

Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL

Em 28 de novembro de 2019.

Processo: 48500.003028/2018-21.

Assunto: Análise das contribuições à Audiência Pública nº 031/2019. Adequação dos Procedimentos de Rede à implementação do modelo computacional Dessem no âmbito da programação diária da operação do Sistema Interligado Nacional

I. DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica tem por objetivo subsidiar a conclusão da Audiência Pública nº 031/2019, que trata da Revisão dos Procedimentos de Rede, para a incorporação das alterações necessárias à implementação do modelo computacional Dessem no âmbito da programação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.

II. DOS FATOS

2. A Audiência Pública nº 031/2019 (doravante designada somente AP_31) vigorou entre os dias 8 de agosto de 2019 a 6 de setembro de 2019, subsidiada pelo Voto proferido pelo Diretor-Relator Rodrigo Limp Nascimento. A fundamentação do Voto amparou-se no conteúdo das Notas Técnicas nº 059/2019 e nº 074/2019 desta Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG). Essas manifestações técnicas foram expedidas, respectivamente, em 27 de junho de 2019 e 5 de agosto de 2019.

3. A proposta original do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para adequação dos submódulos dos Procedimentos de Rede à implantação do modelo Dessem na programação operativa diária¹ abarcou os Submódulos 5.4, 8.1, 9.2, 9.5, 10.4, 18.2, 20.1, 23.4 e 23.5.

¹ Por meio das Cartas ONS – 0353/DTA/2019, de 13/5/19 e ONS – 0234/DOP/2019, de 19/7/19.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 2 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

4. Mediante a Carta/ONS – 0015/DPL/PE/2019, de 08 de agosto de 2019, o ONS comunicou a ANEEL sobre a constituição formal da Força-Tarefa (FT) PrevCargaDessem. O objetivo dessa FT foi o de validar o modelo PrevCargaDessem para uso no processo de prospecção da carga a ser considerada no modelo Dessem. Segundo o respectivo cronograma de trabalho, a conclusão de validação da ferramenta ocorreria em 3 de outubro de 2019.

5. Em 08 de novembro de 2019, o ONS encaminhou à ANEEL seu posicionamento em relação a contribuições feitas no âmbito da AP_31, em resposta a demanda originada pela ANEEL em 15 de outubro de 2019.

6. Em 11 de novembro de 2019, foi instaurada a Tomada de Subsídios nº 003/2019, visando colher elementos dos agentes e da sociedade acerca do uso dos modelos computacionais Dessem, PrevCargaDessem e de previsão de geração eólica (Weol) para a programação diária da operação eletronegética do SIN a partir de 1º de janeiro de 2020.

7. Em 14 de novembro de 2019, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 041/2019, para colher subsídios à formulação de sua Agenda Regulatória 2020-2021, em modalidade ao vivo, com reunião presencial realizada no auditório da ANEEL em Brasília/DF.

8. Em 20 de novembro de 2019, a ANEEL instaurou a Consulta Pública nº 034/2019, cujo objetivo foi o de colher subsídios e informações adicionais ao aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2020.

9. Em 25 de novembro de 2019, o ONS encaminhou a Carta ONS nº 0742/DTA/2019, informando a necessidade de proceder ajustes adicionais aos Submódulo 26.2, 8.1 e 23.4. Na correspondência o Operador afirma tratar-se de ajustes de baixo impacto, não implicando alteração de mérito sobre a filosofia de implantação do modelo Dessem.

III. DA ANÁLISE

10. Encerrado o período para o encaminhamento de contribuições, 14 agentes setoriais manifestaram-se tempestivamente. Foram eles: Abiape, Abrace, Abraceel, Abrage, Apine, CCEE, EDP, Enel, Engie, Furnas, ONS, Petrobras, Simple Energy e Thymos.

11. A seguir, apresenta-se quadro-resumo contendo as contribuições à AP_31, distribuídos por temas e respectivos subtemas. O detalhamento das contribuições, de acordo com sua autoria, encontra-se disposto no Anexo 3 desta Nota Técnica.

Tabela 1 – Quadro-Resumo das contribuições à AP_31

TEMA / Subtema	Qtde
CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA	13
Governança dos dados de entrada	8

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

Prazos /etapas / responsabilidades	5
PROGRAMAÇÃO ELETROENERGÉTICA DIÁRIA	61
Governança dos dados de entrada	12
Atualização de parâmetros de <i>Unit Commitment</i> (UC) termelétrico	14
Divulgação de resultados / avaliação de desempenho do Dessem	6
Prazos / etapas / responsabilidades	9
Critérios de contingência	11
Modelos satélites	6
Rodada sombra da programação diária antes de janeiro de 2020	3
TEMAS REGULATÓRIOS DIVERSOS	27
Temas diversos (titulação / despacho / remuneração)	17
Revisão da REN 843	6
Representação do UC hidrelétrico	4
OUTROS TEMAS CORRELATOS	6
TOTAL DAS CONTRIBUIÇÕES	107

12. Na Figura 1, dispõem-se estatísticas das contribuições segundo seus graus de assertividade ao escopo original e de aproveitamento pela SRG/ANEEL.

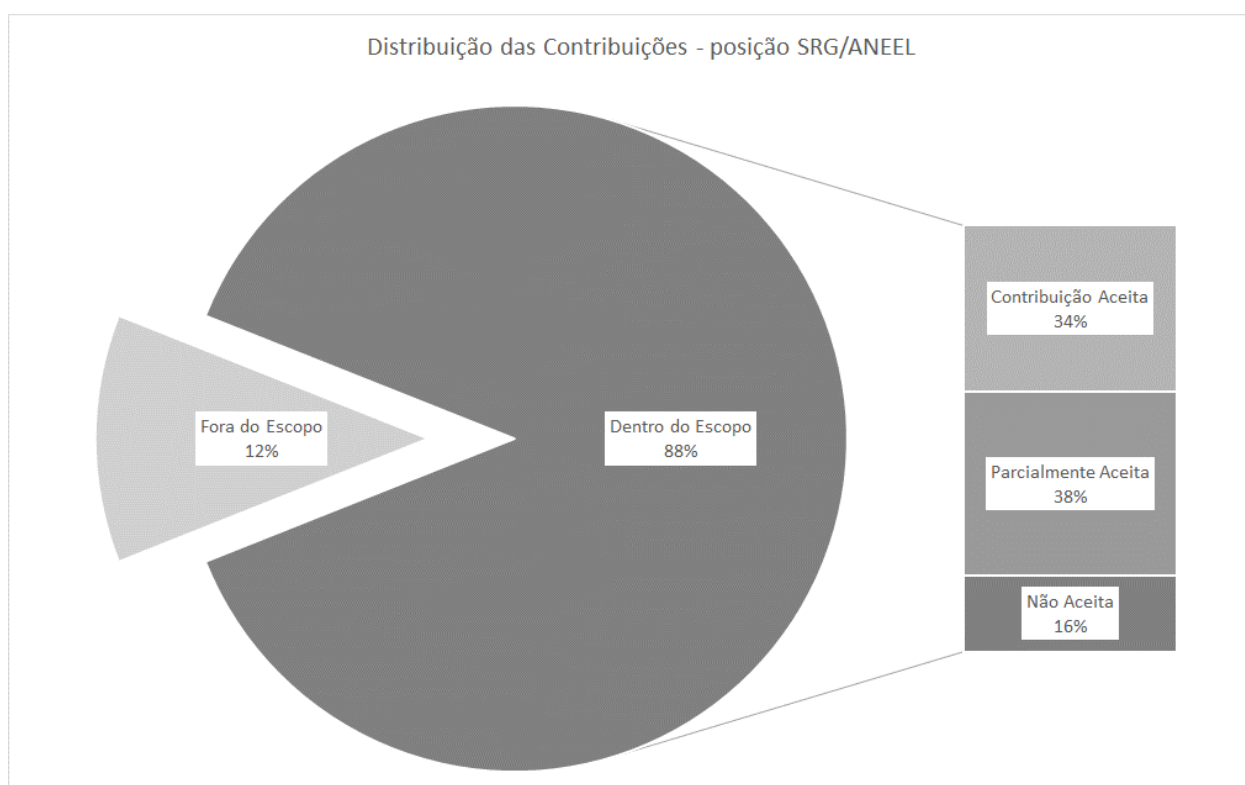


Figura 1 – Estatísticas da AP_31

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 4 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

13. As Notas Técnicas nº 059/2019-SRG/ANEEL e nº 074/2019-SRG/ANEEL apontaram alguns itens de atenção à minuta dos Procedimentos de Rede originalmente proposta pelo ONS. Foram eles aspectos relacionados ao processo de previsão da carga, à gestão dos parâmetros de *Unit Commitment* (UC) termelétrico, à estruturação de métricas de avaliação e de desempenho do modelo Dessem e, também, à especificação de um protocolo de contingência.

14. Em atenção a esses pontos, o ONS propôs revisão na minuta original dos Procedimentos de Rede, resultando em nova formatação para o documento. Na próxima seção avalia-se em maior detalhe as modificações encaminhadas pelo ONS em face da AP_31, assim como as contribuições feitas pelos agentes e pelo próprio ONS, após demanda de avaliação das contribuições requerida pela ANEEL.

15. A análise dos pleitos é feita tomando como referência o pacote originalmente submetido pela Agência no contexto da AP_31. Cotejando-se o conteúdo original da AP_31 com as visões externadas pelos agentes setoriais e pelo ONS, ao fim de cada item são tecidas as principais considerações desta Superintendência, incluindo proposta de encaminhamento definitivo para cada questão.

16. O detalhamento das posições manifestadas pelos agentes, em conjunto com a visão do ONS, além do posicionamento desta Superintendência à luz dessas manifestações, podem ser consultados no Relatório de Análise das Contribuições (RAC), disposto no Anexo 2 desta Nota Técnica.

III.1 CONTRIBUIÇÕES TEMÁTICAS

III.1.1 Consolidação da Previsão de Carga

17. Boa parte do quantitativo das contribuições permeou os submódulos dos Procedimentos de Rede que lidam com os processos de consolidação da carga (SM 5.4), especificamente nos temas de governança dos dados de entrada e de saída relativos a esse processo em específico. Em linhas gerais, as contribuições versaram sobretudo pela garantia de reprodutibilidade, de transparência e de antecedência à disponibilização de informações por parte do ONS, em benefício de todos os agentes setoriais.

18. Essas diretrizes alinham-se ao apontamento feito pela ANEEL na AP_31, de assegurar que os princípios da previsibilidade e da transparência fossem observados nesse quesito, de modo a refletir que o processo de confecção da curva de carga diária fosse crível. Essa diretriz seria aplicada independentemente do ferramental técnico utilizado para tanto, naturalmente exigindo maior esforço procedimental quanto mais relevante for a parcela de juízo técnico discricionário exercida pelo Operador.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 5 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

19. Diante do encaminhamento feito no âmbito da AP_31 para o processo de previsão da carga, o ONS sugeriu alterar o item 5.1(g) do SM 5.4, passando a incluir, como sua responsabilidade precípua, a disponibilização aos agentes dos dados, informações, critérios, procedimentos e metodologias utilizados para a consolidação da previsão de carga.

20. Avalia-se que essa disposição atende às diretrizes apontadas pela ANEEL nessa questão, podendo se ajustar a diferentes graus de evolução metodológica no processo de previsão de carga, sobretudo no que se refere ao uso de procedimentos calcados exclusivamente na experiência de especialistas.

21. Ademais, vale também destacar que a incorporação do PrevCargaDessem no processo de previsão de carga é passo importante na consecução de previsibilidade e de rastreabilidade do processo de constituição da carga. A força tarefa formalmente constituída para tanto (FT-PrevCargaDessem) validou o modelo para uso operacional no processo de consolidação da previsão de carga diária do SIN, que culminará na definição da curva que subsidiará a otimização a ser formulada pelo modelo Dessem.

22. O escrutínio amplo dessa medida foi propiciado pela Agência mediante a instauração da Tomada de Subsídios nº 003/2019, cujo encaminhamento foi o de definir o uso do PrevCargaDessem enquanto uma sistemática integrante do processo de constituição da curva de carga diária que formalmente subsidiará o Dessem.

23. Nesse ponto, vale também resgatar encaminhamento proferido pela Comissão Permanente para Análise de Programas e Metodologias do Setor Elétrico (CPAMP) sobre a incorporação do PrevCargaDessem no âmbito da programação diária da operação, registrado em Ata de reunião ocorrida em 24 de julho de 2019.

O ONS apresentou as diferenças entre os modelos para previsão de carga PrevCargaDESSEM (CEPEL) e o Método Heurístico, atualmente utilizado pelo ONS na programação diária. Verificou-se que o Método Heurístico, embora não seja totalmente reproduzível, apresenta previsão mais aderente à carga observada, quando comparado com a previsão do PrevCargaDESSEM (CEPEL). Sobre este ponto, a ANEEL se posicionou no sentido de se utilizar o PrevCargaDESSEM (CEPEL), por ser um modelo com maior reprodutibilidade dos resultados, acrescentando-se um componente de ajuste igual a diferença entre o resultado do Método Heurístico e do PrevCargaDESSEM. Desse modo, seria assegurado a utilização de um modelo reproduzível para a previsão de carga já na partida do DESSEM e a utilização do resultado do Modelo Heurístico na operação, com o compromisso de se buscar a convergência desses modelos até o final do ano de 2020 (redução do componente de ajuste). A SEE/MME corroborou com a ideia e adicionalmente recomendou a prospecção de modelos alternativos para a previsão de carga, com o intuito de se ter a melhor informação sobre a evolução da carga na etapa de Programação Diária. O ONS se comprometeu em divulgar, diariamente, o

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 6 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

resultado do PrevCargaDESSEM (CEPEL), e o ajuste pelo Método Heurístico, o que dará as bases necessárias para que os agentes possam realizar seus estudos e previsões. Foi ressaltado pela CCEE que tal implementação não trará efeitos para a liquidação até o ano de 2021, sendo este tempo suficiente para que os agentes setoriais possam se ajustar à sistemática proposta.

Desse modo, foi aprovado a utilização para a programação da operação a utilização do modelo Heurístico, hoje utilizado pelo ONS, com a divulgação diária e simultânea do modelo PrevCargaDESSEM, explicitando-se as diferenças entre as duas previsões.

24. Considerando a validação do modelo pela respectiva Força-Tarefa (FT-PrevCargaDessem) e a discussão instaurada sobre sua utilização no âmbito da Tomada de Subsídios nº 003/2019, entende-se que o detalhamento da forma de participação do PrevCargaDessem no âmbito do processo de previsão de carga deverá ser especificado pelo ONS nos Procedimentos de Rede. Nessa ação, deverá restar apontado o protocolo que será observado para fins de execução das rodadas do modelo, bem como o seu enquadramento no bojo do macroprocesso de consolidação da previsão de carga diária, nele também assinaladas as particularidades próprias de cada procedimento que comporão o produto final, os respectivos prazos aplicáveis e o encadeamento que haverá entre eles.

25. No que se refere à visão externada pelos agentes de mercado, houve contribuições da Abrace, Abraceel, Apine, CCEE, EDP, Enel, Engie e Thymos. Em linhas gerais, essas instituições solicitaram que houvesse sistematização e publicação das intervenções da equipe do ONS no tratamento de dados, ferramentas e metodologias utilizadas no processo de constituição da carga, o que se harmoniza com a proposição ora endereçada.

26. A Engie, por exemplo, manifestou apoio à disponibilização dos critérios utilizados em ajustes da carga por parte do ONS, mas sugeriu que, caso fosse essa a opção implementada na prática operativa, sua divulgação ocorresse semanalmente. Em atenção a essa disposição, o ONS respondeu: “Nem sempre critérios heurísticos serão possíveis de divulgação, no entanto, o modelo PrevCargaDessem não utilizará critérios heurísticos a partir de janeiro de 2021”.

27. Para esse ponto em específico, avalia-se que, ainda que possa ser operacionalmente custoso divulgar sistematicamente os detalhes de cada heurística, para cada conjuntura operativa, as diretrizes mais comuns que serão ordinariamente observadas pelo Operador para a consecução da curva de carga diária devem ser conhecidas e detalhadas. Entende-se que essa disposição alinha-se à própria diretiva encaminhada pelo ONS, quando formalizara que serão disponibilizados aos agentes os dados, informações, critérios, procedimentos e metodologias utilizados para a consolidação da previsão de carga no texto dos Procedimentos de Rede.

28. Apine e Enel sugeriram que a proposta consolidada para a previsão de carga fosse acompanhada de processo sombra antes de sua adoção a partir de janeiro de 2020. Trata-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 7 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

se de demanda alinhada à diretriz emanada da Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019. Com efeito, considera-se que, uma vez consolidada a sistemática de previsão de carga que integrará os Procedimentos de Rede, sua operacionalização deverá compor o processo de operação sombra no período remanescente, pela própria aplicação da referida decisão, nos termos do que fora disposto no §2º do art. 1º. Não obstante o exposto, o ONS registrou que já vem diariamente disponibilizando, em seu portal, os dados previstos para a Programação Diária da Operação (PDO) e para o Dessem.

29. Outra contribuição da Apine e da Enel foi para que o ONS conferisse publicidade à informação de previsão de carga para o Programa Diário de Intervenções (PDI) em instalações da Rede de Operação que porventura viessem a ser solicitadas aos agentes, com destaque às que apresentem desvios relevantes para a consolidação do PDI. Sobre o tema, o ONS asseverou que as previsões de carga utilizadas nos casos-base de estudos de intervenções, uma vez publicados, atenderão à demanda.

30. Ainda sobre a previsão de carga, a CCEE sugeriu formalizar a sua participação, tanto no âmbito do processo de previsão, como na atividade de consolidação da carga global do SIN. A CCEE reforçou que já participa do processo de prospecção da carga, em conjunto com o ONS, por meio do envio de informações de geração medidas em usinas não simuladas pelo Operador, além de também constituir formalmente a coordenação da força-tarefa de validação do modelo PrevCargaDessem.

31. Sobre a questão, entende-se que deve restar registrado no texto dos Procedimentos de Rede a participação efetiva que a CCEE tem nesse processo, o que pressupõe discriminar os dados que lhe são próprios e o grau de participação que ela detém na consolidação dos demais dados de geração para a composição da carga global na granularidade diária. Discussões sobre eventuais ampliações desse escopo fogem ao objeto da AP_31, sendo próprias da governança do processo do PMO e da formação PLD, cujas diretrizes hoje são disciplinadas pela Resolução nº 843/2019.

32. O detalhamento de todas as manifestações coletadas sobre o tópico, bem como a íntegra da visão do ONS para cada uma delas podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.2 Gestão dos parâmetros do *Unit Commitment* (UC) termelétrico

33. Em relação à gestão dos parâmetros do UC termelétrico, o ONS apresentou proposta de reestruturação das responsabilidades dos geradores em dois itens distintos no Submódulo 8.1: i) o item 5.3, destinado às responsabilidades dos geradores termelétricos e ii) o item 5.2, para os geradores das demais fontes.

34. Para o novo item 5.3, o ONS propôs uma subdivisão entre dados e informações a serem fornecidos pelos agentes termelétricos, baseada nas características técnicas dos parâmetros. Essas particularidades, por sua vez, ancorariam a dinâmica de atualização da

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

seguinte forma: i) os dados que teriam rito de atualização anual estariam discriminados no item 5.3.(b), e os que teriam atualização mais frequente, com a possibilidade de alteração diária, integrariam a listagem do item 5.3.(a). Em face da relevância do tópico, reproduz-se na sequência a proposta do Operador para os dois subitens.

5.3.(a) Fornecer, nos prazos indicados no item 8 deste submódulo e nos formatos adequados, os dados e informações necessários para a composição do PDP, a saber:

(...)

(4) programas de geração inflexível das usinas termoeletricas, em intervalos de 30 (trinta) minutos, bem como os motivos associados;

(5) configurações de unidades geradoras termoeletricas sincronizadas que poderão ser consideradas para atendimento do despacho térmico ao longo do dia;

(6) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoeletricas que estejam desligadas;

(7) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoeletricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 6;

(8) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa;

(9) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa;

(...)

5.3.(b) Fornecer, anualmente e nos formatos adequados, os dados e informações integrantes da representação do *Unit Commitment* por configuração, a saber:

(1) geração mínima;

(2) tempo mínimo de permanência na condição ligado;

(3) tempo mínimo de permanência na condição desligado;

35. Essa nova formatação do ONS consiste num arranjo híbrido quando comparado à sua formatação original e à visão externada pela ANEEL na AP_31. Na primeira manifestação, o Operador sugerira que a atualização de todo esses parâmetros fosse feita indistintamente com periodicidade diária.

36. Ciente de que se trata de parametrização de cunho eminentemente físico, mas com relevante potencial de impacto sobre a constituição do despacho e a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a ANEEL procurou colher experiências internacionais sobre o tema, de modo a lastrear sua manifestação. Para tanto, investigou como se daria essa prática

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 9 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

em outro sistema elétrico cujos arranjos operativos e comerciais baseiam-se em resoluções temporais compatíveis com a discussão em tela, mas com larga aplicação histórica.

37. Assim, a ANEEL trouxe ao debate público a prática adotada pelo *Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection Grid (Mid-Atlantic Region Power Pool) – PJM*, importante referência de sistema elétrico e de mercado operante da região do meio leste dos Estados Unidos. A fundamentação movida pela Agência baseou-se nos documentos técnicos PJM (2009)² e PJM (2019)³. Em síntese, a proposição foi a de que todos os parâmetros de UC observassem dinâmica ordinária de atualização em periodicidade anual. A sugestão também previa que os casos excepcionais também fossem disciplinados pelo ONS, especificando sua caracterização técnica, os requisitos de enquadramento e os prazos aplicáveis.

38. Vale sublinhar, também, que se trata de matéria bastante especializada onde também residem importantes contornos de assimetria de informação. Também não se pode perder de vista a relação direta que a parametrização do UC tem sobre a disponibilidade do parque gerador termelétrico e sua repercussão sobre a eficiência alocativa de recursos termelétricos e hidrelétricos controláveis, com impactos diretos nos custos produzidos pela operação do sistema e nas operações de mercado. Nesse contexto, considera-se fundamental contar com a visão do Operador, entidade a quem compete privativamente a operação do sistema na escala do SIN, cuja vivência constitui insumo indispensável à ponderação do melhor arranjo possível de ser implementado neste momento.

39. Em que pese o ONS não ter detalhado os fundamentos que o motivaram a fazer a nova proposição, ao se deter sobre a distinção feita em dois grupos principais, infere-se que os itens de UC listados no agrupamento 5.3. (a) (itens 6, 7, 8 e 9) especificam trajetórias de variáveis para as quais os parâmetros pudessem sofrer flutuação mais significativa no curto prazo em face de fatores exógenos. Trata-se de taxas de variação (rampas) de produção de energia para tomada e/ou redução de carga, variações de geração intra-diárias entre os dois patamares de referência (mínimo e máximo) e respectivos requisitos a serem observados para tanto. O agrupamento 5.3. (b), por sua vez, cuida de parâmetros fixos também na escala diária, ao especificarem grandezas anuais que se mantêm constantes mesmo quando aplicadas em resolução temporal reduzida.

40. Na Figura 2 repete-se o mesmo croqui ilustrativo da parametrização do UC apresentado na Nota Técnica nº 059/2019, agora também incluindo o número de oscilações (N_o) permitido entre os patamares mínimo (G_{min}) e máximo (G_{max}) de geração, em determinado intervalo de tempo t , além das respectivas rampas de tomada ($\delta E_1/\delta t$) e de redução ($\delta E_2/\delta t$) de carga e das trajetórias ($\delta E/\delta t$) de elevação e de redução da geração entre

² PJM (2009). A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets. Disponível em www.pjm.com.

³ PJM (2019). PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision 106. Disponível em www.pjm.com.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 10 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

esses limiares (G_{\min} e G_{\max}). Em vermelho, exemplificam-se as variáveis que denotam funções de variáveis no curto prazo e, em preto, as variáveis cuja representação poderia ser considerada constante, mesmo em janela mais exígua de tempo.

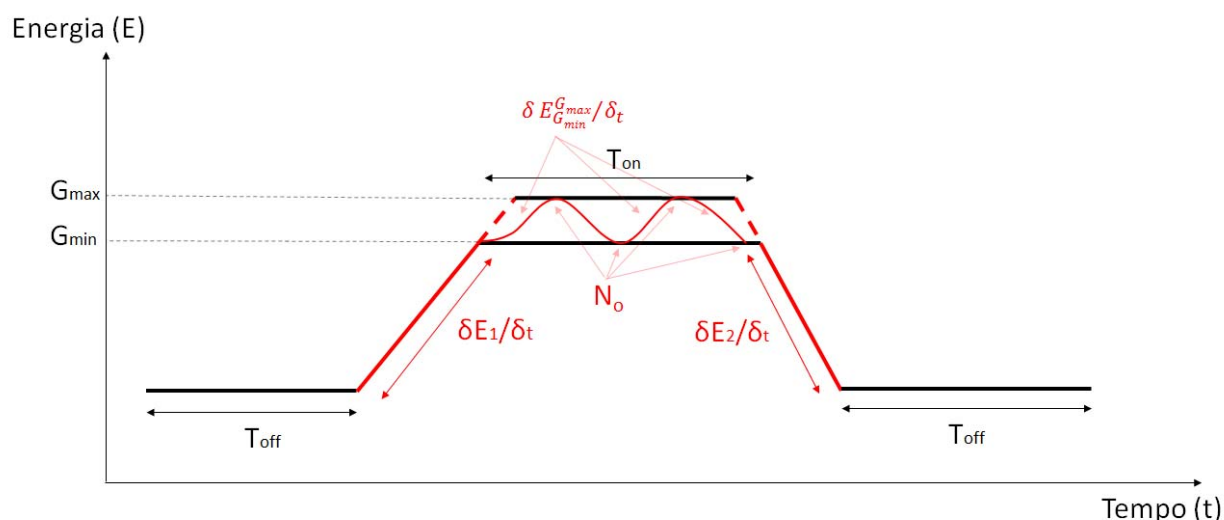


Figura 2 – Parametrização do *Unit Commitment*

41. Embora os dois conjuntos especifiquem parametrizações de cunho físico e estrutural de equipamentos no longo prazo, a distinção feita apontada buscou diferenciar as funções que requereriam alguma particularidade no curto prazo (e.g. condições de umidade do combustível, para termelétricas movidas a carvão, e de temperatura do ar) das que podem ser consideradas constantes independentemente do interstício temporal. Com efeito, as variáveis que poderiam flutuar mais no curto prazo (ilustradas em vermelho na Figura 2) poderiam ser ajustadas diariamente, de modo a refletir com maior precisão a conjuntura operativa de cada planta. Isso não significa assumir, contudo, que esses mesmos parâmetros não deveriam ter referências cadastrais de longo prazo (anual) previamente estabelecidas, a exemplo do que já será observado para o T_{on} , T_{off} e G_{min} . Pelo contrário, esse segundo aspecto é importante porque as referências anuais constituiriam balizas importante para a apuração de performance e caracterização da remuneração associadas às práticas de pós-operação.

42. Com efeito, avalia-se que esse arranjo consegue conjugar dois aspectos igualmente importantes nessa discussão, que é o de prover uma estrutura de incentivos correta à revelação de informações que culminarão em uma alocação eficiente dos recursos energéticos, ao mesmo tempo em que também acomoda fatores exógenos e conjunturais das plantas de geração na formulação da programação diária. Por exemplo, se uma planta termelétrica detenha referência cadastral para rampa de tomada de carga ($\delta E_1 / \delta t$) no valor de 5 horas, mas, por uma razão qualquer, em um ou mais dias esse parâmetro seja de 7 horas, o ideal é que essa última informação seja levada em conta à rotina de otimização do Dessem, ao refletir com mais fidedignidade a condição efetiva de operação. Todavia, essa especificidade não deve contaminar as condições de contorno do desenho contratual de longo prazo. Com

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 11 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

efeito, a referência de 5 horas permanecerá como parte integrante do *benchmark* natural de performance e de remuneração, em harmonia com o respectivo CVU constituído, devendo, portanto, ser utilizada na pós-operação.

43. Com efeito, entende-se que deve ser criado e gerido, pelo ONS, um cadastro contendo todos os parâmetros de UC que repercutem sobre a entrada de dados do Dessem, o qual também servirá de referência para o processo de apuração de performance e de classificação do despacho nas rotinas de pós-operação. Não obstante a caracterização anual para o conjunto de parâmetros de UC, em linha com o que o ONS sugerira para a redação do Item 5.3 (a) dos Procedimentos de Rede, os agentes poderão alterar os dados listados nesse item para a composição dos dados que subsidiarão a rodada do Dessem, segundo a dinâmica proposta pelo Operador.

44. O reflexo dessa última disposição no trecho da última versão de Procedimentos de Rede encaminhada pelo ONS pode ser sintetizado da maneira apresentada a seguir, onde as edições ora propostas estão sublinhadas e destacadas em vermelho:

5.3.(a) Fornecer, nos prazos indicados no item 8 deste submódulo e nos formatos adequados, os dados e informações necessários para a composição do PDP, a saber:

(...)

(4) programas de geração inflexível das usinas termoeletricas, em intervalos de 30 (trinta) minutos, bem como os motivos associados;

(5) configurações de unidades geradoras termoeletricas sincronizadas que poderão ser consideradas para atendimento do despacho térmico ao longo do dia;

(6) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoeletricas que estejam desligadas;

(7) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoeletricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 6;

(8) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa;

(9) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa;

(...)

5.3.(b) Fornecer, anualmente e nos formatos adequados, os dados e informações integrantes do cadastro de ~~da~~ representação do *Unit Commitment* por configuração, a saber:

(1) geração mínima;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 12 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

- (2) tempo mínimo de permanência na condição ligado;
- (3) tempo mínimo de permanência na condição desligado;
- (4) tempo necessário para o sincronismo de unidades termoeletricas que estejam desligada⁴s;
- (5) rampa de tomada e redução de carga das usinas termoeletricas sincronizadas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item 4;
- (6) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa; e
- (7) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa.

45. Vale também sublinhar que, em linha com a diretriz retratada no Ofício nº 016/2019-SRG/ANEEL, de 15 de fevereiro de 2019, a regulação da matéria invariavelmente deve avançar no tempo, procurando acomodar e equilibrar diferentes graus evolutivos da constituição do despacho e da formação de preço, assim como do desenho conceitual e das ferramentas aplicáveis para tanto. O desenho ora proposto configura-se como a a melhor formatação para a questão diante do conjunto de informações ora reunidas para tanto, que deverá ser objeto de monitoramento pela Agência desde o início de sua aplicação, em 1º de janeiro de 2020.

46. Sobre as visões dos agentes, vários manifestaram-se sobre o tópico. Abiape, Abraceel e Thymos, por exemplo, concordaram com a proposta da ANEEL para que a periodicidade de atualização dos parâmetros de *UC termelétrico* fosse anual, com a possibilidade desse prazo ser excepcionalizado, desde que devidamente justificado.

47. Adicionalmente, Abiape, Abraceel, Abrage, EDP e Thymos sugeriram que fosse estruturado um processo de governança para atualização dos parâmetros de UC termelétrico, prevendo a disponibilização dos parâmetros e das eventuais alterações com a devida antecedência, no formato de um relatório a ser publicado pelo ONS, assegurando a reprodutibilidade e a transparência dos parâmetros de UC a todos os agentes. Nesse ponto, avalia-se que a discussão feita acima vai ao encontro das questões apontadas por essas instituições.

48. A Abrage complementou essa sugestão, demandando incluir a previsão de penalidades para condutas inapropriadas de agentes, quando identificadas, de modo a garantir a integridade da operação e do mercado. Avalia-se que essa proposição nada mais reflete do que a competência originária da Agência de fiscalização do setor, o que, por dever de ofício, será naturalmente exercido.

⁴ Trata-se de interstício de tempo que, do ponto de vista da modelagem do Dessem, constitui o início do processo de tomada de carga para o atingimento do patamar mínimo de geração (G_{min}). Dessa forma, deve ser parte integrante da parametrização correspondente à rampa de tomada de carga ($\delta E_1/\delta t$).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

49. Em linha com a discussão promovida pela Agência, a Abraceel sugeriu que o Operador se responsabilizasse não só pela gestão das informações de UC, mas, também, pela normatização dos parâmetros. Reforçando também o conceito espelhado na experiência do PJM, a Abiape defendeu a proposta de atualização anual, revelando sua percepção de que a proposta do ONS para atualização diária careceria de justificativa, uma vez que tais parâmetros dependem de questões estruturais das unidades termelétricas.

50. A CCEE também endossou a declaração de restrições de UC com periodicidade anual, mas ponderou que uma nova declaração poderia ser feita a qualquer tempo, com prazo de carência de um mês para a sua efetiva utilização (aplicação no PMO subsequente), desde que aprovada pela ANEEL.

51. Em relação a esses pontos, o ONS comunicou apenas que a responsabilidade pela declaração dos parâmetros UC caberia aos agentes. Não obstante ser um parâmetro próprio de cada planta de geração, avalia-se que algumas condições de contorno devem demarcar as declarações que serão feitas pelos agentes. E essas diretrizes devem ser propostas e geridas pelo Operador, apontando dispositivo específico para tanto nos Procedimentos de Rede. Limites mínimos e máximos para cada parâmetro, que retratem as especificidades de cada tecnologia e o histórico de performance vivenciado na operação são exemplos nesse sentido. Ademais não se pode olvidar que condições excepcionais para a alteração do cadastro anual de parâmetros de UC também podem ser antevistas, ao retratar alterações estruturais que porventura possam ocorrer em casos concretos. E a experiência do Operador nesses quesitos é fundamental.

52. Trata-se de diretriz lançada pela ANEEL na abertura da AP_31, cuja observação faz-se necessária para o arranjo ora proposto. Assim, em face do exposto, entende-se que dispositivo deve ser endereçado pelo ONS no corpo do texto dos Procedimentos de Rede, prevendo limites mínimo e máximo para cada parâmetro, além das condições extraordinárias em que se poderia aceitar a alteração dos parâmetros de UC termelétrico em desacordo ao calendário aqui discutido.

53. Em contraposição a esses pontos de vista, a Abrage sugeriu que fosse mantida a discricionariedade técnica dos agentes em relação à parametrização dos dados relativos ao UC, tendo em vista a maior especialização do agente em relação às características de suas usinas e sua responsabilidade legal sobre as mesmas. Segundo essa visão, a periodicidade de alteração de todos os dados seguiria a proposição original do ONS, com frequência de atualização diária.

54. Outra visão similar à da Abrage foi manifestada pela Engie. Segundo a empresa, o agente termelétrico buscaria declarar os seus parâmetros conforme as especificações das máquinas, visto ser esse o seu ponto ótimo financeiro, por definição. Esse axioma do gerador termelétrico, amplamente aplicado ao CVU, seria idêntico à discricionariedade técnica aplicada ao caso do UC, onde haveria o mesmo incentivo à declaração conforme os valores reais, geralmente aderentes ao ponto de operação ótimo da usina. Assim, entende a empresa que a

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 14 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

responsabilidade atribuída ao agente proporciona o aprimoramento no controle das informações e que, para tanto, a frequência de alteração deveria ser diária.

55. A Engie frisou, ainda, que a migração da janela temporal de atualização, de diária para anual, reduziria a flexibilidade dos agentes para adaptação a ocorrências e/ou modificações técnicas necessárias à operação da usina, aumentando a documentação e burocracia para justificativa de alteração de parâmetros.

56. Sobre as ponderações da Abrage e Engie, acredita-se que a contemporização ora proposta endereça essas preocupações, ao prever periodicidade diária para os dados de UC cuja especificidades conjunturais possam potencialmente demandar ações nesse sentido.

57. Visão intermediária sobre a questão foi formalizada pela EDP. Mesmo concordando com a diretriz anual para definição de parâmetros de UC, o agente entende que, especificamente para o ano de 2020, a periodicidade de atualização deveria ser mensal, respeitando a antecipação da formação do PMO. Sobre a questão, o Operador discorreu ser fundamental a disposição de uma regra para matéria, o que eliminaria a necessidade de aplicação de sobressaltos intermediários (e.g. alterações mensais) nesse processo.

58. Em linha com essa visão do ONS, considera-se que a discussão em tela deve ter sua estrutura completa instituída desde a partida, de modo a viabilizar sua operacionalização plena na prática operativa, sobretudo em face da repercussão direta que ela exerce sobre a política de despacho e a formação do preço.

III.1.3 Avaliação de Desempenho do Dessem

59. Para o rito de avaliação de desempenho do modelo Dessem, o ONS avançou em relação à sua proposta original, incluindo em seu rol de responsabilidades a sistematização e a formalização da avaliação de desempenho da programação diária, especificando periodicidade para tanto, conforme o item 5.1.(bb) do SM 8.1, reproduzido a seguir:

Elaborar e disponibilizar, **até o décimo dia útil do mês**, relatório mensal contendo comparação e respectiva análise das principais diferenças entre os despachos resultantes do modelo de curtíssimo prazo e os da programação diária.
(grifado)

60. Trata-se de tema cuja formulação inicial do Operador foi a de apenas acompanhar a performance de execução do modelo, sem especificar protocolos para tanto, o que foi objeto de contraponto feito pela ANEEL quando da instauração da AP_31. Avalia-se que a adequação ora proposta foi ao encontro do que a Agência especificara e também está em linha com os requerimentos feitos pelos Agentes, restando apenas pendente a discussão sobre a melhor periodicidade para essa iniciativa.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 15 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

61. Abiape, Abraceel, EDP, Engie e Thymos também contribuíram para a construção de processo de divulgação de resultados e de desempenho do Dessem, com variações nas propostas dos conteúdos que constariam do referido relatório de divulgação e também em relação à periodicidade de sua divulgação.

62. Quanto à periodicidade, houve contribuições em diversos sentidos: desde a elaboração de um boletim diário da operação (para divulgar as diferenças entre a proposta de referência de operação, advinda do modelo Dessem, e o programa de operação efetivamente empregado na instância em tempo real), como a divulgação de relatórios de desempenho, seja em periodicidade semanal, seja em base mensal. Sobre o tema, o ONS apontou que neste momento, a periodicidade do relatório deveria ser mensal.

63. Em relação ao conteúdo do relatório, houve sugestões para que: (i) os resultados da programação diária propostos pelo modelo fossem confrontados com a operação efetivamente realizada; e (ii) fossem divulgados os principais elementos causadores de eventuais descolamentos entre a programação e a operação. Julga-se que tais diretrizes estão em linha com a proposição original feita pela Agência no âmbito da AP_31. Em atenção a essas demandas, o ONS indicou que conteúdo do relatório contemplará “os desvios realizados entre Dessem e Programação Diária para viabilidade, segurança e confiabilidade do SIN”.

64. A Abraceel e a Thymos entendem que os resultados dos modelos e da operação real deveriam ser certificados por entidade independente qualificada. Ademais, a Thymos propõe a elaboração e disponibilização de um conjunto de critérios bem definidos e de ocorrências que possam resultar no cômputo dos desvios entre a programação diária e a operação em tempo real.

65. Sobre a entidade certificadora independente, o ONS afirmou que tal disposição seria incompatível com o escopo atual dos Procedimentos de Rede, demandando recursos financeiros adicionais para tanto, o que poderia ser viabilizado mediante determinação da ANEEL. Julga-se que essa questão alinha-se com a perspectiva lançada pela Agência, em sua proposta de Agenda Regulatória para o biênio 2020/2021, discutida no âmbito da Audiência Pública nº 041/2019. O Item 56 da grade de atividades ali proposta foi “Revisão da Resolução Normativa nº 455/2011, que dispõe sobre a obrigatoriedade de contratação de auditoria independente para auditoria do PMO e dos processos da pós-operação do ONS”.

66. A Thymos solicitou que os principais dados e resultados do modelo e da operação do SIN fossem disponibilizados a todos os Agentes que atuam no mercado de energia elétrica, inclusive àqueles que não possuem ativos representados no ONS, evitando-se qualquer tipo de assimetria de informação e discricionariedade entre os participantes. Nesse quesito, o Operador apenas registrou que do relatório mensal a ser disponibilizado constará os desvios realizados entre Dessem e Programação Diária, não abordando se haveria entendimento diferente à governança de acesso aos dados da operação hoje aplicável. Entende-se que essa

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 16 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

questão foge ao escopo originalmente demarcado, podendo ser tratada oportunamente em fórum constituído especificamente para tanto.

67. A Abiape solicitou que fosse disponibilizada e justificada pelo Operador toda alteração promovida nos modelos de rede (premissas de rede elétrica). Ademais, que fossem justificados os desvios em relação à ordem de mérito do mercado, com o intuito de sinalizar aprimoramentos para reforços e para a expansão do sistema de transmissão do SIN. O ONS considerou parcialmente acatada a solicitação, manifestando-se no sentido de que “as alterações na rede de ordem conjuntural são resultantes da representação das intervenções no sistema de transmissão expressas no SGI (Sistema de gerenciamento de Intervenções)”. Para este momento, avalia-se que posição do ONS procura atender à solicitação na medida do que seria possível, sem prejuízo de que evoluções possam ocorrer futuramente.

68. Por fim, destaca-se a contribuição da EDP, que apresentou proposta de nove indicadores de acompanhamento, que poderia ter a sua adoção avaliada pelo ONS, sendo: três indicadores para avaliação dos desvios (absoluto, relativo e de forma) entre valores programados e realizados de carga, três indicadores para os mesmos desvios de geração e outros três indicadores de volatilidade de geração por usina hidrelétrica, todos eles concebidos em base diária. O ONS assinalou ter acatado parcialmente a demanda, ao divulgar que relatório contendo análises das diferenças entre o Dessem e a operação será publicado. O grau de atendimento à demanda da EDP poderá ser medido quando a publicação for efetivamente realizada.

III.1.4 Regras de Contingência

69. Para as regras de contingência, o Operador ajustou a proposta inicial do item 7.5 do SM 8.1, onde se cuida do Plano de Contingência para definição das propostas de geração em face de insucesso no processamento do modelo Dessem. Em suma, a regra de contingência preveria as seguintes etapas:

7.5.1 A etapa de Programação Diária deverá considerar, para a programação do dia D, os resultados do modelo de curtíssimo prazo a partir da representação do Unit Commitment das usinas termelétricas;

7.5.2 Na inviabilidade de se obter, até as 16:00 horas do dia D-1, os resultados do modelo de curtíssimo prazo, considerando a representação citada acima, a programação deverá utilizar os resultados do modelo de curtíssimo prazo em execução que não tenha considerada a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas;

7.5.3 Na impossibilidade de se obter, até as 16:00 horas do dia D-1, também os resultados do modelo de curtíssimo prazo sem considerar o Unit Commitment de usinas termelétricas, a programação do dia D deverá:

7.5.4 Se os dias D-1 e D forem dias úteis, considerar os resultados do modelo de curtíssimo prazo considerados na elaboração da programação do dia D-1;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 17 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

7.5.5 Caso a condição anterior não seja atendida, considerar os resultados do modelo de curto prazo, em execução que forneceu a Função de Custo Futuro para a semana operativa em que se encontra o dia D, para definição do despacho de geração termelétrica por ordem de mérito. Para a definição das gerações hidrelétricas, a programação do dia D se baseará nos resultados da programação do último dia já programado que tenha o mesmo perfil do dia D.

7.5.6 Nas situações de contingência, o atendimento às restrições operativas de usinas termelétricas não consideradas pelo modelo curtíssimo prazo deverá ser incorporado na programação após o processamento do modelo;

7.5.7 Nas situações em que a programação do dia anterior, D-1, tiver sido elaborada a partir de uma contingência do modelo de curtíssimo prazo, as condições de contorno necessárias para a consideração do Unit Commitment de usinas termelétricas, para execução do modelo de curtíssimo prazo para a programação do dia D, serão obtidas a partir do despacho definido na programação do dia D-1.

70. Além do ONS, oito agentes setoriais procuraram contribuir para a melhoria do processo de contingência do Dessem.

71. Alguns agentes, entre eles a Abraceel, a Apine, a EDP e a Thymos criticaram o 1º critério de contingência proposto (i.e. desconsideração da representação do UC termelétrico), pelo fato de o ONS não ter apresentado estudos que embasassem a relevância de tal proposta. A EDP, com base em sua experiência adquirida no processo sombra do Dessem, registrou que a representação da rede elétrica possuiria maior grau de importância nesse sentido.

72. A CCEE apontou na mesma direção da EDP, ao sugerir que, antes da etapa de desconsideração do UC termelétrico, fosse desativada a representação da rede elétrica no modelo Dessem. Adicionalmente, a CCEE sugeriu que, caso persistisse a impossibilidade de obtenção dos resultados do Dessem no dia D-1, vencidas as etapas anteriores (desativação da rede e do UC termelétrico), a programação do dia D utilizasse o resultado do modelo Dessem para o 2º dia do deck do dia D-1.

73. A Abiape sugeriu que, em casos de contingência, o resultado do modelo Dessem da CCEE fosse utilizado no balizamento da operação diária. Se os resultados do Dessem da CCEE não estivessem disponíveis, que se utilizasse o resultado do Decomp do último dia similar ao dia em que for acionada a contingência. Também sugeriu que, em situações de contingência no processamento dos modelos “satélites”, fossem utilizadas as informações do último dia similar ao da ocorrência.

74. A Abraceel sugeriu que os critérios de contingenciamento propostos fossem utilizados já na operação sombra, com a possibilidade de produção de um relatório com as ocorrências de contingência e de demonstrações da efetividade da proposta apresentada pelo ONS.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 18 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

75. Nesse ponto, vale apontar observação feita pela EDP, de que o a regulação deveria prever mecanismo para a gestão de restrições de UC em casos de acionamento da contingência. Trata-se de aspecto relevante, que foi previsto pelo Operador em seu protocolo de contingência, mais precisamente no Item 7.5.6.

76. Não obstante as alternativas apresentadas pelos agentes setoriais, a posição do Operador foi a de manter seu protocolo de contingência tal como enviado na contribuição à AP_31. Conquanto sejam válidas as considerações feitas pelos agentes, vale registrar que nenhum deles também apresentou estudo concreto que referendasse disposição em contrário à sugerida pelo Operador. Nessa perspectiva, avalia-se que a responsabilidade e a experiência do Operador nesse quesito devem prevalecer, sem prejuízo de que o tópico seja objeto de aprimoramento futuramente.

77. A Abraceel aproveitou para reforçar a necessidade de criação de um canal de divulgação dos fatos relevantes que demandem o acionamento de contingência, ferramenta que poderia ser adotada como plataforma de comunicação entre o ONS e os agentes. Para esse tópico, avalia-se que o Comitê Técnico previsto no Capítulo 6 da Resolução nº 843/2019 endereça essa e outras questões correlatas. O ONS acrescentou que o sistema Sintegre será a plataforma para tanto.

78. A Apine e a Enel sugeriram que o *deck* definitivo do Dessem seja acompanhado de relatório descrevendo o procedimento adotado para o relaxamento das restrições que apresentarem inviabilidades, mesmo quando não for acionado o procedimento de contingência. Nesse caso, o ONS afirmou que no próprio *deck* de dados do modelo Dessem já são explicitamente discriminadas quais restrições foram relaxadas no caso concreto.

79. O detalhamento de outras questões correlatas ao tópico, em conjunto com a manifestação do ONS, podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.5 – Governança dos dados de entrada – SM 8.1

80. Neste tópico, houve contribuições dos seguintes agentes setoriais: Abiape, Abrace, Abraceel e Thymos.

81. Em linhas gerais, os agentes demandaram práticas de transparência e de reprodutibilidade por parte do ONS, concretizadas em análises e protocolos que deveriam ser observados pelo Operador, materializados por meio de relatórios que deveriam ser produzidos pelo Operador com distintos graus de profundidade, em diferentes frequências temporais.

82. A posição do ONS foi a de reforçar sua iniciativa de publicação de um relatório contendo as principais diferenças entre o Dessem e a operação real, enquanto instrumento

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Pág. 19 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

formal de controle sobre os desvios que ocorrerão entre a operação real e a programação do Dessem. Como já também assinalado, a periodicidade desse relatório será mensal.

83. Avalia-se que, da mesma forma do que em tópicos anteriores, é fundamental que haja sistemática onde sejam registradas as diferenças entre a programação *ex-ante* e a prática real, assim como sejam apontados os principais fatores responsáveis pelas diferenças computadas. Naturalmente a evolução do processo deverá ocorrer em linha com o avanço da própria aplicação do Dessem na execução da programação operativa.

84. A Thymos citou o Decreto nº 5.081/2004 e o Art. 3º da Resolução CNPE nº 7/2016 para apresentar sua visão de que os dados, parâmetros e critérios afetos à representação do *Unit Commitment* (tipos de restrição de rampa, duração e respectivos custos) deveriam ser regulamentados, homologados, disponibilizados e fiscalizados pela ANEEL.

85. Considera-se que este encaminhamento reunirá a visão da ANEEL sobre a matéria, levando-se em conta o marco regulatório citado e o atual estágio de maturidade do tema no setor.

III.1.6 – Processo de Programação (responsabilidades, etapas e prazos)

86. Neste tópico, coletaram-se contribuições da Apine, da CCEE, da Enel, da Engie, de Furnas e da Petrobras.

87. A CCEE sugeriu adequações nos prazos para a elaboração da programação diária do dia D-1, descritos na Tabela 2 do SM 8.1. Para a CCEE, seria importante que os valores declarados pelos agentes estivessem compatíveis entre os modelos, para garantir que não houvesse distorções significativas entre a formação de preço e a programação diária da operação eletroenergética. Assim, a CCEE sugeriu que os valores de inflexibilidade declarados pelos agentes fossem compatíveis com aqueles do Decomp, e tenham duração maior ou igual ao tempo mínimo de acionamento (T_{on}), além de não permitir a alteração pelos agentes na operação em tempo real.

88. A manifestação do ONS sobre a contribuição da CCEE foi no sentido de que caberia à ANEEL definir a periodicidade de declaração de inflexibilidade pelo agente. Uma proposta de regulamentação para o tema foi instaurada pela ANEEL por meio da Audiência Pública nº 083/2017. Nela, mais do que discutir sobre práticas de comando e controle, a Agência procurou caracterizar o custo de oportunidade associado a declarações de inflexibilidade após o encerramento da etapa de programação (*gate closure time*)⁵. Sem prejuízo de que a ANEEL, por dever de ofício, exerça seu papel de fiscalização ou o de que o ONS continue a reportar à Agência práticas que julgar inadequadas sobre a questão, considera-

⁵ Momento em que não é permitida mais atualização de preços, quantidades e demais parâmetros técnicos utilizados na otimização do sistema (definição da ordem de mérito).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 20 da Nota Técnica nº 114/2019-SRG/ANEEL, de 28/11/2019.

se que a visão da Agência sobre o tema será manifestada quando do encerramento da Audiência Pública nº 083/2017.

89. A Petrobras propôs que a divulgação da programação diária fosse com dois dias de antecedência (D-2), de forma a compatibilizar o acionamento das UTEs com a programação da operação do gás natural. Considera-se que tal iniciativa colide com a diretriz de política energética consubstanciada na Portaria MME nº 301/2019, ao propor dinâmica para atualização da formulação da programação operativa distinta da estruturada com o Dessem, formalizada no referido ato do Ministério.

90. A Apine, a Enel e a Engie manifestaram preocupações quanto ao horário final de encaminhamento do PDP para as salas de controle. A Engie, por exemplo, sugeriu que o procedimento de elaboração da PDP fosse finalizado dentro do horário comercial, permitindo que os agentes executassem em tempo hábil as atividades relacionadas à programação diária da operação. A Apine e a Enel, por sua vez, alertaram para o reduzido prazo remanescente para ajustes na programação, particularmente em casos de ocorrências relevantes na rede elétrica após o fechamento da programação. Solicitaram, ainda, que a divulgação do *deck* preliminar do Dessem fosse feita após a etapa da entrada de dados, em similaridade ao estabelecido na Resolução nº 843/2019 para o modelo Decomp.

91. Sobre as questões, o ONS asseverou que a quantidade de processos atreladas ao tema, bem como o encadeamento entre eles, tornaria inviável antecipar os prazos ora estipulados para o comprimento da programação. Afirmou, também, que ocorrências relevantes na rede, transcorrido o prazo para a consolidação da programação, serão tratados no âmbito da operação em tempo real. Sobre a *deck* preliminar do Dessem, o ONS comunicou que sua divulgação ocorrerá imediatamente à conclusão de sua execução.

92. O detalhamento de outras questões correlatas ao tópico, em conjunto com a manifestação do ONS, podem ser consultados no RAC anexo.

III.1.7 – Modelos Satélites

93. Apine e Enel registraram ser importante: (i) dar publicidade ao cronograma de trabalho para expansão do uso do modelo SMAP/ONS para todas as bacias do SIN; (ii) a criação de um novo SM nos procedimentos de rede para descrever a previsão de geração solar e eólica, considerando a alteração significativa da previsão dessas fontes para a programação diária; e (iii) avaliar a necessidade de desenvolvimento de um modelo de previsão de geração solar.

94. Para o primeiro item, o ONS lembrou os termos do Despacho ANEEL nº 1.934, de 24 de agosto de 2018, onde foi determinado ao ONS conferir publicidade, em prazo não inferior a um mês, sobre a expansão do uso do modelo SMAP/ONS em demais bacias hidrográficas do SIN. Essa medida tem sido observada pelo ONS nas reuniões do PMO, o que também inclui

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

