Confecção própria

Deste modo, fez-se necessário, a partir dos volumes apresentados na Tabela 5-6, determinar o volume de produção líquida de gás RND-E EPSL produzido na região Norte, através da incorporação das parcelas[20] "Consumo" e "Absorção" da UPGN e posterior obtenção dos volumes de produção bruta pela soma das parcelas "Queima", "Consumo" e "Injeção no reservatório" para que assim fosse possível comparação entre os volumes apresentados naTabela 5-4.

Para o cálculo do volume na entrada da UPGN de Urucu (que equivale à Produção Líquida apresentada na Figura 5-9), fez-se necessário empregar um índice que representasse o processamento desta UPGN, isto é, que representasse o consumo e a absorção na UPGN, conforme apresentado naFigura 5-9. Este índice foi calculado a partir do histórico de processamento desta unidade, obtido através dos Anuários Estatísticos da ANP (ANP, 2008b; ANP, 2009; ANP, 2010b; ANP, 2011; ANP, 2012a; ANP, 2013; ANP, 2014;

[20] a parcela "Consumo" na UPGN refere-se ao uso do gás para fins energéticos na unidade de processamento. Já a parcela "Absorção" refere-se à redução do volume de gás natural que chega ao mercado, em relação ao gás que entrou na UPGN, devido à retirada do GLP, etano petroquímico, propano petroquímico e C_{5+}.

ANP, 2015; ANP, 2016a; ANP, 2017b). O Índice Histórico de Processamento foi calculado através da Equação 5.1 enquanto os dados utilizados neste cálculo, os índices calculados em cada ano, assim como uma média dos índices (e que foi empregada neste estudo) encontram-se na Tabela 5-7.

$$\text{Índice Histórico de Processamento} = \frac{\text{Gás Natural Processado (Volume)}}{\text{Gás Natural Seco (Volume)}} \quad (5.1)$$

Tabela 5-7: Volume de gás úmido processado, gás seco produzido e índices históricos de processamento para UPGN de Urucu no período de 2007 a 2016.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GNU (MMm^3/d)	3,2	3,4	3,6	3,7	3,5	3,8	3,8	3,6	4,0	4,6
GNS (MMm^3/d)	2,9	3,1	3,3	3,4	3,3	3,6	3,6	3,4	3,7	4,2
Índice	0,920	0,923	0,927	0,930	0,932	0,929	0,929	0,919	0,925	0,933
Médio	**0,927**									

Fonte: Confecção própria a partir de ANP (2008b), ANP (2009), ANP (2010b), ANP (2011), ANP (2012a), ANP (2013), ANP (2014a), ANP (2015), ANP (2016a), ANP (2017b).
Nota 1: GNU: gás natural úmido; GNS: gás natural seco; MMm^3/d: Milhões de m^3 por dia
Nota 2: Condições ANP de temperatura e pressão (20 ºC e 1 atm).

Utilizando o índice apresentado na Tabela 5-7 e o volume de gás natural seco apresentado na Tabela 5-6 foi calculado, a partir da Equação 5.1, o volume degás que seria enviado para processamento na UPGN de Urucu, durante o horizonte de 2015 a 2024. Os resultados podem ser observados na Tabela 5-8.

Tabela 5-8: Volume de gás natural úmido processado na Região Norte (Milhões m^3/dia).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RND-E	0	0	0	0	0	0,9	1,0	0,80	7,0	8,6

Fonte: Confecção própria

Na sequência, a Produção Bruta na região Norte foi determinada a partir do acréscimo das parcelas de queima, consumo e injeção no reservatório as quais ocorrem durante as atividades de E&P. Para isso, foram estimados, a partir das informações históricas divulgadas nos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, ANP (2018c), índices relativos a estas parcelas de indisponibilização.

Cabe destacar que, diferentemente das demais bacias que injetam gás úmido, na região da Bacia do Solimões (onde se localiza a UPGN de Urucu) há injeção de volumes de gás já processado, não sendo possível uma estimativa mais

acurada dos percentuais de queima, consumo próprio e injeção no reservatório. Esta injeção de volta ao reservatório ocorre devido à existência de mercado consumidor insuficiente para tais volumes de gás natural, ao gás ser associado ao petróleo, o que exige sua produção para permitir a extração do óleo (BISPO, 2011) e ao interesse nos demais produtos que podem ser obtidos após o processamento.

Tanto os índices anuais utilizados quanto o valor médio (que foi empregado neste estudo) encontram-se na Tabela 5-9.

Tabela 5-9: Percentuais médios de queima, consumo e injeção de gás natural para o Brasil.

Índice	2011	2012	2013	2014	2015	Médio
Injeção	16,6%	22,6%	13,7%	18,0%	25,2%	19,22%
Consumo	15,3%	14,8%	13,6%	12,7%	12,3%	13,74%
Queima	7,4%	5,6%	4,6%	5,1%	4,0%	5,34%
Disponível	60,8%	65,9%	68,0%	64,2%	58,5%	63,48%

Fonte: ANP (2012a); ANP (2013), ANP (2014a), ANP (2015), ANP (2016a).

Finalmente, a produção bruta da região Norte foi calculada empregando a Equação 5.2 que representa a relação entre este volume, os índices de queima,consumo e injeção e o volume enviado para a UPGN (Produção Líquida), obtendo-se, como resultados, os valores tabulados na Tabela 5-10

$$Produção\ Bruta = \frac{Produção\ Líquida\ (Volume)}{\%\ Queima + \%\ Consumo + \%\ Injeção} \qquad (5.2)$$

Tabela 5-10: Estimativa de produção bruta de gás natural na Região Norte (Milhões m^3/dia).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RND-E	0	0	0	0	0	1,4	1,6	1,3	11,0	13,5
Urucu	0	0	0	0	0	1,4	1,6	1,3	11,0	13,5

Fonte: Confecção própria

Após determinado o volume de produção bruta na região Norte (que representa considerável parte do RND-E EPSL do Brasil), para calcular os volumes nas demais regiões, subtraíram-se as projeções relativas à UPGN de Urucu (Tabela 5-10), do volume RND-E EPSL do Brasil (Tabela 5-4). Este volume foi distribuído entre as UPGNs da região Nordeste e Sudeste de forma proporcional às suas capacidades de processamento, que se encontram na Tabela 5-11.

Tabela 5-11: Capacidade das UPGNs das regiões Sudeste, Nordeste e Norte do Brasil (Milhões m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Sudeste	61,5	66,9	66,9	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9
Cacimbas	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
SulCapixaba	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
REDUC	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Cabiúnas	16,2	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
RPBC	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
UTGCA	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
COMPERJ*	0,0	0,0	0,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Total Nordeste	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65	21,65
Lubnor	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Guamaré	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Pilar	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Atalaia	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Candeias	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Catu	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
EVF	6,0	6,0	6,0	6,0	6,00	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Total Norte	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Urucu	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2

Fonte: Anuário ANP 2015

Nota: Considerou-se a data de entrada e capacidade conforme anunciado em EPE (2015).

Os volumes distribuídos entre as UPGNs do Sudeste e Nordeste, além do volume destinado à Urucu se encontram naTabela 5-12.

Tabela 5-12: Volume das UPs RND-E (EPSL) distribuído por UPGN (Mil m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cacimbas	-	-	-	2,8	56	315	368	580	861	1.266
Cabiúnas	-	-	-	3,7	75	426	497	783	1.163	1.709
LUBNOR	-	-	-	0,03	0,5	3,0	3,4	5,4	8,1	11,8
Guamaré	-	-	-	0,4	8,5	48	56	88	131	193
Pilar	-	-	-	0,1	2,7	15	18	28	41	61
Atalaia	-	-	-	0,2	4,5	25	29	47	69	101
Santiago	-	-	-	0,1	2,8	16	19	29	44	64
EVF+Candeias	-	-	-	0,6	13	75	88	138	205	301
Urucu	-	-	-	-	-	1.400	1.600	1.300	11.100	13.500
TOTAL	-	-	-	5,13	163	2.323	2.678	2.998	13.622	17.207

Fonte: Confecção própria

De posse dos volumes estimados, apresentados na Tabela 5-5 e na Tabela 5-12, foi confeccionada a Tabela 5-13, responsável por consolidar, para cada UPGN, os volumes oriundos de recursos RND-E.

Tabela 5-13: Distribuição dos volumes RND-E pelas UPGNs (Mil m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cacimbas	-	-	-	3	56	316	368	580	861	1266
Cabiúnas	-	-	-	4	76	426	614	900	1802	2952
COMPERJ	-	-	-	-	-	-	117	117	639	1243
UTGCA	-	-	-	-	-	-	117	117	639	1243
LUBNOR	-	-	-	0	1	3	4	5	8	12
Guamaré	-	-	-	0,4	9	48	56	88	131	193
Pilar	-	-	-	0,1	3	15	18	28	41	61
Atalaia	-	-	-	0,2	5	25	30	47	69	102
Santiago	-	-	-	0,1	3	16	19	30	44	64
EVF+Candeias	-	-	-	1	14	75	88	138	205	301
Urucu	-	-	-	-	-	1.400	1.600	1.300	11.100	13.500
TOTAL	-	-	-	8	164	2.324	3.030	3.350	15.539	20.936

Fonte: Confecção própria

5.2.4. Recursos Não Descobertos - União

Os volumes oriundos de UPs do tipo RND-U foram distribuídos proporcionalmente entre as UPGNs das regiões Norte, Sudeste e Nordeste devido aos menores volumes projetados para estas UPs em comparação aos demais tipos de recursos, o que geraria menores impactos na projeção; ausência de informações mais detalhadas em EPE (2015) que permitam a individualização da produção e; à extensão das áreas que impedem a determinação mais precisa de um local de possível exploração. Este cálculo foi realizado utilizando, novamente, as informações volumétricas de produção bruta apresentadas na Tabela 5-1e as capacidades de processamento das UPGNs, apresentadas na Tabela 5-11. Os resultados encontram-se na Tabela 5-14.

Tabela 5-14: Distribuição dos volumes RND-U por região do Brasil, proporcional à capacidade de processamento (Mil m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cacimbas	-	-	-	-	9	55	109	275	448	893
Sul Capixaba	-	-	-	-	1	9	17	43	70	139
REDUC	-	-	-	-	3	15	31	77	126	251
Cabiúnas	-	-	-	-	13	74	147	371	605	1.205
RPBC	-	-	-	-	1	8	16	40	64	128
Caraguatatuba	-	-	-	-	12	68	136	344	560	1.116
COMPERJ*	-	-	-	-	12	72	143	361	588	1.172

LUBNOR	-	-	-	-	0	1	2	6	10	20
Guamare	-	-	-	-	3	19	39	98	160	318
Pilar	-	-	-	-	1	6	12	31	50	100
Atalaia	-	-	-	-	2	10	20	52	84	167
Candeias+EVF	-	-	-	-	5	30	60	153	249	497
Santiago	-	-	-	-	1	6	13	33	53	106
Urucu					7	42	83	210	341	681
TOTAL	-	-	-	-	72	416	827	2.093	3.408	6.793

Fonte: Confecção própria

5.2.5. Recursos Não Convencionais (RNC)

Os recursos não convencionais (RNC), embora com potencial de produção, não serão considerados neste estudo devido às incertezas, riscos e desafios que ainda devem ser superados para permitir a exploração destas unidades produtivas (EPE, 2015).

5.3. DETERMINAÇÃO DAS PRODUÇÕES LÍQUIDAS DE GÁS NATURAL

Após a definição dos volumes de produção bruta de gás natural em cada tipo de recurso, surge a necessidade de determinação dos volumes que seriam efetivamente enviados para algum dos empreendimentos considerados no estudo.

A produção que é enviada para processamento ou consumo na usina termelétrica, conforme anteriormente explicado, é denominada de produção líquida, a qual é obtida, a partir da produção bruta, através do retirada das parcelas de queima, consumo e injeção ocorridas durante as atividades de E&P. A Equação 5.3apresenta a forma de obtenção deste volume.

$$V_{liq} = V_{brut} * (1 - C - Q - I) \qquad (5.3)$$

onde:
V_{liq}: volume de produção líquida de gás natural (já descontadas parcelas de queima, consumo e injeção)
V_{brut}: volume de produção bruta de gás natural (sem descontar as parcelas de queima, consumo e injeção)

C: percentual de gás consumido, em relação ao produzido, durante as atividades de E&P.
Q: percentual de gás queimado por questões operacionais e de segurança, em relação ao produzido, durante as atividades de E&P.
I: percentual de gás injetado, em relação ao produzido, durante as atividades de E&P.

Para que se definisse o volume efetivamente enviado para os projetos em análise foram descontadas as referidas parcelas que não chegam ao mercado. Utilizaram-se, então, duas considerações para obtenção dos dados de produção líquida a partir das informações apresentadas por EPE (2015):

Para as projeções da parcela Reservas Totais somente foram descontadas a queima e o consumo do gás bruto produzido. Isto foi feito pois os volumes históricos informados por ANP (2018) e utilizados para essa projeção referem-se às parcelas da produção obrigadas a pagar royalties, ou seja, os volumes disponibilizados ao mercado ou os que não puderam ser disponibilizados devido à gestão do recurso, por parte do operador (queima e consumo). A parcela de injeção, por outro lado, por retornar ao reservatório e poder ser futuramente produzida, é isenta de pagamento (BRASIL, 1998). Das projeções de Recursos Contingentes, Recursos Não Descobertos – Empresas e Recursos Não Descobertos – União, serão descontados os volumes de injeção, queima e consumo, uma vez que as projeções de EPE (2015) consideram-nas na projeção de produção bruta, devendo ser removidas para obtenção da produção líquida.

Os percentuais relativos às parcelas de indisponibilidade consideradas (queima, consumo e injeção de volta ao reservatório) foram obtidas, conforme citado na Subseção5.2.3, nos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP (ANP, 2018c).

Os resultados de produção líquida,para cada UPGN, obtidos devido ao desconto das parcelas tornadas indisponíveis encontram-se na Tabela 5-15.

Tabela 5-15: Resultados da produção líquida de gás natural (Milhões m^3/dia).

UPGN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Atalaia	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Cabiúnas	15,8	15,0	15,0	13,6	14,0	14,8	15,6	17,1	19,0	20,9
Cacimbas	7,5	6,7	6,4	6,1	6,0	6,1	6,1	6,2	6,5	7,0
Candeias	0,0	0,0	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,6
Catu	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7

COMPERJ	0,0	0,0	0,0	2,8	3,5	4,3	5,4	6,9	8,8	10,6
EVF	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Guamaré	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
LUBNOR	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Maranhão	4,3	6,0	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Pilar	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
REDUC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
RPBC	1,0	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Sul Capixaba	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Urucu	5,5	5,3	5,5	5,4	5,4	6,3	6,4	6,3	12,5	14,3
UTGCA	10,5	11,1	11,2	10,3	10,9	11,9	13,0	14,6	16,5	18,3
Total	**54,2**	**54,3**	**56,8**	**56,9**	**58,3**	**61,9**	**65,1**	**69,8**	**82,4**	**90,9**

Fonte: Confecção própria.

5.4. DETERMINAÇÃO DAS COMPOSIÇÕES DAS CORRENTES DE GÁS NATURAL

De posse das correntes de entrada definidas na Subseção 5.1, foi realizada a determinação das composições das cargas a serem processadas em cada UPGN ou consumida em cada UTE.

Para este cálculo, foram utilizadas informações diversas, com diferentes níveis de certeza, o que exigiu a criação de critérios de priorização destas fontes. Como informações prioritárias foram utilizadas as composições das UPs definidas por ANP (2018b), quando disponíveis. Em um grau seguinte de prioridade, para as UPssem composição publicada em ANP (2018b), utilizaram-semédias das composições das unidades produtivas próximas. E, como última prioridade, para as demais unidades produtivas,adotaram-se as composições médias brasileiras,conforme as classificações apresentadas por EPE (201

4a) (associado ou não-associado, pré-sal ou não pré-sal, *onshore* ou *offshore*).

Deve-se destacar que as informações publicadas pela ANP, relativas à composição dos gases, apenas apresentam valores relativos a hidrocarbonetos, não totalizando uma composição volumétrica de 100%. Devido a isso, considerou-se que o restante dos componentes seriam outros compostos não-hidrocarbonetos (H_2S, CO_2, H_2O, N_2, etc).

Para as unidades produtivas que não possuem composição publicada em ANP (2018b) utilizou-se o Webmaps da EPE (EPE, 2018d) para conhecer as UP próximas e adotar a premissa necessária (composição do entorno ou composição média brasileira em relação ao tipo de UP).

As composições publicadas por ANP (2018b) e que foram utilizadas neste estudo para caracterização das UPs (composições específicas, composições de UPs vizinhas, valor médio por tipo de recurso) se encontram no Anexo 3.Já as médias de composição para diferentes ambientes exploratórios, obtidas a partir de EPE (2014a), encontra-se na Tabela 5-16.

Tabela 5-16: Média de composição por ambiente exploratório e tipo de recurso.

Ambiente Exploratório e Tipo de Recurso	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	Outros
MÉDIA ASSOCIADO (TERRA E MAR)	0,77	0,09	0,05	0,03	0,02	0,04
MÉDIA NÃO ASSOCIADO (TERRA E MAR)	0,86	0,07	0,03	0,01	0,01	0,02
MÉDIA PRÉ-SAL	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12

Fonte: Confecção própria a partir de EPE (2014a)

Nota: C_1: Metano; C_2: Etano; C_3: Propano; C_4: Butanos; C_{5+}: pentanos e mais pesados; Outros: H_2S, CO_2, H_2O, N_2, etc

Utilizando estas informações, pôde-se calcular a composição das correntes definidas na Subseção 5.1, direcionadas a uma dada UPGN, através da soma dos volumes de cada unidade produtiva e multiplicação das suas respectivas composições. Cabe destacar que no caso de agrupamentos de UPs (conforme tratado nos casos de RC, RND-E e RND-U, nos quais não foi possível a definição de volumes de produção para cada UP) considerou-se o critério da composição aproximada (última prioridade considerada dentre os critérios de composição) apresentada nesta seção. A Figura 5-10 representa o processo de determinação das composições das correntes definidas na seção anterior.

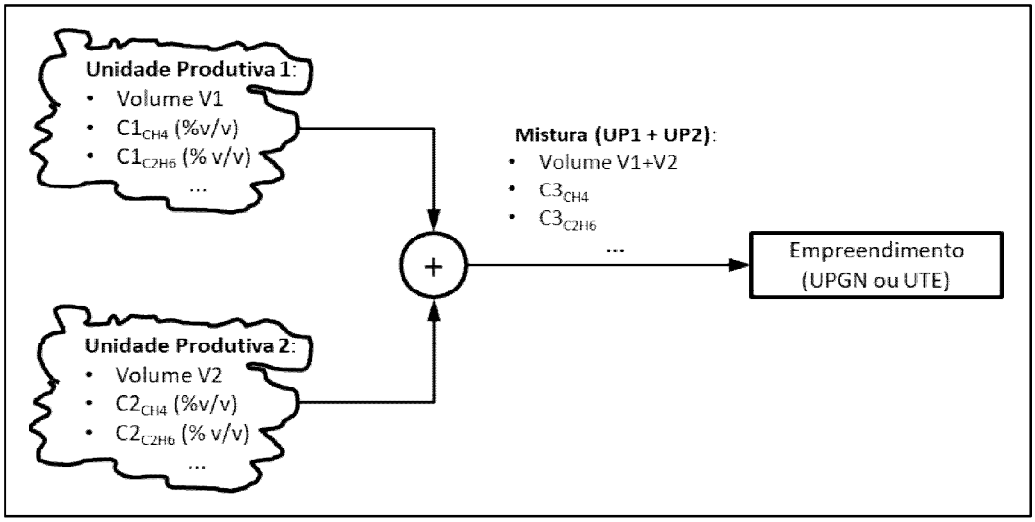

Figura 5-10: Determinação das composições das correntes de entrada nas UPGNs.
Fonte: Confecção própria.

Como resultado desta seção, a Tabela 5-17apresenta a composição do gás natural em cada ponto de aproveitamento de gás natural (UTE ou UPGN).

Tabela 5-17: Composição do gás natural na entrada das UPGNs.

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Atalaia	C_1	0,78048	0,77745	0,77936	0,77890	0,77852	0,77854	0,77833	0,77873	0,77928	0,78088
	C_2	0,09479	0,09481	0,09511	0,09531	0,09547	0,09545	0,09552	0,09532	0,09506	0,09434
	C_3	0,04477	0,04656	0,04583	0,04611	0,04637	0,04656	0,04679	0,04689	0,04697	0,04682
	C_4	0,02550	0,02680	0,02619	0,02640	0,02661	0,02674	0,02691	0,02697	0,02699	0,02679
	C_{5+}	0,01492	0,01533	0,01508	0,01515	0,01521	0,01526	0,01532	0,01538	0,01542	0,01546
	Outros	0,03953	0,03905	0,03843	0,03813	0,03783	0,03745	0,03713	0,03671	0,03629	0,03571
Cabiúnas	C_1	0,75660	0,75101	0,74877	0,75139	0,74748	0,74327	0,73748	0,73164	0,72549	0,72248
	C_2	0,09270	0,09412	0,09370	0,09279	0,09376	0,09471	0,09590	0,09702	0,09814	0,09867
	C_3	0,06560	0,06626	0,06624	0,06587	0,06639	0,06673	0,06749	0,06808	0,06870	0,06872
	C_4	0,03409	0,03431	0,03483	0,03495	0,03483	0,03445	0,03419	0,03371	0,03320	0,03265
	C_{5+}	0,02894	0,02852	0,02979	0,03104	0,03019	0,02887	0,02758	0,02596	0,02427	0,02294
	Outros	0,02207	0,02579	0,02666	0,02397	0,02735	0,03197	0,03734	0,04358	0,05021	0,05454
Cacimbas	C_1	0,84061	0,83815	0,83396	0,83192	0,83015	0,82827	0,82708	0,82576	0,82458	0,82329
	C_2	0,05856	0,05924	0,06091	0,06166	0,06241	0,06357	0,06415	0,06514	0,06615	0,06753
	C_3	0,03125	0,03112	0,03209	0,03247	0,03282	0,03333	0,03358	0,03399	0,03440	0,03496
	C_4	0,02015	0,02018	0,02066	0,02092	0,02111	0,02121	0,02130	0,02132	0,02131	0,02123
	C_{5+}	0,02415	0,02579	0,02628	0,02684	0,02721	0,02708	0,02721	0,02689	0,02643	0,02555
	Outros	0,02528	0,02551	0,02609	0,02618	0,02631	0,02654	0,02667	0,02690	0,02713	0,02744
Candeias	C_1	-	0,88113	0,88222	0,88234	0,88235	0,88194	0,88180	0,88107	0,88028	0,87857
	C_2	-	0,04184	0,04080	0,04067	0,04061	0,04081	0,04084	0,04123	0,04166	0,04263
	C_3	-	0,00967	0,00906	0,00897	0,00894	0,00910	0,00915	0,00946	0,00981	0,01059
	C_4	-	0,00505	0,00473	0,00468	0,00467	0,00475	0,00477	0,00493	0,00510	0,00549
	C_{5+}	-	0,00452	0,00431	0,00429	0,00429	0,00436	0,00438	0,00450	0,00463	0,00490
	Outros	-	0,05780	0,05889	0,05905	0,05914	0,05904	0,05906	0,05881	0,05852	0,05783

Continuação da Tabela 5-17.

Catu	C_1	0,78910	0,79021	0,79314	0,79320	0,79338	0,79388	0,79431	0,79517	0,79617	0,79780
	C_2	0,09603	0,09614	0,09567	0,09562	0,09550	0,09516	0,09490	0,09433	0,09368	0,09257
	C_3	0,04623	0,04547	0,04412	0,04401	0,04386	0,04366	0,04347	0,04320	0,04292	0,04255
	C_4	0,02592	0,02556	0,02466	0,02459	0,02451	0,02436	0,02423	0,02402	0,02378	0,02342
	C_{5+}	0,01850	0,01790	0,01748	0,01732	0,01714	0,01694	0,01675	0,01653	0,01631	0,01607
	Outros	0,02422	0,02472	0,02493	0,02526	0,02561	0,02600	0,02635	0,02675	0,02714	0,02759
COMPERJ	C_1	-	-	-	0,70078	0,69635	0,69142	0,68667	0,68296	0,67927	0,67941
	C_2	-	-	-	0,11049	0,11047	0,11030	0,11015	0,10978	0,10955	0,10898
	C_3	-	-	-	0,07333	0,07369	0,07412	0,07461	0,07488	0,07527	0,07492
	C_4	-	-	-	0,03414	0,03360	0,03299	0,03246	0,03190	0,03146	0,03105
	C_{5+}	-	-	-	0,01302	0,01264	0,01226	0,01192	0,01164	0,01140	0,01132
	Outros	-	-	-	0,06824	0,07324	0,07892	0,08419	0,08883	0,09305	0,09432
EVF	C_1	0,88163	0,88113	0,88222	0,88234	0,88235	0,88194	0,88180	0,88107	0,88028	0,87857
	C_2	0,04119	0,04184	0,04080	0,04067	0,04061	0,04081	0,04084	0,04123	0,04166	0,04263
	C_3	0,00941	0,00967	0,00906	0,00897	0,00894	0,00910	0,00915	0,00946	0,00981	0,01059
	C_4	0,00481	0,00505	0,00473	0,00468	0,00467	0,00475	0,00477	0,00493	0,00510	0,00549
	C_{5+}	0,00423	0,00452	0,00431	0,00429	0,00429	0,00436	0,00438	0,00450	0,00463	0,00490
	Outros	0,05872	0,05780	0,05889	0,05905	0,05914	0,05904	0,05906	0,05881	0,05852	0,05783
Guamaré	C_1	0,78070	0,77758	0,77181	0,77197	0,77271	0,77565	0,77721	0,78133	0,78524	0,79112
	C_2	0,09218	0,09243	0,09461	0,09420	0,09367	0,09250	0,09184	0,09044	0,08916	0,08732
	C_3	0,05311	0,05550	0,05857	0,05884	0,05882	0,05776	0,05727	0,05557	0,05390	0,05125
	C_4	0,02650	0,02776	0,02918	0,02932	0,02930	0,02876	0,02849	0,02762	0,02676	0,02544
	C_{5+}	0,01924	0,01908	0,01925	0,01910	0,01890	0,01850	0,01825	0,01780	0,01739	0,01685
	Outros	0,02828	0,02764	0,02658	0,02657	0,02661	0,02683	0,02693	0,02725	0,02756	0,02802

Continuação da Tabela 5-17

LUBNOR	C_1	0,78886	0,78886	0,78886	0,78887	0,78913	0,79040	0,79123	0,79358	0,79589	0,79970
	C_2	0,06677	0,06677	0,06677	0,06677	0,06691	0,06755	0,06797	0,06916	0,07033	0,07226
	C_3	0,06230	0,06230	0,06230	0,06229	0,06207	0,06099	0,06028	0,05828	0,05630	0,05305
	C_4	0,03297	0,03297	0,03297	0,03297	0,03284	0,03221	0,03180	0,03063	0,02948	0,02759
	C_{5+}	0,02411	0,02411	0,02411	0,02411	0,02402	0,02357	0,02328	0,02247	0,02166	0,02033
	Outros	0,02499	0,02499	0,02499	0,02499	0,02504	0,02529	0,02544	0,02589	0,02634	0,02707
Maranhão	C_1	0,91302	0,90519	0,90498	0,90498	0,90498	0,90498	0,90498	0,90498	0,90498	0,90498
	C_2	0,03749	0,04143	0,04139	0,04139	0,04139	0,04139	0,04139	0,04139	0,04139	0,04139
	C_3	0,00631	0,00841	0,00856	0,00856	0,00856	0,00856	0,00856	0,00856	0,00856	0,00856
	C_4	0,00201	0,00285	0,00292	0,00292	0,00292	0,00292	0,00292	0,00292	0,00292	0,00292
	C_{5+}	0,00154	0,00159	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161
	Outros	0,03962	0,04053	0,04052	0,04052	0,04052	0,04052	0,04052	0,04052	0,04052	0,04052
Pilar	C_1	0,79079	0,80461	0,80371	0,80349	0,80342	0,80365	0,80383	0,80437	0,80499	0,80603
	C_2	0,07939	0,07657	0,07699	0,07728	0,07756	0,07787	0,07814	0,07845	0,07873	0,07903
	C_3	0,04961	0,04522	0,04544	0,04545	0,04540	0,04523	0,04508	0,04478	0,04445	0,04395
	C_4	0,02926	0,02615	0,02621	0,02614	0,02602	0,02577	0,02556	0,02520	0,02481	0,02424
	C_{5+}	0,01758	0,01599	0,01594	0,01585	0,01575	0,01562	0,01550	0,01536	0,01523	0,01509
	Outros	0,03337	0,03146	0,03171	0,03179	0,03184	0,03186	0,03188	0,03184	0,03179	0,03166
REDUC	C_1	0	0	0	0	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815
	C_2	0	0	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	C_3	0	0	0	0	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	C_4	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	C_{5+}	0	0	0	0	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
	Outros	0	0	0	0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Continuação da Tabela 5-17

RPBC	C_1	0,84023	0,83751	0,83421	0,83136	0,82826	0,82489	0,82133	0,81757	0,81381	0,81030
	C_2	0,06191	0,06199	0,06208	0,06216	0,06227	0,06246	0,06269	0,06321	0,06379	0,06504
	C_3	0,03903	0,04046	0,04219	0,04368	0,04529	0,04699	0,04877	0,05045	0,05208	0,05312
	C_4	0,02056	0,02166	0,02300	0,02415	0,02540	0,02670	0,02806	0,02933	0,03056	0,03127
	C_{5+}	0,02390	0,02392	0,02394	0,02396	0,02396	0,02394	0,02389	0,02369	0,02347	0,02289
	Outros	0,01436	0,01446	0,01459	0,01469	0,01482	0,01502	0,01526	0,01575	0,01629	0,01739
Sul Capixaba	C_1	0,65887	0,65887	0,65887	0,65887	0,66030	0,66676	0,67381	0,69186	0,70629	0,73148
	C_2	0,18394	0,18394	0,18394	0,18394	0,18299	0,17869	0,17399	0,16198	0,15237	0,13560
	C_3	0,05989	0,05989	0,05989	0,05989	0,05971	0,05888	0,05799	0,05569	0,05385	0,05064
	C_4	0,02818	0,02818	0,02818	0,02818	0,02811	0,02777	0,02740	0,02645	0,02570	0,02438
	C_{5+}	0,04134	0,04134	0,04134	0,04134	0,04110	0,04001	0,03882	0,03577	0,03334	0,02909
	Outros	0,02778	0,02778	0,02778	0,02778	0,02780	0,02789	0,02799	0,02825	0,02845	0,02881
Urucu	C_1	0,68917	0,69072	0,69001	0,68998	0,69007	0,69184	0,69252	0,69395	0,69753	0,69960
	C_2	0,11074	0,11059	0,11063	0,11062	0,11059	0,11050	0,11037	0,10995	0,11012	0,10971
	C_3	0,03307	0,03297	0,03300	0,03302	0,03305	0,03303	0,03307	0,03319	0,03295	0,03303
	C_4	0,01340	0,01337	0,01337	0,01338	0,01339	0,01345	0,01349	0,01358	0,01364	0,01374
	C_{5+}	0,00629	0,00629	0,00628	0,00629	0,00630	0,00636	0,00640	0,00652	0,00657	0,00670
	Outros	0,14734	0,14605	0,14671	0,14671	0,14660	0,14482	0,14416	0,14281	0,13919	0,13723
UTGCA	C_1	0,87172	0,86007	0,85632	0,87189	0,86126	0,84775	0,83303	0,81655	0,79963	0,78828
	C_2	0,05661	0,05905	0,06027	0,05532	0,05830	0,06195	0,06584	0,07013	0,07445	0,07745
	C_3	0,02965	0,03193	0,03261	0,02844	0,03098	0,03417	0,03763	0,04148	0,04542	0,04806
	C_4	0,01382	0,01489	0,01525	0,01330	0,01426	0,01541	0,01662	0,01794	0,01927	0,02019
	C_{5+}	0,00755	0,00809	0,00818	0,00765	0,00781	0,00801	0,00822	0,00845	0,00868	0,00888
	Outros	0,02065	0,02597	0,02736	0,02340	0,02739	0,03271	0,03866	0,04544	0,05255	0,05713

Fonte: Confecção própria a partir de EPE (2014a)

Nota: C_1: Metano; C_2: Etano; C_3: Propano; C_4: Butanos; C_{5+}: pentanos e mais pesados; Outros: H_2S, CO_2, H_2O, N_2, etc

5.5. VOLUMES DISPONÍVEIS PARA O ESTUDO DE CASO

De posse dos resultados apresentados nas subseções 5.1 a 5.4 foi possível determinar o volume e as composições do gás natural que seria produzido e enviado a cada ponto de aproveitamento de gás (polo de processamento ou unidade termelétrica). Assim sendo, estas informações foram utilizadas para se definir onde seriam instalados os empreendimentos ótimos para este estudo de caso, através do cálculo do volume excedente do gás, em relação à infraestrutura de processamento da região de produção.

O volume de gás natural projetado e distribuído, conforme as subseções5.1 a 5.4, foi comparado com as capacidades de processamento ou de consumo (atualmente instaladas ou já em construção) de cada uma das regiões apresentadas naSubseção5.2.3. Os clusters nos quais foram observados excedentes de gás natural, em relação às capacidades de processamento instaladas, foram considerados como aqueles em que há necessidade de um projeto para aproveitamento do gás natural, através da instalação de uma UPGN ou de uma UTE, cujas capacidades equivalessem ao excedente de gás.

Para esta definição, os volumes projetados na Subseção 5.3foram comparados às capacidades de processamento ou consumo de cada *cluster*. Os resultados obtidos podem ser observados na Tabela 5-18.

Tabela 5-18: Volume de gás natural projetado para cada UPGN, capacidade de processamentoinstalada e déficit em cada polo de processamento/consumo de gás (Milhões m^3/dia).

UPGN		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Atalaia	Instalado	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Projetado	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cabiúnas	Instalado	16,2	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
	Projetado	15,8	15,0	15,0	13,6	14,0	14,8	15,6	17,1	19,0	20,9
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cacimbas	Instalado	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
	Projetado	7,5	6,7	6,4	6,1	6,0	6,1	6,1	6,2	6,5	7,0
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candeias	Instalado	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Projetado	-	-	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,6
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Catu	Instalado	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	Projetado	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPERJ	Instalado	-	-	-	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
	Projetado	-	-	-	2,8	3,5	4,3	5,4	6,9	8,8	10,6

	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EVF	Instalado	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	Projetado	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guamaré	Instalado	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
	Projetado	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUBNOR	Instalado	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Projetado	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	0,1	0,1
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maranhão	Instalado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Projetado	4,3	6,0	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
	Déficit	**4,3**	**6,0**	**8,4**	**8,4**	**8,4**	**8,4**	**8,4**	**8,4**	**8,4**	**8,4**
Pilar	Instalado	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	Projetado	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REDUC	Instalado	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	Projetado	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RPBC	Instalado	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	Projetado	1,0	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sul Capixaba	Instalado	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Projetado	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Urucu	Instalado	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
	Projetado	5,5	5,3	5,5	5,4	5,4	6,3	6,4	6,3	12,5	14,3
	Déficit	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,3**	**2,1**
UTGCA	Instalado	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
	Projetado	10,5	11,1	11,2	10,3	10,9	11,9	13,0	14,6	16,5	18,3
	Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Confecção própria.

De posse das informações tabuladas na Tabela 5-18, pode-se perceber que os locais que possuem déficit de processamento/consumo, isto é, possuíram excedentes de gás a serem aproveitados, foram Urucu e Maranhão. Deste modo, os volumes excedentes destas regiões foram utilizados neste estudo de caso.

Para o polo de Urucu foi considerada uma UPGN com capacidade de, aproximadamente, 2,5 milhões de m^3/d de gás natural ou uma UTE com potência instalada de 566 MW, calculada conforme apresentado na Subseção4.2.

Já, para o polo do Maranhão, será considerada uma UPGN com capacidade de, aproximadamente, 9 milhões de m^3/d de gás natural, além de uma gasoduto de, aproximadamente, 700 Km e 22 polegadas de diâmetro devido a este polo de produção não se encontrar ligado a um mercado consumidor de

gás. Em relação à UTE, empregou-se uma UTE com potência instalada de 1.845 MW, calculada conforme apresentado na Subseção 4.2.

5.6. RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA DO ESTUDO DE CASO

Utilizando os resultados das metodologias apresentados no CAPÍTULO 4:, tanto para a montagem dos fluxos de caixa quanto para a caracterização dos empreendimentos, e os volumes de gás a serem aproveitados,estimados a partir de EPE (2015), ao longo das Subseções 5.1 a 5.5, foi realizada a avaliação econômica dos projetos, conforme descrito na Subseção 3.3e na Subseção 4.3, de modo a obter a opção de empreendimento que gerasse maior rentabilidade ao investidor.

Nesta etapa foram montados os fluxos de caixa dos empreendimentos avaliados, calculando-se VPL de cada opção através da ferramenta desenvolvida neste estudo. Assim, aquele que obtivesse maior valor para este parâmetro seria considerada como a melhor opção de investimento.

Os resultados obtidos para as regiões produtoras que apontaram a necessidade de instalação de um projeto de aproveitamento do gás (Urucu que apresentou volume estimado superior à capacidade de processamento instalada ou Maranhão que não possui unidades de processamento, somente térmicas na boca do poço) encontram-se na Tabela 5-19:

Tabela 5-19: Resultados da avaliação econômica do estudo de caso – Amazonas e Maranhão.

Projeto	VPL (Milhão US$)
Urucu	
UPGN Joule-Thomson	-127,0
UPGN Refrigeração Simples	17,9
UPGN Turboexpansão*	-124,2
UTE Ciclo Combinado	53,2
Maranhão	
UPGN Joule-Thomson	-198,9
UPGN Refrigeração Simples	124,0
UPGN Turboexpansão*	-150,6
UTE Ciclo Combinado	85,9

Fonte: Confecção Própria

Nota: *: UPGNs de Turboexpansão sem recuperação de etano e propano petroquímico.

Deste modo, a partir dos critérios e premissas apresentados ao longo deste trabalho, para a seleção do melhor projetopara cada polo de

produção/escoamento/processamento, a ferramenta desenvolvida neste estudo apontoupela instalação deuma UTE na região de Urucu e uma UPGN de Refrigeração Simplesno Maranhão.

Ao analisar o resultado para o polo de Urucu, pode-se supor que a seleção de um projeto de UTE pode ser decorrente da menor riqueza do gás da região. Uma vez que o teor de riqueza do gás da região é baixo, a não recuperação destes componentes não penalizaria a rentabilidade do projeto, o que permite a instalação de projetos mais simples.

Em relação à possibilidade de instalação de uma UPGN de Turboexpansão, embora a região apresente elevado teor de etano, por não se encontrar próximo a um polo petroquímico, não haveria a possibilidade de venda do etano e propano petroquímicos produzidos, o que penalizaria esta opção de investimento devido aos maiores investimentos fixos envolvidos.

Quanto à instalação de uma unidade Joule-Thomson, os valores de CAPEX considerados neste estudo, baseados em Barbosa (2010) e Rodrigues Junior (2014) apresentam-se similares aos de uma UPGN Turboexpansão, embora com menor capacidade de recuperação dos produtos de maior valor agregado. Assim, esta opção de empreendimento acabou por ser desfavorecida, no momento da seleção pelas ferramentas.

Por fim, em relaçãoà UPGN Refrigeração Simples, este tipo de empreendimento apresenta-se como a segunda melhor opção dentre as analisadas. Da mesma forma que apresentado para a UTE, a baixa riqueza do gás da região permite a instalação de uma unidade mais simples, que embora apresente menor capacidade de recuperação da riqueza, possui menor CAPEX (sendo, inclusive, o menor utilizado neste estudo), o que acabaria sendo positivo para sua seleção.

Ao analisar o resultado obtido para o polo Maranhão, observa-se uma situação similar à da região de Urucu, relacionada à baixa riqueza do gás processado. Deste modo, observa-se um favorecimento de projetos que, embora não possuam foco em aproveitar as frações de maior valor agregado, apresentam menor valor de investimento para implantação, facilitando sua instalação.

Assim, as ferramentas e metodologias desenvolvidas neste estudo apontaram a escolha da UPGN Refrigeração Simples.

As mesmas justificativas observadas no caso Urucu ocorrem em relação à rejeição a projetos de Turboexpansão e Joule-Thomson, para o polo Maranhão. A unidade de Turboexpansão apresenta maior CAPEX mas, devido à localização do empreendimento, não haveria a comercialização de etano e propano petroquímicos, o que a penalizariadevido a seus maiores custos de investimento. A unidade Joule-Thomson é, novamente, penalizada neste estudo devido aos seus custos comparáveis aos da unidade de Turboexpansão, de acordo com Barbosa (2010) e Rodrigues Junior (2014)sem, no entanto, ter capacidade técnica de recuperação das frações de maior valor agregado, o que resulta em menores receitas que poderiam ser obtidas através da venda dos produtos do processamento.

Por fim, em relação à UTE, este tipo de empreendimento apresenta-se como a segunda melhor opção pois, conforme citado, a baixa riqueza do gás da região permite a instalação de um projeto mais simples que não apresenta como objetivo a recuperação e comercialização de produtos de maior valor agregado, a partir do gás processado.

Destaca-se que, em ambos os polos, foi considerado que asUPGN Turboexpansão sem recuperação de etano e propano petroquímicos apresentam mesmo CAPEX que uma UPGN de mesma tecnologia com capacidade de recuperar estes produtos. Assim, percebe-se que esta consideração pode ter sido responsável por penalizarprojetos de UPGN Turboexpansão sem recuperação de etano e propano petroquímicos, o que evidencia a necessidade de uma melhor modelagem de custos em relação aos projetos de UPGN.

CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1. CONCLUSÕES

Este estudo permitiu observar que as metodologia e ferramentas baseadas nas características de determinados tipos de empreendimento possibilitam selecionar a opção ótima para aproveitamento de volumes de gás natural.

A possibilidade de seleçãoentrediferentes tipos de projetos (UPGNs e UTE) garantem maior flexibilidade ao agente que deseja monetizar seus recursos de gás natural, permitindo a escolha da alternativa que mais se adeque às características do gás e do mercado a ser explorado. Uma vez que a ferramenta e a metodologia deste estudo foram desenvolvidas para considerar diferenças de composição, pressão, existência ou não de mercado consumidor de gás especificado, dentre outros fatores, destaca-se seu uso para aproveitamento de gás natural em acumulações marginais, caracterizadas pelos menores volumes e maiores distâncias do mercado consumidor, as quais podem favorecer UPGNs mais baratas ou o uso de térmicas na boca do poço.

A seleção do projeto ótimo apresenta-se intrinsicamente relacionada à modelagem técnica dos empreendimentos, em relação ao aproveitamento do gás natural e à obtenção de produtos comercializáveis. Assim, o desenvolvimento dos modelos para representar as termelétricas e as unidades de processamento de gás naturalapresentam total influência nos rendimentos que podem ser obtidos em cada projeto, que devido à eficiência de cada tipo de projeto,pode levar a variações em relação aos produtos obtidos.

Por outro lado, ao realizar este estudo, pôde-se perceber a influência do CAPEX na rentabilidade dos projetos devido aos elevados custos de capital necessários à instalação de empreendimentos analisados. Caso estes custos não estejam aderentes à realidade e às premissas utilizadas, este item pode distorcer consideravelmente os resultados obtidos. Desta forma, fica evidente a necessidade de um maior rigor na definição do CAPEX dos projetos, assim como de uma base de dados robusta para realização de estudos deste tipo. Aplicação de metodologias mais rigorosas para definição do CAPEX destes

empreendimentos, assim como informações de custos se fazem necessárias para a definição do projeto ótimo para aproveitamento de dada produção de gás natural.

Também foi observado, conforme esperado, que o preço de venda dos produtos dos projetos (capacidade de geração termelétrica ou produtos de processamento para venda) apresentam impacto direto na renda dos empreendimentos sendo, basicamente, a única fonte de ganhos considerada para os projetos analisados. Assim, percebe-se a crucial importância de uma premissa de preços razoável para todo o horizonte do empreendimento.

Emboratenha sido possível a utilização de preços internacionais para a realização deste estudo, tanto para os produtos de processamento, quanto para o gás bruto, eparainformações internacionais de CAPEX nos projetos de UPGN, o uso de informações relativas ao mercado brasileiro tornariam os resultados obtidos ainda mais aderentes à realidade do Brasil.

No caso das informações de CAPEX de UPGNs, a preferência pelo uso de informações do Brasil se justificaria pela incidência dostributos, no momento da internação, de forma mais pulverizada, permitindo a aplicação da alíquota exata para cada item que compõe uma UPGN e não o uso de um “Fator de Localização” que representasse, de forma aproximada, os impostos incidentes da planta como um todo. Adicionalmente, informações relativas ao Brasil, para o gás bruto, para os produtos obtidos pela UPGN e para o CAPEX destes plantas, tornariam mais evidentes as condições do mercado brasileiro, tanto para compra e venda dos produtos/insumos quanto em relação ao mercado de projetos de gás natural.

Por outro lado, pôde-se perceber que o processo de contratação de UTEs, baseado em Leilões de Energia, facilitou a realização deste estudo, devido à publicidade das informações de custo e de formação de preços do produto comercializado (disponibilidade de capacidade de geração de energia elétrica), sendo que o mesmo não é observado em relação aos projetos de processamento. Assim, percebe-se que a realização desta modalidade de contratação é benéfica devido à transparência do processo realizado, permitindo melhores estimativas dos custos, investimentos, etc, ocasionadas

pela redução das assimetrias de informação ente os agentes, uma vez que os resultados dos Leilões são publicados ao final de cada certame.

Com relação aos estudos de caso, percebe-se aderência entre a modelagem técnica e econômica dos projetos, as características do gás no Amazonas e no Maranhão e os resultados obtidos de seleção da opção ótima para aproveitamento de gás. Isto pôdeserobservado através da seleção de projetos mais simples e, consequentemente, mais baratos em ambos os casos devido à menor riqueza do gás das regiões de exploração, o que não exige os maiores investimentos requeridos para aproveitamento das frações mais nobres do gás natural bruto. Conclui-se, deste modo, que a ferramenta desenvolvida ao longo deste trabalho apresenta potencial para auxiliar a tomada de decisões quanto à seleção de um projeto para aproveitamento de gás natural.

Por fim, conclui-setambém que as opções de termelétricas na “boca do poço”, tais como as consideradas neste estudo, podem desempenhar papel importantes na matriz energética brasileira, pois podem viabilizar o aproveitamento de acumulações marginais, produções longe de mercados consumidores e, até mesmo, minimizar o transporte de gás natural a grandes distâncias para fins de geração termelétrica, o que pode reduzir os custos da produção desta eletricidade.

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

– Desenvolver modelagem dos processos de cada opção de projeto de forma mais rigorosa, de forma a obter estimativas de quantidades de produtos com maior precisão;
– Localizar e utilizar informações relacionadas aos preços dos produtos da UPGN e do gás bruto utilizado como insumo no Brasil;
– Buscar informações relativas a projetos de UPGN no Brasil ou utilizar ferramentas mais rigorosas para cálculo de CAPEX dos tipos de projeto;
– Incluir outros tipos de empreendimento, de forma a trazer mais alternativas capazes de se adequar às características do gás. Tais opções poderiam ser terminais de liquefação de gás natural (GNL), empreendimentos

do tipo *gas-to-liquids*(GTL) no qual são produzidos produtos de maior valor agregado tais como diesel com baixo teor de enxofre, gás natural comprimido (GNC), *gas-to-commodities* (GTC) no qual um dado empreendimento (indústria de alumínio, ferro, etc) é acoplada à exploração de um campo, o qual gera eletricidade e/ou calor para a unidade industrial.

– Com o incremento do processamento de gás úmido,analisar a viabilidade da diminuição da dependência de importação de GLP, além da substituição de outros combustíveis como diesel e óleo combustível para a geração de eletricidade nas regiões depedentes desse tipo de geração, principalmente nos estados da Região Norte.

CAPÍTULO 7: REFERENCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/077/documento/proposta_preliminar_do_submodulo_5_5_tfsee.pdf> . Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014. Resolução Homologatória nº 1.813, de 29 de Outubro de 2014. Aprova a republicação do Edital do Leilão nº 06/2014-ANEEL e seus Anexos, referente à compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir de fontes hidrelétrica, solar, eólica e termelétrica – a biomassa, a carvão ou a gás natural em ciclo combinado –, destinada ao Sistema Interligado Nacional – SIN, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e estabelece as TUST e as TUSDg de referência para as centrais geradoras que participarem do aludido certame. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/reh20141813.pdf>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a. Glossário. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/glossario>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b. Tarifa de Uso da Transmissão. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016a. Informações para Empreendedores. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/espaco-do-empreendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016b. Resolução Normativa nº 750, de 29 de Novembro de 2016. Altera o Submódulo 6.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata do procedimento de cálculo da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) para a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-78/Cancelamento%202%20LER.pdf>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a. Plano de Dados Abertos 2016-2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/15191504/DD_IG_1_2.pdf/f13cf234-13f4-3cef-841b-d68f26ad11bf?version=1.1&download=true>. Acesso em 18 jun. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b. Despacho nº 88, de 13 de Janeiro de 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2017088ti.pdf>. Acesso em 22 abr. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 1998. 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 28 mar. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2000. Portaria nº 206, de 29 de Agosto de 2000. Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em: <http://www.transparencia.rj.gov.br/sefaz/content/conn/UCMServer/uuid/dDocName%3A3504327>. Acesso em 26 abr. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2004. Resolução ANP nº 18, de 2.9.2004 - DOU 6.9.2004. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg%2Fresolucoes_anp%2F2004%2Fsetembro%2Franp%2018%20-%202004.xml> Acesso em 18 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2006. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2006. Disponível em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/2431-anuario-estatistico-2006>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2007. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2007. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=1090>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008a. Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008 - DOU 18.6.2008. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg%2Fresolucoes_anp%2F2008%2Fjunho%2Franp%2016%20-%202008.xml> Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008b. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2008. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=1089>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2009. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2009. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=14162>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2010a. Resolução ANP nº 17, de 10.6.2010 - DOU 11.6.2010. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg%2Fresolucoes_anp%2F2010%2Fjunho%2Franp%2017%20-%202010.xml> Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2010b. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2010. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=33213>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2011. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2011. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=57887>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2012a. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2012. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=62398>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2012b. Despacho do Diretor nº 301/2012 - DOU 5.3.2012.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2013. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=68644>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2014a. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2014. Disponível em <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2014/Anuario_estatistico_2014.pdf>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2014b. Comercialização de Gás Natural na Esfera de Competência da União: A Resolução ANP nº 052/2011 e as Informações Remetidas à ANP. Disponível em <http://www.anp.gov.br/images/Notas_Tecnicas/nota_tecnica_anp_no.62014.pdf>. Acesso em 03 abr. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2015. Disponível em <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2015/Anuario_estatistico_2015.pdf>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016a. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2016. Disponível em <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf >. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016b. Autorização ANP nº 143, de 16.3.2016 - DOU 17.3.2016. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/autorizacao/2016/mar%C3%A7o/aut%20143%20-%202016.xml?f=templates$fn=document-frameset.htm$q=%5Band%3A%5Bfield,data_dou%3A%5Band%3A%5B%3E%3D%3A1.1.2016%5D%20%5B%3C%3D%3A31.12.2016%5D%5D%5D%20cabi%C3%BAnas%5D%20$x=server$3.0#LPHit1>. Acesso em 02 jul. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017a. Relação de Gasodutos de Transferência e Escoamento da Produção. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=52087>. Acesso em 02 jul. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017b. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2017. Disponível em <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/anuario_2017.pdf>. Acesso em 25 jun. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018a. Glossário. Disponível em <http://www.anp.gov.br/glossario>. Acesso em 02 jul. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018b. Royalties. Disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>. Acesso em 22 abr. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018c. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em 03 jul. 2018.

ANP e INMETRO, 2013. Resolução conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10.6.2013 - DOU 12.6.2013 –RETIFICADA DOU 17.6.2013. Disponível em <https://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=66648>. Acesso em 12 out. 2018.

ARGUS, 2016. ArgusFreight. Ano 16, Volume 176, Setembro, 2016.

BARBOSA, M. C. Produção de LGN a partir de correntes de CO_2 para

recuperação avançada de petróleo. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química da UFRJ, 2010.

BCG - BOSTON CONSULTING GROUP, 2017. Government Take in Upstream Oil and Gas. Disponível em: <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-government-take-upstream-oil-gas/>. Acesso em 03 nov. 2017.

BISPO, L. H. O., Análise Composicional, Poder Calorífico Superior e Metodologia de Cálculo de Royalties do Gás Natural Produzido no Campo de Rio Urucu no Amazonas. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química da UFRJ, 2011.

BLOCH, H. P.; SOARES, C. Turboexpanders and Process Applications. 1ª Edição. EUA: Gulf Professional Publishing, 2001, 515 p.

BNDES – BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL, 2017. Apoio Financeiro. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/faq/!ut/p/z1/04_iUlDg4tKPAFJABpSA0fpReYllmemJJZn5eYk5-hH6kVFm8T6W3q4eJv4GPhbOBo4Gji5G5j7GPiFG3s6G-l76UfgVFGQHKgIAkL0goA!!/>. Acesso em 02 jul. 2018.

BONARTE, E, 2017. Petróleo e gás: Tributação e Participações Governamentais. Disponível em: <http://elizabethbonaparte.com/cfb/?p=294>. Acesso em 28 out. 2017.

BP – British Petroleum, 2017a - BP Statistical Review of World Energy, June 2017. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>. Acesso em 02 abr. 2018.

BP – British Petroleum, 2017b - BP Energy Outolook, 2017 Edition. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>. Acesso em 02 abr. 2018.

BRASIL, 1996. Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/blei19969427.pdf>. Disponível em 22 abr. 2018.

BRASIL, 1998a. Decreto nº 2.705, de 3 de Agosto de 1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em 8 jul. 2018.

BRASIL, 1998b. Lei nº 9.718, de 27 de Novembro de 1998. Altera a Legislação Tributária Federal. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9718.htm#art4i>. Acesso em 05 nov. 2017.

BRASIL, 2000. Lei n 9.991, de 24 de Julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/blei20009991.pdf>. Acesso em 22 abr. 2018.

BRASIL, 2004a. Decreto nº 5.060, de 30 de Abril de 2004. Reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (CIDE), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5060.htm>. Acesso em 05 nov. 2017.

BRASIL, 2004b. Lei nº 10.865, de 30 de Abril de 2004. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação de bens e serviços e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.865.htm>. Acesso em 05 nov. 2017.

BRASIL, 2008. Lei n º 11.727, de 23 de Junho de 2008. Dispõe sobre medidas tributárias destinadas a estimular os investimentos e a modernização do setor de turismo, a reforçar o sistema de proteção tarifária brasileiro, a estabelecer a incidência de forma concentrada da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins na produção e comercialização de álcool; altera as Leis nos 10.865, de 30 de abril de 2004, 11.488, de 15 de junho de 2007, 9.718, de 27 de novembro de 1998, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 7.689, de 15 de dezembro de 1988, 7.070, de 20 de dezembro de 1982, 9.250, de 26 de dezembro de 1995, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.051, de 29 de dezembro de 2004, 9.393, de 19 de dezembro de 1996, 8.213, de 24 de julho de 1991, 7.856, de 24 de outubro de 1989, e a Medida Provisória no 2.158-35, de 24 de agosto de 2001; e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Lei/L11727.htm> Acesso em 05 nov. 2017.

BRASIL, 2009. Lei nº 11.909, de 4 de Março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento,

processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em 08 jul. 2018.

BRASIL, 2010. Lei nº 12.351 de 22 de Dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>. Acesso em 08 jul. 2018.

BRASIL, 2011. Gás Natural Tem Diversas Aplicações. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/gas-natural-tem-diversas-aplicacoes>. Acesso em 08 jul. 2018.

BRASIL, 2014a. Decreto nº 8.257, de 29 de Maio de 2014. - DECRETO nº 8.257, DE 29 DE MAIO DE 2014 - Regulamenta dispositivos da Lei nº 10.893, de 13 de julho de 2004, que dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo de Marinha Mercante - FMM, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2014/decreto/D8257.htm>. Acesso em 05 nov. 2017.

BRASIL, 2014b. Nova Unidade de Processamento de Gás Entra em Operação. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/08/unidade-de-processamento-de-gas-entra-em-operacao>. Acesso em 22ago. 2018.

BRASIL, N.I.; ARAÚJO, M.A.S.; SOUSA, E.C.M. Processamento de Petróleo e Gás. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2012, 266 p.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014. 20º Leilão de Energia Nova A-5. Disponível em <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_340023>. Acesso em 06 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015a. 22º Leilão de Energia Nova A-3. Disponível em <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_357312>. Acesso em 06 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015b. 21º Leilão de Energia Nova A-5. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_350653>. Acesso em 06 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2016. 23º Leilão de Energia Nova A-5. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_376327>. Acesso em 06 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017. 26º Leilão de Energia Nova A-6. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_550432>. Acesso em 06 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018a. Ambiente Livre e Ambiente Regulado. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afrLoop=665481804167422&_adf.ctrl-state=15wrtfp242_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D665481804167422%26_adf.ctrl-state%3D15wrtfp242_5>. Acesso em 24 mai. 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018b. Regras de Comercialização, Receita de Venda de CCEAR. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_520433>. Acesso em 06 mai. 2018.

CONFAZ – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2017. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/aliquotas-icms-estaduais>. Acesso em 05 nov. 2017.

CPFL e GESEL, 2015. PROJETO DE P&D “Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente”, Relatório V – Formação de Custos e Preços de Geração e Transmissão de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/formacao-de-custos-e-precos-de-geracao-e-transmissao.pdf>. Acessoem 10 mai. 2018.

EIA – U. S. Energy Information Administration, 2016. Short-Term Outlook for Hydrocarbon Gas Liquids. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/special/supplements/2016/hgl/pdf/2016_sp_01.pdf>. Acessoem 05 nov. 2017.

EIA – U. S. Energy Information Administration, 2017. U.S. Natural Gas Wellhead Price. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9190us3a.htm>. Acessoem 05 nov. 2017.

EIA – U. S. Energy Information Administration, 2018. Growing ethane demand means less left in natural gas pipelines. Disponível em <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2016/07_07/>. Acesso em 22 abr. 2018.

ENEVA, 2017. “ReservoirtoWire”: Desafios para Replicar o Modelo. Disponível em<http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Lino_Cancado_Eneva.pdf>. Acesso em 03 abr. 2018.

ENEVA, 2018a. Nossos Negocios – Exploração e Produção. Disponível em: <http://www.eneva.com.br/nossos-negocios/exploracao-e-producao/>. Acesso em 18 mar. 2018.

ENEVA, 2018b. Nossos Negócios – Geração de Energia. Disponível em: <http://www.eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/complexo-do-parnaiba/>. Acesso em 18/ mar. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2006. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-111/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf>. Acesso em 06 mai. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008. Balanço Energético Nacional – Ano Base 2007. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-135/topico-110/Relat%C3%B3rio%20Final%202008.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014a. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária – PEMAT 2022. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014b. 20º Leilão de Energia Nova A-5 – Resumo Vencedor. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-118/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016a. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf>. Acesso em 28 mar. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016b. Hidratos de Metano: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-305/Nota%20T%C3%A9cnica%20Hidratos%20de%20Metano[1].pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016c. Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-169/Mapa%20da%20Infraestrutura%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte.pdf>. Acesso em 22 abr. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017a. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 – Ano Base 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017b. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018a. Balanço Energético Nacional 2018 – Relatório Síntese, Ano Base 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>. Acesso em 02 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018b. Usinas Termelétricas (1/3): Participação no Sistema Elétrico Brasileiro (03:44). Produção: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=RDosrZAs3go>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018c. Usinas Termelétricas (2/3): Contratação nos Leilões de Energia (08:11). Produção: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BrG38G2tWhY&t=291s>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018d. Usinas Termelétricas (3/3): CVU e Inflexibilidade para os Leilões de Energia (07:35). Produção: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Vy0kSKA7mx8&t=3s>. Acesso em 14 jul. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018e. Informe Técnico: Leilão A-6 – Preços de Referência dos Combustíveis para Usinas Termelétricas.

Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-294/topico-384/EPE-DEE-IT-032_A-6_2018.pdf>. Acesso em 06 mai. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018f. Webmap EPE – Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em 14 jul. 2018.

GASNET, 2018. Termelétricas: Ciclo Combinado. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/termeletricas/ciclo.asp>. Acessoem 24 mar. 2018.

GPSA – GASPROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, Engineering Data Book.12ª Edição. Gas Processors SuppliersAssociation,2004.

INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016. O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2016_WhitePaperAcendeBrasil_16_GasNatural_Rev_1.pdf>. Acesso em 28 mar. 2018.

IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Curso Análise de Investimentos, Viabilidade Econômica de Projetos, 2012 (Apostila).

IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Curso Processamento de Gás Natural, 2013 (Apostila).

IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Curso Análise de Investimentos, Viabilidade Econômica de Projetos de Produção de Petróleo e Gás Natural, 2017 (Apostila).

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2010. Projected Costs of Generating Eletricity. p 61. Paris, França. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf>. Acesso em 28 de mar. de 2018.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, 2005. O que é? – Petróleo Brent e WTI. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23>. Acesso em 26 abr. 2018.

LEÃO, R. P. S. Material de Aula – Processode Transformação Termoelétrico. 2018. Disponível em: <http://joinville.ifsc.edu.br/~edsonh/Repositorio/PIP-Projeto_e_Instalacoes_Eletricas_Prediais/Material%20de%20Aula/Parte_I_GTD/Complemento/Geracao%20II.pdf>. Acesso em 13 fev. 2018 (Apostila).

MDIC – MINISTÉRIO DA INDUSTRIA, COMERCIO EXTERIOR E SERVIÇOS, 2017. Tarifa Externa Comum. Disponível em: <http://www.mdic.gov.br/images/REPOSITORIO/secex/deint/cgam/tec/TEC_2017/setembro-tec2017-excel-completa.xlsx>. Acesso em 05 nov. /2017.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007. Portaria MME n. 91, de 29 de maio de 2007. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bprt2007091mme.pdf>. Acesso em 18 jul. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_106_dez_15.pdf/beb3359c-43bc-47f6-9e49-167e442c1a73>. Acesso em 26. Fev. 2016.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017a. Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – Reate. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/REATE+Relat%C3%B3rio+Final+Revisado+03out17+publicado____.pdf/eb110c91-4afe-4571-ba80-138e58626898>. Acesso em 03 abr. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017b. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. nº 130. Dezembro de 2017. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Boletim_Gas_Natural_nr_130_DEZ_17.pdf/4ed1cec2-6b0b-42fc-a8c7-5ea5a2e23b10>. Acesso em 28 mar. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018.Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.nº 131. Janeiro de 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_131_JAN_18.rev.pdf/9ccf8f67-c7d3-4ea6-95bd-cca719c62e5b>. Acessoem 22 abr. 2018.

MOKHATAB, S.; W. A. POE. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Pratices. 2ª Edição. Gulf Professional Publishing, 2012, 828 p.

NCSL – NATIONAL CONFERENCE OF STATE LEGISLATURES, 2012. Oil and Gas Severance Taxes. Disponível em<http://www.ncsl.org/research/energy/oil-and-gas-severance-taxes.aspx>. Acessoem 05 nov. 2017.

OGJ – OIL & GAS JOURNAL. Study Updates Refinery Investment Cost Curves. v. 105, n. 15, 2007.

PLATTS. LPGASWIRE. v. 37, nº 187, 2015a.Disponível em: <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/Products/lpgaswire.pdf>. Acesso em 03 nov. 2017.

PLATTS. Clean Tankerwire. v. 33, nº 161, 2015b. Disponível em <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/Products/cleantankerwire.pdf>. Acesso em 03 nov. 2017.

REIS, L. B. dos. Conceitos Básicos, Configurações, Potencia Gerada e Energia Produzida. 2012. Disponível em

<https://edisciplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=22511>. Acesso em 13 fev. 2018 (Apostila).

RFB – RECEITA FEDERAL BRASILEIRA, 2015. Ato Declaratório Executivo COSIT nº 5, de 05 de Fevereiro de 2015 - Divulga a cotação média do dólar dos Estados Unidos da América no mês de janeiro do ano-calendário de 2015, para efeito da apuração do ganho de capital na alienação de moeda estrangeira mantida em espécie. Disponível em <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?visao=anotado&idAto=60873>. Acesso em 12 nov. 2017,

RFB – RECEITA FEDERAL BRASILEIRA, 2017 - Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) – 2017. Disponível em: <http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/legislacao/documentos-e-arquivos/tipi.pdf>. Acesso em 01 jun. 2018.

RJ – PREFEITURA DO RIO DE JANEIRO, 2018. Alíquotas e Base de Cálculo. Disponível em: <http://www.rio.rj.gov.br/web/smf/exibeconteudo?id=141571>.Acesso em 01 jun. 2018.

RODRIGUES JUNIOR, L. C. Avaliação de Cenários de Recuperação de Líquidos de Gás Natural e Injeção de CO_2 no Contexto do Pré-Sal. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química da UFRJ, 2013.

ROMEIRO, D. L., ALMEIDA, E. F. A. A competitividade da geração termelétrica a gás natural no Brasil. Rio Oil&Gas Expo andConference, 2014. Rio de Janeiro.Anais da Rio Oil&Gas Expo andConference 2014.

SANTOS, R. M dos. Alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra: o caso da Bacia do Paraná. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2015.

SOUZA, M. J. B. Beneficiamento da fração C_{5+} do Pólo de Guamaré a partir de reações de craqueamento catalítico sobre zeólitas ácidas. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduaçao em Engenharia Química, NUPEG/UFRN, 2001.

SP – PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2017.Tabela de Códigos de Serviço, Cálculo, Livro, Declaração e Documentos Fiscais do Imposto sobre Serviço de Qualquer Natureza – ISS. Disponível em: <http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/upload/arquivos/secretarias/financas/legislacao/IN-SF-Surem-08-2011-Anexo-1.pdf>. Acesso em 01 jun. 2018.

SUTRI - SUBSECRETARIA DE TRIBUTAÇÃO E CONTENCIOSO, 2015. IRPJ (Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas). Disponível em:<http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos/IRPJ>.Acesso em 05 nov. 2017.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2001, 272 p.

TURDERA, E. M. V. Disponibilidade de Energia Termelétrica a Gás Natural na Região Centro-Oeste. Dourados: UFGD, 2009, 132p. Disponível em: <http://files.ufgd.edu.br/arquivos/arquivos/78/EDITORA/catalogo/disponibilidade-de-energia-termeletrica-a-gas-natural-na-regiao-centro-oeste-mirko-eduardo-1.pdf>. Acesso em 23 ago. 2018.

UCHIMURA, M. S, 2006. Composição e Poder Calorífico do GLP: Apresenta informações sobre a composição química do gás liquefeito de petróleo (GLP) e do seu poder calorífico. Disponível em <http://sbrt.ibict.br/acessoRT/3745>. Acesso em 20 ago. 2018.

USGS – U. S. GEOLOGICAL SURVEY, 2014. Gas Hydrates Primer: What is a Gas Hydrate? Disponível em <https://woodshole.er.usgs.gov/project-pages/hydrates/primer.html>.Acesso em 05 mai. 2018.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P.; dos SANTOS, W. G. Tecnologia da Industria do Gás Natural. 1ª Edição. São Paulo: Blucher, 2008, 416 p.

Anexo 1: Histórico de produção (m^3/dia)para fins de pagamento de royalties (1998-2015).

O Anexo 1, relativo ao período de 1998 a 2015,foi construído a partir dos volumes de gás natural produzidos e publicados mensalmente sobre cada campo de exploração. Estas informações são publicadas mensalmente em ANP (2018b), de forma a permitir o cálculo de Royalties e Participações Especiais.

Devido ao volume de dados utilizados, fez-se a divisão do Anexo 1 em duas planilhas: uma relativa ao período de 1998 a 2006 e outra de 2007 a 2015.

Tabela 1: Histórico de produção (m^3/dia)para fins de pagamento de royalties (1998-2006).

Nome Campo	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
AGULHA	2.813	14.657	26.249	26.965	19.796	18.740	5.605	14.363	5.119
ALBACORA	2.550.650	3.147.662	3.084.196	2.582.050	2.458.475	2.248.962	2.167.685	1.907.929	1.794.736
ALBACORA LESTE	36.827	38.474	60.090	67.982	2.504	-	-	-	998.047
ANEQUIM	21.019	19.184	21.382	23.335	18.640	28.903	26.294	23.954	30.825
ARATUM	5	3	468	1.141	1.165	4.581	3.732	3.244	1.997
ARGONAUTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ATUM	132.624	141.077	94.596	110.996	89.969	78.557	68.394	89.264	144.813
BAGRE	53.334	46.516	37.639	15.020	11.522	34.221	24.913	51.658	10.051
BALEIA ANÃ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BALEIA AZUL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BALEIA FRANCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BARRACUDA	238.577	256.180	283.785	359.445	285.625	-	3.903	1.852.795	2.189.881
BAUNA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIJUPIRA	60.730	92.229	29.132	-	-	125.715	461.311	212.224	208.324
BONITO	769.892	649.735	690.274	694.641	648.889	523.896	439.669	471.775	553.085
CACHALOTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAIOBA	206.878	800.250	989.150	914.696	907.780	833.022	835.018	818.178	756.340

CAMORIM	386.706	393.491	333.599	338.901	362.758	328.970	214.232	245.443	287.918
CANAPUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CANDEIAS-Mar	42.581	78.117	58.192	50.310	43.975	18.930	39.153	86.684	56.434
CANGOA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARAPEBA	166.193	157.743	142.395	129.847	103.467	108.602	87.866	84.486	84.177
CARATINGA	245.068	38.613	76.414	97.086	66.330	-	-	1.219.752	1.871.783
CHERNE	118.296	125.805	130.333	95.591	177.357	207.713	201.374	209.999	195.382
CIOBA	-	-	-	-	-	-	-	6	6
CONGRO	29.154	48.138	45.209	59.875	68.115	70.327	58.262	53.366	63.177
CORVINA	8.142	131.057	126.642	89.095	75.453	96.219	91.333	85.151	74.052
CURIMA	69.068	113.115	109.551	66.712	134.747	134.447	175.315	119.630	61.349
DOM JOAO MAR	652	-	4	23.057	143.663	125.094	101.365	68.551	44.394
ENCHOVA	449.961	252.806	145.648	110.806	147.168	126.164	105.018	165.778	322.231
ENCHOVA OESTE	1.959	63.907	145.934	201.574	287.759	295.234	269.561	184.299	120.362
ESPADA	25.504	22.142	23.345	40.204	45.469	31.705	38.367	37.726	24.880
ESPADARTE	-	-	64.138	384.553	501.637	542.739	334.385	293.241	234.712
FRADE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GAROUPA	81.147	160.173	176.889	121.643	96.164	107.869	106.754	89.737	96.568
GAROUPINHA	16.283	22.419	20.038	14.467	11.478	10.222	7.344	6.574	8.901
GOLFINHO	-	-	-	-	-	-	-	-	1.110.816
GUARICEMA	417.175	387.031	85.302	72.766	29.380	45.244	107.436	55.593	13.844
JUBARTE	-	-	-	-	23.804	163.828	110.863	121.261	6.740
LAGOSTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LINGUADO	157.575	252.199	182.503	108.120	86.691	93.570	72.227	-	-
LULA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MALHADO	34.930	78.089	84.807	73.932	77.199	62.034	59.525	56.185	101.798
MANATI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MARIMBA	491.321	618.738	378.386	805.141	720.030	618.215	507.088	688.605	860.288
MARLIM	1.911.376	3.850.980	5.260.816	6.904.919	8.159.874	6.920.228	6.336.459	6.054.480	5.181.909
MARLIM LESTE	-	-	34.777	87.388	70.550	-	-	-	-
MARLIM SUL	86.954	176.502	120.371	763.350	2.792.141	2.824.068	3.503.792	4.273.649	3.610.862

MERLUZA	1.596.880	1.531.126	886.956	941.454	1.078.620	1.066.243	1.045.849	1.039.022	976.509
MEXILHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NAMORADO	129.531	471.103	343.799	702.323	579.111	749.944	520.454	568.115	728.155
OESTE DE UBARANA	-	-	-	-	-	-	-	4.533	19.116
OSTRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAMPO	209.946	261.959	202.493	195.484	209.473	266.449	207.539	243.657	238.770
PAPA-TERRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARATI	7.758	7.530	2.964	8.853	6.854	6.553	6.311	8.934	8.527
PARGO	21.666	42.936	42.874	34.400	29.043	31.481	37.440	36.385	31.614
PARU	404.774	442.824	455.224	447.333	408.953	369.019	367.251	463.418	395.202
PEREGRINO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PEROÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	884.612
PIRAMBU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIRANEMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIRAUNA	60.903	61.321	46.023	46.142	64.386	56.275	79.732	99.525	70.030
POLVO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RONCADOR	-	120.211	475.049	459.279	141.765	1.384.928	1.486.698	1.427.808	1.368.703
SALEMA	7.973	52.587	14.655	-	-	-	253.937	284.064	267.737
SAPINHOÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SÉPIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERRA	-	4.013	22.017	31.166	24.641	20.931	29.966	26.854	17.173
TAMBAU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TARTARUGA	4	1	-	1	2	145	1.144	683	664
TARTARUGA VERDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TATUI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UBARANA	882.618	895.205	1.005.333	1.197.362	991.461	1.117.714	1.147.931	1.042.830	1.038.501
URUGUÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VERMELHO	110.978	91.886	64.444	64.198	49.825	51.349	44.649	43.644	56.874
VIOLA	11.295	22.188	18.053	2.794	-	-	-	28.158	47.900
VOADOR	53.561	259.593	497.866	254.010	226.299	111.100	131.197	83.162	92.416
XAREU	34.324	32.891	29.284	24.542	21.810	21.973	53.638	51.121	38.206

ACAJÁ-BURIZINHO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACAUA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AGUA GRANDE	198.010	90.917	125.505	-	17.490	417.289	413.775	502.043	558.551
AGUILHADA	3	6	84	198	125	139	166	259	184
ALTO DO RODRIGUES	2	211	616	3.831	3.801	3.684	2.997	2.478	2.438
ANAMBE	-	-	-	-	-	-	-	22.088	44.751
ANGELIM	5	3	36	103	24	41	12	9	9
ANGICO	-	1	-	-	6	22	25	13	21
APRAIUS	6.690	1.235	89	1.095	1.359	907	795	588	1.111
ARAÇARI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARACAS	224.346	191.912	148.502	108.688	90.382	96.080	108.100	92.965	62.614
ARAÇÁS LESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARAPAÇU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARARA AZUL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARARACANGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARATU	57.638	65.635	26.357	60.466	137.576	95.726	54.344	37.648	50.673
ARRIBAÇÃ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARUARI	2	104	35	106	50	19	16	15	13
ASA BRANCA	-	-	-	-	-	-	-	-	36.205
BAIXA DO ALGODAO	3	8	103	1.904	1.590	1.378	1.110	887	669
BARRINHA	3	4	21	134	159	136	120	108	97
BARRINHA LESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BARRINHA SUDOESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENFICA	3	5.624	62.074	55.340	191.670	24.892	134.052	92.276	28.090
BIGUA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIRIBA	47.619	59.058	131.880	84.745	39.066	87.698	78.954	99.033	83.599
BOA ESPERANCA	2	5.677	3.914	8.130	3.579	5.106	4.199	22.453	21.479
BOA VISTA	0	11.127	1.234	4.423	36.117	91.403	75.871	52.877	75.130
BOM LUGAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BONSUCESSO	3	3	53	882	1.427	1.097	801	476	260
BREJINHO-BA	1	3	10	380	438	299	242	234	252

BREJINHO-RN	4	1.805	2.587	5.270	10.256	17.137	19.815	16.015	19.947
BURACICA	4	5	913	4.769	4.571	4.927	5.039	4.739	4.250
CACHOEIRINHA	65.104	37.581	31.100	37.189	40.284	32.008	20.041	36.349	34.672
CAMBACICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPO GRANDE	706	949	563	472	671	521	509	681	966
CANABRAVA	4	8	0	147	132	105	59	29	35
CANARIO	-	-	-	-	-	-	-	-	1.084
CANCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CANDEIAS-Terra	127.066	200.856	230.496	200.806	197.430	87.186	137.090	331.021	282.550
CANTA GALO	33.240	29.684	4.393	1.531	-	-	35.844	12.673	45.597
CANTO DO AMARO	4	330	893	5.802	5.872	9.283	12.986	13.784	13.349
CARAPITANGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARCARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARDEAL	-	-	-	-	65.582	74.617	14.868	-	-
CARMOPOLIS	108.001	106.638	110.021	113.086	120.555	126.524	136.464	127.503	128.097
CASSARONGONGO	1.936	4.983	2.158	3.281	4.999	8.841	9.063	9.589	10.864
CASTANHAL	-	3	2	39	66	128	338	325	299
CEXIS	395.344	439.771	469.409	496.556	375.834	333.998	416.977	335.701	280.283
CIDADE DE ARACAJU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIDADE DE SAO MIGUEL DOS CAMPOS	127.135	194.309	154.555	184.332	180.104	460.595	583.242	564.154	480.121
CIDADE ENTRE RIOS	1	1.442	1.871	4.813	6.001	7.935	6.287	7.756	5.137
COLIBRI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CONCEICAO	135.527	144.148	111.791	153.673	134.645	117.946	91.691	34.447	1.444
CONCRIZ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COQUEIRO SECO	20.344	420	-	-	-	66	97	114	21
CORREGO CEDRO NORTE	6	3	1	9	110	325	354	356	428
CORREGO DAS PEDRAS	5	3	11	7	110	214	295	246	263
CORREGO DOURADO	3	7	3	7	64	321	283	273	309
CREJOA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUPIUBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-

DOM JOAO	12	5	-	290	683	691	647	651	701
ESTREITO	-	250	1.142	7.162	6.147	4.630	3.607	3.592	3.480
FAZENDA ALEGRE	-	5	2.298	24.306	35.430	32.705	24.184	34.159	36.136
FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	24.763	27.007	20.396	10.764	14.354	13.303	7.276	5.062	3.502
FAZENDA ALVORADA	2	2	90	1.311	1.122	1.344	1.623	1.318	846
FAZENDA AZEVEDO	-	3.544	6.557	108	74	134	2	176	220
FAZENDA BALSAMO	20.364	26.101	27.608	25.714	20.822	31.133	30.639	23.877	22.618
FAZENDA BELEM-BA	39.250	3.329	-	1.315	12.558	11.843	6.667	5.429	5.564
FAZENDA BELEM-CE	5	129	719	1.977	1.816	2.111	1.735	1.280	1.224
FAZENDA BOA ESPERANCA	10.513	13.425	15.151	18.598	18.997	24.057	21.342	20.883	10.822
FAZENDA CANAAN	3	5	4	22	19	20	14	8	21
FAZENDA CEDRO NORTE	3.370	4.811	3.423	2.724	2.553	2.538	2.166	3.222	1.819
FAZENDA CURRAL	3	25	19	1.166	1.365	1.045	621	725	668
FAZENDA IMBE	75.650	121.527	232.079	200.694	147.920	96.817	77.153	56.375	25.836
FAZENDA JUNCO	-	-	-	-	-	-	-	-	416
FAZENDA MALAQUIAS	4	3	129	1.558	1.812	1.882	1.575	1.275	245
FAZENDA MATINHA	-	-	-	-	-	-	-	14.481	-
FAZENDA ONCA	2	6	282	736	550	551	494	404	252
FAZENDA PANELAS	25.941	35.724	163.251	130.943	98.591	142.101	186.622	112.831	112.222
FAZENDA PAU BRASIL	2.510	2.604	2.936	2.314	21	1.187	1.735	1.028	270
FAZENDA POCINHO	11	1.390	1.915	9.818	7.603	5.820	5.880	5.619	5.885
FAZENDA QUEIMADAS	5	774	1.825	2.046	1.901	1.463	1.830	1.959	1.552
FAZENDA RIO BRANCO	3	344	1.179	1.811	483	564	376	325	276
FAZENDA SANTA LUZIA	9.485	15.588	22.013	29.334	23.699	21.634	29.362	49.412	26.218
FAZENDA SANTA ROSA	-	-	-	-	-	-	-	15.990	88.178
FAZENDA SANTO ESTEVAO	5	9	27	437	449	469	515	511	581
FAZENDA SAO JORGE	10	262	465	2.272	3.290	2.994	3.340	1.858	2.386
FAZENDA SAO RAFAEL	1	53.522	149.190	110.538	112.636	68.504	74.684	53.374	66.630
FURADO	102.293	164.145	138.469	150.863	183.155	173.284	264.304	281.603	296.755
GAIVOTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GALO DE CAMPINA	-	-	-	-	-	-	-	-	-

GAVIÃO BRANCO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GAVIÃO REAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GAVIÃO VERMELHO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GOMO	5	4	5	432	489	462	359	255	281
GUAMARE	35.670	7.513	-	44.747	1.006	-	7.154	51.667	30.106
GUAMARE SUDESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUANAMBI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GURIRI	6	2	-	-	-	-	-	119	108
ICAPUI	6	5	2	31	25	27	24	18	26
INHAMBU	-	-	-	-	-	-	-	-	180
IRAUNA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRERE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JACANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JACUIPE	344.000	270.969	314.293	245.459	186.444	121.803	149.550	193.315	205.736
JACUTINGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JANDAIA	-	-	-	-	-	-	-	7.480	28.535
JANDUI	1	1	-	68	26	25	22	18	17
JEQUIA	-	29	-	181	235	183	48	41	55
JOAO DE BARRO	-	-	-	-	-	-	-	-	9.804
JUAZEIRO	1	2.532	3.000	1.001	775	374	1.346	425	70
JURITI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAGOA AROEIRA	2	3	0	89	334	358	318	374	220
LAGOA BONITA	-	-	-	-	-	-	37	39	28
LAGOA DO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	64	81
LAGOA DO PAULO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	384	602
LAGOA PARDA	28.313	30.273	27.267	17.898	19.076	10.256	31.296	24.411	12.228
LAGOA PIABANHA	1	246	376	480	1.116	1.039	517	455	418
LAGOA SURUACA	200.021	245.205	184.066	166.716	142.232	247.463	261.924	180.825	15.109
LAMARAO	51.626	65.978	40.251	39.539	54.244	81.785	73.820	62.239	37.447
LESTE DE POCO XAVIER	1	8.971	12.630	18.973	13.135	11.609	37.609	26.311	15.076
LESTE DO URUCU	139.788	645.278	79.768	-	-	395.769	1.152.690	1.701.605	946.827

LIVRAMENTO	19.341	18.390	25.676	33.442	26.152	33.495	35.867	30.942	22.539
LORENA	76.800	80.979	64.678	99.776	96.493	109.411	150.487	148.261	155.020
MAÇARICO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MACAU	3	65	566	1.240	780	535	0	62	51
MALOMBE	3	30	222	1.269	1.281	688	702	646	630
MANDACARU	5.218	13.289	50.939	51.552	31.624	62.539	80.771	47.036	31.760
MAPELE	-	11.435	31.036	-	13.074	17.965	34.694	16.864	5.473
MARIRICU	1.849	1.118	854	859	320	164	94	175	279
MARIRICU NORTE	4	3	0	5	17	34	46	29	39
MASSAPE	3	5.225	1.249	14.634	24.559	12.662	223.467	203.533	187.860
MATA DE SAO JOAO	16.767	54.511	52.972	54.985	38.296	23.831	22.789	10.784	27.763
MATO GROSSO	3.109	2.870	3.112	2.503	3.776	11.352	21.808	32.502	47.021
MIRANGA	1.681.060	1.835.898	1.861.720	2.104.271	2.187.724	2.311.395	2.679.287	2.093.908	2.125.428
MIRANGA NORTE	35.721	22.134	13.814	5.861	3.968	158	56	148	4.877
MONTE ALEGRE	7	71	397	1.680	2.197	1.726	1.116	1.234	803
MORRINHO	0	70	289	1.383	1.064	11.216	79.763	84.425	108.669
MORRO DO BARRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOSSORO	-	39	11	120	136	95	78	52	42
NORTE FAZENDA CARUACU	39.004	49.060	24.452	37.387	56.950	52.930	55.015	70.526	64.373
PA-1BRSA1291DES_SEAL-T-420	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAJEU	1	7	0	1.598	2.090	1.480	1.153	1.222	909
PARDAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARIRI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PATATIVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PATURI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PEDRA SENTADA	-	-	-	-	23.986	71.473	9.307	3.129	839
PERIQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PILAR	449.658	525.155	602.244	623.460	724.545	612.852	1.162.170	1.264.108	1.118.125
PINTASSILGO	-	-	-	-	-	-	-	-	22
PITIGUARI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
POCO VERDE	2	2	1	2	2	2	2	2	24

POCO XAVIER	2	375	2.173	5.919	6.398	3.735	2.030	1.080	1.632
POJUCA	2.584	1	-	113	153	298	160	92	72
PONTA DO MEL	35.144	35.823	26.628	18.085	15.874	12.786	28.557	25.488	25.341
PORTO CARAO	2	5	18	107	83	205	94	81	249
QUERERA	-	-	-	-	-	-	-	213.981	277.305
REDONDA	4	9	21	86	93	60	48	41	19
REDONDA PROFUNDO	1	397	417	3.067	2.791	1.708	294	429	472
REMANSO	44.143	53.269	69.889	167.156	227.217	160.655	135.766	129.238	96.749
RIACHO DA BARRA	54.733	49.763	48.147	37.275	38.592	42.427	74.652	53.043	40.885
RIACHO DA FORQUILHA	387.409	486.364	680.653	630.467	390.293	253.026	189.623	121.269	77.478
RIACHO OURICURI	4	147	2.466	5.806	3.080	3.448	2.837	1.574	1.472
RIACHO SAO PEDRO	11.079	12.525	23.266	81.113	91.886	34.604	32.942	28.982	69.935
RIACHUELO	967	1.006	1.369	3.204	3.522	1.847	2.156	1.239	1.223
RIO DA SERRA	-	-	-	-	-	-	-	5	13
RIO DO BU	20.579	14.537	4.458	7.467	4.722	2.876	4.549	3.179	2.635
RIO DOS OVOS	-	87	107	895	625	592	639	458	519
RIO IPIRANGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RIO ITARIRI	4.342	3.884	1.920	2.522	1.649	864	606	419	338
RIO ITAUNAS	3.135	6.190	6.748	6.443	5.615	2.104	2.315	2.619	2.583
RIO MOSSORO	3	3	2	436	1.073	548	599	477	422
RIO PIPIRI	-	5.351	13.363	10.284	2.365	2.685	2.709	2.621	1.422
RIO POJUCA	9	10.068	29.185	13.373	19.242	15.886	22.153	19.641	9.139
RIO PRETO	4	73	100	1.175	1.097	1.089	1.192	1.036	865
RIO PRETO OESTE	5	83	400	1.185	1.038	1.009	1.003	752	932
RIO PRETO SUL	-	-	-	-	251	1.305	1.523	1.222	1.004
RIO SAO MATEUS	51.906	53.132	31.495	42.569	32.018	20.720	32.104	17.754	11.977
RIO SAUIPE	0	-	-	-	-	-	-	191	82
RIO SUBAUMA	7	8	21	127	97	83	74	54	57
RIO URUCU	-	-	614.819	1.166.500	1.288.956	524.948	741.800	2.038.614	856.983
SABIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SABIÁ BICO-DE-OSSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-

SABIA DA MATA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALINA CRISTAL	5	10	670	4.287	4.393	4.507	4.666	4.552	4.467
SANHAÇU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANA	5	6	60	859	140	102	425	471	357
SAO DOMINGOS	2	231	76	469	262	31	43	18	39
SAO MATEUS	1.395	840	2.041	3.164	17.725	9.361	8.336	4.602	10.001
SÃO MATEUS LESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAO MIGUEL DOS CAMPOS	142.058	174.117	166.131	126.122	119.171	151.141	309.542	180.167	336.317
SAO PEDRO	7.960	11.062	17.185	31.587	18.262	3.124	3.353	1.402	1.879
SAUIPE	-	-	-	93	7	-	-	11	-
SERIEMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERRA DO MEL	1	1	473	704	-	46	122	24	429
SERRA VERMELHA	0	9	34	29	22	9	11	10	3
SERRARIA	8	1.789	595	412	469	448	631	440	430
SESMARIA	12.919	15.498	15.497	21.716	30.868	30.351	33.749	34.129	33.334
SIBITE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SIRIRIZINHO	8.255	9.291	11.301	10.377	10.690	10.938	17.064	19.964	28.061
SOCORRO	1	6	16	920	553	58	31	4	268
SOCORRO EXTENSAO	28.325	33.064	35.244	24.913	36.668	28.770	33.244	33.240	31.061
SUDOESTE URUCU	-	-	106.896	139.670	169.036	122.365	74.633	42.175	54.379
SUSSUARANA	9.506	19.124	18.000	49.146	80.714	60.081	39.320	19.481	19.358
TABUIAIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TABULEIRO DOS MARTINS	11.930	4.961	3.566	1.723	1.193	3.070	1.365	1.550	1.151
TANGARA	-	-	-	-	-	-	-	-	27
TAQUIPE	15.252	8.532	14.834	16.018	11.544	12.954	23.815	4.450	3.301
TIÊ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIGRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRES MARIAS	3	10	10	690	980	486	279	168	59
TRINCA FERRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UIRAPURU	-	-	-	-	-	-	-	-	2.703
UO SIX - SÃO MATEUS DO SUL	-	-	-	-	-	-	-	-	-

UPANEMA	16.928	20.505	10.254	16.065	21.611	21.879	12.259	11.392	9.203
VARGINHA	1	15.222	17.547	16.161	13.247	8.968	11.886	11.104	6.743

Fonte: ANP (2018b).

Tabela 2: Histórico de produção (m^3/dia)para fins de pagamento de royalties (2007-2015).

Nome Campo	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AGULHA	3.262	1.229	2.744	7.744	2.662	2.353	867	1.396	2.128
ALBACORA	2.020.249	1.620.114	1.540.566	1.623.371	1.330.156	1.140.564	909.320	824.106	832.317
ALBACORA LESTE	2.546.265	2.096.855	1.729.463	1.325.446	773.618	863.228	895.148	893.012	1.299.073
ANEQUIM	42.199	46.123	27.985	25.707	18.841	4.483	9.352	10.378	12.848
ARATUM	993	3.771	1.801	1.801	1.800	1.670	1.331	1.128	1.189
ARGONAUTA	-	-	-	28.867	25.359	28.959	40.296	285.724	280.914
ATUM	135.565	88.165	65.814	35.924	8.404	8.965	37.392	25.649	19.991
BAGRE	6.236	28.498	28.061	24.625	6.222	5.419	399	7.700	8.629
BALEIA ANÃ	-	-	-	-	-	-	-	-	7.359
BALEIA AZUL	-	-	-	-	-	474.196	2.041.792	2.171.566	1.971.755
BALEIA FRANCA	-	-	-	7.076	266.895	221.756	71.942	742.787	935.094
BARRACUDA	1.796.876	1.761.288	1.498.406	1.311.500	1.592.771	1.594.081	1.411.052	1.157.599	1.092.786
BAUNA	-	-	-	-	-	100.695	100.888	132.412	143.253
BIJUPIRA	147.314	156.613	140.254	116.957	155.320	200.301	104.561	118.651	93.990
BONITO	549.991	642.559	372.263	374.297	251.031	307.525	254.914	236.561	506.340
CACHALOTE	-	7.728	194.683	366.405	891.405	570.678	415.040	339.745	270.680
CAIOBA	668.937	700.132	754.888	701.022	630.384	576.795	504.853	481.739	484.934
CAMORIM	132.678	225.192	244.911	235.616	209.791	180.376	184.218	189.299	133.566
CANAPUS	-	-	-	424.428	1.324.236	846.153	1.386.963	1.140.547	936.376
CANDEIAS-Mar	18.839	6.471	1.450	-	11.955	5.067	2.808	2.694	403
CANGOA	-	-	7.860	2.168	188.662	322.630	308.813	255.920	269.086
CARAPEBA	84.247	73.077	60.610	56.394	57.641	47.916	44.702	40.546	33.948
CARATINGA	1.390.216	1.028.412	671.076	791.074	677.574	572.520	517.746	533.181	533.976
CHERNE	175.722	163.019	154.624	174.706	123.761	124.780	105.359	99.806	89.075

CIOBA	217	98	710	656	646	1.096	1.230	665	911
CONGRO	52.700	46.374	52.534	58.357	35.255	44.496	43.074	50.382	59.908
CORVINA	57.944	64.550	41.596	44.554	48.483	53.705	40.082	32.230	23.477
CURIMA	23.639	45.662	37.263	35.883	37.681	23.334	21.844	25.878	24.007
DOM JOAO MAR	11.400	148	182	96	258	241	569	539	223
ENCHOVA	344.856	388.288	220.138	203.654	75.428	3.554	225.383	85.038	14.993
ENCHOVA OESTE	87.346	91.202	66.733	60.789	50.717	69.560	76.794	51.773	40.048
ESPADA	24.388	23.666	27.565	23.600	22.685	24.158	17.796	25.440	17.038
ESPADARTE	471.591	607.553	479.325	403.918	159.386	176.373	92.486	70.398	69.781
FRADE	-	-	70.975	537.022	850.191	159.388	118.101	263.030	251.790
GAROUPA	76.482	85.961	121.653	85.949	58.850	42.864	27.556	37.159	40.930
GAROUPINHA	6.417	5.422	2.180	2.229	1.280	1.085	103	652	1.479
GOLFINHO	1.171.274	646.587	205.379	569.914	278.810	318.296	525.884	636.487	694.919
GUARICEMA	5.035	-	-	-	-	-	-	-	-
JUBARTE	305.429	413.006	507.897	954.654	1.691.022	1.667.028	2.176.366	3.131.215	3.984.291
LAGOSTA	-	-	174.747	586.467	1.219.937	895.540	805.604	718.897	658.458
LINGUADO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LULA	-	-	-	-	824.390	3.047.321	2.676.965	3.023.647	5.498.117
MALHADO	81.271	131.137	112.442	89.627	73.785	57.129	55.852	43.012	36.097
MANATI	3.172.423	5.673.185	5.152.273	6.191.615	4.110.259	6.132.480	5.974.785	5.923.602	5.600.306
MARIMBA	972.633	714.197	411.086	400.202	286.224	391.598	453.691	232.076	256.455
MARLIM	4.637.460	4.664.907	4.435.474	3.427.942	2.883.910	2.881.166	2.773.570	2.552.101	2.548.753
MARLIM LESTE	-	93.110	2.057.998	2.606.272	2.330.336	1.782.091	1.773.917	2.179.341	1.820.180
MARLIM SUL	2.898.553	2.236.030	4.386.695	4.786.776	4.680.301	6.273.851	5.562.394	4.596.431	2.956.276
MERLUZA	885.855	660.166	421.675	242.904	186.379	227.912	440.235	461.442	426.511
MEXILHÃO	-	-	-	-	1.715.139	4.119.759	5.106.289	6.679.588	7.295.779
NAMORADO	597.589	262.737	197.376	300.798	251.290	177.353	296.596	204.184	227.306
OESTE DE UBARANA	171.893	178.947	136.158	117.278	78.398	36.161	32.266	21.756	77.545
OSTRA	-	-	1.984	162.182	221.478	213.152	129.252	30.937	204.157
PAMPO	216.051	229.877	227.703	245.245	193.927	267.278	226.852	158.399	151.541
PAPA-TERRA	-	-	-	-	-	-	4.300	122.986	66.655

PARATI	4.149	5.861	7.408	4.181	2.480	2.433	2.832	5.349	5.839
PARGO	35.772	15.113	19.805	31.193	21.499	21.872	14.955	16.025	14.531
PARU	386.497	350.526	340.873	296.408	275.364	145.675	237.962	205.816	189.173
PEREGRINO	-	-	-	-	50.116	98.007	87.734	94.467	100.575
PEROÁ	860.711	6.147.509	1.064.976	1.743.044	3.562.056	2.724.521	1.998.201	1.503.386	1.214.766
PIRAMBU	-	-	-	-	-	-	107.819	1.740	2.140
PIRANEMA	74.545	390.219	96.066	145.032	144.896	145.522	162.206	176.469	146.988
PIRAUNA	40.808	36.695	36.030	28.794	31.832	24.527	28.464	30.363	30.088
POLVO	3.321	12.221	37.680	48.679	36.031	31.069	31.607	28.963	24.152
RONCADOR	1.382.838	5.334.853	7.956.110	6.332.339	5.087.300	4.562.114	4.678.157	5.339.817	6.756.054
SALEMA	242.397	285.885	270.330	227.740	162.934	81.460	57.953	205.323	141.185
SAPINHOÁ	-	-	-	-	-	-	506.581	1.566.909	1.917.017
SÉPIA	-	-	-	-	-	-	-	-	585
SERRA	17.167	28.222	19.048	11.806	11.752	13.808	14.098	12.289	14.190
TAMBAU	-	-	-	-	-	348.393	606.466	259.033	63.003
TARTARUGA	440	461	1.589	955	2.557	536	3.035	1.199	150
TARTARUGA VERDE	-	-	-	-	-	-	-	77.833	58.604
TATUI	1.757	3.990	3.231	3.226	2.702	2.476	1.099	7.937	3.100
UBARANA	946.424	728.616	535.365	393.971	321.012	236.160	260.180	208.058	184.265
URUGUÁ	-	-	-	177.038	800.948	1.288.556	730.711	1.542.641	2.143.018
VERMELHO	51.747	44.532	40.919	41.809	40.888	41.455	36.991	38.197	26.739
VIOLA	35.302	28.368	24.867	28.842	19.425	10.955	9.776	5.783	5.594
VOADOR	96.622	106.063	153.482	92.956	134.746	156.675	147.048	-	51.328
XAREU	23.295	16.521	15.852	14.941	10.939	13.279	8.973	8.389	9.942
ACAJÁ-BURIZINHO	-	-	-	-	-	-	2	8	15
ACAUA	1	3	3	2	2	2	2	2	2
AGUA GRANDE	80.634	-	-	-	-	-	-	-	-
AGUILHADA	724	669	533	542	604	433	438	348	275
ALTO DO RODRIGUES	2.476	2.256	1.954	2.035	2.095	2.054	2.129	3.085	2.784
ANAMBE	57.560	55.531	107.201	99.799	94.623	57.329	62.086	87.769	61.347
ANGELIM	46	31	29	37	120	73	61	45	36

ANGICO	29	12	12	15	16	16	17	15	7
APRAIUS	1.512	1.316	25.960	813	614	358	345	242	197
ARAÇARI	-	-	466	459	366	305	327	76	90
ARACAS	59.124	57.321	54.845	50.644	59.410	65.939	64.255	102.617	192.477
ARAÇÁS LESTE	-	-	6	13	11	11	8	8	7
ARAPAÇU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARARA AZUL	-	-	-	-	-	-	-	-	151.958
ARARACANGA	-	-	-	-	-	-	-	493.880	617.336
ARATU	19.785	-	14.228	30.306	18.905	20.980	9.377	7.259	5.406
ARRIBAÇÃ	-	-	-	-	-	-	-	-	1
ARUARI	17	23	21	17	33	47	28	26	18
ASA BRANCA	28.065	20.199	11.475	6.674	17.670	15.678	7.634	3.727	692
BAIXA DO ALGODAO	631	416	341	264	376	388	395	385	210
BARRINHA	83	81	17	22	20	20	19	20	23
BARRINHA LESTE	-	-	-	1	1	2	-	0	0
BARRINHA SUDOESTE	-	-	-	-	-	-	5	2	1
BENFICA	12.308	6.430	6.091	2.977	4.270	3.260	3.580	7.111	2.404
BIGUA	-	313	595	489	327	149	4.726	5.604	12.278
BIRIBA	72.691	67.370	63.173	67.195	55.102	63.534	57.924	58.630	59.534
BOA ESPERANCA	29.517	18.259	34.281	25.454	16.652	22.336	14.831	7.570	13.539
BOA VISTA	207.903	178.065	27.966	4.808	2.010	1.687	3.699	1.467	382
BOM LUGAR	-	-	170	333	341	565	429	404	371
BONSUCESSO	228	251	237	168	140	492	195	515	839
BREJINHO-BA	270	160	312	292	269	392	264	113	33
BREJINHO-RN	35.530	30.743	31.782	26.390	26.095	29.810	28.213	29.026	14.967
BURACICA	4.325	4.203	4.459	4.461	4.293	3.993	3.657	3.772	3.779
CACHOEIRINHA	23.569	65.889	43.152	20.383	15.160	22.843	22.700	10.778	11.609
CAMBACICA	-	-	-	-	-	-	85	1.488	1.361
CAMPO GRANDE	909	29	153	271	605	239	18	14	9
CANABRAVA	41	40	230	246	247	248	180	213	29
CANARIO	786	1.156	2.319	1.950	2.318	1.982	1.530	1.495	2.966

CANCA	-	139	465	1.422	3.191	2.487	3.790	2.338	3.102
CANDEIAS-Terra	70.080	27.490	4.110	-	76.687	28.473	30.609	17.756	7.249
CANTA GALO	44.465	40.624	37.409	31.965	31.779	37.956	41.883	34.478	61.019
CANTO DO AMARO	13.187	47.178	37.678	54.161	38.130	41.485	48.062	42.933	25.238
CARAPITANGA	-	-	68	198	739	133	325	705	315
CARCARÁ	-	-	-	30	46	34	14	8	5
CARDEAL	-	-	-	-	-	207	399	410	572
CARMOPOLIS	141.913	129.941	145.039	156.092	173.931	174.801	164.905	181.089	157.116
CASSARONGONGO	9.594	9.646	11.903	11.654	10.011	9.044	9.017	6.736	4.534
CASTANHAL	470	433	457	333	364	488	493	576	753
CEXIS	248.576	198.772	182.111	201.303	179.130	144.587	111.724	133.041	110.347
CIDADE DE ARACAJU	-	-	4	6	7	5	0	-	-
CIDADE DE SAO MIGUEL DOS CAMPOS	404.557	346.202	337.645	272.940	202.962	169.045	192.326	152.669	45.348
CIDADE ENTRE RIOS	4.502	3.782	3.748	3.885	3.823	2.858	2.877	2.140	1.320
COLIBRI	-	-	-	-	-	14	24	17	19
CONCEICAO	130.698	103.663	47.694	66.656	34.611	31.334	41.235	63.823	49.535
CONCRIZ	-	-	-	-	-	11	6	4	33
COQUEIRO SECO	29	6	10	22	23	24	20	43	30
CORREGO CEDRO NORTE	409	310	169	198	181	138	107	99	117
CORREGO DAS PEDRAS	246	393	423	248	229	253	225	164	152
CORREGO DOURADO	243	212	281	189	243	361	243	209	197
CREJOA	-	-	-	5	5	3	5	3	4
CUPIUBA	-	543	-	-	-	68.495	77.333	105.552	109.628
DOM JOAO	697	636	423	377	1.254	1.495	1.861	1.733	1.578
ESTREITO	3.263	3.176	2.997	3.207	4.571	4.402	4.013	4.635	5.744
FAZENDA ALEGRE	54.507	42.258	31.862	25.238	14.550	23.683	27.987	17.611	24.765
FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	13.707	9.841	8.422	2.806	7.746	4.713	8.130	3.894	10.665
FAZENDA ALVORADA	1.188	993	631	687	1.289	1.446	1.875	1.655	1.436
FAZENDA AZEVEDO	2.053	2.318	2.654	2.403	3.187	2.344	2.050	1.611	1.143
FAZENDA BALSAMO	19.954	20.383	11.437	8.525	10.557	8.784	5.505	6.735	7.172

FAZENDA BELEM-BA	2.321	2.713	3.288	2.852	4.659	3.983	4.446	4.119	2.939
FAZENDA BELEM-CE	1.529	1.552	1.656	1.447	1.223	988	893	965	1.153
FAZENDA BOA ESPERANCA	16.228	13.304	15.987	17.582	16.178	18.339	17.812	18.412	13.345
FAZENDA CANAAN	16	21	15	12	10	9	8	8	3
FAZENDA CEDRO NORTE	1.131	821	3.986	2.341	920	751	487	438	109
FAZENDA CURRAL	696	628	632	641	677	505	494	436	352
FAZENDA IMBE	52.714	43.011	34.278	18.160	23.647	19.161	21.773	14.045	15.044
FAZENDA JUNCO	324	707	414	120	240	223	292	149	104
FAZENDA MALAQUIAS	145	116	133	137	90	61	53	61	64
FAZENDA MATINHA	12.845	8.945	5.111	6.884	5.591	4.297	4.532	3.347	4.962
FAZENDA ONCA	71	31	1.036	469	210	311	200	112	187
FAZENDA PANELAS	60.245	38.558	24.490	24.004	27.688	131.329	111.168	43.841	2.724
FAZENDA PAU BRASIL	653	88	507	924	1.210	224	198	197	1.266
FAZENDA POCINHO	6.137	5.937	6.071	6.396	5.877	6.013	5.647	7.241	13.488
FAZENDA QUEIMADAS	1.317	729	1.366	1.440	896	1.028	24	53	44
FAZENDA RIO BRANCO	556	926	409	294	372	435	215	130	4.130
FAZENDA SANTA LUZIA	30.111	21.274	26.769	39.211	23.573	23.579	28.692	40.289	37.868
FAZENDA SANTA ROSA	49.619	54.313	36.421	29.939	24.381	9.669	9.537	7.186	5.776
FAZENDA SANTO ESTEVAO	488	424	341	439	418	385	530	668	1.793
FAZENDA SAO JORGE	1.937	1.881	1.607	1.921	1.914	1.910	2.098	2.013	1.970
FAZENDA SAO RAFAEL	42.704	55.514	43.620	80.061	118.601	111.596	117.275	114.408	135.836
FURADO	237.356	173.474	178.157	194.992	136.325	196.168	173.633	207.480	214.579
GAIVOTA	-	-	-	-	-	-	-	-	29
GALO DE CAMPINA	-	-	-	-	293	2.062	1.794	1.622	7.799
GAVIÃO BRANCO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GAVIÃO REAL	-	-	-	-	-	991	3.878.813	5.391.803	4.270.844
GAVIÃO VERMELHO	-	-	-	-	-	-	-	-	18.478
GOMO	339	305	575	531	454	445	618	887	777
GUAMARE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUAMARE SUDESTE	-	-	-	-	-	0	7	3	2
GUANAMBI	996	869	2.657	1.442	1.097	1.928	1.634	1.438	1.411

GURIRI	74	62	30	43	35	51	29	115	90
ICAPUI	20	20	23	13	16	12	14	9	9
INHAMBU	120	158	209	447	1.127	1.123	1.488	3.351	3.449
IRAUNA	-	-	-	1.119	446	49	33	26	26
IRERE	-	-	5	91	48	36	36	6	22
JACANA	542	89	122	612	983	714	752	506	318
JACUIPE	146.455	110.626	74.928	87.318	71.641	36.455	48.791	43.021	39.554
JACUTINGA	-	-	0	59	49	205	66	87	59
JANDAIA	45.334	16.055	15.830	8.593	19.182	15.674	13.343	13.039	13.713
JANDUI	15	11	5.658	11.885	2.766	2.124	382	0	1
JEQUIA	40	3	132	127	99	64	52	82	80
JOAO DE BARRO	4.191	3.272	1.608	1.140	792	434	294	282	154
JUAZEIRO	329	90	454	509	167	141	114	114	90
JURITI	60	144	74	28	8	26	24	28	21
LAGOA AROEIRA	193	161	136	190	124	97	82	84	108
LAGOA BONITA	19	10	18	1	63	69	35	30	28
LAGOA DO PAULO	92	97	79	84	121	136	231	519	478
LAGOA DO PAULO NORTE	639	551	417	442	449	367	496	836	960
LAGOA PARDA	8.058	12.033	6.558	2.993	3.996	3.740	3.860	3.677	4.015
LAGOA PIABANHA	539	553	1	90	541	178	353	708	503
LAGOA SURUACA	-	46.921	-	-	-	-	-	-	-
LAMARAO	49.103	60.166	81.964	86.487	89.528	60.778	51.995	80.955	57.793
LESTE DE POCO XAVIER	11.485	7.066	6.393	4.655	3.660	9.828	31.897	27.080	19.264
LESTE DO URUCU	902.956	970.423	1.039.931	1.372.532	2.102.458	2.840.101	2.868.497	3.254.500	2.818.560
LIVRAMENTO	31.313	83.140	109.924	95.506	95.769	70.041	80.268	69.380	58.908
LORENA	186.121	194.555	210.555	224.028	224.293	196.361	136.511	131.549	114.577
MAÇARICO	-	-	-	-	-	-	-	28	22
MACAU	154	157	123	60	44	49	58	55	60
MALOMBE	730	962	1.271	998	933	1.425	1.334	1.090	729
MANDACARU	47.008	39.426	24.665	20.413	27.266	17.343	15.820	15.625	14.279
MAPELE	-	-	5.276	15.602	8.063	4.191	4.606	2.838	-

MARIRICU	278	226	182	68	99	43	104	64	20
MARIRICU NORTE	37	42	32	32	30	40	43	32	31
MASSAPE	145.788	135.773	118.955	145.368	138.664	179.570	176.977	128.379	136.172
MATA DE SAO JOAO	27.548	22.198	30.817	21.125	12.717	24.274	14.618	10.995	6.473
MATO GROSSO	42.910	41.960	26.731	18.975	13.541	14.184	17.014	13.615	8.664
MIRANGA	1.708.862	1.370.575	1.116.752	1.091.147	1.026.742	879.390	938.540	741.824	600.375
MIRANGA NORTE	11.719	9.017	7.736	11.592	5.530	4.414	8.856	6.674	6.401
MONTE ALEGRE	1.019	931	1.226	1.158	961	1.077	1.181	924	1.487
MORRINHO	46.453	8.915	57	52	48	55	22	15	12
MORRO DO BARRO	-	567	1.471	1.437	15.996	27.982	12.032	426	20.219
MOSSORO	42	44	42	41	42	90	113	124	122
NORTE FAZENDA CARUACU	62.444	56.806	55.793	47.175	36.353	28.554	28.249	22.401	23.151
PA-1BRSA1291DES_SEAL-T-420	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAJEU	618	485	487	492	497	438	396	380	371
PARDAL	-	-	-	-	-	-	46	263	1.877
PARIRI	-	-	-	-	-	-	-	63	32
PATATIVA	-	-	-	-	-	-	47	785	3.085
PATURI	-	-	-	-	-	-	127	441	730
PEDRA SENTADA	247	11	118	5	23	44	29	64	7
PERIQUITO	-	15	17	51	73	1.938	3.340	3.180	1.161
PILAR	904.724	663.584	389.915	535.331	461.125	735.334	809.365	715.933	588.975
PINTASSILGO	64	134	115	115	77	112	84	62	59
PITIGUARI	-	-	2	-	210	22	-	91	1.700
POCO VERDE	21	22	21	18	7	36	44	21	11
POCO XAVIER	2.966	1.717	1.470	1.728	1.305	1.033	516	428	239
POJUCA	56	31	24	49	178	392	385	349	334
PONTA DO MEL	34.240	49.386	45.538	32.431	23.936	17.451	10.713	9.532	6.729
PORTO CARAO	289	135	109	124	212	218	135	137	116
QUERERA	73.024	57.343	35.858	20.632	27.069	6.285	7.384	4.249	5.703
REDONDA	27	26	30	37	151	38	48	54	56
REDONDA PROFUNDO	459	354	320	268	265	212	177	183	199

REMANSO	84.211	78.388	66.010	42.744	37.955	31.315	30.972	29.970	24.316
RIACHO DA BARRA	26.297	25.565	19.574	9.127	12.021	16.605	11.207	10.091	10.777
RIACHO DA FORQUILHA	91.221	84.996	97.447	151.868	162.191	116.731	108.853	83.524	51.458
RIACHO OURICURI	1.155	1.168	1.304	763	624	1.282	976	1.052	670
RIACHO SAO PEDRO	43.543	31.418	17.754	10.117	8.283	4.111	11.170	11.986	7.537
RIACHUELO	1.204	1.208	987	1.938	469	1.380	1.261	989	1.974
RIO DA SERRA	18	26	41	20	31	68	67	51	111
RIO DO BU	2.526	3.062	3.422	3.316	2.791	3.446	4.562	3.231	2.821
RIO DOS OVOS	794	956	717	827	899	898	960	534	509
RIO IPIRANGA	-	-	244	372	317	393	464	484	-
RIO ITARIRI	357	416	420	941	801	554	471	366	339
RIO ITAUNAS	2.518	866	1.024	724	591	729	643	420	446
RIO MOSSORO	373	336	284	306	226	313	490	459	465
RIO PIPIRI	11.023	10.653	8.849	3.729	3.367	4.437	2.778	3.500	3.502
RIO POJUCA	5.796	2.911	2.968	2.840	4.343	5.002	5.679	6.040	4.447
RIO PRETO	1.236	857	593	592	634	501	364	390	682
RIO PRETO OESTE	1.486	881	930	557	520	653	1.010	631	467
RIO PRETO SUL	1.392	1.995	2.288	2.038	2.017	834	677	444	310
RIO SAO MATEUS	1.063	1.108	796	838	1.697	7.120	3.082	46	45
RIO SAUIPE	163	258	210	252	238	202	6	4	133
RIO SUBAUMA	56	41	41	38	33	33	85	65	74
RIO URUCU	926.701	912.405	949.417	890.537	2.129.726	2.052.445	2.796.640	2.453.935	2.336.293
SABIA	-	-	41	13.969	10.025	14.298	22.083	19.813	10
SABIÁ BICO-DE-OSSO	-	-	-	-	-	945	2.341	577	501
SABIA DA MATA	-	-	-	-	-	-	1.892	2.686	3.931
SALINA CRISTAL	4.862	4.843	4.943	10.903	55.587	61.941	100.841	116.202	112.012
SANHAÇU	-	-	-	-	-	19.183	74.319	100.606	139.733
SANTANA	545	820	624	495	234	301	684	974	1.538
SAO DOMINGOS	23	28	12	7	10	8	1	17	352
SAO MATEUS	5.536	4.120	5.261	4.113	2.800	2.009	2.012	1.552	2.347
SÃO MATEUS LESTE	-	-	-	19	604	470	385	180	74

SAO MIGUEL DOS CAMPOS	266.641	308.565	203.728	166.997	164.169	108.112	100.201	91.170	63.091
SAO PEDRO	1.150	619	568	550	556	706	474	709	1.020
SAUIPE	-	0	0	0	0	0	0	87	195
SERIEMA	1.118	252	227	114	103	125	71	54	49
SERRA DO MEL	840	225	12.223	738	566	268	418	481	221
SERRA VERMELHA	1	1	0	0	2	1	1	1	0
SERRARIA	417	461	424	358	356	268	240	166	176
SESMARIA	29.212	25.434	21.978	16.828	13.189	11.613	10.142	9.544	6.903
SIBITE	-	-	-	-	-	-	-	613	99
SIRIRIZINHO	29.546	37.782	45.706	45.272	42.213	36.136	31.294	28.848	25.285
SOCORRO	76	6.565	200	237	1.357	2.898	8.394	9.402	9.505
SOCORRO EXTENSAO	12.084	11.588	18.543	14.098	16.669	12.668	13.584	6.220	7.352
SUDOESTE URUCU	101.925	115.366	103.222	64.410	71.801	200.745	105.771	121.579	206.208
SUSSUARANA	1.006	7.446	7.634	6.248	8.311	6.840	6.934	11.657	5.555
TABUIAIA	98	81	165	162	140	114	83	71	147
TABULEIRO DOS MARTINS	759	744	1.352	1.520	1.373	1.350	1.294	2.434	2.564
TANGARA	41	41	128	1.437	2.476	2.455	3.007	5.536	19.997
TAQUIPE	7.846	1.038	5.643	24.758	40.088	41.677	29.093	57.358	78.924
TIÊ	-	-	-	-	-	1.411	14.255	17.155	11.519
TIGRE	-	-	-	896	1.019	730	449	477	228
TRES MARIAS	45	32	38	49	51	58	32	22	61
TRINCA FERRO	-	-	-	-	1.723	6.223	2.195	2.471	1.934
UIRAPURU	1.632	667	8.421	5.894	4.331	1.623	972	910	2.357
UO SIX - SÃO MATEUS DO SUL	-	-	-	-	-	9.254	94.364	102.654	101.725
UPANEMA	10.117	3.377	12.209	3.548	2.172	1.182	9.747	23.985	20.443
VARGINHA	28.221	13.066	6.408	7.136	3.595	6.069	3.147	629	690

Fonte: (ANP, 2018b)

Anexo 2: Projeção de produção dos campos em produção(2015-2024).

O Anexo 2foi construído a partir das projeções de produção de gás natural desenvolvidas neste estudo, para o período de 2015 a 2024. Estes volumes projetados foram obtidos através de ajuste, utilizando Método dos Mínimos Quadrados, do histórico de produção dos campos considerados, já apresentados no Anexo 1.

Tabela 1: Projeção de produção (m^3/dia) dos campos em produção (2016-2024).

Nome Campo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
AGULHA	2.652	1.438	1.410	1.384	1.358	1.333	1.309	1.285	1.262
ALBACORA	675.687	497.623	461.418	428.119	397.404	369.169	343.159	319.172	296.986
ALBACORA LESTE	801.602	570.961	513.759	462.699	416.979	376.170	339.657	306.944	277.545
ANEQUIM	11.301	7.877	7.572	7.281	7.003	6.738	6.485	6.244	6.013
ARATUM	1.202	956	889	828	771	718	669	624	583
ARGONAUTA	268.532	278.400	278.412	278.424	278.436	278.448	278.460	278.472	278.484
ATUM	26.182	14.207	12.704	11.370	10.184	9.131	8.195	7.361	6.616
BAGRE	8.458	12.098	12.098	12.098	12.098	12.098	12.098	12.098	12.098
BALEIA ANÃ	60.033	61.940	61.940	61.940	61.940	61.940	61.940	61.940	61.940
BALEIA AZUL	1.866.488	2.012.444	2.012.444	2.012.444	2.012.444	2.012.444	2.012.444	2.012.444	2.012.444
BALEIA FRANCA	960.354	984.341	984.341	984.341	984.341	984.341	984.341	984.341	984.341
BARRACUDA	881.479	969.294	904.563	844.645	789.026	737.574	689.880	645.621	604.435
BAUNA	125.646	134.540	135.195	135.850	136.507	137.162	137.818	138.473	139.130
BIJUPIRA	104.597	97.373	90.369	83.364	76.344	69.336	62.332	55.328	48.307
BONITO	478.727	379.687	357.394	335.101	312.758	290.455	268.162	245.869	223.526
CACHALOTE	236.343	184.041	145.442	115.166	91.322	72.583	57.805	46.121	36.847
CAIOBA	442.553	404.197	387.639	371.891	356.872	342.603	329.019	316.079	303.718
CAMORIM	107.556	120.944	115.071	109.529	104.286	99.342	94.672	90.258	86.073
CANAPUS	559.619	571.280	500.847	439.584	386.122	339.603	299.022	263.562	232.478

CANDEIAS-Mar	7.521	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042	5.042
CANGOA	184.567	164.443	150.599	138.022	126.564	116.157	106.686	98.054	90.165
CARAPEBA	31.000	30.662	28.265	26.073	24.063	22.226	20.543	18.999	17.580
CARATINGA	368.628	292.920	257.940	227.380	200.595	177.188	156.681	138.686	122.845
CHERNE	111.319	131.441	122.187	113.586	105.572	98.136	91.227	84.805	78.822
CIOBA	811	883	883	883	883	883	883	883	883
CONGRO	52.488	52.897	52.897	52.897	52.897	52.897	52.897	52.897	52.897
CORVINA	21.218	31.248	29.107	27.129	25.297	23.604	22.038	20.588	19.240
CURIMA	35.325	24.090	23.245	22.437	21.661	20.919	20.209	19.529	18.875
DOM JOAO MAR	427	292	292	292	292	292	292	292	292
ENCHOVA	23.960	22.541	22.541	22.541	22.541	22.541	22.541	22.541	22.541
ENCHOVA OESTE	40.254	33.667	30.087	26.913	24.090	21.587	19.363	17.383	15.616
ESPADA	15.696	16.893	16.027	15.212	14.444	13.721	13.040	12.398	11.791
ESPADARTE	43.157	26.539	19.119	13.812	9.998	7.260	5.287	3.860	2.823
FRADE	253.370	241.697	241.709	241.721	241.733	241.745	241.757	241.769	241.781
GAROUPA	31.583	27.767	25.473	23.385	21.479	19.746	18.166	16.723	15.402
GAROUPINHA	1.751	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319
GOLFINHO	399.032	281.433	266.480	252.438	239.214	226.806	215.140	204.163	193.804
GUARICEMA	1	11	23	35	47	59	71	83	95
JUBARTE	4.281.189	4.132.740	4.132.740	4.132.740	4.132.740	4.132.740	4.132.740	4.132.740	4.132.740
LAGOSTA	578.639	531.778	464.362	405.956	355.186	311.183	272.944	239.660	210.594
LINGUADO	1	11	23	35	47	59	71	83	95
LULA	6.401.856	6.941.689	7.852.061	8.754.785	9.652.022	10.540.218	11.420.732	12.294.088	13.162.373
MALHADO	21.772	20.237	16.378	13.278	10.779	8.769	7.146	5.834	4.768
MANATI	5.481.930	5.852.692	5.976.712	6.102.286	6.229.711	6.358.471	6.488.745	6.620.597	6.754.339
MARIMBA	272.973	357.881	341.420	325.845	311.069	297.102	283.874	271.336	259.420
MARLIM	2.155.859	1.944.430	1.785.722	1.641.142	1.509.044	1.388.749	1.278.964	1.178.647	1.086.715
MARLIM LESTE	1.213.207	1.123.224	1.032.121	949.082	873.170	804.003	740.845	683.102	630.157
MARLIM SUL	3.307.435	4.141.758	4.141.770	4.141.782	4.141.794	4.141.806	4.141.818	4.141.830	4.141.842

MERLUZA	232.594	200.174	179.313	160.774	144.248	129.562	116.479	104.808	94.365
MEXILHÃO	6.540.584	6.781.623	6.847.365	6.913.183	6.979.229	7.045.230	7.111.276	7.177.397	7.243.744
NAMORADO	125.631	159.092	151.545	144.414	137.659	131.284	125.255	119.549	114.133
OESTE DE UBARANA	71.126	81.598	81.598	81.598	81.598	81.598	81.598	81.598	81.598
OSTRA	104.697	155.889	155.889	155.889	155.889	155.889	155.889	155.889	155.889
PAMPO	146.891	173.720	170.748	167.851	165.020	162.265	159.579	156.959	154.397
PAPA-TERRA	91.796	90.243	90.255	90.267	90.279	90.291	90.303	90.315	90.327
PARATI	3.604	3.066	2.974	2.885	2.799	2.716	2.637	2.561	2.487
PARGO	13.302	13.743	13.015	12.331	11.687	11.083	10.514	9.979	9.475
PARU	181.820	181.623	172.707	164.297	156.345	148.851	141.777	135.093	128.760
PEREGRINO	87.722	90.205	90.217	90.229	90.241	90.253	90.265	90.277	90.289
PEROÁ	810.310	618.691	463.590	348.215	262.014	197.711	149.556	113.387	86.105
PIRAMBU	14.431	32.903	32.903	32.903	32.903	32.903	32.903	32.903	32.903
PIRANEMA	169.704	150.280	150.280	150.280	150.280	150.280	150.280	150.280	150.280
PIRAUNA	33.315	23.194	22.520	21.872	21.246	20.644	20.064	19.504	18.964
POLVO	22.329	22.186	20.903	19.705	18.582	17.533	16.552	15.633	14.770
RONCADOR	6.286.680	5.756.833	5.756.845	5.756.857	5.756.869	5.756.881	5.756.893	5.756.905	5.756.917
SALEMA	76.449	74.531	67.042	60.358	54.376	49.038	44.264	39.988	36.146
SAPINHOÁ	2.223.940	2.049.779	2.049.779	2.049.779	2.049.779	2.049.779	2.049.779	2.049.779	2.049.779
SÉPIA	419.817	493.291	493.291	493.291	493.291	493.291	493.291	493.291	493.291
SERRA	11.955	10.686	10.094	9.540	9.020	8.532	8.075	7.646	7.242
TAMBAU	295.711	293.010	293.010	293.010	293.010	293.010	293.010	293.010	293.010
TARTARUGA	2.865	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581
TARTARUGA VERDE	141.457	138.889	138.889	138.889	138.889	138.889	138.889	138.889	138.889
TATUI	2.267	1.483	1.029	716	499	349	245	173	122
UBARANA	166.116	126.318	106.628	90.136	76.272	64.649	54.876	46.643	39.682
URUGUÁ	2.513.975	2.226.759	2.226.771	2.226.783	2.226.795	2.226.807	2.226.819	2.226.831	2.226.843
VERMELHO	33.721	29.623	28.366	27.173	26.036	24.958	23.933	22.958	22.028
VIOLA	8.526	3.292	2.598	2.055	1.627	1.292	1.028	819	653

VOADOR	80.495	102.674	102.686	102.698	102.710	102.722	102.734	102.746	102.758
XAREU	8.658	5.276	4.540	3.911	3.372	2.912	2.518	2.180	1.889
ACAJÁ-BURIZINHO	19	18	18	18	18	18	18	18	18
ACAUA	3	2	2	2	2	2	2	2	2
AGUA GRANDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AGUILHADA	197	205	178	155	135	118	103	90	78
ALTO DO RODRIGUES	2.824	2.100	2.052	2.006	1.961	1.917	1.875	1.834	1.794
ANAMBE	74.328	72.206	72.206	72.206	72.206	72.206	72.206	72.206	72.206
ANGELIM	24	40	40	40	40	40	40	40	40
ANGICO	9	11	10	10	10	9	9	9	8
APRAIUS	212	143	114	92	74	60	48	39	32
ARAÇARI	82	46	34	26	19	14	11	8	6
ARACAS	185.301	174.782	165.829	157.405	149.457	141.983	134.943	128.306	122.030
ARAÇÁS LESTE	7	6	6	5	5	4	4	4	3
ARAPAÇU	35.895	35.896	35.896	35.896	35.896	35.896	35.896	35.896	35.896
ARARA AZUL	253.475	253.678	253.678	253.678	253.678	253.678	253.678	253.678	253.678
ARARACANGA	761.959	689.107	689.107	689.107	689.107	689.107	689.107	689.107	689.107
ARATU	11.821	15.358	15.358	15.358	15.358	15.358	15.358	15.358	15.358
ARRIBAÇÃ	12	12	12	12	12	12	12	12	12
ARUARI	13	22	22	22	22	22	22	22	22
ASA BRANCA	981	636	434	297	204	141	97	67	47
BAIXA DO ALGODAO	235	152	133	117	102	90	79	70	61
BARRINHA	19	20	20	20	20	20	20	20	20
BARRINHA LESTE	0	1	1	1	1	1	1	1	1
BARRINHA SUDOESTE	0	-	-	-	-	-	-	-	-
BENFICA	2.597	2.874	2.753	2.639	2.530	2.426	2.327	2.234	2.144
BIGUA	12.615	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662	8.662
BIRIBA	55.907	52.692	51.295	49.945	48.640	47.381	46.165	44.989	43.850
BOA ESPERANCA	12.180	13.094	12.333	11.623	10.957	10.336	9.755	9.211	8.700

BOA VISTA	483	324	234	170	123	90	65	48	35
BOM LUGAR	289	384	384	384	384	384	384	384	384
BONSUCESSO	758	380	380	380	380	380	380	380	380
BREJINHO-BA	21	21	14	9	6	4	3	2	1
BREJINHO-RN	22.490	19.047	17.961	16.945	15.992	15.102	14.268	13.487	12.752
BURACICA	3.691	3.646	3.584	3.523	3.463	3.405	3.348	3.293	3.239
CACHOEIRINHA	10.631	12.772	11.986	11.255	10.572	9.937	9.346	8.793	8.277
CAMBACICA	8.242	3.624	3.624	3.624	3.624	3.624	3.624	3.624	3.624
CAMPO GRANDE	11	12	12	12	12	12	12	12	12
CANABRAVA	31	28	20	14	10	7	5	4	3
CANARIO	1.912	1.839	1.839	1.839	1.839	1.839	1.839	1.839	1.839
CANCA	3.589	2.762	2.762	2.762	2.762	2.762	2.762	2.762	2.762
CANDEIAS-Terra	162.481	115.268	115.268	115.268	115.268	115.268	115.268	115.268	115.268
CANTA GALO	63.728	45.369	46.088	46.812	47.543	48.278	49.018	49.763	50.515
CANTO DO AMARO	31.072	30.135	28.680	27.307	26.007	24.781	23.623	22.528	21.489
CARAPITANGA	344	377	377	377	377	377	377	377	377
CARCARÁ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARDEAL	540	471	471	471	471	471	471	471	471
CARMOPOLIS	143.330	142.112	135.801	129.820	124.136	118.754	113.649	108.803	104.190
CASSARONGONGO	3.253	2.706	2.095	1.626	1.264	985	769	602	471
CASTANHAL	896	469	469	469	469	469	469	469	469
CEXIS	166.451	105.550	97.525	90.171	83.410	77.217	71.532	66.306	61.489
CIDADE DE ARACAJU	4	6	6	6	6	6	6	6	6
CIDADE DE SAO MIGUEL DOS CAMPOS	73.357	65.139	54.800	46.170	38.939	32.897	27.833	23.581	19.998
CIDADE ENTRE RIOS	1.476	1.687	1.544	1.415	1.296	1.189	1.092	1.003	922
COLIBRI	20	21	21	21	21	21	21	21	21
CONCEICAO	29.222	28.106	25.227	22.664	20.374	18.335	16.516	14.889	13.431
CONCRIZ	15	18	18	18	18	18	18	18	18

COQUEIRO SECO	38	25	25	25	25	25	25	25	25
CORREGO CEDRO NORTE	59	63	55	48	42	36	32	28	24
CORREGO DAS PEDRAS	189	209	208	206	204	203	201	200	198
CORREGO DOURADO	186	133	127	121	115	110	105	100	96
CREJOA	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CUPIUBA	85.220	66.911	52.614	41.456	32.712	25.874	20.507	16.283	12.948
DOM JOAO	1.580	1.678	1.699	1.720	1.741	1.762	1.783	1.804	1.826
ESTREITO	5.630	4.067	4.050	4.032	4.015	3.998	3.981	3.965	3.948
FAZENDA ALEGRE	27.061	21.887	21.392	20.912	20.446	19.994	19.557	19.132	18.719
FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	9.822	10.411	10.411	10.411	10.411	10.411	10.411	10.411	10.411
FAZENDA ALVORADA	1.485	1.360	1.380	1.400	1.420	1.441	1.461	1.481	1.502
FAZENDA AZEVEDO	813	1.012	908	815	732	658	592	534	481
FAZENDA BALSAMO	6.451	6.377	5.909	5.479	5.083	4.718	4.383	4.074	3.788
FAZENDA BELEM-BA	2.512	2.667	2.552	2.442	2.338	2.239	2.145	2.056	1.971
FAZENDA BELEM-CE	1.156	890	840	793	750	709	671	635	601
FAZENDA BOA ESPERANCA	14.805	16.209	16.210	16.211	16.211	16.212	16.213	16.213	16.214
FAZENDA CANAAN	5	6	5	5	5	4	4	4	4
FAZENDA CEDRO NORTE	676	153	126	105	87	72	60	50	42
FAZENDA CURRAL	372	349	327	306	287	269	252	237	222
FAZENDA IMBE	10.025	5.374	4.480	3.741	3.127	2.618	2.196	1.844	1.550
FAZENDA JUNCO	167	301	301	301	301	301	301	301	301
FAZENDA MALAQUIAS	55	41	36	32	28	25	22	19	17
FAZENDA MATINHA	3.293	2.188	1.927	1.699	1.498	1.324	1.170	1.036	918
FAZENDA ONCA	160	109	96	84	74	65	57	50	44
FAZENDA PANELAS	49.771	81.823	81.823	81.823	81.823	81.823	81.823	81.823	81.823
FAZENDA PAU BRASIL	1.460	1.079	1.079	1.079	1.079	1.079	1.079	1.079	1.079
FAZENDA POCINHO	12.506	7.544	7.630	7.717	7.805	7.892	7.980	8.068	8.156
FAZENDA QUEIMADAS	77	49	49	49	49	49	49	49	49
FAZENDA RIO BRANCO	689	203	196	189	182	176	170	164	159

FAZENDA SANTA LUZIA	32.273	28.509	28.521	28.533	28.545	28.557	28.569	28.581	28.593
FAZENDA SANTA ROSA	1.580	1.077	745	517	359	251	175	123	87
FAZENDA SANTO ESTEVAO	1.550	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
FAZENDA SAO JORGE	1.700	1.899	1.902	1.904	1.906	1.908	1.911	1.913	1.915
FAZENDA SAO RAFAEL	105.513	92.037	92.049	92.061	92.073	92.085	92.097	92.109	92.121
FURADO	200.230	206.721	208.850	210.983	213.125	215.266	217.410	219.557	221.714
GAIVOTA	32	39	39	39	39	39	39	39	39
GALO DE CAMPINA	9.953	9.983	9.983	9.983	9.983	9.983	9.983	9.983	9.983
GAVIÃO BRANCO	1.871.287	3.014.548	3.014.548	3.014.548	3.014.548	3.014.548	3.014.548	3.014.548	3.014.548
GAVIÃO REAL	2.991.997	3.969.111	3.969.111	3.969.111	3.969.111	3.969.111	3.969.111	3.969.111	3.969.111
GAVIÃO VERMELHO	1.217.917	1.506.694	1.506.694	1.506.694	1.506.694	1.506.694	1.506.694	1.506.694	1.506.694
GOMO	527	487	487	487	487	487	487	487	487
GUAMARE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUAMARE SUDESTE	1	1	0	0	0	0	0	0	0
GUANAMBI	1.263	1.587	1.637	1.689	1.743	1.797	1.853	1.910	1.968
GURIRI	56	69	69	69	69	69	69	69	69
ICAPUI	7	8	7	6	6	5	5	5	4
INHAMBU	3.379	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469
IRAUNA	24	23	21	20	19	18	17	16	15
IRERE	24	24	24	24	24	24	24	24	24
JACANA	403	329	293	260	231	206	183	164	146
JACUIPE	64.976	34.135	30.850	27.905	25.257	22.883	20.749	18.830	17.098
JACUTINGA	175	104	104	104	104	104	104	104	104
JANDAIA	10.258	17.496	17.496	17.496	17.496	17.496	17.496	17.496	17.496
JANDUI	1	1	1	1	1	1	1	1	1
JEQUIA	88	57	53	48	45	41	38	35	32
JOAO DE BARRO	40	15	9	5	3	2	1	1	0
JUAZEIRO	92	120	120	120	120	120	120	120	120
JURITI	24	44	44	44	44	44	44	44	44

LAGOA AROEIRA	104	66	59	53	47	42	38	34	31
LAGOA BONITA	111	39	39	39	39	39	39	39	39
LAGOA DO PAULO	410	378	350	325	301	280	260	241	225
LAGOA DO PAULO NORTE	438	459	457	454	452	450	447	445	443
LAGOA PARDA	3.390	2.309	2.052	1.825	1.624	1.447	1.291	1.152	1.030
LAGOA PIABANHA	260	357	347	337	327	317	307	298	288
LAGOA SURUACA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAMARAO	48.539	62.873	62.463	62.053	61.643	61.233	60.823	60.414	60.003
LESTE DE POCO XAVIER	37.309	21.003	21.402	21.801	22.201	22.600	22.999	23.398	23.798
LESTE DO URUCU	2.524.117	2.715.935	2.683.014	2.650.764	2.619.093	2.588.114	2.557.765	2.528.015	2.498.780
LIVRAMENTO	53.544	48.967	44.390	40.275	36.563	33.225	30.217	27.503	25.046
LORENA	106.632	95.702	85.651	76.727	68.779	61.722	55.441	49.843	44.838
MAÇARICO	16	10	7	5	3	2	1	1	1
MACAU	54	51	49	48	46	45	43	42	40
MALOMBE	615	509	412	334	271	220	180	147	120
MANDACARU	14.631	9.445	8.539	7.726	6.995	6.340	5.751	5.220	4.742
MAPELE	2.360	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
MARIRICU	22	22	19	17	14	12	11	9	8
MARIRICU NORTE	31	33	33	33	32	32	32	32	32
MASSAPE	119.135	119.112	115.226	111.498	107.912	104.475	101.177	98.008	94.956
MATA DE SAO JOAO	8.920	5.904	4.898	4.070	3.386	2.822	2.355	1.969	1.648
MATO GROSSO	8.334	6.631	5.594	4.726	3.997	3.386	2.872	2.440	2.075
MIRANGA	496.105	478.095	424.071	376.531	334.563	297.625	265.034	236.235	210.706
MIRANGA NORTE	6.701	7.848	7.848	7.848	7.848	7.848	7.848	7.848	7.848
MONTE ALEGRE	1.764	1.266	1.266	1.266	1.266	1.266	1.266	1.266	1.266
MORRINHO	11	9	7	6	4	4	3	2	2
MORRO DO BARRO	11.063	10.729	10.729	10.729	10.729	10.729	10.729	10.729	10.729
MOSSORO	99	114	114	114	114	114	114	114	114
NORTE FAZENDA CARUACU	19.961	18.120	16.235	14.560	13.067	11.739	10.556	9.501	8.556

PA-1BRSA1291DES_SEAL-T-420	52	57	57	57	57	57	57	57	57
PAJEU	341	274	250	229	209	191	175	160	147
PARDAL	1.535	1.089	1.089	1.089	1.089	1.089	1.089	1.089	1.089
PARIRI	44	47	47	47	47	47	47	47	47
PATATIVA	3.546	2.357	2.357	2.357	2.357	2.357	2.357	2.357	2.357
PATURI	1.094	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116
PEDRA SENTADA	16	23	21	19	18	16	14	13	11
PERIQUITO	563	287	182	116	74	48	31	20	13
PILAR	510.214	475.165	451.056	428.358	406.930	386.773	367.777	349.857	332.906
PINTASSILGO	50	66	64	63	62	60	59	58	56
PITIGUARI	5.731	3.472	3.472	3.472	3.472	3.472	3.472	3.472	3.472
POCO VERDE	8	4	2	1	1	1	0	0	0
POCO XAVIER	212	155	127	104	86	71	58	48	40
POJUCA	381	318	306	295	284	273	263	254	245
PONTA DO MEL	4.606	3.389	2.482	1.822	1.341	989	732	543	403
PORTO CARAO	103	77	63	52	43	36	30	25	21
QUERERA	11.512	22.906	22.906	22.906	22.906	22.906	22.906	22.906	22.906
REDONDA	51	49	49	49	49	49	49	49	49
REDONDA PROFUNDO	168	138	125	113	102	92	84	76	69
REMANSO	23.444	19.840	17.580	15.593	13.842	12.301	10.943	9.745	8.683
RIACHO DA BARRA	8.959	6.833	6.164	5.565	5.027	4.546	4.115	3.727	3.378
RIACHO DA FORQUILHA	72.032	101.613	101.625	101.637	101.649	101.661	101.673	101.685	101.697
RIACHO OURICURI	488	577	536	498	463	430	401	373	348
RIACHO SAO PEDRO	12.639	9.509	9.509	9.509	9.509	9.509	9.509	9.509	9.509
RIACHUELO	1.615	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291
RIO DA SERRA	73	45	45	45	45	45	45	45	45
RIO DO BU	2.694	3.211	3.211	3.211	3.211	3.211	3.211	3.211	3.211
RIO DOS OVOS	618	715	715	715	715	715	715	715	715
RIO IPIRANGA	266	338	338	338	338	338	338	338	338

RIO ITARIRI	372	446	446	446	446	446	445	445	445
RIO ITAUNAS	173	207	170	140	115	95	79	65	54
RIO MOSSORO	603	416	416	416	416	416	416	416	416
RIO PIPIRI	2.667	1.482	1.234	1.029	859	719	602	505	424
RIO POJUCA	2.968	2.559	2.316	2.098	1.901	1.725	1.566	1.423	1.294
RIO PRETO	478	397	376	356	337	320	303	287	273
RIO PRETO OESTE	387	386	353	322	295	269	247	226	207
RIO PRETO SUL	193	139	96	67	47	32	23	16	11
RIO SAO MATEUS	9.296	2.456	2.456	2.456	2.456	2.456	2.456	2.456	2.456
RIO SAUIPE	104	155	155	155	155	155	155	155	155
RIO SUBAUMA	45	39	32	26	21	17	14	12	10
RIO URUCU	2.167.728	2.354.474	2.354.474	2.354.474	2.354.474	2.354.474	2.354.474	2.354.474	2.354.474
SABIA	16	13	13	13	13	13	13	13	13
SABIÁ BICO-DE-OSSO	1.024	697	697	697	697	697	697	697	697
SABIA DA MATA	7.497	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644	7.644
SALINA CRISTAL	111.094	105.968	102.586	99.339	96.214	93.217	90.338	87.570	84.902
SANHAÇU	144.352	142.043	142.043	142.043	142.043	142.043	142.043	142.043	142.043
SANTANA	1.534	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467	1.467
SAO DOMINGOS	420	364	364	364	364	364	364	364	364
SAO MATEUS	2.020	2.002	1.928	1.857	1.789	1.725	1.663	1.604	1.547
SÃO MATEUS LESTE	65	38	26	19	13	9	7	5	3
SAO MIGUEL DOS CAMPOS	97.869	72.186	65.905	60.216	55.049	50.371	46.125	42.268	38.753
SAO PEDRO	790	673	685	697	709	721	733	745	757
SAUIPE	25	4	1	0	0	0	0	0	0
SERIEMA	27	14	11	9	7	6	4	3	3
SERRA DO MEL	146	348	348	348	348	348	348	348	348
SERRA VERMELHA	1	2	2	2	2	2	2	2	2
SERRARIA	183	158	143	130	118	108	98	89	81
SESMARIA	6.239	5.773	5.011	4.354	3.787	3.298	2.876	2.511	2.194

SIBITE	4	0	0	0	0	0	0	0	0
SIRIRIZINHO	25.353	21.460	19.402	17.556	15.896	14.407	13.069	11.864	10.777
SOCORRO	11.935	10.434	10.434	10.434	10.434	10.434	10.434	10.434	10.434
SOCORRO EXTENSAO	7.344	8.057	8.057	8.057	8.057	8.057	8.057	8.057	8.057
SUDOESTE URUCU	193.410	118.214	118.214	118.214	118.214	118.214	118.214	118.214	118.214
SUSSUARANA	6.444	7.401	7.393	7.385	7.377	7.369	7.361	7.353	7.345
TABUIAIA	106	118	118	118	118	118	118	118	118
TABULEIRO DOS MARTINS	2.234	1.544	1.544	1.544	1.544	1.544	1.544	1.544	1.544
TANGARA	28.592	24.265	24.265	24.265	24.265	24.265	24.265	24.265	24.265
TAQUIPE	57.270	50.223	50.223	50.223	50.223	50.223	50.223	50.223	50.223
TIÊ	16.821	14.978	14.978	14.978	14.978	14.978	14.978	14.978	14.978
TIGRE	13	14	6	3	1	1	0	0	0
TRES MARIAS	92	51	51	51	51	51	51	51	51
TRINCA FERRO	974	637	405	259	166	107	69	45	29
UIRAPURU	2.407	2.924	2.924	2.924	2.924	2.924	2.924	2.924	2.924
UO SIX - SÃO MATEUS DO SUL	97.648	99.341	99.341	99.341	99.341	99.341	99.341	99.341	99.341
UPANEMA	13.606	12.510	12.510	12.510	12.510	12.510	12.510	12.510	12.510
VARGINHA	653	901	753	629	527	442	371	312	263

Anexo 3: Composição dos campos produtores.

O Anexo 3 é composto pelas informações de composição utilizadas neste estudo, sendo dividido em 3 tabelas, de acordo com a origem da informação, conforme as premissas apresentadas na Subseção 5.4.

A Tabela 1 refere-se às informações de composição publicadas por ANP (2018b). A Tabela 2 se refere às composições adotadas, conforme as premissas da Subseção 5.4, para os demais campos presentes no Anexo 1 mas que não tiveram composição publicada em ANP (2018b). A Tabela 3 se refere à composição dos agrupamentos de unidades produtivas, para as produções oriundas de Recursos Contingentes, Recursos Não Descobertos – Empresas e Recursos Não Descobertos – União (situações em que não foi possível individualizar a produção dos campos), também utilizando as premissas apresentadas na Subseção 5.4.

Tabela 1: Composição percentual (v/v) dos campos em produção.

CAMPOS	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}
ABALONE	0,80443	0,09994	0,04209	0,02079	0,02182
ACAJÁ-BURIZINHO	0,9558	0,011	0,007	0,0053	0,0056
ÁGUA GRANDE	0,87703	0,08923	0,00453	0,0035	0,00496
AGUILHADA	0,7527	0,0152	0,039	0,0413	0,0233
AGULHA	0,792	0,117	0,032	0,008	0,017
ALBACORA	0,73783	0,12594	0,07928	0,03283	0,01741
ALBACORA LESTE	0,8463	0,0425	0,0205	0,0126	0,0154
ALTO DO RODRIGUES	0,79243	0,00034	0	0,00004	0,00024
ANAMBÉ	0,8175	0,0942	0,0417	0,0174	0,0086
ANEQUIM	0,7933	0,102	0,0601	0,0238	0,0076
ANGELIM	0,7035	0,0933	0,0797	0,064	0,0389
APRAIÚS	0,76134	0,09105	0,07203	0,0406	0,01786
ARABAIANA	0,7994	0,0998	0,0504	0,0248	0,0174
ARAÇARI	0,6392	0,0572	0,0662	0,09824	0,06978
ARAÇÁS	0,7055	0,1299	0,0703	0,0431	0,023
ARAPAÇU	0,9763	0,0102	0,0002	0,0002	0,0006
ARARA AZUL	0,7168	0,1084	0,03	0,0125	0,0061
ARARACANGA	0,72255	0,10751	0,03006	0,01251	0,00608
ARATU	0,9304	0,0419	0,0094	0,0052	0,0027
ARATUM	0,67964	0,05312	0,07338	0,10374	0,04983
ARGONAUTA	0,87138	0,0527	0,0082	0,01028	0,01009
ARUARI	0,4746	0,1886	0,1543	0,1066	0,0492
ASA BRANCA	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
ATALAIA SUL	0,84255	0,04865	0,0166	0,0104	0,01345

ATAPU	0,52075	0,0812	0,05067	0,02548	0,01795
ATUM	0,78886	0,06677	0,0623	0,03297	0,02411
BADEJO	0,7644	0,1214	0,0631	0,0257	0,013
BAGRE	0,7989	0,0959	0,0549	0,0229	0,0129
BAIXA DO JUAZEIRO	0,95527	0,02419	0,00016	0,00022	0,00113
BALEIA ANÃ	0,9692	0,0183	0,0008	0,0005	0,0041
BALEIA AZUL	0,7643	0,0929	0,053	0,0277	0,0223
BALEIA FRANCA	0,7509	0,0906	0,0548	0,0304	0,0287
BARRA DO IPIRANGA	0,90733	0,03495	0,01678	0,00783	0,00674
BARRACUDA	0,7447	0,087	0,0729	0,0439	0,042
BAÚNA	0,7026	0,0658	0,1112	0,0763	0,0247
BENFICA	0,46843	0,15591	0,17453	0,11367	0,04622
BERBIGÃO	0,63126	0,16171	0,1043	0,0392	0,01905
BICUDO	0,8723	0,053	0,035	0,0146	0,0072
BIGUÁ	0,9022	0,037	0,0279	0,0131	0,0079
BIJUPIRÁ	0,69857	0,14006	0,10144	0,03523	0,01322
BIQUARA	0,66845	0,10752	0,07982	0,04872	0,031
BIRIBA	0,8159	0,10836	0,02704	0,01164	0,01014
BOA ESPERANÇA	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
BOA VISTA	0,46843	0,15591	0,17453	0,11367	0,04622
BOM LUGAR	0,76645	0,10096	0,06668	0,0449	0,00022
BONITO	0,8107	0,0989	0,0503	0,0202	0,0082
BONSUCESSO	0,6425	0,0907	0,1333	0,0831	0,0193
BREJINHO (POTIGUAR)	0,81936	0,06187	0,03906	0,01962	0,0137
BREJINHO (RECÔNCAVO)	0,6896	0,0566	0,1132	0,0744	0,0261
BREJO GRANDE	0,8537	0,0729	0,0332	0,0137	0,0063
BURACICA	0,1085	0,0529	0,1274	0,1003	0,0535
BÚZIOS	0,58345	0,08473	0,04402	0,01729	0,00723
CAÇÃO	0,79561	0,07263	0,06528	0,03588	0,01214
CACHALOTE	0,841	0,083	0,0383	0,0174	0,014
CACHOEIRINHA	0,70335	0,11648	0,07864	0,0426	0,04449
CACIMBAS	0,9206	0,0315	0,0119	0,0056	0,005
CAIOBA	0,78932	0,09518	0,03661	0,01985	0,01515
CAMARUPIM	0,8603	0,061	0,0278	0,0136	0,0121
CAMARUPIM NORTE	0,8603	0,061	0,0278	0,0136	0,0121
CAMBACICA	0,8526	0,0775	0,0319	0,0145	0,0094
CAMORIM	0,80297	0,12486	0,01851	0,00882	0,00739
CAMPO GRANDE	0,8534	0,0541	0,0353	0,0212	0,0176
CANABRAVA	0,7592	0,03	0,0746	0,0494	0,0254
CANAPU	0,83015	0,06543	0,04048	0,02716	0,02209
CANÁRIO	0,8298	0,0574	0,0366	0,0134	0,0022
CANCÃ	0,9678	0,0174	0,001	0,0007	0,0005
CANDEIAS	0,85497	0,065	0,01507	0,01237	0,0138
CANGOÁ	0,9209	0,0233	0,0115	0,0069	0,0059
CANTAGALO	0,8443	0,0815	0,0308	0,0139	0,0153
CANTO DO AMARO	0,46843	0,15591	0,17453	0,11367	0,04622
CARAPANAÚBA	0,7168	0,1084	0,03	0,0125	0,0061

CARAPEBA	0,6642	0,1259	0,1036	0,0491	0,031
CARAPITANGA	0,8724	0,0637	0,032	0,0176	0,0033
CARATINGA	0,7582	0,0912	0,0753	0,0352	0,0245
CARMÓPOLIS	0,75799	0,0915	0,05781	0,03314	0,01154
CASSARONGONGO	0,9458	0,0069	0,0084	0,014	0,0123
CASTANHAL	0,7444	0,0013	0,0002	0,0001	0,0001
CEXIS	0,8326	0,0822	0,04	0,0195	0,0114
CHERNE	0,7736	0,0896	0,0643	0,0319	0,0247
CIDADE DE ENTRE RIOS	0,76749	0,06744	0,05947	0,03917	0,02463
CIDADE DE SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	0,87233	0,06569	0,02024	0,00855	0,0094
CIOBA	0,792	0,117	0,032	0,008	0,017
CONCEIÇÃO	0,85266	0,08173	0,02659	0,01372	0,01095
CONGRO	0,8059	0,0933	0,0487	0,0226	0,0157
COQUEIRO SECO	0,8806	0,0106	0,0069	0,0125	0,0165
CÓRREGO CEDRO NORTE	0,9458	0,013	0,0131	0,007	0,0046
CÓRREGO DAS PEDRAS	0,6996	0,0938	0,0712	0,031	0,0101
CÓRREGO DOURADO	0,92	0,0282	0,0138	0,0116	0,0078
CORVINA	0,7531	0,1326	0,0705	0,0221	0,0078
CUPIÚBA	0,708	0,1141	0,0307	0,014	0,0071
CURIMÃ	0,78886	0,06677	0,0623	0,03297	0,02411
DENTÃO	0,8131	0,1002	0,0425	0,0223	0,0128
DOM JOÃO	0,8313	0,0879	0,0216	0,0188	0,0149
DOM JOÃO MAR	0,8098	0,0659	0,0362	0,033	0,0218
DOURADO	0,8065	0,1221	0,0183	0,0077	0,0063
ENCHOVA	0,861	0,0553	0,0315	0,0164	0,022
ENCHOVA OESTE	0,8667	0,0543	0,0346	0,0139	0,007
ESPADA	0,78886	0,06677	0,0623	0,03297	0,02411
ESPADARTE	0,732	0,1239	0,0813	0,0303	0,016
FAZENDA ALEGRE	0,97851	0,00536	0,00067	0,00033	0,00128
FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	0,836	0,0828	0,0345	0,0178	0,0155
FAZENDA ALVORADA	0,8907	0,0785	0,0005	0,0005	0,0043
FAZENDA AZEVEDO	0,7397	0,1158	0,0526	0,0286	0,0282
FAZENDA BÁLSAMO	0,72738	0,07408	0,0797	0,06016	0,03458
FAZENDA BELÉM (RECÔNCAVO)	0,7907	0,1035	0,0345	0,0206	0,0208
FAZENDA BOA ESPERANÇA	0,6506	0,14012	0,08886	0,05624	0,02548
FAZENDA CEDRO	0,84582	0,06645	0,03715	0,02115	0,01704
FAZENDA CEDRO NORTE	0,8124	0,08066	0,05028	0,02668	0,02046
FAZENDA GUINDASTE	0,7777	0,1237	0,0513	0,0186	0,0161
FAZENDA IMBÉ	0,8178	0,0762	0,0504	0,0257	0,0103
FAZENDA MATINHA	0,9274	0,0387	0,0107	0,0065	0,0082
FAZENDA ONÇA	0,68118	0,10693	0,09814	0,05388	0,02518
FAZENDA PANELAS	0,8425	0,0954	0,0174	0,0079	0,0077
FAZENDA PAU BRASIL	0,7611	0,1281	0,0561	0,0164	0,0225
FAZENDA POCINHO	0,86931	0,01385	0,00228	0,00138	0,01058
FAZENDA QUEIMADAS	0,901	0,03567	0,02453	0,0144	0,00559
FAZENDA SANTA LUZIA	0,9012	0,051	0,0226	0,0114	0,0079
FAZENDA SANTA ROSA	0,8597	0,0727	0,0213	0,0095	0,008

FAZENDA SÃO JORGE	0,91923	0,02729	0,01488	0,01332	0,00958
FAZENDA SÃO RAFAEL	0,8578	0,0716	0,0366	0,018	0,0104
FRADE	0,92988	0,04419	0,01699	0,00569	0,00192
FURADO	0,8118	0,0938	0,0351	0,0144	0,009
GALO DE CAMPINA	0,93973	0,00956	0,00086	0,00208	0,00395
GAROUPA	0,7488	0,1136	0,0779	0,0328	0,0123
GAROUPINHA	0,7604	0,1159	0,0786	0,027	0,0066
GAVIÃO BRANCO	0,89967	0,0425	0,0111	0,00402	0,00187
GAVIÃO BRANCO NORTE	0,80557	0,07402	0,02357	0,0093	0,00544
GAVIÃO CABOCLO	0,87082	0,06489	0,01551	0,00578	0,00307
GAVIÃO PRETO	0,85766	0,06766	0,01667	0,00653	0,00389
GAVIÃO REAL	0,9131	0,03744	0,0063	0,00201	0,00154
GAVIÃO VERMELHO	0,89423	0,04959	0,00945	0,00314	0,0013
GOLFINHO	0,83015	0,06543	0,04048	0,02716	0,02209
GOMO	0,6343	0,0045	0,012	0,0222	0,0385
GRAÚNA	0,87964	0,04804	0,01368	0,00925	0,01067
GUANAMBI	0,7336	0,0718	0,1099	0,0417	0,0118
GUARICEMA	0,8195	0,1134	0,0131	0,0103	0,007
GURIATÃ	0,6619	0,1403	0,1019	0,0534	0,0227
GURIRI	0,8635	0,0632	0,0367	0,0126	0,006
ILHA DE BIMBARRA	0,82595	0,0714	0,03558	0,01633	0,0087
ILHA PEQUENA	0,7025	0,0973	0,0928	0,064	0,0267
INHAMBU	0,911	0,0051	0,0054	0,0027	0,0018
IRAÚNA	0,70287	0,1102	0,06724	0,03711	0,03457
ITAPARICA	0,8402	0,0118	0,0301	0,0558	0,032
JACUÍPE	0,89853	0,05477	0,02057	0,01001	0,00665
JANDAIA	0,885	0,0291	0,0241	0,0134	0,0127
JANDUÍ	0,86925	0,01131	0,02873	0,02291	0,03728
JEQUIÁ	0,6145	0,153	0,1145	0,0606	0,0311
JIRIBATUBA	0,85779	0,00599	0,03153	0,05382	0,00568
JOÃO DE BARRO	0,6902	0,12984	0,0773	0,04383	0,03605
JUAZEIRO	0,831	0,081	0,039	0,022	0,02
JUBARTE	0,8594	0,0469	0,0215	0,0181	0,0369
JURITI	0,6203	0,1586	0,1012	0,0554	0,0298
LAGOA BONITA	0,8994	0,0429	0,0121	0,0145	0,0096
LAGOA DO PAULO	0,6897	0,1118	0,0944	0,0487	0,0183
LAGOA DO PAULO NORTE	0,6727	0,0774	0,1232	0,0772	0,0242
LAGOA DO PAULO SUL	0,7607	0,0719	0,0692	0,0341	0,0264
LAGOA PACAS	0,9533	0,0207	0,0027	0,0014	0,0005
LAGOA PARDA	0,87191	0,05644	0,02836	0,01464	0,01036
LAGOA PARDA NORTE	0,8903	0,0327	0,0036	0,0022	0,0024
LAGOA PARDA SUL	0,8777	0,0378	0,0178	0,0249	0,023
LAGOA PIABANHA	0,8714	0,0534	0,029	0,0138	0,0081
LAGOA SURUACA	0,78629	0,09068	0,06297	0,02634	0,00741
LAGOSTA	0,8584	0,0614	0,0295	0,0132	0,0238
LAMARÃO	0,84139	0,08068	0,0325	0,01508	0,01564
LEODÓRIO	0,7188	0,1137	0,0816	0,0406	0,0225

LESTE DE POÇO XAVIER	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
LESTE DO URUCU	0,687	0,1103	0,0299	0,0119	0,0055
LINGUADO	0,761	0,1294	0,0674	0,0239	0,0075
LIVRAMENTO	0,70335	0,11648	0,07864	0,0426	0,04449
LORENA	0,79304	0,0911	0,05805	0,03133	0,01736
LULA	0,71189	0,1117	0,069	0,03298	0,01212
MACAU	0,67964	0,05312	0,07338	0,10374	0,04983
MALHADO	0,7317	0,1413	0,073	0,0342	0,0062
MALOMBÊ	0,4595	0,1085	0,1752	0,126	0,1084
MANATI	0,88605	0,03742	0,00705	0,00372	0,00377
MANDACARU	0,7744	0,1294	0,0407	0,0192	0,0143
MAPELE	0,8545	0,0897	0,025	0,01	0,011
MARIMBÁ	0,7232	0,138	0,084	0,0292	0,0117
MARIRICU	0,84015	0,06285	0,0434	0,01975	0,0175
MARIRICU NORTE	0,8724	0,0584	0,021	0,0074	0,0049
MARIRICU OESTE	0,8724	0,0584	0,021	0,0074	0,0049
MARLIM	0,8702	0,0593	0,0324	0,0189	0,0149
MARLIM LESTE	0,6957	0,0893	0,0819	0,0507	0,0648
MARLIM SUL	0,7683	0,0661	0,0548	0,0404	0,0579
MASSAPÊ	0,8306	0,0865	0,0383	0,01805	0,00945
MASSUÍ	0,77742	0,10756	0,05777	0,03078	0,01298
MATA DE SÃO JOÃO	0,7528	0,095	0,0561	0,0398	0,0292
MATO GROSSO	0,9467	0	0,0146	0,0155	0,0088
MERLUZA	0,8584	0,0614	0,0295	0,0132	0,0238
MEXILHÃO	0,9323	0,0382	0,0127	0,0058	0,005
MIRANGA	0,80389	0,0945	0,04316	0,02315	0,02013
MIRANGA NORTE	0,8379	0,06796	0,0464	0,02185	0,01161
MONTE ALEGRE	0,9417	0,0095	0,0001	0,0001	0
MORRINHO	0,683	0,118	0,081	0,065	0,03
MORRO DO BARRO	0,9213	0,03188	0,01282	0,00906	0,002
MOSQUITO	0,9661	0,0213	0,0016	0,002	0,0015
NAMORADO	0,7686	0,0926	0,0638	0,0347	0,0319
NATIVO OESTE	0,6996	0,0938	0,0712	0,031	0,0101
NORTE DE FAZENDA CARUAÇU	0,92535	0,02903	0,01488	0,00715	0,0027
OESTE DE UBARANA	0,792	0,117	0,032	0,008	0,017
OSTRA	0,65887	0,18394	0,05989	0,02818	0,04134
PAMPO	0,8033	0,0784	0,0514	0,0298	0,0346
PAPA-TERRA	0,8218	0,0554	0,0433	0,0304	0,0409
PARATI	0,7981	0,0998	0,0593	0,0232	0,0081
PARGO	0,6171	0,132	0,1089	0,0619	0,0604
PARU	0,8253	0,0786	0,0438	0,0195	0,0152
PATATIVA	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
PEDRA SENTADA	0,683	0,118	0,081	0,065	0,03
PEDRINHAS	0,5424	0,1812	0,1298	0,0685	0,0491
PEREGRINO	0,47141	0,07695	0,15279	0,15587	0,12953
PERIQUITO	0,81784	0,06095	0,02579	0,03057	0,05306
PEROÁ	0,9226	0,0226	0,0104	0,0069	0,006

PESCADA	0,7994	0,0998	0,0504	0,0248	0,0174
PILAR	0,7656	0,0747	0,061	0,0397	0,0232
PIRAMBU	0,7715	0,0949	0,0512	0,0246	0,0114
PIRANEMA	0,7052	0,1104	0,0837	0,0588	0,0236
PIRAÚNA	0,7143	0,1269	0,0871	0,0373	0,0209
PITIGUARI	0,92281	0,01321	0,0109	0,00649	0,0066
POÇO XAVIER	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
POJUCA	0,8612	0,059	0,0238	0,0116	0,0148
POJUCA NORTE	0,859	0,0566	0,0297	0,0151	0,0089
POLVO	0,48597	0,14811	0,18124	0,09767	0,05054
PONTA DO MEL	0,7256	0,1123	0,0685	0,03618	0,03036
QUERERÁ	0,85447	0,07754	0,01578	0,00587	0,00335
REMANSO	0,8341	0,0597	0,0249	0,0182	0,014
RIACHO DA BARRA	0,7597	0,0955	0,0717	0,0318	0,0127
RIACHO DA FORQUILHA	0,63991	0,14872	0,1235	0,05703	0,02136
RIACHO OURICURI	0,67503	0,09316	0,10068	0,05999	0,02964
RIACHO SÃO PEDRO	0,99203	0,001	0,00018	0,00014	0,0003
RIACHUELO	0,6662	0,06	0,0701	0,0507	0,0228
RIO BARRA SECA	0,91936	0,03253	0,01253	0,00426	0,00344
RIO DA SERRA	0,7032	0,0313	0,0727	0,0787	0,0382
RIO DO BU	0,6874	0,0988	0,1071	0,0575	0,0258
RIO DOS OVOS	0,7753	0,0673	0,0477	0,0222	0,0136
RIO IPIRANGA	0,9069	0,0502	0,0236	0,0083	0,0041
RIO ITARIRI	0,7958	0,0464	0,044	0,028	0,0442
RIO ITAÚNAS	0,8788	0,0442	0,0141	0,0065	0,0039
RIO ITAÚNAS LESTE	0,929	0,0229	0,0086	0,0051	0,0028
RIO JOANES	0,8807	0,0567	0,0276	0,0144	0,0076
RIO MARIRICU	0,8909	0,0489	0,0239	0,01135	0,0116
RIO MOSSORÓ	0,6798	0,06341	0,11759	0,0656	0,03402
RIO PIPIRI	0,7985	0,0985	0,0408	0,0227	0,0194
RIO POJUCA	0,31759	0,05962	0,06326	0,04169	0,01746
RIO PRETO	0,8501	0,0603	0,0222	0,0122	0,0079
RIO PRETO OESTE	0,8261	0,0422	0,0207	0,0131	0,0094
RIO PRETO SUL	0,9252	0,0284	0,0134	0,0058	0,0021
RIO SÃO MATEUS	0,94	0,01722	0,01025	0,00485	0,00258
RIO SAUÍPE	0,6567	0,1469	0,1056	0,0523	0,0188
RIO SUBAÚMA	0,5987	0,1229	0,1126	0,0766	0,056
RIO URUCU	0,681	0,112	0,0376	0,0153	0,0072
RONCADOR	0,7376	0,1083	0,0778	0,0371	0,0293
SABIÁ	0,86925	0,01131	0,02873	0,02291	0,03728
SABIÁ BICO-DE-OSSO	0,96145	0,00473	0,00113	0,00814	0,0113
SABIÁ DA MATA	0,98007	0,00166	0,00054	0,0024	0,00781
SAÍRA	0,911	0,0051	0,0054	0,0027	0,0018
SALEMA	0,71921	0,13659	0,0919	0,02929	0,00986
SALINA CRISTAL	0,9585	0,0031	0,0002	0,0002	0,00007
SANHAÇU	0,80962	0,08827	0,04643	0,02015	0,01395
SÃO DOMINGOS	0,7847	0,0516	0,0671	0,0366	0,0206

SÃO MATEUS	0,90016	0,03866	0,02502	0,01092	0,00666
SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	0,87106	0,07008	0,02132	0,00904	0,00862
SÃO PEDRO	0,6575	0,121	0,1038	0,069	0,0239
SAPINHOÁ	0,70408	0,11458	0,0917	0,036	0,00867
SEPIA	0,54899	0,08734	0,05578	0,02947	0,02561
SERIEMA	0,9353	0,0056	0,0058	0,0017	0,0007
SERRA	0,67964	0,05312	0,07338	0,10374	0,04983
SERRA DO MEL	0,68024	0,13845	0,0855	0,05424	0,02312
SERRARIA	0,72638	0,06049	0,06678	0,07407	0,03668
SESMARIA	0,7642	0,1	0,0645	0,0352	0,0153
SIBITE	0,63991	0,14872	0,1235	0,05703	0,02136
SIRIRIZINHO	0,5874	0,0477	0,0557	0,0437	0,0216
SOCORRO	0,7832	0,0885	0,0489	0,0241	0,0107
SOCORRO EXTENSÃO	0,8044	0,0936	0,0462	0,0198	0,0113
SUDOESTE URUCU	0,681	0,112	0,0376	0,0153	0,0072
SUL DE CORURIPE	0,7307	0,0858	0,0525	0,0299	0,0161
SUSSUARANA	0,81773	0,08702	0,03593	0,01888	0,01298
TABUIAIÁ	0,9007	0,0053	0,0014	0,0008	0,0003
TABULEIRO DOS MARTINS	0,783	0,0434	0,0466	0,0272	0,0214
TAMBAÚ	0,95132	0,02329	0,00732	0,00403	0,0072
TANGARÁ	0,9091	0,0249	0,0198	0,0112	0,0079
TAQUIPE	0,7107	0,1551	0,0666	0,0293	0,0091
TARTARUGA	0,5454	0,1958	0,1452	0,0601	0,0283
TARTARUGA VERDE	0,6586	0,1441	0,0971	0,047	0,038
TATUI	0,802	0,1428	0,0082	0,0012	0,0011
TIÊ	0,69084	0,12565	0,09455	0,05587	0,00801
TIGRE	0,72268	0,09798	0,06598	0,04368	0,04461
TRÊS MARIAS	0,81287	0,02471	0,03047	0,04461	0,06168
TRILHA	0,779	0,1165	0,0654	0,0217	0,0082
TRINCA FERRO	0,81936	0,06187	0,03906	0,01962	0,0137
TROVOADA	0,59005	0,13394	0,14799	0,07679	0,01447
TUBARÃO AZUL	0,5962	0,1056	0,094	0,0551	0,04
TUBARÃO MARTELO	0,5854	0,1411	0,12	0,0736	0,0535
UBARANA	0,792	0,117	0,032	0,008	0,017
UIRAPURU	0,8287	0,0828	0,0218	0,0095	0,003
UPANEMA	0,81936	0,06187	0,03906	0,01962	0,0137
URUGUÁ	0,95132	0,02329	0,00732	0,00403	0,0072
VARGINHA	0,73009	0,10639	0,0856	0,04377	0,02158
VERMELHO	0,9541	0,0121	0,0098	0,0078	0,0102
VIOLA	0,8127	0,0818	0,0533	0,0256	0,008
VOADOR	0,5978	0,122	0,081	0,0559	0,1114
XARÉU	0,78886	0,06677	0,0623	0,03297	0,02411
UO SIX - SÃO MATEUS DO SUL	0,376	0,1724	0,0052	0,0211	0,0325

Fonte: ANP (2018b).

Tabela 2: Composição percentual (v/v) dos campos em produção com composição estimada a partir dos campos vizinhos.

UP	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	Inertes
ACAUA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
ANGICO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
ARAÇÁS LESTE	0,7055	0,1299	0,0703	0,0431	0,0230	0,0282
ARRIBAÇÃ	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
BAIXA DO ALGODAO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
BARRINHA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
BARRINHA LESTE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
BARRINHA SUDOESTE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
CARCARÁ	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
CARDEAL	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
CIDADE DE ARACAJU	0,7329	0,0633	0,0538	0,0369	0,0165	0,0966
COLIBRI	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
CONCRIZ	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
CREJOA	0,8911	0,0425	0,0221	0,0114	0,0073	0,0255
ESTREITO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
FAZENDA CANAAN	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
FAZENDA CURRAL	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
FAZENDA JUNCO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
FAZENDA MALAQUIAS	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
FAZENDA RIO BRANCO	0,7833	0,0849	0,0474	0,0276	0,0138	0,0430
FAZENDA SANTO ESTEVAO	0,7833	0,0849	0,0474	0,0276	0,0138	0,0430
GAIVOTA	0,8911	0,0425	0,0221	0,0114	0,0073	0,0255
GUAMARE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
GUAMARE SUDESTE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
ICAPUI	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
IRERE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
JACANA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
JACUTINGA	0,8911	0,0425	0,0221	0,0114	0,0073	0,0255
LAGOA AROEIRA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
MAÇARICO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
MOSSORO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
PA-1BRSA1291DES_SEAL-T-420	0,7329	0,0633	0,0538	0,0369	0,0165	0,0966
PAJEU	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
PARDAL	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
PARIRI	0,7833	0,0849	0,0474	0,0276	0,0138	0,0430
PATURI	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
PINTASSILGO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
POçO VERDE	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
PORTO CARAO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
REDONDA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
REDONDA PROFUNDO	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336
SANTANA	0,7833	0,0849	0,0474	0,0276	0,0138	0,0430
SÃO MATEUS LESTE	0,9002	0,0387	0,0250	0,0109	0,0067	0,0186

SAUIPE	0,7833	0,0849	0,0474	0,0276	0,0138	0,0430
SERRA VERMELHA	0,7437	0,0840	0,0655	0,0447	0,0286	0,0336

Fonte: ANP (2018b).
Nota: Composições estimadas através de média das composições dos campos do entorno.

Tabela 3: Composição percentual (v/v) dos agrupamentos de unidades produtivas, em relação ao tipo de recurso.

Tipo Recurso	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	Inertes	Critério
Recursos Contingentes							
Cabiúnas	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
COMPERJ	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
UTGCA	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
Recursos Não Descobertos – Empresas (Dentro Pré-Sal Legal)							
Cabiúnas	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
COMPERJ	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
UTGCA	0,65	0,11	0,08	0,03	0,01	0,12	a
Recursos Não Descobertos – Empresas (Fora Pré-Sal Legal)							
Cacimbas	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Cabiúnas	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
LUBNOR	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Guamaré	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Pilar	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Atalaia	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Candeias+EVF	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Santiago	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Urucu	0,699	0,111	0,033	0,014	0,007	0,137	c
Recursos Não Descobertos – União							
Cacimbas	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Cabiúnas	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
LUBNOR	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Guamaré	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Pilar	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Atalaia	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Candeias+EVF	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Santiago	0,815	0,08	0,04	0,02	0,015	0,03	b
Urucu	0,699	0,111	0,033	0,014	0,007	0,137	c

Fonte: Confeccionado a partir de ANP (2018b) e EPE (2014a).
Nota:
a: Composição Média Pré-Sal de EPE (2014a);
b: Média entre as composições médias de gás associado e de gás não associado de EPE (2014a);
c: Média das composições do entorno de Urucu a partir de ANP (2018b).