

RELATÓRIO COMPLEMENTAR – QUESTÕES DE NATUREZA INFRALEGAL
SUBCOMITÊ GÁS PARA CRESCER (SCT8)

Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Brasília, 22 de julho de 2017

Súmario

Súmario 1

Apresentação	5
Sumário Executivo.....	6
1. Visão Geral.....	6
1.1 Visão Geral: Encaminhamento Final dos Temas.....	8
2. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 1- GP1	13
2.1 Adoção de Horizonte Rolante para Comprovação de Reservas (C)	13
2.1.1 Proposta	13
2.1.2 Legislação Atinente.	14
2.2 Prazos de contratos de gás natural com horizonte rolante (B).....	16
2.2.1 Descrição do Problema.....	16
2.2.2 Encaminhamento	17
2.2.2.1 Proposta de Encaminhamentos.	17
2.2.2.2 Dissensos e Observações.....	17
2.3 Redefinição do limite de inflexibilidade e Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade (F)	18
2.3.1 Descrição do Problema.....	18
2.3.2 Possíveis Benefícios	19
2.3.3 Possíveis Riscos	19
2.3.4 Legislação Atinente.....	19
2.3.5 Encaminhamento	20
2.3.5.1 Proposta de Encaminhamentos.	20
2.3.5.2 Dissensos e Observações.....	21
2.4 Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos - Proposta “Gas-To-Wire” (R).....	22
2.4.1 Descrição do Problema.....	22
2.4.2 Possíveis Benefícios	24
2.4.3 Possíveis Riscos	24
2.4.4 Legislação Atinente.....	25
2.4.5 Encaminhamento	25
2.4.5.1 Proposta de Encaminhamentos.	25
2.4.5.2 Dissensos e Observações.....	27
3. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 2- GP2	29

3.1	Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb (D)	29
3.1.1	Descrição do(s) Problema(s)	29
3.1.2	Possíveis Benefícios	30
3.1.3	Possíveis Riscos	31
3.1.4	Legislação Atinente	31
3.1.5	Encaminhamento	32
3.1.5.1	Proposta de Encaminhamentos	32
3.1.5.2	Dissensos e Observações	33
3.2	Desvinculação ou flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e RFcomb (E)	34
3.2.1	Descrição do Problema	34
3.2.2	Possíveis Benefícios	34
3.2.3	Possíveis Riscos	35
3.2.4	Legislação Atinente	35
3.2.5	Encaminhamento	35
3.2.5.1	Proposta de Encaminhamentos	35
3.2.5.2	Dissensos e Observações	35
3.3	Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem (K)	36
3.3.1	Descrição do Problema	36
3.3.2	Possíveis Benefícios	37
3.3.3	Possíveis Riscos	38
3.3.4	Legislação Atinente	39
3.3.5	Encaminhamento	39
3.3.5.1	Proposta de Encaminhamentos	39
3.3.5.2	Dissensos e Observações	39
4.	Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 3 - GP3	40
4.1	Critérios de despacho por carga de GNL (I)	40
4.1.1	Descrição do Problema	40
4.1.2	Possíveis Benefícios	44
4.1.3	Possíveis Riscos	44
4.1.4	Legislação Atinente	45
4.1.5	Encaminhamento	45
4.1.5.1	Proposta de Encaminhamentos	45
4.1.5.2	Dissensos e Observações	45

4.2	Armazenamento virtual para gestão do suprimento de gás / "Contrato de swap para gestão do risco de logística do combustível" (Q).....	47
4.2.1.1	Proposta EPE	47
4.2.1.2	Possíveis Benefícios	49
4.2.1.3	Possíveis Riscos	50
4.2.1.4	Proposta ABRAGET	51
4.2.1.5	Possíveis Benefícios	54
4.2.1.6	Possíveis Riscos	55
4.2.1.7	Demais propostas sobre o tema	56
4.2.1.8	Possíveis benefícios.....	57
4.2.2	Legislação Atinente.....	57
4.2.3	Encaminhamento	58
4.2.3.1	Proposta de Encaminhamentos.	58
4.2.3.2	Dissensos e Observações.....	58
5.	Propostas Referentes aos Grupos de Prioridades 4 e 5 – GP4 e GP5.....	60
5.1.1.1	Criação de Grupo de Trabalho Específico	60
5.1.1.2	Encaminhamentos.....	61
6.	Recomendações do SCT8 aos Subcomites conexos SC2 e SC4.....	62
6.1.1.1	No âmbito do relacionamento SCT8-SC2.....	62
6.1.1.2	No âmbito do relacionamento SCT8-SC4.....	63
7.	Anexos.....	64

Apresentação

1. Este relatório tem por objetivo descrever os trabalhos realizados no âmbito do Subcomitê 8 – “Integração dos setores elétrico e de gás natural”.
2. Em 28 de abril de 2017 foi emitido por este mesmo subcomitê Relatório Parcial que tratava de proposições que implicassem alteração de leis e decretos, bem como dependessem de resolução do CNPE.
3. O presente relatório, por sua vez, complementa o primeiro, trazendo agora descrição das questões debatidas que importam em revisões de normas infralegais, sem necessidade de revisão de normas legais.

Sumário Executivo

1. Visão Geral

4. Buscando avançar em assuntos que fossem estruturantes e a partir de esforços seminais da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, designamos temas de trabalho que pudessem avançar de modo independente e/ou coordenado com os outros Subcomitês. Em específico dividimos os temas em Grupos de Prioridade, assim postos:

5. Grupo de Prioridade 1:

- (A) Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás
- (B) Prazos de contratos de gás com horizonte rolante
- (C) Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)
- (F) Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade
- (R) Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos - UTE'S do tipo "Gas to Wire", com verificação plurianual

6. Grupo de Prioridade 2:

- (D) Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e Rfcomb
- (E) Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação)
- (K) Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem

7. Grupo de Prioridade 3:

- (N) Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás - EE
- (I) Critérios de despacho por carga de GNL

(Q) Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda

(L) Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos

8. Grupo de Prioridade 4:

(G) Gestão de contratos de gás por meio de comprador único

(H) Inclusão de supridor de última instância no setor de GN

9. Grupo de Prioridade 5:

(J) Remuneração diferenciada por serviços e produtos

(M) Sinais locacionais mais efetivos

(O) Estocagem de gás natural

(P) Compartilhamento de terminais de regaseificação

10. De forma complementar, na segunda reunião do SCT8 (02/03/2017) foi solicitada a inclusão de novos temas:

- a. Mercado de curto prazo de Gás Natural (Sugestão ABRAGET);
- b. Exclusão da distinção dos Leilões de Energia “Nova” e “Existente” para UTEs (Sugestão PETROBRAS) e
- c. Adequação da separação dos produtos “Lastro” e “Energia” para UTEs (Sugestão PETROBRAS).

11. Com relação ao tema “Mercado de curto prazo de Gás Natural”, entendeu-se que a discussão de um modelo de comercialização e suprimento de gás para o Setor Elétrico contemplava os itens (G);(H);(O) e (P), dos grupos de prioridade 4 e 5.

12. Por não haver concordância absoluta com relação a priorização dos grupos, e observando os prazos em questão, criou-se um Grupo de Trabalho no âmbito do SCT8,

para avançar e iniciar o tratamento dos itens dos Grupos de Prioridades 4 e 5, além dos dois últimos itens incluídos, para discussão.

1.1 Visão Geral: Encaminhamento Final dos Temas

13. Abaixo, em apertada síntese, dispomos os encaminhamentos finais.

Item	Grupo de Prioridade	Interseção ou fora de escopo	Encaminhamentos Indicados no SCT8
A <i>Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás</i>	<u>1</u>	<u>Não</u>	<u>Tratar no âmbito da Lei 10848 e Resolução CNPE . (ENCAMINHADO)</u>
B <i>Prazos de contratos de gás com horizonte rolante</i>	1	Não	Em princípio o Grupo encaminhou como sendo razoável manter-se os prazos do GSA e PPA iguais. (FINDO)
C <i>Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)</i>	<u>1</u>	<u>Não</u>	<u>Alteração de Decreto permitindo e remissão para regulamentação específica (ENCAMINHADO)</u>
F <i>Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade</i>	1	Não	DIRETRIZ. Inflexibilidade Sazonal. Com base na discussão no âmbito do SCT8, entendeu-se que a implementação da proposta de permitir a declaração de inflexibilidade sazonal passa pela reavaliação da Resolução Normativa ANEEL nº 614 de 2014, observando eventuais reflexos nos Procedimentos de Rede. Esse processo envolve ampla discussão, por meio de processo de Audiência Pública, podendo ser capitaneado pelo MME ou ANEEL. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u>
R <i>Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos “Gas-To-Wire”</i>	1	Não	DIRETRIZ 1. Nesse sentido, o encaminhamento proposto é que as associações interessadas produzam e formalizem junto ao MME proposta de ajustes nas normas vigentes (Portarias, Procedimentos de Rede, etc.) podendo considerar as seguintes premissas: I. Que a inflexibilidade (ou valor mínimo de geração) já pode ser declarada, dentro dos limites determinados pelo MME (atualmente praticado 50%); II. Que o gerador possa declarar limite máximo de geração no horizonte de 5 anos; III. Que seja respeitado um valor mínimo, a ser definido, para a diferença entre a inflexibilidade e o limite máximo de geração de que trata o item anterior (b).

D Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb	2	Não	<p>DIRETRIZ 2. A Secretaria Executiva crie um GRUPO DE TRABALHO para estudar e, caso frutifique, edificar a proposta no detalhamento necessário, incluindo: alterações de modelos de despacho, condicionantes, nível de inflexibilidade, limites máximos de geração e formatação de editais. A Proposta de encaminhamento, portanto está endereçada ao MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (A SER ENCAMINHADO)</p>
E Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação)	2	Não	<p>DIRETRIZ 1. Conforme mencionado acima, propõe-se ao MME uma revisão da Portaria MME nº 42/2007, de modo a abranger: (i) o reajuste da parcela RFcomb em períodos mensais; (ii) a inclusão de índice atrelado à inflação americana nas parcelas da RFcomb e do CVU; (iii) índices de HH e dólar americano em bases mensais no CVU; e (iv) parcela vinculado a dólar no RFdemais.</p> <p>DIRETRIZ 2. Evoluir as definições, em caso concreto, juntamente com o Ministério da Fazenda, no tocante a revisão da Portaria mencionada. Vale observar que em caso abstrato não houve oposição ab initio do MF.</p> <p>DIRETRIZ 3. Sugere-se que a Assessoria Economica do MME – ASSEC, crie Grupo de Trabalho – GT interministerial específico para uma definição estrutural sobre o tema, que possa vigorar já nos próximos leilões. (A SER ENCAMINHADO)</p> <p>DIRETRIZ 1. Proposição ao MME pela alteração da Portaria MME nº 42/2007, visando a permitir a que sejam definidos, a critério dos agentes termelétricos, parâmetros “a”, “b”, “c”, “d”, “e”, “f” e “i” distintos para a parcela flexível (CVU) e inflexível (RFcomb).</p> <p>Por oportuno, propõe-se alteração também da Portaria MME nº 46/2007, para que seja revista a definição do parâmetro “e”, utilizado na formulação do Ccomb, de forma que se considere o dólar médio dos últimos 12 meses, em detrimento do dólar médio do ano anterior à realização do leilão (o que pode acarretar referência demasiadamente defasada).</p> <p>DIRETRIZ 2. Sugere-se que a Assessoria Economica do MME – ASSEC, crie Grupo de Trabalho – GT específico para uma definição estrutural sobre o tema. (A SER ENCAMINHADO)</p>
K Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem	2	Não	<p>DIRETRIZ 1. Encaminhamento ao Regulador ANEEL. O tema aqui exposto suscitou a Consulta Pública ANEEL nº 14/2016, tratando dos contratos já vigentes. Considerando a exposição dos itens anteriores, considera-se que</p>

				<p>este processo de consulta pública conduzido pelo regulador, seguido de uma Audiência Pública, representam mecanismo mais adequado para o tratamento do tema por permitir a participação de classes de agentes do setor elétrico não representados nesta iniciativa Gás para Crescer, preferencialmente com atenção aos elementos centrais da visão de longo prazo para o setor elétrico anteriormente mencionada.</p> <p>DIRETRIZ 2. Com relação a aperfeiçoamentos visando às novas usinas que venham a ser contratadas, o encaminhamento proposto passa pela continuidade da discussão em outros fóruns, de forma a estabelecer um alinhamento a outras dimensões de reformas estruturantes em amadurecimento no setor elétrico. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u></p>
N	Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás - EE	3	Não	<p>Não há dificuldades evidentes e, portanto, não há necessário encaminhamento. O setor, em menor ou maior medida, não percebe dificuldades na <u>dinâmica atual de aperfeiçoamento</u> dos modelos, que claro, seguem buscando a melhor adaptação. <u>(FINDO)</u></p>
I	CrITÉRIOS de despacho por carga de GNL	3	Não	<p>DIRETRIZ. Encaminhamento ao Regulador. Encaminhar o tema à ANEEL para avaliação quanto a ajustes normativos pertinente, preferencialmente precedidos por audiência pública e cálculos dos impactos considerando a otimização do despacho.</p> <p>Observando o despacho econômico, há certa convergência que deve ser encaminhado, de maneira instruída, para Audiência Pública da ANEEL, já que ANEEL regula a NOS. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u></p>
Q	Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda	3	Não	<p>DIRETRIZ 1. ENCAMINHAMENTO AO REGULADOR ANEEL. A Coordenação sugere que, devido às propostas apresentadas de afetarem classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, o tema seja tratado em processo em que todas as classes de agentes do setor elétrico possam estar representadas. Uma possibilidade é um processo de Consulta e posterior Audiência pública, a ser conduzido pelo regulador. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u></p>
L	Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos	3	Não	<p>Questão vencida. Não há impedimentos, podendo ser levado adiante pelo planejamento do MME. <u>(FINDO)</u></p>
G	Gestão de contratos de gás por meio de comprador único	4	Sim	<p>DIRETRIZ. Apresentação e Consulta à Secretaria Executiva do MME buscando reavaliação dos trabalhos do GT GP 4-5. Em</p>

			relação aos temas que foram incluídos no SCT8 , entende-se que a discussão sobre as propostas precisaria evoluir em outros fóruns do Setor elétrico, visto que as mesmas requerem alterações no modelo setorial. De forma complementar, o SCT8 propõe o encaminhamento das discussões no âmbito da Secretaria-Executiva do MME. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u>	
H	Inclusão de supridor de última instância no setor de GN	4	Sim	DIRETRIZ. Apresentação e Consulta à Secretaria Executiva do MME buscando reavaliação dos trabalhos do GT GP 4-5. Em relação aos temas que foram incluídos no SCT8 , entende-se que a discussão sobre as propostas precisaria evoluir em outros fóruns do Setor elétrico, visto que as mesmas requerem alterações no modelo setorial. De forma complementar, o SCT8 propõe o encaminhamento das discussões no âmbito da Secretaria-Executiva do MME. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u>
J	Remuneração diferenciada por serviços e produtos	5	Sim	DIRETRIZ. Encaminhamento para Audiência Pública ANEEL. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u>
M	Sinais locacionais mais efetivos	5	Sim	Tratamento no âmbito da iniciativa Gás para Crescer não é possível devido a impactos amplos sobre outras classes de agentes do setor elétrico não representados nas discussões.
O	Estocagem de gás natural	5	Sim	Não há dificuldade evidentes e as concepções dos SCs seguem alinhadas no sentido de que a estocagem será um serviço oferecido. DIRETRIZ. Apresentação e Consulta à Secretaria Executiva do MME buscando reavaliação dos trabalhos do GT GP 4-5. Em relação aos temas que foram incluídos no SCT8 , entende-se que a discussão sobre as propostas precisaria evoluir em outros fóruns do Setor elétrico, visto que as mesmas requerem alterações no modelo setorial. De forma complementar, o SCT8 propõe o encaminhamento das discussões no âmbito da Secretaria-Executiva do MME. <u>(A SER ENCAMINHADO)</u>
P	Compartilhamento de terminais de regaseificação	5	Sim	DIRETRIZ. Apresentação e Consulta à Secretaria Executiva do MME buscando reavaliação dos trabalhos do GT GP 4-5. Em relação aos temas que foram incluídos no SCT8 , entende-se que a discussão sobre as propostas precisaria evoluir em outros fóruns do Setor elétrico, visto que as mesmas requerem alterações no modelo setorial. De forma complementar, o SCT8 propõe o

encaminhamento das discussões no âmbito da **Secretaria-Executiva do MME. (A SER ENCAMINHADO)**

Recomendação ao SC2	Articulação entre o Gestor da Malha e o Operador Nacional do Sistemaficação	-	<p>RECOMENDAÇÃO. O SCT8 sugeriu a seguinte adição, em vermelho, no art.61 no normativo que trata das atribuições do GIS/GN:</p> <p>Art. 61. Sem prejuízo de outras funções que lhe são atribuídas pelo Poder Executivo, constituem atribuições do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN a coordenação e controle da operação da movimentação de Gás Natural.</p> <p>§ 1º Para o exercício das atividades de coordenação e controle da movimentação e estocagem de Gás Natural, o GIST/GN deverá:</p> <p>(...)</p> <p>§ 2º Na realização das atribuições de que trata o §1º, o GIST/GN deverá se articular com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, visando o estabelecimento das condições de relacionamento técnico-operacional entre as duas entidades.</p>
Recomendação ao SC4	Estabelecimento de Leilões de Curto Prazo	-	<p>RECOMENDAÇÃO. O SCT8 sugeriu ao SC4 “<u>Considerar na avaliação do SC4 a existência de Leilões Forward de Gás Natural, além dos Leilões de Curto Prazo de Gás Natural, nas atribuições do GIN.</u>”</p>

2. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 1- GP1

2.1 Adoção de Horizonte Rolante para Comprovação de Reservas (C)

1. Inicialmente, cabe destacar que este tema já foi apresentado no Relatório Parcial do Subcomitê Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural, de 09/05/2017. Portanto, neste relatório é apresentado apenas o desdobramento de propostas referente a este tema.

2.1.1 Proposta

2. Conforme encaminhamento proposto no Relatório Parcial do Subcomitê Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural, foi elaborada minuta de artigo que se propõe que conste em portaria ministerial, com a finalidade de disciplinar a adoção de horizonte rolante para comprovação de reservas (volumes recuperáveis) nacionais de gás natural, com vistas à contratação de geração termelétrica no Ambiente de Contratação Regulada. A minuta encontra-se em desenvolvimento no MME. A Proposta do Grupo deve observar as seguintes diretrizes.
3. **DIRETRIZ 1.** Nos termos da minuta, a comprovação das reservas de gás natural junto à EPE para fins de habilitação técnica nos leilões de energia deveria corresponder, no mínimo, a uma quantidade suficiente para geração contínua de energia, à capacidade disponível máxima (potência disponível máxima), por um período de sete anos.
4. **DIRETRIZ 2.** Após a entrada em operação comercial da usina, a renovação ou extensão da comprovação da disponibilidade de reservas deverá ser realizada anualmente, junto à ANEEL, demonstrando a existência de volumes de gás natural suficientes ao atendimento da usina para um horizonte sete anos à frente, mediante ateste emitido pela ANP.

5. **DIRETRIZ 3.** Define-se ainda na minuta do artigo que a renovação ou extensão da comprovação da disponibilidade de reservas de gás natural não ensejará alteração de cláusulas econômicas dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs.
6. **DIRETRIZ 4.** Diante da incapacidade de o agente termelétrico de demonstrar a existência de reservas em volume suficiente para geração contínua pelos próximos sete anos, mediante ateste emitido pela ANP, caberá à ANEEL:
 - I. estabelecer prazo adicional, não superior a doze meses, para que o agente termelétrico apresente comprovação de reservas adicionais que completem o volume total necessário;
 - II. caso ao final do prazo adicional o agente termelétrico for ainda incapaz de comprovar reservas em volume suficiente, tomar as providências no sentido da rescisão do contrato, a ser efetivada ao final do período correspondente ao consumo das reservas remanescentes, por meio de geração contínua, na potência disponível máxima.
7. **DIRETRIZ 5.** Ficaria também a cargo da ANEEL disciplinar, no contrato com o gerador termelétrico, as hipóteses de aplicação de penalidades em caso de não comprovação das reservas suficientes ao longo da vigência do PPA, caso seja medida importante para evitar comportamentos oportunistas.

2.1.2 Legislação Atinente.

O artigo 37 , da Lei n.º 8987 /95, define encampação da seguinte forma:

Art. 37. Considera-se encampação a retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica e após prévio pagamento da indenização, na forma do artigo anterior.

8. Desse modo, correta a assertiva que diz ser encampação a retomada do serviço público pelo poder concedente, em consequência de decisão relacionada ao mérito administrativo.
9. A caducidade, por seu turno, é a extinção dos contratos de concessão pelo Poder Público, através de ato unilateral, durante sua vigência, por descumprimento de obrigações contratuais pelo concessionário, não condizendo com o enunciado e, portanto, incorreta. Nessa hipótese, o concessionário quem deverá indenizar o Estado (artigo 38 , § 4º , da Lei n.º 8987 /95).

10. A caducidade também está definida na Lei n.º 8987 /95, no artigo 38 , caput , *in verbis*:

Art. 38. A inexecução total ou parcial do contrato acarretará, a critério do poder concedente, a declaração de caducidade da concessão ou a aplicação das sanções contratuais, respeitadas as disposições deste artigo, do art. 27, e as normas convencionadas entre as partes.

11. Em nível de Portarias os seguintes diplomas deverão ser alterados:

- I. Na Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016, limitando o mecanismo de horizontes rolantes ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, além de publicação em portarias que disciplinem mudança de combustível e cálculos de garantia física (Portaria MME nº492, de 12 de setembro de 2014, e Portaria MME nº649, de 13 de dezembro de 2011, respectivamente); PORTARIA Nº 92, DE 11 DE ABRIL DE 2006
- II. Em nova Portaria, que discipline a comprovação de reservas tanto para o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, quanto para o Ambiente de Contratação Livre – ACL, incluindo-se também as portarias que definem cálculo e revisão de garantia física.

2.2 Prazos de contratos de gás natural com horizonte rolante (B)

2.2.1 Descrição do Problema

12. Os prazos dos contratos de compra de energia elétrica - PPA e de suprimento de gás natural - GSA são muito relevantes na “financiabilidade” dos novos projetos termelétricos. Contratos de longo prazo contribuem para a obtenção de financiamentos de mais longo prazo, o que tende a aumentar a atratividade econômico-financeira do projeto.
13. Uma das propostas em pauta foi a redução do horizonte de comprovação da disponibilidade de gás natural por meio de contratos de suprimento (GSA), como forma de tentar ampliar o número os agentes em condições de ofertar o combustível para novos projetos termelétricos.
14. De acordo com a flexibilização em pauta, os PPA seriam mantidos com os prazos já usualmente praticados, entre 20 e 25 anos, enquanto os GSA poderiam ser admitidos com prazos inferiores, sendo necessário a extensão/renovação periódica, em regime de horizontes rolantes.
15. A consequência, no entanto, seria um descasamento dos prazos do PPA e do GSA, este último mais curto. Considerando que as cláusulas econômicas de reajuste do PPA não seriam passíveis de alteração durante sua vigência, a obrigação do gerador termelétrico de buscar a renovação do GSA o colocaria em posição de risco perante ao supridor de gás, no que se refere às condições de negociação de preço.
16. Convém observar que os PPA trazem regra de indexação dos preços de combustível, conforme opção feita previamente à assinatura do contrato, prevalecendo por toda a sua vigência. Dessa forma, não haveria, no momento de renegociação do GSA, garantias

de que seriam obtidas condições de preços compatíveis com a indexação pactuada no PPA, expondo o gerador termelétrico ao risco de necessidade de aquisição de gás natural não compatível com o seu CVU.

2.2.2 Encaminhamento

2.2.2.1 Proposta de Encaminhamentos.

17. Diante disso, as discussões no âmbito do SCT8 apontaram que a simples redução do horizonte para comprovação de disponibilidade de gás natural para geração termelétrica, por meio de contratos de suprimento de gás natural, seria inócua e inadequada, razão pela qual este subcomitê decidiu por não apresentar nenhum encaminhamento relativo a esse tema.

18. Desta forma, apesar do encaminhamento da proposta de comprovação de reservas de gás natural de forma rolante e reduzida para sete anos, o prazo de contratação do gás natural permanece atrelado ao prazo dos CCEARs.

2.2.2.2 Dissensos e Observações

19. Não houve dissenso neste tema.

20. **OBSERVAÇÃO MME.** Convém apontar que a redução dos prazos de GSA, para fins de comprovação de disponibilidade de combustível, poderia fazer sentido num cenário de mudanças na arquitetura dos mercados de energia elétrica e de gás natural, ou quando houvesse mais liquidez.

2.3 Redefinição do limite de inflexibilidade e Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade (F)

2.3.1 Descrição do Problema

21. Atualmente, admite-se para a inflexibilidade das termelétricas a declaração de um valor constante no tempo (ou “flat”), tanto para o processo de cálculo dos parâmetros dos leilões (garantia física – GF, COP, CEC e ICB), como para estudos de planejamento da expansão. Entretanto, para fins de operação e definição dos preços de curto prazo, a inflexibilidade assume valores sazonais conforme declaração do agente ao ONS.
22. Destaca-se que existe uma diferença entre os modelos de planejamento e o comportamento da operação, ou seja, o que é simulado no processo de cálculo dos parâmetros dos leilões é divergente do efetivamente gerado pela termelétrica. Considerando apenas este processo (desconsiderando os estudos de longo prazo), depreende-se que a inflexibilidade constante pode reduzir a competitividade da usina na disputa nos leilões, ao ignorar a possível sazonalização no período de operação.
23. A geração compulsória nos meses onde os CMO tendem ter a valores baixos, não traz benefício para o sistema e penaliza a usina no cálculo da GF e ICB. Por outro lado, uma geração maior nos meses de CMO elevado traz benefício ao sistema. Dessa forma, acredita-se que a declaração de inflexibilidade sazonal permitirá melhor quantificação do benefício que as UTE podem oferecer. Não se identifica, com essa proposta, a possibilidade de sobrestimar o benefício da UTE.
24. Quanto ao limite máximo de inflexibilidade definido nos leilões de energia (50%, nos últimos), os supridores de gás natural/GNL frequentemente o aponta como insuficiente, tornando mais complexa a harmonização entre os setores elétrico e de gás natural. A possibilidade de adoção de declaração de inflexibilidade sazonal, para fins de cálculo dos parâmetros dos leilões (garantia física – GF, COP, CEC e ICB), pode mitigar tal questão. Ainda neste tema, é imprescindível lembrar que a definição de limite da

inflexibilidade visa, diante das limitações da metodologia vigente do ICB, a inibir aumentos indesejados do custo de operação do sistema (ex: geração térmica simultânea ao vertimento de água).

2.3.2 Possíveis Benefícios

25. Representação mais adequada da operação do sistema nos processos de planejamento (cálculo dos parâmetros para os leilões e estudos), buscando eliminar distorções e capturar adequadamente benefícios operativos, trazendo, com isso, melhorias na comparação de projetos nos leilões de energia (GF, ICB, COP e CEC) e à expansão do sistema.

26. A inflexibilidade sazonal pode viabilizar negociação de suprimento de gás em condições mais competitivas para o gerador termelétrico, considerando eventuais variações sazonais na oferta de gás (ex: inverno no hemisfério sul, verão no hemisfério norte).

2.3.3 Possíveis Riscos

27. O aumento de limite de inflexibilidade pode resultar em um aumento do custo operativo do sistema (refletido para o consumidor), principalmente em situações de excesso de oferta, quando coincidirem períodos de alta afluência, e/ou condições favoráveis para a geração das outras renováveis, com alta inflexibilidade nas termelétricas.

2.3.4 Legislação Atinente

28. O normativo atinente abrange: as Portarias MME nº 101/2016, Portarias de Diretrizes de cada leilão, a Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014, os Procedimentos de Rede e Metodologia de Cálculo do ICB.

2.3.5 Encaminhamento

2.3.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

29. **DIRETRIZ. Inflexibilidade Sazonal.** Com base na discussão no âmbito do SCT8, entendeu-se que a implementação da proposta de permitir a declaração de inflexibilidade sazonal passa pela reavaliação da Resolução Normativa ANEEL nº 614 de 2014, observando eventuais reflexos nos Procedimentos de Rede. Esse processo envolve ampla discussão, por meio de processo de Audiência Pública. Esse processo envolve ampla discussão, por meio de processo de Audiência Pública, podendo ser capitaneado pelo **MME** ou **ANEEL**.

30. A título de subsídio para tal discussão, este SCT8 elaborou minuta de parágrafo que poderia ser inserido no art. 4º da referida Resolução, conforme segue:

“Art. 4º (...)

§ 1º Em caso de ajustes não acatados pelo agente de geração deverão ser considerados os valores mensais utilizados para fins de cálculo de garantia física do empreendimento.”

31. Permitir, nos leilões de energia, a declaração de Inflexibilidade Sazonal. Explicitar nas portarias dos leilões a possibilidade de declaração de inflexibilidade mensal, para o cálculo de garantia física e ICB dos empreendimentos.

32. Destaca-se também que não é escopo da proposta alterar a forma de declaração da inflexibilidade no horizonte de operação, para o ONS.

33. **Limite de Inflexibilidade.** No que se refere ao limite de inflexibilidade, entende-se que a melhor solução seria que a metodologia do ICB contemplasse a perda de competitividade das usinas mais inflexíveis. Entretanto, de modo a evitar comparações e resultados inadequados, entende-se que o limite de inflexibilidade, tipicamente na

casa dos 50%, poderia ser revisto, a qualquer momento, a partir de estudos econômico-energéticos. Este limite pode ser definido na Portaria de Diretrizes ou na Portaria de UTEs.

2.3.5.2 Dissensos e Observações

34. **Dissenso.** Não houve dissenso neste tema.

35. **OBSERVAÇÃO EPE.** Cabe destacar que, de modo a evitar eventuais desconpassos no planejamento, é possível definir a contratação de diferentes tipos de UTE, por atributo, tais como: (i) operação na base, para segurança energética (ex: inflexibilidade acima de 70%); (ii) operação energética, atendimento à carga nos momentos de baixa geração hídrica e/ou eólica (ex: baixo *take-or-pay*, até 20%); e (iii) atendimento a ponta e serviços de controle, (ex: UTE de partida rápida).

2.4 Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos - Proposta “Gas-To-Wire” (R)

2.4.1 Descrição do Problema

36. O modelo *gas-to-wire* envolve a implantação de usina termelétrica vinculada diretamente a um campo de gás não associado. Dessa forma, esse modelo permite monetizar o gás natural sem a necessidade de conexão dessas reservas a um gasoduto de transporte para venda a consumidores. Assim, a termelétrica torna-se o consumidor cativo desse gás natural e as receitas de venda da energia elétrica são a base de remuneração dos investimentos tanto na planta termelétrica como em E&P.
37. No modelo *gas-to-wire*, o negócio pode ser totalmente verticalizado, quando o mesmo grupo econômico controla tanto os investimentos em E&P como de geração termelétrica, ou desverticalizado, quando tratam-se de agentes independentes, vinculados apenas por relação contratual.
38. As campanhas de E&P no setor de gás natural demandam altos valores de investimento. Por essa razão, o modelo *gas-to-wire* requer certo grau de previsibilidade de geração, conseqüentemente de receita com a venda do combustível, de forma a justificar tais decisões de investimento na ampliação das reservas comprovadas suficientes para atendimento ao despacho termelétrico. Estas condições, segundo os agentes, são fundamentais para que mais projetos *gas-to-wire* sejam viabilizados e continuem a ser propulsores da exploração do gás *onshore* no Brasil.
39. O setor elétrico demanda disponibilidade física de combustível para atendimento ao despacho termelétrico e para respaldar o montante de energia vendido em contratos. Entretanto, a predominância hidrelétrica na nossa matriz faz com que a demanda termelétrica seja incerta, podendo ser alta em períodos de maior escassez hídrica e, por outro lado, bastante baixa quando as vazões afluentes estão mais elevadas e os reservatórios estão cheios.

- I. Na busca por meios para promover maior integração entre os mercados de energia elétrica e de gás natural foi debatida no âmbito do SCT8 proposta inicialmente apresentada pela ABRAJET que passa pela definição pelo agente gerador, previamente ao leilão de energia, de limites de despacho máximo e mínimo para determinados horizontes (ex: 5 anos). Dessa forma, a termelétrica poderia exercer o direito de ter seu despacho limitado a, digamos, 70% da sua disponibilidade máxima, apurado cumulativamente com base numa média móvel de 5 anos. Trata-se, portanto, de uma proposta dirigida ao segmento de GTW que demanda ainda reflexões e definições, como por exemplo a correta inclusão nos modelos do setor de energia ou condicionantes dos despachos fora da ordem de mérito. Vale observar que a proposta do desenho apresentada pela ABRAJET busca adequar a cadeia de produção de energia elétrica, percebendo o custo de exploração e produção do gás natural.
40. Os custos adicionais do consumidor decorrentes destas restrições deverão ser precificados nos leilões de energia através de adequações no cálculo dos parâmetros Garantia Física, COP e CEC, e conseqüentemente do ICB (Índice Custo-Benefício). Estas adequações irão refletir uma menor competitividade destes projetos, se comparados com outros idênticos, mas sem estas restrições.
 41. Adequações como esta na competitividade de projetos com características específicas já foram instituídas no passado, como no caso de projetos a GNL, que por conta dos efeitos negativos dos despachos antecipados têm suas competitividades afetadas negativamente através do fator “delta k”. Nesse sentido, a proposta GTW é também um recorte a mais no segmento de termoeletricidade à gás natural.

2.4.2 Possíveis Benefícios

42. Compatibilização do consumo de gás de termelétricas *gas-to-wire* com a dinâmica de investimentos em E&P (inflexibilidade e definição de limites de consumo máximo em horizonte rolante);
43. Ao gerador termelétrico e ao supridor do gás: Maior previsibilidade de geração no longo prazo, resultando em um dimensionamento mais preciso dos investimentos necessários em E&P, melhorando a viabilidade e competitividade dos projetos.
44. Para uma mesma reserva de gás natural, a proposta possibilita uma maior capacidade instalada de geração termelétrica, podendo contribuir para atendimento à demanda máxima (ponta) do SIN. Nesse sentido, o GTW, diferentemente do GNL com despacho antecipado, poderia perceber remuneração pela geração de ponta, não só pela geração de energia.
45. Para os consumidores: o aumento do número de projetos participantes nos leilões de energia pode balizar a competitividade dos projetos permitindo alcançar a modicidade tarifária.
46. Para o desenvolvimento do gás onshore no Brasil: maior geração de conhecimento geológico das bacias sedimentares, maior remuneração a partir de royalties, geração de empregos e capacitação técnica.

2.4.3 Possíveis Riscos

47. Maior complexidade para otimização do despacho hidrotérmico (modelos Newave e Decomp) e na garantia de segurança de suprimento.
48. Maior complexidade operacional para ONS e CCEE.
49. Necessidade de definição de como considerar os volumes de gás consumidos nos despachos fora da ordem do mérito, por exemplo, por Garantia Energética. Para esse assunto foram discutidas duas propostas:

- (i) Esse consumo de gás é contabilizado como pertencente aos limites do contrato, mas se o volume máximo pré-definido for atingido antes dos 5 anos (rolantes), a exposição adicional no mercado de curto prazo (dos consumidores do contrato) causada pelo despacho fora da ordem de mérito deverá ser coberta por encargos do serviço do sistema.

Neste caso os consumidores ficam neutros e ainda existe a possibilidade de não haver necessidade do encargo (se a soma do despacho por mérito e fora do mérito for menor que o limite superior pré-definido). Estas térmicas teriam uma capacidade de gás finita para geração fora da ordem de mérito, dada pelo limite máximo pré-definido menos o consumo total dos despachos por mérito (a cada 5 anos).

- (ii) Esse consumo de gás não é contabilizado como pertencente ao limite pré-definido do contrato, mas poderá ser precificado pelo gerador com um valor maior (através do CVU) para viabilizar uma maior campanha exploratória que garanta um suprimento maior de gás (acima do limite pr-estabelecido no leilão). Essa possibilidade encontra-se em discussão no âmbito da Consulta Pública 014/2016 da ANEEL, na qual foi proposto a adoção de oferta de preço para os despachos por Garantia Energética.

2.4.4 Legislação Atinente

50. As normas atinentes envolvem, diretamente os Procedimentos de Rede do ONS que disciplinam o despacho termelétrico, bem como a Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014, que disciplina a apuração de indisponibilidades e inflexibilidades.

2.4.5 Encaminhamento

2.4.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

51. Natureza do Encaminhamento. O cunho do encaminhamento nesse tema é de natureza investigativa, já que a implementação de proposta tal como a descrita acima implica na concepção e contratação de produto termelétrico mais adaptado aos pleitos dos agentes da categoria *gas-to-wire*. Também importaria na necessidade ajustes e flexibilização das normas que disciplinam a apuração de indisponibilidades por razão de descontinuidade do suprimento do gás para tais projetos. Portanto, trata-se de tema atinente ao planejamento e política energética.
52. **DIRETRIZ 1**. Nesse sentido, o encaminhamento proposto é que as associações interessadas produzam e formalizem junto ao MME proposta de ajustes nas normas vigentes (Portarias, Procedimentos de Rede, etc.) podendo considerar as seguintes premissas:
- I. Que a inflexibilidade (ou valor mínimo de geração) já pode ser declarada, dentro dos limites determinados pelo MME (atualmente praticado 50%);
 - II. Que o gerador possa declarar limite máximo de geração no horizonte de 5 anos;
 - III. Que seja respeitado um valor mínimo, a ser definido, para a diferença entre a inflexibilidade e o limite máximo de geração de que trata o item anterior (b).
53. **DIRETRIZ 2**. A Secretaria Executiva crie um **GRUPO DE TRABALHO** para estudar e, caso frutifique, edificar a proposta no detalhamento necessário, incluindo: alterações de modelos de despacho, condicionantes, nível de inflexibilidade, limites máximos de geração e formatação de editais. A Proposta de encaminhamento, portanto está endereçada ao **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**.

2.4.5.2 Dissensos e Observações

54. Inicialmente não se registrou dissenso em torno da proposta, no entanto há necessidade de maior aprofundamento dos estudos, estando a cargo do MME desenvolver a proposta, sendo essa a proposta da Coordenação do SCT8.
55. **OBSERVAÇÃO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS.** Em consulta do SCT8 ao ONS, respondida por meio da CARTA ONS - 1065/100/2017 (Anexo) de 7 de julho de 2017, o ONS apresentou as seguintes considerações *in litteris*.
56. *“Com relação ao item 1.4 do Relatório do SCT8 Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos - Proposta "Gas-To-Wire" (R).*
57. *A proposta contida no item 1.4 elevaria consideravelmente a complexidade na tomada de decisão do despacho, visto que o histórico mensal de até 5 anos de geração da usina passaria a ser considerado na modelagem, seja para acionar essa usina; seja para considerar a usina indisponível; ou seja para considerar um CVU mais elevado, quando houvesse o esgotamento da energia máxima definida a ser entregue em uma janela móvel de 5 anos.*
58. *Em uma análise superficial dessa proposta, entendemos que seria necessária a representação integrada no modelo do problema eletricidade - gás, e essa complexidade pode conduzir inclusive a um tempo inviável para execução dos modelos, ao se levar em consideração a atual modelagem matemática para a solução do problema.*
59. *Outros riscos ainda mais relevantes para o setor elétrico devem ser considerados: o de aumento do custo de atendimento e, o mais crítico, o de não-atendimento. O primeiro se justifica pela possibilidade de a usina poder se declarar indisponível para despacho, quando do atingimento da disponibilidade máxima a ser entregue em 5 anos. Nesse caso, o ONS deverá buscar o atendimento com geração térmica mais cara ou com maior uso dos reservatórios. O risco de não-atendimento ocorrerá quando não houver recurso*

energético para substituir a energia indisponibilizada pela usina, por ter atingido seu limite de geração.

60. *Além disso, se referindo a aspectos comerciais, teríamos uma complexidade adicional não só na definição da garantia física dessa usina e no planejamento da expansão, mas também na apuração de sua geração, já que atualmente os montantes referentes ao não atendimento aos despachos energéticos são calculados com base na capacidade instalada da usina. Nesse contexto, essa proposta requer uma análise envolvendo todo o setor elétrico acerca das consequências da dissociação entre capacidade instalada e o que efetivamente poderá ser entregue ao sistema.”*

3. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 2- GP2

3.1 Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb (D)

3.1.1 Descrição do(s) Problema(s)

61. Atualmente, a parcela RFcomb é reajustada uma vez ao ano, com base nos preços do gás natural dos 12 meses anteriores a data do reajuste, conforme índice adotado (Henry Hub, Brent, JKM, NBP, além da variação cambial). Isso acarreta, necessariamente, em um risco financeiro ao gerador termelétrico. Isto ocorre porque, nos períodos entre reajustes, pode ocorrer descolamento entre o RFcomb vigente (pagamento feito ao gerador) e o efetivo desembolso para compra do gás natural, especialmente em momentos de alta volatilidade. As diferenças podem ser ora positivas, ora negativas, mas de todo modo exige uma capacidade financeira do gerador para amortecer tais desvios até que se processe novo reajuste, o que ocorre, como já dito, a cada 12 meses. Destaca-se que este problema não se aplica ao CVU, visto que este é reajustado mensalmente.

62. Para lidar com tal risco, atualmente alocado no gerador termelétrico, foi debatida no âmbito do SCT8, proposta no sentido de rever a periodicidade de reajuste da parcela RFcomb, passando-a de anual para mensal.

63. Adicionalmente, buscando mitigar diversos riscos aos geradores termelétricos a gás, existe o pleito da inclusão de outros elementos, tais como:

- (i) permitir parcela vinculada à inflação americana - CPI nos reajustes de CVU e no RFcomb, de modo a refletir prática do mercado de GN/GNL mundial;

- (ii) permitir parcela da RFdemais atrelada a câmbio (dólar americano), no intuito de representar o custo fixo de disponibilidade do FRSU, observando limite a ser definido para essa parcela;
- (iii) alterar o referencial de preço de GN em caso de opção pelo Henry Hub, adotando-se a média mensal do índice ao invés do “antepenúltimo dia útil do mês anterior”, tal como atualmente vigente nos reajustes de CVU e no RFcomb;; e
- (iv) permitir, adicionalmente aos índices atualmente adotados como referência (publicados pela Platts), outros índices já praticados no mercado, tal como os da Argus, ou índices que ainda precisem se consolidar, tal como um de preço de gás nacional.

64. A proposta descrita neste item requer revisão nos termos da Portaria MME nº42/2007.

65. Além disso, a proposta consiste em transferir do gerador termelétrico para a distribuidora de energia elétrica e, em última instância, o consumidor final, os riscos descritos acima. Assim, a ANEEL deverá avaliar o mecanismo mais adequado para que a distribuidora não seja mais estressada na gestão do seu caixa, particularmente sua capacidade de amortecer os descolamentos entre pagamentos e recebimentos.

3.1.2 Possíveis Benefícios

66. Redução de riscos alocados aos geradores termelétricos quanto à variação do preço do gás natural dentro do intervalo de até um ano, entre reajustes, na parcela de geração inflexível da usina (RFcomb), tornando assim desnecessário precificar tal risco, com consequente redução do preço da energia. Vale lembrar que a geração marginal é a mais exposta à riscos de toda a sorte e portanto esse redimensionamento do risco pode ser benéfico.

3.1.3 Possíveis Riscos

67. Transferência de riscos do gerador termelétrico para a distribuidora, que passa a ter que absorver eventuais oscilações de preços do gás natural na parcela inflexível contratada, no curso do período de 12 meses entre reajustes tarifários. Nesse caso, é importante avaliar medidas que não comprometam o equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica.
68. Se os riscos em questão forem repassados ao consumidor final por meio de mecanismo similar à bandeira tarifária, as variações do preço do combustível se refletirão na maior volatilidade do preço da energia para o consumidor final, assim pode ser necessário algum mecanismo de amortecimento, que deve ser sopesado.
69. No caso de se permitir parcela da RFdemais atrelada a câmbio (dólar americano), no intuito de representar o custo fixo de disponibilidade do FRSU, apresentam-se riscos associados à maior presença de moeda estrangeira nas atividades econômicas do país. Vale lembrar que tal já se faz presente em outras parcelas, mas de todo modo o registro é importante.
70. A inclusão de outros índices (Platts, Argus, Gás Nacional e Transporte) acarreta ainda maior complexidade na operacionalização pela EPE, ONS e CCEE.

3.1.4 Legislação Atinente

71. Portaria MME 42/2007, que trata das regras para reajuste do RFcomb e CVU, entre outros.
72. É importante atentar para o art. 43 do Decreto nº 5.163/2004: *“Caberá aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, em ato conjunto, incluírem nos mecanismos de compensação de que trata a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, as*

variações resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica não consideradas no reajuste tarifário promovido no ano anterior.”

73. Por essa razão, faz-se necessária manifestação, ao final das definições, do Ministério da Fazenda sobre o tema, antes que qualquer proposta nesse sentido possa ser implementada. O Ministério da Fazenda estava representado no SCT8 e foi inquirido ao tempo, não havendo manifestação contrária. Ao tempo o MF observou que em princípio *“em relação ao possível impacto na balança comercial da mudança da fórmula de indexação das despesas com o componente câmbio, não entendia que poderia haver impactos significativos da presença de moeda estrangeira.”*

74. *“A razão é que essa mudança de indexação representa apenas uma transferência de risco cambial do gerador para o consumidor de forma mais tempestiva, de modo semelhante à bandeira tarifária. Não identificamos, portanto, impactos em fluxo comercial com essa medida.”*

3.1.5 Encaminhamento

3.1.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

75. **DIRETRIZ 1.** Conforme mencionado acima, propõe-se ao MME uma revisão da Portaria MME nº 42/2007, de modo a abranger: (i) o reajuste da parcela RFcomb em períodos mensais; (ii) a inclusão de índice atrelado à inflação americana nas parcelas da RFcomb e do CVU; (iii) índices de HH e dólar americano em bases mensais no CVU; e (iv) parcela vinculado a dólar no RFdemais.

76. **DIRETRIZ 2.** Evoluir as definições, em caso concreto, juntamente com o Ministério da Fazenda (ex: ofício), no tocante a revisão da Portaria mencionada. Vale observar que em caso abstrato não houve oposição *ab initio* do MF.

77. **DIRETRIZ 3.** Sugere-se que a **Assessoria Econômica do MME – ASSEC**, crie **Grupo de Trabalho – GT** interministerial específico para uma definição estrutural sobre o tema, que possa vigorar já nos próximos leilões.

3.1.5.2 Dissensos e Observações

78. Não foram observados dissensos relevantes.

79. **OBSERVAÇÃO MF.** O Coordenador-Geral de Energia – COGEN da Secretaria de Acompanhamento Econômico do MF observou em correio eletrônico do dia 29 de julho de 2017 o seguinte, *in litteris*:

80. *“Em relação ao possível impacto na balança comercial da mudança da fórmula de indexação das despesas com o componente câmbio, não entendemos que possa haver impactos significativos da presença de moeda estrangeira.*

81. *A razão é que essa mudança de indexação representa apenas uma transferência de risco cambial do gerador para o consumidor de forma mais tempestiva, de modo semelhante à bandeira tarifária. Não identificamos, portanto, impactos em fluxo comercial com essa medida.”*

3.2 Desvinculação ou flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e RFcomb (E)

3.2.1 Descrição do Problema

82. A Portaria MME nº 42/2007 prevê a possibilidade de customização da fórmula de reajuste dos preços de combustíveis, nas parcelas RFcomb e CVU, por meio dos parâmetros denominados “a”, “b”, “c”, “d”, “e”, “f” e “i”. Cada proponente vendedor nos leilões de energia declara, durante a habilitação técnica, os valores a serem considerados para cada um dos parâmetros citados.

83. No entanto, uma vez declarados, os parâmetros “a”, “b”, “c”, “d”, “e”, “f” e “i” aplicam-se indistintamente tanto para a parcela RFcomb como para o CVU. Ou seja, não é possível customizar uma fórmula para a parcela flexível e outra para a parcela inflexível.

84. A possibilidade de se aplicar diferenciação dos parâmetros para as parcelas flexível e inflexível faz sentido, já que as condições negociadas para o suprimento do GN/GNL podem de fato se diferenciar, dependendo do mercado de origem desse gás ou portfólio do fornecedor.

3.2.2 Possíveis Benefícios

85. Facilitar acesso a oportunidades em diversos mercados de GNL, com consequente melhora nas condições de negociação e/ou diferentes portfólios, viabilizando a possibilidade de se ter dois contratos distintos de suprimento de gás para as termelétricas (ex: um contrato com alto *take-or-pay* e outro com baixo; um contrato em Brent outro em HH). Em última instância, isso pode contribuir para menores preços de GN e de energia elétrica.

86. Maior capacidade de gestão do risco global pelo gerador termelétrico e supridor de gás.

87. Melhor representação dos custos dos empreendimentos, com revelação de preço do combustível para a geração flexível e inflexível, viabilizando alguns tipos de contrato e soluções com melhor relação custo/benefício;

3.2.3 Possíveis Riscos

88. Não foram identificados riscos relevantes.

3.2.4 Legislação Atinente

89. Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007.

90. Portaria MME nº 46, de 09 de março de 2007

3.2.5 Encaminhamento

3.2.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

91. **DIRETRIZ 1.** Proposição ao MME pela alteração da Portaria MME nº 42/2007, visando a permitir a que sejam definidos, a critério dos agentes termelétricos, parâmetros “a”, “b”, “c”, “d”, “e”, “f” e “i” distintos para a parcela flexível (CVU) e inflexível (RFcomb).

92. Por oportuno, propõe-se alteração também da Portaria MME nº 46/2007, para que seja revista a definição do parâmetro “e”, utilizado na formulação do Ccomb, de forma que se considere o dólar médio dos últimos 12 meses, em detrimento do dólar médio do ano anterior à realização do leilão (o que pode acarretar referência demasiadamente defasada).

93. **DIRETRIZ 2.** Sugere-se que a **Assessoria Economica do MME – ASSEC**, crie **Grupo de Trabalho – GT** específico para uma definição estrutural sobre o tema.

3.2.5.2 Dissensos e Observações

94. Não houve dissenso neste tema.

3.3 Procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem (K)

3.3.1 Descrição do Problema

95. Com a operação do sistema requerendo ciclos de operação com partidas e paradas (ciclagem) mais frequentes de usinas termelétricas, o tratamento formal das restrições operativas e custos associados ganha importância.
96. Por um lado, cabe analisar o tópico de remuneração dos custos associados à ciclagem, com atenção aos quesitos de atração de capital e eficiência. Deve-se buscar um mecanismo de remuneração que dê suporte à expansão suficiente e eficiente de termelétricas cuja modulação de produção, incluindo ciclos de partidas e paradas quando esta for a solução mais econômica, permita, juntamente com outros recursos, dotar o sistema com a flexibilidade requerida na operação de curto prazo. Por sua flexibilidade operativa e economicidade, termelétricas a gás natural configuram-se como tecnologia candidata competitiva para esta potencial expansão de recursos. A potencial demanda resultante de suprimento de gás natural, assim como a relação com a viabilidade financeira da operação dos geradores termelétricos que demandam tal suprimento de gás, justificam a consideração do tema sob o escopo deste subcomitê.
97. Por outro lado, é necessário reconhecer que as restrições operativas associadas à ciclagem estão entre as condições técnicas que devem ser consideradas para a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga. Tratar estas restrições na etapa de otimização da programação da operação traz, para o setor elétrico, benefícios à segurança operativa de curto prazo e à economicidade do suprimento. O tratamento destas restrições deve idealmente ser incluído na etapa de programação da operação, de forma a permitir que o operador otimize a operação considerando fenômenos que de fato restringem o rol de recursos disponíveis e com o objetivo de resultar em instruções de despacho antecipadas que permitam a viabilidade

das manobras de ciclagem. No caso de termelétricas a gás natural, as instruções de despacho antecipadas são informações relevantes para a nominação de consumo do combustível no curto prazo e, portanto, para a operação do sistema de gás, compondo a justificativa para a inclusão do tema no escopo deste subcomitê.

98. As duas categorias de aprimoramentos em questão – incorporação de restrições operativas associadas à ciclagem nos procedimentos de programação da operação e remuneração dos custos de ciclagem – devem ser tratados em conjunto, considerando a possibilidade de que o mecanismo de remuneração resulte em sinais econômicos que reflitam as condições de operação físicas do sistema elétrico.

99. A alternativa para tratamento do problema definida para consideração deste subcomitê inclui:

- I. A consideração explícita das restrições e custos de ciclagem nos procedimentos de programação da operação do sistema de geração, incluindo a eventual instituição de mercados de dia/semana em adiantado que resultem em obrigações financeiras para amparar instruções de despacho;
- II. A análise dos mecanismos de remuneração de agentes por custos de ciclagem para verificar sua aderência aos quesitos anteriormente mencionados e inclusão de aprimoramentos necessários.

3.3.2 Possíveis Benefícios

100. Benefícios de atestar a aderência de mecanismos de remuneração de custos de ciclagem aos quesitos de eficiência e suficiência para atração de capital:

- I. Para o setor elétrico: suporte à expansão suficiente e eficiente de termelétricas a gás natural cuja modulação de produção, incluindo aquela que requer ciclagem, permita, juntamente com outros recursos, dotar o sistema com a flexibilidade requerida na operação de curto prazo.

- II. Para o setor de gás natural: a demanda de gás natural resultante contribui para o porte e liquidez do mercado de gás natural.

101. Benefícios do tratamento formal das restrições operativas nos procedimentos de programação da operação:

- I. Para o setor elétrico: a otimização da operação considerando fenômenos que de fato restringem o rol de recursos disponíveis, e com a emissão de instruções de operação que assegurem a viabilidade de manobras de ciclagem, contribui para a economicidade e segurança operativa.
- II. Para o setor de gás natural: instruções de despacho antecipadas para termelétricas a gás natural são relevantes para a nominação de consumo do combustível no curto prazo, com impactos positivos sobre a operação do sistema de gás e sobre a previsibilidade das transferências no curto prazo, com impacto sobre custos de suprimento de combustível.

3.3.3 Possíveis Riscos

102. Os tópicos de interesse para esta discussão – incorporação de restrições operativas associadas à ciclagem nos procedimentos de programação da operação e remuneração dos custos de ciclagem – têm o potencial de afetar classes de agentes do setor elétrico não representadas na iniciativa Gás para Crescer. Este é um dos motivos para a recomendação de tratamento no âmbito de processos regulatórios realizados pela ANEEL, com se verá em item posterior deste documento.

103. Além disso, é importante buscar soluções compatíveis com uma visão de longo prazo para o setor elétrico, o que inclui a consideração de relações de causalidade ao determinar esquemas de formação de preços de diferentes produtos e serviços. O fato de que partidas e paradas de plantas termelétricas são eventos requeridos para a provisão de diferentes serviços, podendo os custos associados ser tratados como custos

comuns, faz transparecer a relevância do tema para discussões sobre diferentes processos comerciais do setor elétrico, todos eles com impactos potenciais sobre classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, corroborando a conclusão sobre encaminhamento mencionada no item **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

3.3.4 Legislação Atinente

104. Leis e Decretos do setor elétrico.

105. Portarias do MME e Resoluções ANEEL.

3.3.5 Encaminhamento

3.3.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

106. **DIRETRIZ 1. Encaminhamento ao Regulador ANEEL.** O tema aqui exposto suscitou a **Consulta Pública ANEEL nº 14/2016**, tratando dos contratos já vigentes. Considerando a exposição dos itens anteriores, considera-se que este processo de consulta pública conduzido pelo regulador, seguido de uma Audiência Pública, representam mecanismo mais adequado para o tratamento do tema por permitir a participação de classes de agentes do setor elétrico não representados nesta iniciativa Gás para Crescer, preferencialmente com atenção aos elementos centrais da visão de longo prazo para o setor elétrico anteriormente mencionada.

107. **DIRETRIZ 2.** Com relação a aperfeiçoamentos visando às novas usinas que venham a ser contratadas, o encaminhamento proposto passa pela continuidade da discussão em outros fóruns, de forma a estabelecer um alinhamento a outras dimensões de reformas estruturantes em amadurecimento no setor elétrico.

3.3.5.2 Dissensos e Observações

108. Não houve dissenso.

4. Propostas Referentes ao Grupo de Prioridade 3 - GP3

4.1 Critérios de despacho por carga de GNL (I)

4.1.1 Descrição do Problema

109. Por natureza, a otimização do despacho termelétrico, realizada pelo ONS, impõe aos agentes imprevisibilidades/incertezas que tornam complexas as negociações para garantia do suprimento de gás natural, considerando as melhores condições comerciais e o armazenamento eficiente de cargas discretas de GNL.

110. Um modelo de despacho que considerasse restrições relacionadas ao caráter inteiro das cargas de GNL, poderia conferir ao gerador termelétrico a possibilidade de ser despachado por tempo suficiente para o consumo da totalidade da carga recebida, o que, em última instância, poderia se refletir em menores preços de energia e menores perdas.

111. Entretanto, a implementação de lógica de despacho como essa exigiria avaliação individualizada com base em critérios como a capacidade instalada e a eficiência da termelétrica, bem como a capacidade do navio de GNL (que pode variar ao longo da vigência do PPA).

112. Assim, a discussão, buscando perfeito entendimento do problema, no âmbito do SCT8 apontou que, atualmente:

- i.* O modelo utilizado para tomada de decisão sobre o despacho, inclusive das termelétricas supridas por GNL é processado com discretização mensal (Newave), no entanto, o despacho propriamente se dá com discretização semanal (Decomp).

- ii. Conforme sublinhado pelo ONS (CARTA ONS - 1065/100/2017, 7 de julho de 2017, ANEXADA), o despacho antecipado está implementado nos dois modelos. Em outras palavras, a necessidade de antecipação em pelo menos 60 dias já está incorporada na formação da Função de Custo Futuro modelo NEWAVE e nas diretrizes de operação definidas no Curto Prazo — modelo DECOMP, por meio de um parâmetro revisto semanalmente no PMO e em suas Revisões Semanais, denominado de *Benefício do Despacho Antecipado GNL*. Nessa modelagem, o CVU da usina é comparado ao valor desse benefício, de forma que o próprio modelo indique a necessidade de despacho, por ordem de mérito, para a décima semana a frente. Uma vez indicado o despacho, nas revisões seguintes essa indicação é inserida no modelo DECOMP, de forma a contemplar a geração já prevista nos estágios futuros. Da mesma forma, essa geração futura, já definida, é incorporada no modelo NEWAVE quando da elaboração dos PMO subsequentes.
- iii. Esclareceu ainda o ONS que quando não é indicado despacho por ordem de mérito para a décima semana seguinte, é feita, para a mesma semana, análise das condições de atendimento à segurança elétrica, com base na Revisão Quadrimestral do Planejamento Elétrico, visando definir a necessidade de geração por razão elétrica ao longo da semana. Em resumo, a necessidade do despacho de GNL- é definida semanalmente, sempre apontando para a décima semana a frente.
- iv. DE todo modo, no cálculo dos parâmetros para o leilão (GF, COP/CEC), as termelétricas que optaram pelo despacho antecipado são, de certa forma, penalizadas, já que tais parâmetros se definem com base em simulação mensal (modelo Newave), enquanto na operação real o despacho antecipado é decidido em escala semanal; e

- v. Finalmente, também transpassou o SCT8 a percepção de que as Cargas discretas de GNL (navio) atendem períodos divergentes (ex: dias) do modelo de despacho vigente (semanal, mensal) e portanto poderia advir algum descolamento. Com aumento de custo operacional.

113. No sentido de compatibilizar a escala mensal adotada na definição da competitividade nos leilões de termelétricas a GNL que optaram pelo despacho antecipado, o SCT8 discutiu proposta de se definir que o despacho da termelétricas a GNL, com despacho antecipado, seja mantido por pelo menos um mês inteiro e, a cada programação semanal do ONS, por iniciativa/opção do Operador, em acordo com o empreendedor, a UTE pode ser despachada em período inferior a um mês (ex: 3 semanas).

114. Por consequência, essa proposta poderia atenuar os riscos de descasamento entre o despacho pelo ONS e o consumo da totalidade da carga de GNL recebida. Tal efeito pode ocorrer de forma diferente para cada usina, a depender da sua capacidade instalada, eficiência e tamanho das cargas de GNL recebidas.

115. Buscando complementar a descrição do problema, em consulta ao ONS (CARTA ONS - 1065/100/2017, 7 de julho de 2017, ANEXADA), nos foi antecipado que, *in litteris*.

116. *“Quanto ao alinhamento com a melhor prática de despacho, afirmamos que a modelagem de despacho antecipado de térmicas a GNL está em consonância com a discretização atual da obtenção do custo marginal de operação e, por conseguinte, do despacho por ordem de mérito, que é semanal; bem como respeita a legislação vigente quanto à necessidade de antecipação de pelo menos 60 dias, no comando de despacho; e respeita os Procedimentos de Rede do ONS, conforme determina seu Submódulo 7.3, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”*

117. Afora isso, quanto à questão da otimização do despacho, o ONS quando questionado pelo SCT8, na mesma consulta (CARTA ONS - 1065/100/2017, 7 de julho de 2017, ANEXADA), se em um quadro de maior prevalência de termoeletricidade baseada em

GNL, nos desviaríamos muito do despacho ótimo se adotarmos algum procedimento de despacho discreto de cargas buscando melhor adequação com a comercialidade do produto GNL, ponderou, in litteris, que:

118. *“Primeiramente, cumpre-nos alertar que um despacho que atenda ao caráter inteiro das cargas de GNL- de forma individualizada, ou seja, definindo um período específico de despacho em função das características individuais da usina e da carga de CNL, agrega uma complexidade considerável não somente para a modelagem, mas para o próprio comando de despacho, que passaria a depender de informações do agente gerador que poderiam não estar disponíveis a tempo de respeitar a antecipação necessária entre o comando e o despacho propriamente dito.”*

119. *“Ainda que a fixação de uma discretização para esse período de despacho, mesmo que em intervalo superior à discretização atual de uma semana, possa ser uma decisão mais adequada do que a do tratamento individualizada (por tamanho da carga), ressalta-se, porém, que alterar a discretização do despacho de semanal para mensal, apesar de não conferir risco relevante à garantia do atendimento eletroenergético, traz ao setor elétrico maior risco de desotimização dos usos dos recursos energéticos e, conseqüentemente, do custo de operação e do risco de vertimento, visto que atualmente a decisão de despacho antecipado é feita para exatamente dez semanas a frente, enquanto que, sendo definido mensalmente no PMO, essa antecipação seria de até catorze semanas a frente. Uma análise quantitativa desse impacto, para saber sua profundidade, é muito dependente dos montantes de energia envolvidos nessa necessidade de antecipação.”*

120. *“Outro aspecto a ser observado, no que se refere a essa redução de discretização, é o impacto no deslocamento de geração hidráulica causado por um despacho a ser comandado com uma antecipação ainda maior do que aquela vislumbrada na modelagem atual. Nesse sentido, torna-se imprescindível a participação dos agentes de geração hidrelétrica na discussão.”*

121. Buscando cobrir todos os aspectos atinentes à questão e complementar a descrição do problema com a visão do Operador, o SCT8 também questionou se existiriam alternativas que de algum modo fossem mais adequadas para o atendimento do problema. O ONS sopesou, muito em conformidade com o SCT8 que, *in litteris*:

122. *“No que tange às ações exclusivas do setor elétrico, e tendo em vista a crescente necessidade desse setor por fontes firmes de energia, mas que agreguem flexibilidade ao despacho, não temos, no momento, alternativas a serem consideradas.”*

123. *“Por outro lado, em relação ao setor de gás exclusivamente, a possibilidade de armazenamento do gás GNL- em tanques físicos ou poços depletados, poderia ser uma alternativa a ser considerada, mesmo diante da possibilidade de um aumento no custo de despacho das novas usinas a GNL.”*

4.1.2 Possíveis Benefícios

124. Maior aderência entre o processo de cálculo dos parâmetros do leilão (GF, COP e CEC) e a operação do sistema, visto que ambos trabalhariam em escala mensal.

125. Atenuação do risco de descasamento entre o consumo termelétrico e o consumo de uma carga inteira de GNL, melhorando as condições para gestão de estoques de GN/GNL.

4.1.3 Possíveis Riscos

126. Pode ser observado aumento do custo de operação do sistema, decorrente de geração termelétrica em período em que essa energia não seja necessária. De todo modo, alcançando-se a liquidez do mercado, gradativamente a questão aqui aventada deixaria de afetar a otimização.

4.1.4 Legislação Atinente

127. Regras e modelos de planejamento e de operação do sistema.

4.1.5 Encaminhamento

4.1.5.1 Proposta de Encaminhamentos.

128. **DIRETRIZ 1. Encaminhamento ao Regulador.** Encaminhar o tema à **ANEEL** para avaliação quanto a ajustes normativos pertinente, preferencialmente precedidos por audiência pública e cálculos dos impactos considerando a otimização do despacho.

4.1.5.2 Dissensos e Observações

129. **OBSERVAÇÃO 1.** A proposta seria aplicável estritamente para termelétricas a GNL, que tenham feito opção pelo despacho antecipado (2 meses).

130. **OBSERVAÇÃO 2. APINE.** A APINE apresentou proposta alternativa: (i) empreendedor definiria o período de despacho (dias ou semanas); (ii) Custo de combustível (Ccomb) permanece fixo durante este período (evita-se risco e a contratação de hedge); e (iii) empreendedor pode optar por período de despacho antecipado inferior a 60 dias.

131. **OBSERVAÇÃO 3.** Pontos relevantes em relação a proposta acima: (i) Definir discretização (dias ou semanas, Ccomb) acarretará necessidade de alteração no uso dos modelos (Newave e Decomp); (ii) Necessidade de revisão da métrica de competitividade no leilão (GF, ICB), de forma a representar despacho antecipado inferior a 60 dias.

132. **OBSERVAÇÃO 4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA.** Em consulta direta (CARTA ONS - 1065/100/2017, 7 de julho de 2017, **ANEXADA**), o Operador Nacional do Sistema ,

sobre o tema, ponderou que, *in litteris*: “Primeiramente, cumpre-nos alertar que um despacho que atenda ao caráter inteiro das cargas de GNI- de forma individualizada, ou seja, definindo um período específico de despacho em função das características individuais da usina e da carga de GNL, agrega uma complexidade considerável não somente para a modelagem, mas para o próprio comando de despacho, que passaria a depender de informações do agente gerador que poderiam não estar disponíveis a tempo de respeitar a antecipação necessária entre o comando e o despacho propriamente dito.”

133. “Ainda que a fixação de uma discretização para esse período de despacho, mesmo que em intervalo superior à discretização atual de uma semana, possa ser uma decisão mais adequada do que a do tratamento individualizado (por tamanho da carga), ressalta-se, porém, que alterar a discretização do despacho de semanal para mensal, apesar de não conferir risco relevante à garantia do atendimento eletroenergético, traz ao setor elétrico maior risco de desotimização dos usos dos recursos energéticos e, conseqüentemente, do custo de operação e do risco de vertimento, visto que atualmente a decisão de despacho antecipado é feita para exatamente dez semanas a frente, enquanto que, sendo definido mensalmente no PMO, essa antecipação seria de até catorze semanas a frente.”

134. **“Uma análise quantitativa desse impacto, para saber sua profundidade, é muito dependente dos montantes de energia envolvidos nessa necessidade de antecipação. Outro aspecto a ser observado, no que se refere a essa redução de discretização, é o impacto no deslocamento de geração hidráulica causado por um despacho a ser comandado com uma antecipação ainda maior do que aquela vislumbrada na modelagem atual. Nesse sentido, torna-se imprescindível a participação dos agentes de geração hidrelétrica na discussão.”** Grifo Nosso.

4.2 Armazenamento virtual para gestão do suprimento de gás / "Contrato de swap para gestão do risco de logística do combustível" (Q)

135. Este tema gerou discussões no SCT8. Serão expostas a seguir duas propostas, apresentadas respectivamente pela EPE e pela ABRAGET, no curso dos trabalhos do subcomitê.

136. Ambas as propostas objetivam criar mecanismos para melhorar o problema de gestão de risco de logística e preço de combustível..

4.2.1.1 Proposta EPE

137. A proposta da EPE inclui dois elementos principais:

- I. Gestão do risco de logística de combustível de geradores termelétricos através da possibilidade de declaração de CVU inferior ao auditado para os procedimentos de programação de operação, despacho e formação de preços de curto prazo.
- II. Qualquer mecanismo de gestão de risco de preço é implantado de forma bilateral entre agentes e configura-se como relação bilateral puramente financeira.

138. O primeiro elemento pode ser caracterizado da seguinte maneira:

- I. O CVU auditado de um gerador termelétrico passa a ser considerado como um limite superior para o CVU efetivamente considerado para a programação da operação, o despacho e formação de preços de curto prazo.
- II. Um gerador pode declarar um CVU inferior ao auditado, anteriormente ao processo semanal (ou em frequência temporal que posteriormente venha a substituir o processo semanal) de programação da operação e formação de preços.

- III. A declaração é avaliada pelo operador do sistema e do mercado, que a aceitam somente no caso em que se ateste sua viabilidade física e sua atratividade econômica. Para a avaliação da atratividade econômica, deve-se considerar eventuais custos de mecanismos comerciais que resultem em pagamentos de custos de oportunidade de geração cessante a geradores que tem sua produção deslocada.
- IV. O CVU declarado e aceito substituirá o auditado para o processo de programação da operação e formação de preços para aquela semana, para todos os fins cabíveis – incluindo a determinação dos Preços de Liquidação de Diferenças. Se não é feita qualquer declaração de CVU inferior ao auditado ou se a declaração não é aceita, este CVU auditado é utilizado nos processos.
- V. O gerador poderá utilizar a possibilidade de declaração de CVU inferior ao auditado para tratar, por sua conta e risco, quaisquer restrições logísticas de suprimento de combustível. O gerador terá incentivos para fazê-lo quando o custo de oportunidade de geração for inferior ao real CVU de sua planta – por exemplo, devido a uma restrição logística cuja solução mais econômica para o gerador inclua o consumo de combustível naquele momento.

139. Cabe ressaltar que a termelétrica poderia declarar um CVU nulo, o que tem impactos análogos a considerá-la como geração inflexível. Assim, o mecanismo acima descrito pode ser modificado para acomodar a declaração de geração inflexível (com o aceite também condicionado à avaliação da viabilidade física e atratividade econômica) sem prejuízo da construção conceitual.

140. O segundo elemento pode ser caracterizado da seguinte maneira:

- I. Não há qualquer mecanismo adicional de gestão de risco implantado centralizadamente para a gestão do deslocamento de geração resultante da declaração de um CVU inferior ao CVU auditado. Ou seja, aplicam-se os

mecanismos de gestão de risco vigentes, sem a introdução de qualquer novo mecanismo.

- II. Os geradores poderão, por sua conta e risco, entrar em acordos financeiros bilaterais que lhes permitam gerir os riscos de deslocamento de geração associados. Dentre estes, estão contratos de *swap* de PLD firmados por termelétricas e hidrelétricas.

141. Um mecanismo com o formato geral indicado acima possibilita ao gerador termelétrico alguma gestão sobre a previsibilidade de seu despacho. Como consequência desta possibilidade de tratar riscos relacionados à imprevisibilidade do despacho, em particular no caso de termelétricas a gás natural, espera-se a desoneração de custos logísticos e contratuais relativos ao suprimento de gás. Isto poderá representar a remoção de barreiras para um desenvolvimento de geração termelétrica até níveis ótimos sistêmicos.

4.2.1.2 Possíveis Benefícios

142. Oferecimento de alternativa viável para que geradores termelétricos, incluindo aqueles que utilizam gás natural como combustível, gerenciem a incerteza relativa à variabilidade de seu despacho. Ao garantir maior previsibilidade de despacho a estes geradores, o mecanismo possibilita: (i) a desoneração de custos logísticos e contratuais relativos ao suprimento de gás, com possíveis benefícios à modicidade tarifária; e (ii) a remoção de barreiras para o desenvolvimento de geração termelétrica a gás natural.

143. Mecanismo implica em deslocamento de gerador que, na ausência da declaração de CVU inferior ao auditado pela termelétrica, estaria despachado. Isto não traz prejuízos à segurança operativa do sistema – pelo contrário, a segurança de suprimento é sempre igual ou superior àquela obtida na ausência do mecanismo.

144. Como o CVU inferior ao auditado, declarado pelo agente termelétrico e aceito pelo operador, é considerado no processo de formação de preços de energia no curto prazo

o fato de que o custo de oportunidade de geração termelétrica é de fato inferior ao custo auditado, devido às restrições logísticas que eventualmente levarem à declaração de preços do agente. Desta maneira, preserva-se a sinalização econômica embutida nos preços de curto prazo. Em ambiente de mercado, esta sinalização é importante para: (i) evocar decisões eficientes quanto à expansão e operação do sistema; (ii) evocar decisões eficientes de contratação; e (iii) evitar distorções aos processos de contabilização financeiros devido ao distanciamento no princípio de causalidade.

- I. Preservar estas funções de sinais econômicos é importante no contexto atual do setor elétrico, já que preços de curto prazo são relevantes para ampla gama de fenômenos que vão incluir contabilizações de contratos de energia de reserva na CONER, sinalização para contratação no Ambiente de Contratação Livre, exposição a risco de preço de consumidores regulados devido a detenção de quotas de energia e outros.
- II. A preservação destas funções é ainda mais crítica considerando uma visão de longo prazo para o setor elétrico, em que a sinalização econômica e a gestão individual de riscos ganham importância como vetores de promoção de decisões eficientes de agentes.

4.2.1.3 Possíveis Riscos

145. A adoção do mecanismo por elevado número de centrais pode levar a aumento da carga de trabalho das equipes do operador do sistema e do mercado, que seriam responsáveis por avaliar as declarações de CVU abaixo do auditado e determinar seu eventual aceite. A gestão de pedidos de geração fora da ordem de mérito em sistemas elétricos pode ser complexa e erros na avaliação da viabilidade destes pedidos podem ter consequências comerciais e operativas adversas.

146. Caso o mecanismo se oriente apenas a uma classe de geradores (por exemplo, geradores termoelétricos a gás natural), há o risco de judicialização do processo de

implantação do mecanismo por outras classes, sob alegação de falta de isonomia. Isto leva à conclusão de que uma extensão do mecanismo, ao menos a todas as classes de geradores termelétricos, seria necessária. Por outro lado, caso se permita que todas as classes de geradores participem no mecanismo e solicitem despacho fora da ordem de mérito para armazenamento virtual, há o risco do número de pedidos a ser processado pelo operador e ter sua viabilidade técnica avaliada pode aumentar significativamente, contribuindo para os riscos mencionados no item anterior.

147. O mecanismo não elimina inteiramente os riscos a que o gerador termelétrico está exposto. De fato, ele oferece uma alternativa de gestão individual de risco de logística, mas cabe ao gerador decidir por sua utilização, por sua conta e risco. Assim, existe o risco de que os custos do processo regulatório de implantar o mecanismo ocorram sem que os benefícios antes enumerados sejam verificados na prática, caso geradores não façam uso efetivo do mecanismo.

148. A exposição anterior indica que a solução proposta tem o potencial de afetar classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, por exemplo, devido ao deslocamento de geração em relação à situação em que o CVU de todas as térmicas corresponde ao auditado. Por isto, recomenda-se que o tema seja tratado em processo em que todas as classes de agentes do setor elétrico possam estar representadas.

4.2.1.4 Proposta ABRAGET

149. A segunda proposta pode ser definida como “Armazenamento Virtual”, e tem por objetivo permitir que as disponibilidades de gás possam ser deslocadas no tempo, através do uso dos reservatórios das hidrelétricas.

150. A incerteza do despacho termelétrico em um mercado de gás natural com baixa liquidez faz com que seja necessário a adoção de alternativas de suprimento flexíveis (e.g. GNL) ou em investimento em ativos de E&P que podem ficar ociosos grande parte do tempo. Sem instrumentos para o gerenciamento deste risco de despacho, o sistema

não se beneficia dos momentos de sobra de gás natural (seja por queda no preço do GNL ou por restrições de flare) para compensar momentos de escassez do insumo (e.g. manutenção nos ativos de produção de gás natural ou deslocamento da carga de GNL).

151. Uma primeira alternativa de instrumento de risco é o armazenamento físico de gás natural através de, por exemplo, poços depletados. Neste caso, em situações de sobra de gás natural a termelétrica (ou o supridor de gás natural) compraria o insumo e o armazenaria. Quando a usina fosse convocada para despachar, ao invés de a termelétrica (ou o supridor de gás natural) comprar o gás natural no mercado, o gás armazenado seria utilizado para o despacho. Cabe ressaltar que neste caso os preços do mercado de energia elétrica, bem como a segurança de suprimento não foram afetados com esta operação. O que existe é um custo de capital de giro e de estocagem, e um impacto nos preços do mercado de gás natural (deslocamento no tempo do momento da compra do insumo).

152. No entanto, os custos atuais para o armazenamento físico de gás e questões logísticas podem inviabilizar esta alternativa, ao mesmo tempo em que o setor elétrico possui grandes reservatórios hidrelétricos que permitem transportar temporalmente essa energia.

153. A proposta do armazenamento virtual nada mais é que a substituição de um reservatório físico de gás natural por um reservatório físico de uma hidrelétrica. Neste caso, o gás natural passa a ser armazenado virtualmente nos reservatórios, como forma de água. O nome virtual aqui se refere a apenas à questão de não estarmos armazenando efetivamente o gás, mas o armazenamento da energia é físico.

154. Para fins de contabilização no mercado do curto prazo, o resultado é equivalente a um swap de energia entre geradores termelétricos e geradores hidrelétricos. No momento da geração antecipada, o gerador hidráulico fica com a renda do mercado de curto prazo. No momento da utilização dos créditos de energia armazenados, o gerador termelétrico se apropria da renda no mercado de curto prazo. As diferenças para um

swap físico clássico é que o gerador termelétrico fica com o risco de vertimento e o gerador hidrelétrico se beneficia com o aumento da produtividade devido à maior altura de queda.

155. Como visto, no esquema proposto de armazenamento virtual, o gás natural passa a ser armazenado virtualmente nos reservatórios, como forma de água. Este aspecto é muito importante, pois significa que a água armazenada neste reservatório não pertence mais às hidrelétricas, e não pode ser considerado como recurso para a segurança de suprimento.

156. Como consequência, o recurso armazenado nos reservatórios das hidrelétricas não pode ser utilizado no processo de decisão do despacho hidrotérmico e formação de preço, pois resultaria em utilização de um recurso energético que fisicamente pertence à termelétrica, o que degradaria a segurança de suprimento.

157. Em resumo, o resultado deste mecanismo é exatamente o mesmo que o sistema teria se, ao invés de armazenar água nos reservatórios das hidrelétricas, fossem utilizados reservatórios de gás natural.

158. Segue abaixo o detalhamento da operacionalização do mecanismo proposto:

(i) Etapa de armazenamento dos créditos:

- ✓ Térmica decide por gerar fora da ordem do mérito após a divulgação do CMO/PLD;
- ✓ A geração é destinada integralmente à hidrelétrica a custo zero, não afetando o MRE/GSF;
- ✓ O armazenamento hídrico adicional pode ser utilizado para atendimento a futuros despachos da térmica;
- ✓ O armazenamento adicional não forma preço, pois não é considerado como recurso disponível nos modelos de despacho (Newave e Decomp);

- ✓ O armazenamento adicional pode ser alocado em outro subsistema caso não haja restrição de intercâmbio.

(ii) Etapa de uso dos créditos armazenados:

- ✓ O saldo energético armazenado pode ser usado para futuros despachos (por mérito, GE, GSUB, etc);
- ✓ Vertimento é um risco da térmica.
- ✓ O armazenamento adicional pode ser usado em outro subsistema caso não haja restrição de intercâmbio.

4.2.1.5 Possíveis Benefícios

159. Essa alternativa pode permitir um melhor gerenciamento temporal do suprimento, e é especialmente importante no Brasil, um país que possui conhecidas questões relacionadas ao transporte deste combustível.

160. A construção de mecanismos que viabilizem a utilização dos atuais reservatórios hidrelétricos visando compatibilizar a geração termelétrica com os impactos incorridos pela volatilidade dos preços do mercado de gás natural, possibilitaria uma importante economia em investimentos em estocagem de gás natural, necessária para a geração flexível das termelétricas.

161. Na visão da ABRAGET, caso a termelétrica fizesse o crédito no momento em que o PLD está baixo e utilizasse o crédito no momento em que o PLD está alto, a geração hidrelétrica deixaria de receber este PLD mais alto. Esta proposta encaminhada pela ABRAGET harmoniza esta questão, o que é positivo.

4.2.1.6 Possíveis Riscos

162. Um elemento do mecanismo proposto nesta seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é a opção da termelétrica por geração fora da ordem de mérito *após* divulgação do PLD. Esta opção *ex post* implica em que a geração inflexível resultante da solicitação da térmica não é considerada no processo de formação de preços de energia no curto prazo.

163. Assim, na visão da EPE, não é considerado no processo de formação de preços o fato de que o custo de oportunidade de geração termelétrica é inferior, naquele horizonte para o qual é feita a solicitação do agente, ao CVU auditado da térmica. Desta maneira, é distorcida a sinalização econômica embutida nos preços de curto prazo. Em ambiente de mercado, seria importante manter esta sinalização para: (i) evocar decisões eficientes quanto à expansão e operação do sistema; (ii) evocar decisões eficientes de contratação; e (iii) evitar distorções aos processos de contabilização financeiros devido ao distanciamento no princípio de causalidade.

- I. Preservar estas funções de sinais econômicos é importante no contexto atual do setor elétrico, já que preços de curto prazo são relevantes para ampla gama de fenômenos que não incluem contabilizações de contratos de energia de reserva na CONER, sinalização para contratação no Ambiente de Contratação Livre, exposição a risco de preço de consumidores regulados devido a detenção de quotas de energia e outros.
- II. A preservação destas funções é ainda mais crítica considerando uma visão de longo prazo para o setor elétrico, em que a sinalização econômica e a gestão individual de riscos ganham importância como vetores de promoção de decisões eficientes de agentes.

164. Há prejuízos às funções acima indicadas devido às distorções à formação de preços de curto prazo.

165. A exposição anterior indica que a solução proposta tem o potencial de afetar classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, por exemplo devido aos efeitos sobre sinalização econômica embutida em preços de curto prazo. Por isto, recomenda-se que o tema seja tratado em processo em que todas as classes de agentes do setor elétrico possam estar representadas.

166. Já na visão da ABRAJET, o despacho fora ordem de mérito de fato não deve ser considerado na formação de preço. A razão é justamente para não distorcer o sinal de preço para o mercado, uma vez que a água armazenada não pertence mais ao “sistema”.

167. Em outras palavras, ao não separar o mundo físico do mundo virtual, quando a termelétrica for solicitada a despachar e decidir utilizar o recurso armazenado, haveria um deplecionamento de reservatório mais acelerado que o ótimo do sistema, uma vez que os modelos computacionais estavam contando com a quele recurso, o que afearia a segurança de suprimento do sistema. A situação é equivalente a não considerar na programação da operação usinas que estão atrasadas, evitando assim o deplecionamento acelerado dos reservatórios, sem ter o recurso energético para compensar no futuro.

4.2.1.7 Demais propostas sobre o tema

168. De forma paralela, com relação à metodologia vigente da Geração Fora da Ordem de Mérito, foi comentada a necessidade do tratamento da REN ANEEL nº614/2014, em seu Artigo 10, Parágrafo Único, que impede a utilização do saldo de crédito de disponibilidade, quando houver despacho de usina termelétrica por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico CMSE em qualquer subsistema, mesmo que a usina indisponível esteja despachada por ordem de mérito de custo. Esta cláusula, na prática, impediu a utilização dos créditos de energia deste a sua publicação. Este impedimento está relacionado ao constante despacho de termelétricas, por garantia energética,

localizado no submercado Nordeste. Isto influenciou pela interrupção de formação de novos créditos pelos agentes termelétricos e pelo desuso de todo o mecanismo de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível, criado pela REN ANEEL nº 272/2007. Como proposta, a utilização dos créditos pelos agentes termelétricos poderia ocorrer desde que autorizada pelo ONS, independente da titulação do despacho das demais usinas, dado que o operador é quem melhor conhece a situação eletroenergética do sistema elétrico e vetaria a utilização dos créditos nos momentos em que esta operação fosse prejudicial ao sistema.

4.2.1.8 Possíveis benefícios

169. Permite uma utilização racional dos estoques hidráulicos tanto pelo Operador do Sistema quanto pelo agente termelétrico, mitigando risco de suprimento de gás e aumentando a segurança do sistema.

170. Em um cenário de completa harmonização dos setores de gás e eletricidade, a utilização do estoque hidráulico pode compensar eventuais carências de estoque de gás natural.

4.2.2 Legislação Atinente

171. Implantação de um instrumento normativo que possibilite ao gerador apresentar ao operador do sistema solicitações de despacho fora da ordem de mérito, sendo estas solicitações avaliadas segundo as condições descritas anteriormente neste texto. Cabe ressaltar que a Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014 traz, na Subseção II da Seção I, disposições sobre geração fora da ordem de mérito – no entanto, o dispositivo orienta-se à compensação de indisponibilidade por falta de combustível.

172. Ainda que exista teoricamente a alternativa de expandir as disposições da REN nº 614/2014, pode ser necessária a emissão de instrumento regulatório específico sobre o

tema, dada a complexidade do assunto a tratar. O instrumento regulatório poderá apresentar a diretivas sobre alterações requeridas aos Procedimentos de Rede para tratar do despacho fora da ordem de mérito sob as condições aqui exposta.

173. Podem ser necessárias alterações às Regras de Comercialização da CCEE para dar suporte a mecanismos de contabilização ou fluxos monetários resultantes da aplicação do armazenamento virtual.

4.2.3 Encaminhamento

4.2.3.1 Proposta de Encaminhamentos.

174. **Não houve consenso internamente ao SCT8.**

175. **DIRETRIZ 1. ENCAMINHAMENTO AO REGULADOR ANEEL.** A Coordenação sugere que, devido às propostas apresentadas de afetarem classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, o tema seja tratado em processo em que todas as classes de agentes do setor elétrico possam estar representadas. Uma possibilidade é um processo de Consulta e posterior Audiência pública, a ser conduzido pelo regulador.

4.2.3.2 Dissensos e Observações

176. **DISSENSO 1.** Houve discordâncias dos demais agentes em relação a proposta da EPE.

177. **DISSENSO 2. EPE, APINE, ABRACEEL e ABRAGET.** A proposta da ABRAGET teve a discordância da EPE, mas foi suportada pela Petrobrás e ABRACEEL. A APINE se posicionou favorável à análise da proposta, considerando a relevância da adequada harmonização entre os mercados de gás e energia, mas ressaltando que deve ser mantida neutralidade para o terceiro afetado (gerador hidráulico) e analisada a necessidade da devida caracterização e remuneração desse serviço (armazenamento virtual de gás como água nos reservatórios hidrelétricos).

178. **DISSENSO 3. EPE.** A EPE sugeriu que, devido às propostas apresentadas de afetarem classes de agentes não representadas na iniciativa Gás para Crescer, o tema seja tratado em processo em que todas as classes de agentes do setor elétrico possam estar representadas. Uma possibilidade é um processo de Consulta e posterior Audiência pública, a ser conduzido pelo regulador.

179. **DISSENSO 4. MME.** O MME observou que a proposta pela qual o armazenamento virtual passe a ter outra titularidade, que não a do sistema, remete a questões mais sérias de ordem jurídica e pode significar em uma intervenção no despacho ótimo. O MME, contudo, observa que a questão tem importância e a discussão deve avançar.

180. **OBSERVAÇÃO. OPERADOR NACIONAL do SISTEMA – ONS.** Com relação ao item 3.2 do Relatório - Armazenamento virtual para gestão do suprimento de gás / "Contrato de swap para gestão do risco de logística do combustível" (Q). O ONS concorda que diante de discordâncias primordiais entre EPE e Associações e o não envolvimento nesse SCT8 de outras Associações que possam ser afetadas por essa proposta, é melhor que essa discussão seja encaminhada para uma Consulta Pública e eventualmente, posteriormente para uma Audiência Pública.

5. Propostas Referentes aos Grupos de Prioridades 4 e 5 – GP4 e GP5

5.1.1.1 Criação de Grupo de Trabalho Específico

181. No início das discussões do SCT8, foi alertado que havia forte interseção dos itens propostos nos Grupos de Prioridades 4 e 5, com outros subcomitês do Gás para crescer, além de envolverem questões centrais para o desenvolvimento do mercado de gás natural. No entanto não houve concordância absoluta com relação à priorização dos Grupos.

182. Desta forma, foi aprovada a criação de um Grupo de Trabalho no âmbito do SCT8, paralelamente às discussões de propostas para os itens dos Grupos de Prioridades 1,2, e 3. Os temas dos Grupos de prioridade 4 e 5 ficaram divididos da seguinte forma:

183. Grupo de prioridade 4:

- I. Gestão de contratos de gás por meio de um comprador único (G)
- II. Inclusão de supridor de última instância no setor de gás natural (H)

184. Grupo de prioridade 5

- I. Remuneração diferenciada por serviços/produtos (J)
- II. Sinais locacionais mais efetivos (M)
- III. Estocagem de gás natural (O)
- IV. Compartilhamento dos terminais de regaseificação (P)

185. De forma complementar, novos temas para discussão foram incluídos:

- I. Mercado de curto prazo de gás natural
- II. Exclusão da distinção dos leilões de energia “nova” e “existente” para UTEs

III. Adequação da separação dos produtos “Lastro” e “Energia” para UTEs

186. Com relação ao tema “Mercado de curto prazo de gás natural”, entendeu-se que a discussão de um modelo de comercialização e suprimento de gás para o Setor elétrico contemplava os itens (G);(H);(O) e (P), dos grupos de prioridade 4 e 5.

187. O material da discussão dos temas encontra-se em anexo no presente relatório.

5.1.1.2 Encaminhamentos

188. **DIRETRIZ. Apresentação e Consulta à Secretaria Executiva do MME buscando reavaliação dos trabalhos.** Em relação aos temas que foram incluídos no SCT8¹, entende-se que a discussão sobre as propostas precisaria evoluir em outros fóruns do Setor elétrico, visto que as mesmas requerem alterações no modelo setorial. De forma complementar, o SCT8 propõe o encaminhamento das discussões no âmbito da Secretaria-Executiva do MME.

¹ Exclusão da distinção dos leilões de energia “nova” e “existente” para UTEs e Adequação da separação dos produtos “Lastro” e “Energia”.

6. Recomendações do SCT8 aos Subcomites conexos SCT2 e SCT4.

6.1.1.1 No âmbito do relacionamento SCT8-SCT2

189. O SCT8 compreendeu oportuno sugerir adendos aos dispositivos legais em elaboração pelo SCT2, no que corresponde à TRANSPORTE E ESTOCAGEM. A partir de visões divergentes chegou-se a uma recomendação que enderece o relacionamento entre o Operador Nacional do Sistema e o Gestor da Malha de Gás Natural.

190. A Lei dispõe sobre medidas para a implementação do Programa do Gás Para Crescer com relação às atividades de transporte e estocagem promovendo a alteração da Lei no 9.478, de 06 de agosto de 1997 e a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 para o atendimento das diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

191. Considerando que é função do ONS determinar o despacho eletroenergético no âmbito do Sistema Interligado Nacional, através do Programa Mensal de Operação e da Programação Diária da Operação, conforme seus Procedimentos de Rede, a sugestão final estabeleceu um marco de relacionamento entre os supramencionados gestores, deixando para a *práxis* a formalização deste relacionamento. A sugestão consta abaixo em negrito.

Art. 61. Sem prejuízo de outras funções que lhe são atribuídas pelo Poder Executivo, constituem atribuições do Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural – GIST/GN a coordenação e controle da operação da movimentação de Gás Natural.

§ 1º Para o exercício das atividades de coordenação e controle da movimentação e estocagem de Gás Natural, o GIST/GN deverá:

(...)

§ 2º Na realização das atribuições de que trata o §1º, o GIST/GN deverá se articular com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, visando o

estabelecimento das condições de relacionamento técnico-operacional entre as duas entidades.

6.1.1.2 No âmbito do relacionamento SCT8-SCT4

192. Uma das questões que se aventou foi a realização de Leilões de curto prazo como uma necessidade interessante para o fomento de liquidez e balanceamento da malha. Ao final, por sugestão da coordenação do SCT4, houve consenso no sentido de realizar uma recomendação simples ao SCT4, como segue:

“Considerar na avaliação do SCT4 a existência de Leilões Forward de Gás Natural, além dos Leilões de Curto Prazo de Gás Natural, nas atribuições do GIN.”

7. Anexos