

# Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

---

## Subgrupo de Trabalho de Operação e Preço

Implantação do DESSEM nas atividades de  
programação da operação e formação de  
preço horário – METODOLOGIA

## Sumário

1. Introdução.....	3
2. Antecedentes .....	3
3. Contextualização recente.....	4
4. Atividades do Subgrupo de Operação e Preço - SGOP .....	6
5. DESSEM como insumo da programação diária e formação do preço horário .....	10
6. Insumos para a montagem dos casos diários .....	12
6.1. Previsão de vazões – vazão natural diária .....	13
6.2. Previsão de carga - carga diária .....	14
6.2.1. Carga por subsistema.....	14
6.2.2. Carga por barra – casos com a consideração da rede de transmissão.....	15
6.3. Representação de usinas hidrelétricas .....	16
6.4. Representação de usinas termelétricas .....	16
6.5. Representação das restrições hidráulicas.....	16
6.6. Geração de usinas não simuladas individualmente.....	16
6.7. Geração de fonte eólica .....	16
6.8. Geração de fonte solar fotovoltaica.....	18
6.9. Sistema de transmissão – rede elétrica .....	18
6.10. Restrições de segurança elétrica .....	18
6.11. Intervenções e desligamentos .....	18
7. Validação do modelo DESSEM .....	19
8. Operação sombra e publicidade do processo.....	19
9. Demais atividades previstas no processo .....	20
Lista de figuras e tabelas .....	21

# 1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, instituída pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de Fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME – Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Este documento, assim como os demais disponíveis nessa consulta pública, descreve aspectos metodológicos do processo de implantação do preço horário no mercado de energia brasileiro. Especificamente, este relatório trata da metodologia de implantação do modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo - DESSEM nas atividades de programação da operação e formação do preço horário.

## 2. Antecedentes

O Projeto RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – orientava que, com vistas a oferecer incentivos a todos os participantes do mercado, o processo de estabelecimento de preço deveria refletir, da maneira mais próxima possível, os fatores que determinam o real despacho do sistema. O processo de programação e despacho deveria, portanto, oferecer as bases para o cálculo do preço de curto prazo. Com efeito, em seu relatório de 1998, volume I, que trata do Mercado Atacadista de Energia, o projeto RE-SEB já apontava a implantação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo - DESSEM, com o indicativo de preço calculado a partir de cadeia de modelos de otimização da programação energética, chegando à discretização semi-horária.

Posteriormente, a ANEEL, através da Resolução nº 290, de 03/08/2000, homologou as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixou as diretrizes para a sua implantação gradual. Essa Resolução estabelecia o início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora até 1º de janeiro de 2002. Essa diretriz foi revogada pela Resolução nº 446 de 22/08/2002, que estabelecia ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. Dentre os ajustes indicados havia a postergação da apuração horária do preço para 1º de janeiro de 2004. Devido a dificuldades de operacionalização do modelo DESSEM, a ANEEL emitiu a Resolução nº 237, de 21/05/2003, com ajustes no cronograma de implantação das Regras de Mercado anteriormente definidas pela Resolução nº 446/2002, alterando o prazo para 1º de janeiro de 2005.

Em 2004, a revisão do modelo setorial, através do Decreto nº 5163, de 30/07/2004, dentre outras providências, regulamentou a comercialização de energia elétrica, estabelecendo que o preço seria calculado com periodicidade máxima semanal. A Resolução ANEEL nº 109, de

26/10/2004, vigente até hoje, dá tratamento ao disposto no Decreto nº 5163/2004, conforme extrato de texto a seguir:

“Art. 42. O PLD a ser divulgado pela CCEE será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, por Submercado e por patamar de carga, terá como base o Custo Marginal de Operação, será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto nos incisos I a VII do § 1º e no § 6º do art. 57 do Decreto no 5.163, de 2004.”

### 3. Contextualização recente

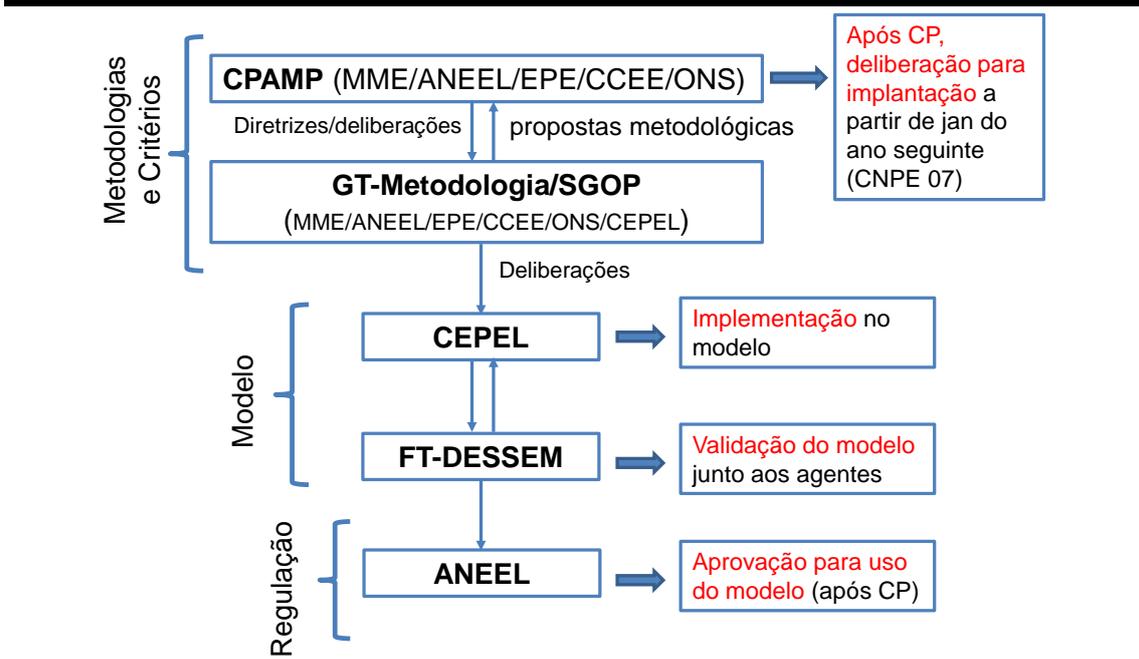
Analisando a questão pelo ponto de vista atual do Sistema Elétrico Brasileiro e das questões operativas envolvidas, tem-se como motivação para redução da periodicidade alguns pontos relevantes, tais como:

- a redução do grau de regularização hidráulica do Sistema Interligado Nacional – SIN: resulta em dificuldades para o gerenciamento da carga a partir da capacidade hidrelétrica e faz com que essa produção se torne cada vez mais dependente das aflúncias;
- a variabilidade, a imprevisibilidade e a incontrolabilidade da produção de novas fontes de geração: a significativa adição de geração eólica aumentou a variabilidade da oferta de energia que, somada ao regime hidrológico adverso experimentado na bacia hidrográfica do rio São Francisco nos últimos anos, vem sendo compensada por geração termelétrica e por variação do intercâmbio de energia entre os submercados Além disso, a inserção crescente de novas fontes de geração distribuída, sobretudo a geração fotovoltaica, faz com que a carga líquida percebida pelo ONS tenha um perfil horário mais variável;
- a possibilidade de representação da elasticidade da demanda: a utilização da flexibilização da carga pode ser utilizada para compensação de variações da oferta.

Considerando as questões sistêmicas apontadas, com o preço horário será possível qualificar e criar novos produtos para o mercado de energia elétrica. Além disso, com a maior aproximação entre a formação do preço e a operação real do sistema, espera-se a redução dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS.

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, em reunião no dia 27/07/2017, aprovou a criação de um subgrupo, sob coordenação do ONS e da CCEE, para conduzir os estudos de implantação do DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo para programação da operação e formação do preço horário a partir de 2019. Neste contexto, foi criado, em agosto de 2017, o Subgrupo de Operação e Preço – SGOP, coordenado pelo ONS e pela CCEE, subordinado ao Grupo de Trabalho de Metodologia (GT-Metodologia) da CPAMP. A Figura 1, a seguir, ilustra a governança do processo de implantação do preço horário.

**Figura 1: Implantação do preço horário: governança do processo**



O modelo DESSEM, desenvolvido pelo CEPEL para a programação diária da operação, considera estágios de até meia hora e horizonte de 7 a 14 dias. O objetivo do modelo é determinar o despacho ótimo de geração de forma a minimizar o custo total de operação no período de programação. É um modelo determinístico de otimização de sistemas hidrotérmicos interligados, com a possibilidade de representação do sistema de transmissão (rede elétrica) através de um fluxo de potência linearizado (fluxo DC) e de um grande número de restrições operativas para as usinas hidrelétricas, termelétricas e para a rede elétrica.

O acoplamento do DESSEM com a cadeia de modelos utilizada para a otimização da operação e formação do preço se realiza por meio da consulta à função de custo futuro produzida pelo modelo DECOMP, que por sua vez leva em conta a função de custo futuro do modelo de planejamento da operação de médio prazo, NEWAVE.

Destacam-se a seguir alguns recursos implementados no modelo para a representação do sistema físico:

- Consideração da curva de carga semi-horária.
- Representação do sistema de transmissão por um fluxo linearizado (DC), considerando limites individuais de fluxo em circuitos e limites de somatórios de fluxos.
- Produtibilidade das usinas hidrelétricas variável com a queda.
- Perda de potência por deplecionamento.
- Restrições de vertimento máximo e deplecionamento mínimo dos reservatórios.
- Restrições elétricas especiais no sistema.
- Tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidrelétricos.
- Restrições de reserva de potência.
- Usinas elevatórias na modelagem do problema de otimização.
- Restrições de alocação (unit commitment) das unidades térmicas.
- Representação de usinas termelétricas a ciclo combinado.

- Restrições de taxa de variação de geração, turbinamento, etc.
- Controle de variação de nível do rio Paraná (Operação da Régua 11 de Itaipu).
- Representação das restrições do Canal Pereira Barreto (interligação das usinas hidrelétricas de Três Irmãos e Ilha Solteira).
- Diferentes intervalos de tempo para serem considerados ao longo do período do estudo.

O processo de implantação do DESSEM aborda questões que abrangem um amplo aspecto de atividades, resumidas a seguir:

- Definições metodológicas, que passam por aspectos ligados ao processo de implantação do modelo nas atividades de programação diária e formação de preço e das definições de como o modelo DESSEM irá representar o sistema.
- Definições dos insumos necessários para a montagem dos dados para execução diária do modelo, bem como a automatização desses dados. Nesse item, entre outros, se enquadra a definição dos processos de geração de previsão de carga, previsão de geração eólica, previsão de geração solar e previsão de vazões.
- Revisão dos Procedimentos de Rede do ONS e das regras de comercialização na CCEE.
- Alterações legais e regulatórias associadas às decisões da CPAMP.
- Preparação dos agentes e transparência do processo.

Esse relatório aborda o processo de definições metodológicas conduzido pelo Subgrupo de Operação e Preço – SGOP de setembro de 2017 até o momento, tendo como objetivo subsidiar a Consulta Pública Preliminar para posterior deliberação pela plenária da CPAMP.

## 4. Atividades do Subgrupo de Operação e Preço - SGOP

O SGOP foi instituído em agosto de 2017 e começou suas atividades imediatamente, com a preparação das diretrizes iniciais para implantação do preço horário. Tais diretrizes foram apresentadas à CPAMP em reunião plenária realizada em 19 de setembro de 2017.

Com o objetivo de dar transparência ao processo, foi adotada a política de realização de reuniões da FT-DESSEM seguidas às reuniões do SGOP, de forma que as metodologias aprovadas pelo SGOP fossem imediatamente apresentadas e discutidas com os agentes. Foram realizadas, até o momento, 15 reuniões, conforme mostrado na Tabela 1. Em algumas reuniões não houve deliberação para encaminhamento à FT-DESSEM, uma vez que o Subgrupo entendeu que o assunto em pauta deveria ser analisado e debatido de forma mais aprofundada.

**Tabela 1 SGOP – Reuniões realizadas**

REUNIÃO	ASSUNTOS TRATADOS	DELIBERAÇÕES
1ª – 12/09/17	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Abertura do SGOP</li> <li>▪ Diretrizes de implantação do preço horário</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Diretrizes de implantação do preço horário para apresentação e apreciação pela executiva da CPAMP</li> </ul>

<b>REUNIÃO</b>	<b>ASSUNTOS TRATADOS</b>	<b>DELIBERAÇÕES</b>
2ª – 09/10/17	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Metodologia de Unit Commitment de termelétricas</li> <li>▪ Modelagem da régua 11</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelagem da régua 11</li> </ul>
3ª – 06/11/17	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Continuação das discussões relativas à metodologia de Unit Commitment de termelétricas</li> <li>▪ Modelagem tempo de viagem: translação, curva de propagação e acoplamento com a FCF do DECOMP</li> <li>▪ Modelagem de reserva de potência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelagem tempo de viagem: translação, curva de propagação e acoplamento com a FCF do DECOMP</li> <li>▪ Modelagem de reserva de potência</li> </ul>
4ª – 11/12/17	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelagem do canal Pereira Barreto</li> <li>▪ Taxa de variação de variáveis de interesse</li> <li>▪ Modelagem da rede elétrica</li> <li>▪ Continuação da discussão sobre "unit commitment"</li> <li>▪ Discussão sobre prazo de aperfeiçoamento da modelagem da reserva de potência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelagem do canal Pereira Barreto</li> <li>▪ Taxa de variação de variáveis de interesse</li> <li>▪ Modelagem da rede elétrica</li> </ul>
5ª – 17/01/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelo de previsão de geração eólica (ONS)</li> <li>▪ Modelo de previsão de carga (CEPEL)</li> <li>▪ Apresentação das atividades de implantação do DESSEM (ONS/CCEE)</li> <li>▪ Discussão sobre encaminhamento à FT-DESSEM do "unit commitment"</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Modelo de previsão de geração eólica (ONS)</li> </ul>
6ª – 17/02/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Discussão sobre a questão da confidencialidade dos dados das usinas eólicas</li> <li>▪ Discussão sobre a simulação com/sem rede elétrica para operação e formação do PLD</li> <li>▪ Discussão sobre encaminhamento à FT-DESSEM do "unit commitment"</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unit commitment térmico</li> </ul>
7ª – 19/03/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Atualização sobre o processo de implantação do DESSEM no ONS</li> <li>▪ Discussão sobre o uso das opções 1 ou 2 na execução do "unit commitment"</li> <li>▪ Apresentação pela equipe de carga do ONS sobre o PrevCargaDESSEM</li> <li>▪ Apresentação pela CCEE do status de implantação do preço horário</li> <li>▪ Respostas às questões encaminhadas pelo GT-Met</li> </ul>	-
8ª – 27/03/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Questões para a plenária da CPAMP</li> <li>▪ Resultados do "Unit commitment" <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Avaliação as opções 1 ou 2 para cálculo do CMO/PLD;</li> <li>○ Discretização do D+2 (patamar vs semi-horária/horária)</li> <li>○ Discussão sobre o horizonte do DESSEM para a simulação da 6af (hoje com apenas 1 dia)</li> </ul> </li> </ul>	-

REUNIÃO	ASSUNTOS TRATADOS	DELIBERAÇÕES
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Como tratar o acoplamento com o DECOMP nos meses em que o dia 1 cai num sábado</li> <li>▪ Rodadas sombra do DECOMP e NEWAVE, caso necessário</li> <li>▪ Consideração da reserva de potência apenas a partir de 2020</li> <li>▪ Discretização (horária) para o recebimento das razões de despacho termelétrico</li> <li>▪ Atualização sobre o processo de implantação do DESSEM no ONS</li> </ul>	
9ª – 05/06/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Apresentação sobre status da implantação do DESSEM</li> <li>▪ Sites de divulgação de material referente ao processo</li> <li>▪ Implementações solicitadas ao CEPEL: apresentação da metodologia e cronograma de entrega</li> <li>▪ Casos de formação de preço para a sexta-feira, discussão sobre a questão do acoplamento com o DECOMP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Equações de fluxo</li> <li>▪ Limites de segurança <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Restrições lineares por partes</li> <li>○ Tabelas</li> </ul> </li> <li>▪ Reserva de Potência Elétrica</li> <li>▪ Restrições de Rampa de fluxo ou somatório de fluxos</li> <li>▪ Trajetórias de acionamento e desligamento das unidades térmicas ciclo simples e ciclo combinado</li> </ul>
10ª – 11/07/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementações solicitadas ao CEPEL: metodologia e cronograma de entrega</li> <li>▪ Apresentação do status de desenvolvimento do modelo PrevCargaDessem</li> <li>▪ Apresentação dos desvios do modelo de previsão de geração eólica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Titulação de geração térmica</li> </ul>
11ª – 17/09/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementação de usinas térmicas ciclo combinado: metodologia e cronograma de entrega</li> <li>▪ Definição do PLD somente em hora cheia: análise da possibilidade de utilização da média ou o maior valor entre hora cheia e semi-hora</li> <li>▪ Proposta de apuração do preço horário</li> <li>▪ Acoplamento com o DECOMP em especial na sexta feira</li> <li>▪ Escopo e cronograma do SGOP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementação de usinas termelétricas de ciclo combinado</li> </ul>
12ª – 22/10/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definição do PLD somente em hora cheia: utilização da média, maior valor entre semi-horas e outras alternativas</li> <li>▪ Opção 1 ou 2 para cálculo do PLD com a aplicação do "unit commitment"</li> <li>▪ Acoplamento com o DECOMP em especial na sexta feira</li> <li>▪ Escopo e cronograma do SGOP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Compatibilidade da modelagem das trajetórias de acionamento/desligamento das unidades termelétricas em função da discretização temporal</li> </ul>
13ª – 13/12/18	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definição do PLD somente em hora cheia: utilização da média, maior valor entre semi-horas e outras alternativas</li> <li>▪ Acoplamento com o DECOMP em especial na sexta feira</li> <li>▪ Abertura do segundo dia em estágios horários</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estabelecimento de critérios e métricas para avaliação das opções de definição de PLD horário a partir de CMO semi-horário</li> <li>▪ Encaminhamento de questões relativas ao acoplamento DESSEM-DECOMP e abertura do segundo dia em estágios semi-</li> </ul>

<b>REUNIÃO</b>	<b>ASSUNTOS TRATADOS</b>	<b>DELIBERAÇÕES</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Escopo e cronograma do SGOP</li> </ul>	<p>horários para maior aprofundamento ao longo de 2019.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Decisão de manter o acoplamento entre DESSEM e DECOMP da forma como originalmente pensado</li> <li>▪ Decisão por não abrir segundo dia em intervalos semi-horários</li> </ul>
14ª – 04/02/19	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definição do PLD somente em hora cheia: utilização da média, maior valor entre semi-horas e outras alternativas</li> <li>▪ Cronograma do SGOP</li> <li>▪ Tratamento de decisões inteiras e custos a ela associados para precificação</li> <li>▪ Preços com rede elétrica completa ou apenas intercâmbios entre submercados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Indicativo de opção de definição de PLD horário a partir de CMO semi-horário, a partir da análise das opções e considerando os critérios e métricas estabelecidos na 13ª reunião do SGOP</li> </ul>
15ª – 25/03/19	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tratamento de decisões inteiras e custos a ela associados para precificação</li> <li>▪ Preços com rede elétrica completa ou apenas intercâmbios entre submercados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Indicativo de opção de tratamento de decisões inteiras e custos a elas associados</li> <li>▪ Análise, sob os critérios previamente estabelecidos, das opções de precificação com rede ou sem rede elétrica</li> </ul>
16ª – 11/04/19	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Consolidação do material a ser encaminhado para a Consulta Pública Preliminar do Preço Horário.</li> <li>▪ Material para apresentação na reunião plenária da CPAMP.</li> </ul>	-
17ª – 18/04/19	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Apresentação dos resultados complementares da CCEE para a avaliação dos casos com e sem rede</li> <li>▪ Atualização dos resultados de correlação, aderência, volatilidade, encargos já apresentados no relatório - foram incorporados os resultados do mês de março/19</li> <li>▪ Apresentação das alterações dos relatórios, bem como do relatório de metodologia do DESSEM.</li> </ul>	-

Além das reuniões do SGOP, em algumas reuniões plenárias da CPAMP houve deliberações relativas à implantação do preço horário:

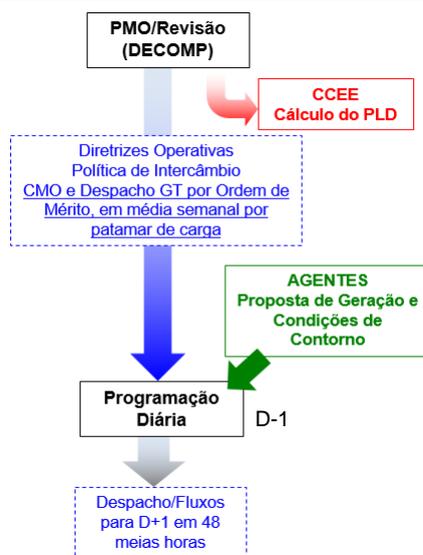
- 19/09/2017: Diretrizes iniciais
- 07/02/2018: Ajustes das diretrizes (carga da programação diária, PLD com rede passou a ser discutido, perdas elétricas consideradas na carga)
- 29/03/2018: Início do processo sombra em 16/04/2018, confidencialidade dos dados anemométricos, grupo de implantação ONS/CCEE
- 06/06/2018: Postergação da entrada do preço horário para janeiro 2020

- 12/11/2018: Confirmação de uso da carga da programação diária do ONS como insumo do modelo DESSEM, até que o modelo de previsão de carga – PrevCargaDessem – esteja apto para uso, e das funcionalidades do DESSEM que serão consideradas nesse ciclo de implantação do modelo.
- 15/04/2019: Deliberação por abertura de Consulta Pública sobre implantação do DESSEM nas atividades de programação da operação e formação de preço horário.

## 5. DESSEM como insumo da programação diária e formação do preço horário

Atualmente, a formação de preço e a programação diária da operação seguem o esquema apresentado na Figura 2, a seguir. A cada revisão semanal do Programa Mensal de Operação (PMO), são definidos os custos marginais de operação (CMO), que estabelecem o despacho por ordem de mérito que orienta a programação diária, determina o preço da energia (PLD) e as demais diretrizes operativas, como a política de intercâmbios entre regiões, de forma indicativa para a atuação da programação diária ao longo da semana.

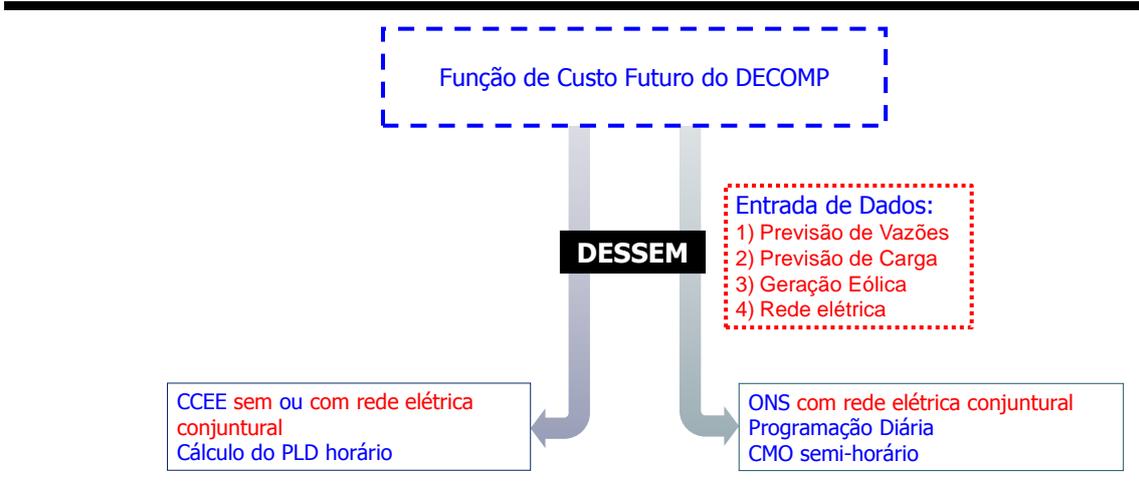
**Figura 2: Processo atual de programação diária e formação de preço**



O uso do DESSEM na formação do preço e como insumo para a programação diária está ilustrado na Figura 3, a seguir. As diferenças entre os resultados do DESSEM e a necessidade de geração termelétrica adicional identificada no tempo real, seja por razão elétrica ou por garantia energética, serão objeto de Encargo de Serviços de Sistema (ESS), assim como ocorre hoje em relação aos resultados semanais do DECOMP. Sendo assim, é necessário que as condições de contorno e premissas a serem consideradas no DESSEM sejam estabelecidas de forma criteriosa, e que a viabilidade operativa dos seus resultados seja bem conhecida. Nesse sentido, é importante a identificação das dificuldades de representação intrínsecas à modelagem matemática da cadeia de modelos de planejamento/programação da operação para posteriores ajustes.

Para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em base horária, ainda não está definido pela plenária da CPAMP se o sistema de transmissão interno a cada submercado (com rede elétrica) será representado ou se serão consideradas apenas as grandes interligações entre os submercados (sem rede elétrica). Essa questão, detalhada em outro documento constante do material disponibilizado para a Consulta Pública Preliminar, será objeto de decisão até julho de 2019 e a diretriz é que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) publique diariamente, até que se chegue a esta decisão, os valores de PLD horário considerando a rede elétrica (granularidade nodal) e não considerando a rede (granularidade zonal).

**Figura 3: Uso do DESSEM no processo de programação diária e formação de preço**



O DESSEM será executado diariamente em  $D-1$ , com horizonte de  $D$  até o final da semana operativa, em que é feita a consulta à função de custo futuro do modelo DECOMP, conforme mostrado na Figura 4, a seguir<sup>1</sup>.

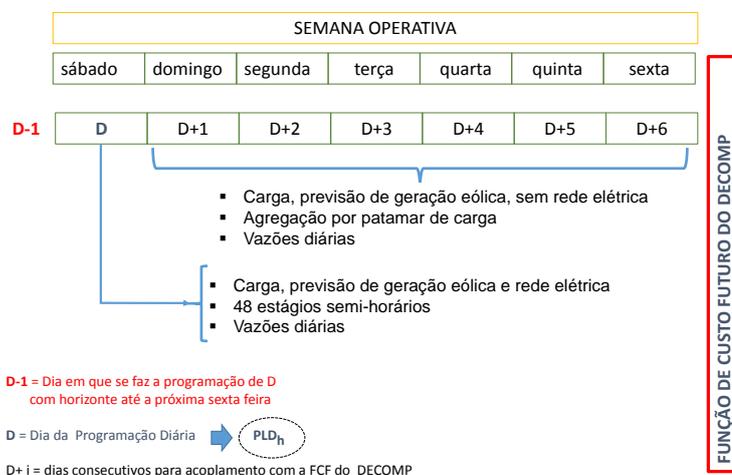
<sup>1</sup> O SGOP avaliou, ao longo do processo, a possibilidade de estender o período de simulação do DESSEM, de forma a evitar que houvesse, ao final da semana operativa, apenas um dia de horizonte de estudo. Contudo, ao considerar a ampliação do horizonte abrangendo a segunda semana operativa, seriam necessários dados para 14 dias à frente, levando a uma degradação da qualidade das previsões de vazão, geração eólica e fotovoltaica, além de um significativo aumento do tempo de processamento. Optou-se, portanto, por manter o detalhamento mostrado na Figura 4. Dessa forma, por haver, ao final da semana, apenas um dia de período de simulação, optou-se por padronizar a consideração de abertura em intervalos de meia hora apenas no primeiro dia. Este detalhamento pode ser reavaliado futuramente.

**Figura 4: Forma de uso do modelo DESSEM – acoplamento com o modelo DECOMP**



O primeiro dia será detalhado em 48 etapas de 30 minutos, e os demais dias serão divididos em patamares, como ilustrado na Figura 5, a seguir. Com o objetivo de maior aproximação da representação do modelo DESSEM à realidade operativa, o ONS considerará para uso na programação diária o caso com a representação explícita da rede elétrica no primeiro dia (dia *D*).

**Figura 5: Forma de uso do modelo DESSEM – detalhamento no horizonte de uso para programação da operação**



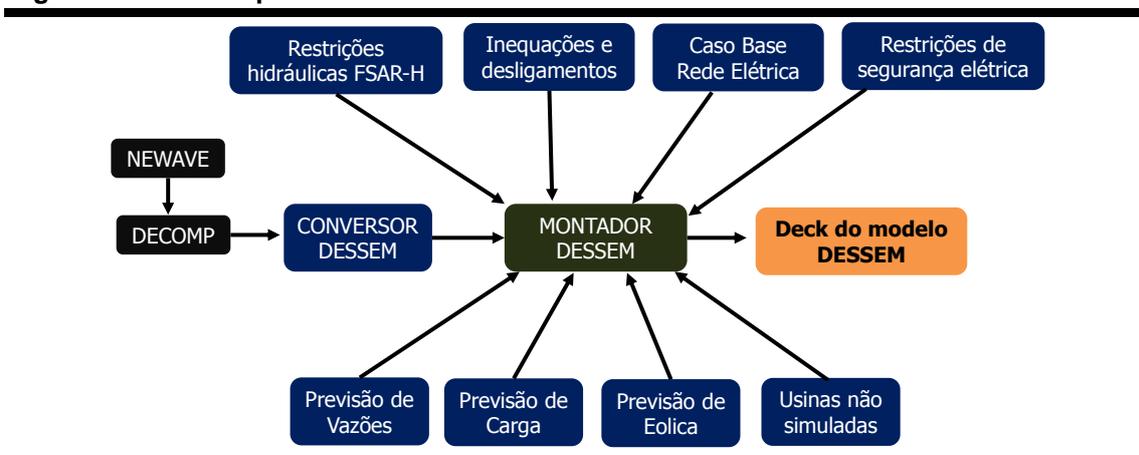
Ressalta-se que os processos de programação diária da operação e determinação do preço horário serão realizados em todos os dias da semana, incluindo finais de semana e feriado.

## 6. Insumos para a montagem dos casos diários

Para a montagem de um caso diário do modelo DESSEM são necessários vários insumos, provenientes de fontes distintas de dados. A Figura 6, a seguir, mostra um diagrama esquemático dos principais insumos para o modelo DESSEM, bem como do processo diário de montagem dos dados. É importante ressaltar que todo o processo estará descrito nos Procedimentos de Rede do ONS. Esses insumos são representados tanto nos casos com a

representação da rede elétrica conjuntural quanto para os casos em que se representa os limites de intercâmbio entre os submercados (com exceção dos dados relativos a rede elétrica).

**Figura 6: Insumos para o modelo DESSEM**



Este item descreve a forma de inserção dos principais insumos para o modelo DESSEM.

## 6.1. Previsão de vazões – vazão natural diária

Para aplicação do DESSEM nos processos da programação diária e na formação de preço horário, há necessidade de fornecimento de previsão de vazões incrementais diárias, com um horizonte máximo de 7 dias à frente.

O processo de previsão de vazões semanais para o PMO e suas revisões já conta, atualmente, com uma grande quantidade de usinas cujas vazões são previstas com discretização diária, mas que, para fins de uso no PMO, são agregadas em valores semanais.

O modelo SMAP (Modelo Conceitual de Simulação Hidrológica) e o modelo CPINS (Cálculo da Previsão Incremental a Sobradinho) são os modelos que fornecem previsão de vazões diárias com base em informações de vazões observadas em usinas e postos fluviométricos e de chuva observada e prevista. Esses modelos passaram por um processo de validação junto aos Agentes e estão autorizados pela ANEEL para uso no PMO. Dessa forma, serão consideradas as vazões diárias obtidas por esses modelos nas bacias onde suas previsões estejam disponíveis.

O SMAP já está implantado nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema, Iguaçu, Uruguai e parte dos rios Paraná, São Francisco, Tocantins<sup>2</sup>. O CPINS é adotado apenas para a previsão da vazão incremental de Sobradinho, conforme indica seu nome. Em 2019 e 2020 está prevista a ampliação do uso do modelo SMAP para outras bacias do SIN, no sentido de torná-lo, ao final desse período, o único modelo adotado na previsão de vazões para a primeira semana do PMO. Essa medida tem como objetivo não apenas o aprimoramento da previsão de vazão nesse horizonte de tempo, como também facilitar a reprodutibilidade do processo de previsão de vazões. O modelo PREVIVAZ, por sua vez, além de ser utilizado para as bacias onde o SMAP

<sup>2</sup> NT ONS 0097/2018-RV3 - Aplicação do Modelo SMAP/ONS para Previsão de Vazões no Âmbito do SIN

ainda não foi implantado, é o modelo atualmente adotado para o horizonte da segunda semana operativa em diante.

Ao final de 2018, o conjunto de usinas para as quais se dispõe de previsões de vazões diárias para suprir o modelo DESSEM atingiu 61% da ENA do Sudeste/Centro-Oeste, 87% da ENA do Sul, 89% da ENA do Nordeste e 3% da ENA do Norte. Ao longo de 2019, outras bacias vêm sendo incorporadas neste conjunto. Para as demais usinas, na primeira semana do horizonte do DESSEM devem ser utilizadas as previsões de vazões médias semanais fornecidas pelo modelo PREVIVAZ.

De forma a garantir a transparência do processo, os dados para a previsão de vazão (DADVAZ e relatório) são disponibilizados diariamente no seguinte endereço:

[https://agentes.ons.org.br/operacao/previsao\\_vazoes.aspx](https://agentes.ons.org.br/operacao/previsao_vazoes.aspx)

## 6.2. Previsão de carga - carga diária

A carga a ser utilizada como insumo para o modelo DESSEM, de acordo com o que foi deliberado na reunião plenária da CPAMP de 12/11/2018, deverá ser a mesma carga utilizada na Programação Diária da Operação, conforme Procedimento de Rede, Submódulo 5.4<sup>3</sup>, até que se tenha o modelo de previsão de carga (PrevCargaDessem), desenvolvido pelo Cepel, apto para tal aplicação.

### 6.2.1. Carga por subsistema

A previsão de carga em intervalos de meia hora tem por base o modelo ANNSTLF, de propriedade do EPRI<sup>4</sup>, que utiliza como insumo, além da previsão de temperatura, a carga verificada, sendo essa obtida através dos valores de geração e intercâmbio. Para as usinas cuja geração não é informada através do sistema de supervisão e controle do ONS, são utilizados valores estimados pelo ONS.

A partir das previsões provenientes do modelo ANNSTLF, a equipe de consolidação da previsão de carga do ONS faz ajustes utilizando métodos heurísticos para o acompanhamento do comportamento da curva de carga diária em função de atualização de dados de previsão de temperatura, resultando, dessas análises, uma previsão de curva de carga de meia hora atualizada.

Esses valores de previsão de carga são utilizados para o dia *D* do DESSEM. Essa é a mesma carga utilizada na Programação Diária da Operação.

Para os demais dias, a carga é obtida diretamente do modelo ANNSTLF, conforme a agregação em patamares pela equipe de previsão e consolidação da carga. Ressalta-se que essa carga segue também as mesmas premissas da programação diária.

---

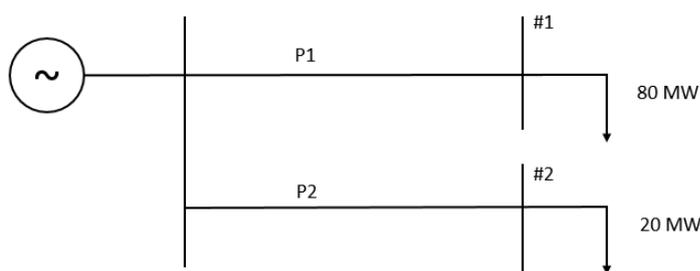
<sup>3</sup> Consolidação da previsão de carga para a programação diária da operação eletroenergética e para a programação de intervenções em instalações da Rede de Operação

<sup>4</sup> EPRI – Electric Power Research Institute

## 6.2.2. Carga por barra – casos com a consideração da rede de transmissão

Conforme descrito no item 5, o modelo DESSEM será executado com a representação do sistema de transmissão somente no dia *D*. Para tanto, a carga para o dia *D* será prevista por área, e distribuída pelas barras do SIN conforme metodologia apresentada na Nota Técnica ONS NT 0064/2018 - Alocação das Cargas por Barras para Aplicação no Modelo DESSEM, em processo similar ao adotado hoje no processo de programação diária da operação. Ressalta-se que, conforme determinado pela CPAMP em 07/02/2018, a carga prevista já inclui estimativa de perdas elétricas<sup>5</sup>. A Figura 7, a seguir, apresenta um exemplo de área com duas barras com cargas iniciais de 80MW e 20MW.

**Figura 7: Exemplo de área elétrica**



Considerando a área elétrica ilustrada na Figura 7 e a carga prevista na área como 200 MW, tem-se que, para a execução do DESSEM:

$$\text{DANC} = 200 / (80 + 20) = 2$$

Distribuição das cargas com aplicação de DANC.

$$\#1 = 80 * 2 = 160 \text{ MW}$$

$$\#2 = 20 * 2 = 40 \text{ MW}$$

Diariamente o ONS disponibiliza os dados para a previsão de carga (resultados do ANNSTLF, temperatura verificada e carga prevista) em seu site:

<https://agentes.ons.org.br/publicacao/dessem-previsaocarga/>

<sup>5</sup> A utilização da funcionalidade de cálculo das perdas elétricas pelo modelo DESSEM, dada a sua complexidade (processo iterativo em um problema linear inteiro misto), aumentaria o tempo de execução dos casos, inviabilizando o processo. Adicionalmente, essa consideração exigiria o que a previsão de carga fosse elaborada sem as perdas ôhmicas da rede elétrica de simulação, diferentemente da previsão de carga global hoje fornecida pelo ONS. Futuramente tais questões poderão ser reavaliadas.

### 6.3. Representação de usinas hidrelétricas

Diferentemente dos modelos NEWAVE e DECOMP, nos quais são considerados apenas os reservatórios de usinas com capacidade de regularização mensal ou semanal, no modelo DESSEM todos os reservatórios de todas as usinas hidrelétricas são representados. Para tanto, no que se refere às usinas cujo reservatório não é considerado para os modelos NEWAVE e DECOMP, foi solicitado aos agentes a ratificação ou a retificação dos valores disponíveis no ONS de nível máximo, mínimo e polinômios de volume-cota e cota-área.

### 6.4. Representação de usinas termelétricas

As usinas termelétricas serão representadas, conforme metodologia estabelecida no âmbito do SGOP, com unit commitment<sup>6</sup> e ciclo combinado sendo representados conforme aplicável à modelagem do DESSEM. Os dados de usinas termelétricas são os mesmos utilizados na Programação Diária da Operação e estão referenciados no Submódulo 8.1 dos Procedimentos de Rede.

### 6.5. Representação das restrições hidráulicas

Serão consideradas, dentre as restrições hidráulicas utilizadas no âmbito da Programação Diária, constantes do sistema FSARH, de acordo com o Submódulo 9.8<sup>7</sup> dos Procedimentos de Rede, aquelas que se mostrarem aplicáveis à modelagem do DESSEM.

### 6.6. Geração de usinas não simuladas individualmente

Para as usinas não simuladas que têm injeção na rede elétrica simulada, com exceção das usinas eólicas e fotovoltaicas consideradas nos itens 6.7 e 6.8 seguintes, será utilizado o valor de geração individualizado da semana anterior. As demais usinas, que não injetam na rede elétrica, serão consideradas agregadas por subsistema e abatidas da carga, também a partir do valor verificado da semana anterior.

### 6.7. Geração de fonte eólica

A previsão de geração de fonte eólica para o dia  $D$  será fornecida pelo modelo de previsão de geração eólica já em uso pelo ONS, para os 48 intervalos semi-horários. Essa previsão é a combinação das previsões de geração provenientes de previsões numéricas de vento dos

---

<sup>6</sup> Por hora, representa-se o status da usina termelétrica – UTE no dia D-1 e o número mínimo de horas que uma determinada UTE pode ficar ligada ou desligada. Os dados das rampas de operação (subida e descida), bem como os custos de partida e parada, ainda não estão disponíveis para aplicação no DESSEM.

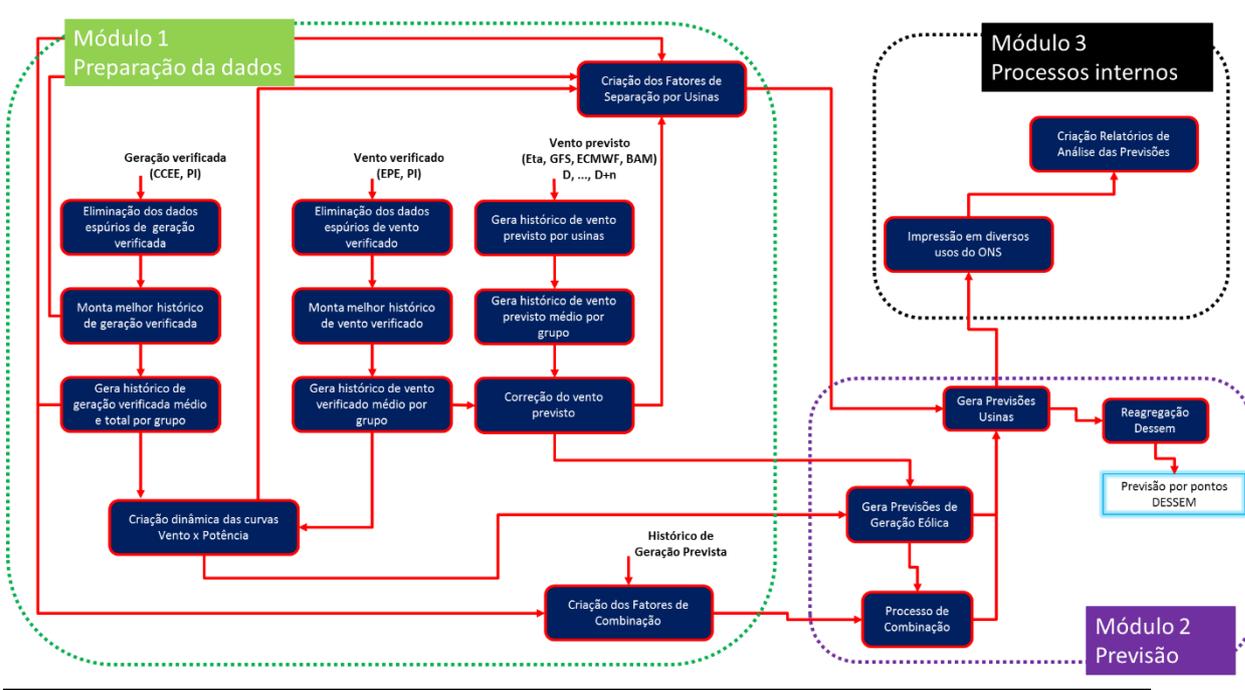
<sup>7</sup> Submódulo 9.8 - Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos

modelos ETA, GFS, ECMWF1, ECMWF2 e WRF. Para os dias  $D+1$  até o final do horizonte do DESSEM, a previsão de geração eólica será agregada conforme definição dos patamares da carga (item 5.2).

A Figura 8, a seguir, apresenta o processo de previsão de geração eólica, ilustrando os três módulos que a compõe: módulo 1 - de preparação dos dados; módulo 2 - de previsão de geração eólica; e módulo 3 - de processos internos do ONS. A metodologia completa do modelo de previsão de geração eólica está descrita na Nota Técnica ONS 0151/2018 - Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica.

Foi deliberado pela CPAMP que, até a operacionalização de um banco público de dados anemométricos, será disponibilizada a função de transformação de vento em potência por grupos de usinas e o vento previsto de cada provedor após retirado seu viés. Sendo assim, para uso na programação diária e formação do preço horário, o módulo 2 do modelo passou por processo de validação junto aos agentes. O código fonte do modelo, desenvolvido pelo ONS, foi distribuído a todos os agentes e o processo formal de validação junto aos agentes foi finalizado em junho de 2018<sup>8</sup>.

**Figura 8: Etapas da metodologia de previsão de geração de fonte eólica**



Diariamente o ONS disponibiliza em seu site os dados necessários para a reprodução da previsão de geração eólica: dados gerais do estudo, curva de transformação de Vento em Potência para o agrupamento de usinas utilizado, previsão de vento tratada, com retirada do viés, fatores de combinação das previsões, fatores de separação das previsões por usinas individualizadas. Além

<sup>8</sup> Relatório de Validação do Módulo 2 do Modelo de Previsão de Geração Eólica Versão 1.0.1

disso, também são disponibilizadas as previsões de geração eólica por agrupamento e após desagregação por usinas.

(<https://agentes.ons.org.br/publicacao/dessem-geracaoeolica/dados/>)

## 6.8. Geração de fonte solar fotovoltaica

A previsão de geração de fonte solar fotovoltaica será resultante de processo heurístico que considera a média de geração verificada de dias típicos, conforme a orientação da equipe de meteorologia do ONS.

## 6.9. Sistema de transmissão – rede elétrica

O sistema de transmissão será considerado para o dia  $D$ , mantendo-se para os demais dias a mesma modelagem por subsistemas agregados adotada para o modelo DECOMP.

O sistema de transmissão será definido pelo caso base de fluxo de potência do planejamento elétrico mensal e atualizado diariamente ao longo do mês em função de intervenções e entrada de novos equipamentos. Ressalta-se que o caso base de fluxo de potência será o mesmo adotado atualmente no processo de Validação Elétrica da Programação Diária, considerando, inclusive, os mesmos patamares de carga.

Os limites dos equipamentos de transmissão estão definidos no próprio caso base. Serão considerados no modelo DESSEM os fluxos de potência na rede de operação do ONS. Destaca-se que o modelo DESSEM adota o método linearizado (Flow DC) para determinação dos fluxos de potência.

## 6.10. Restrições de segurança elétrica

As restrições de segurança elétrica, bem como os limites de fluxo para controle de carregamento (inequações), são definidos pelos estudos de planejamento elétrico quadrimestral e mensal.

Em função das características do modelo DESSEM, algumas restrições de segurança elétrica serão modeladas na forma linear por partes e outras por tabela, conforme descritos no relatório ONS DPL-REL-0343/2018 - Restrições Elétricas para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária Da Operação.

## 6.11. Intervenções e desligamentos

As intervenções, tanto de geração quanto de transmissão, são provenientes de Sistema de Gestão de Intervenções e são analisadas e aprovadas pelo ONS conforme submódulo 6.5<sup>9</sup> dos Procedimentos de Rede.

---

<sup>9</sup> Submódulo 6.5 - Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação

## 7. Validação do modelo DESSEM

O modelo DESSEM foi inicialmente validado em 2014 para definição de proposta de referência para a programação diária em patamares. Nessa ocasião, os princípios básicos do DESSEM foram testados e aprovados pela Força Tarefa DESSEM.

Com vistas à implantação do DESSEM na cadeia de planejamento e programação da operação e formação de preço, foram definidas e aprovadas pela CPAMP, em 12/11/2018, as funcionalidades que farão parte deste ciclo de implantação e, portanto, foco prioritário dos trabalhos da FT-DESSEM:

- Primeiro dia semi-horário.
- Sistema de transmissão no primeiro dia, para o caso da programação da operação.
- Reserva de potência.
- Representação detalhada das térmicas (ciclo combinado, rampas, etc).
- Unit commitment térmico.
- Controle de variação de nível do rio Paraná (Régua 11).
- Canal Pereira Barreto.
- Manutenção em usinas hidráulicas e termelétricas.
- Polinômios das usinas a fio d'água.
- Restrições hidráulicas.
- Representação dos limites de segurança (caso com rede e sem rede).
- Rampa de fluxo de intercâmbio.
- Taxa de variação de grandezas hidráulicas.

Também ficou definido pela plenária da CPAMP que algumas funcionalidades, por sua complexidade, ficarão para ser implantadas em um próximo ciclo de atualização do preço horário: unit commitment hidráulico, perdas calculadas na rede elétrica e representação de restrições “constrained off” em usinas não simuladas.

Com vistas ao cumprimento dos prazos estabelecidos pela CPAMP, os trabalhos para a validação do modelo DESSEM foram intensificados a partir de setembro de 2017. É importante ressaltar que os assuntos tratados em cada reunião da FT-DESSEM foram anteriormente apresentados ao SGOP, GT-Metodologia da CPAMP.

O processo de validação está descrito em maiores detalhes em outro documento constante do material disponibilizado para a Consulta Pública Preliminar.

## 8. Operação sombra e publicidade do processo

Em cumprimento à deliberação da CPAMP de 29/03/2018, o processo de operação sombra do preço horário foi iniciado em 16/04/18. Durante o ano de 2018, esse procedimento foi fundamental para estabelecimento de processos, identificação de problemas e compartilhamento de informações com os agentes. A partir de janeiro de 2019, com todas as funcionalidades estabelecidas conforme item anterior, o processo sombra se tornou mais relevante, especialmente para análise de resultados e mapeamento de todo o processo.

De parte do ONS, são divulgados os dados de entrada do DESSEM, dados para a previsão de vazões, dados para a previsão de geração eólica, dados de carga (resultados com base no modelo ANNSTLF, temperatura verificada, carga diária), resultados do CMO semi-horário e balanço energético dos subsistemas em base semi-horária. A CCEE divulga o deck de dados do DESSEM, resultados do PLD horário com rede e resultados do PLD horário sem rede. A CCEE também disponibilizou, no seu aplicativo para celular, os resultados do PLD horário da operação sombra com e sem rede. Além disso, estão disponíveis no site da CCEE os resultados da contabilização sombra do preço horário, sendo que essa Câmara disponibilizou 3 tipos de contabilização para os agentes, sendo: contabilização oficial (semana/patamar), contabilização com PLD horário sem rede e contabilização com PLD horário com rede.

## **9. Demais atividades previstas no processo**

Com vistas à efetiva entrada em operação do modelo DESSEM, está em curso uma revisão dos Procedimentos de Rede, para que haja adequação entre processos internos do ONS e a regulamentação da ANEEL. A revisão dos Procedimentos de Rede tem previsão de término junto à ANEEL em agosto de 2019.

Com relação às regras de comercialização para o preço horário, essas foram objeto da Audiência Pública ANEEL nº 20/2018 (período de contribuições de 04/05 a 17/06/2018) e aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 832, de 13 de novembro de 2018.

Está em elaboração um plano de contingência que contemple situações em que seja inviável obter os resultados do modelo DESSEM em tempo hábil, que será apresentado à ANEEL para regulamentação.

## Lista de figuras e tabelas

### Figuras

Figura 1: Implantação do preço horário: governança do processo	5
Figura 2: Processo atual de programação diária e formação de preço	10
Figura 3: Uso do DESSEM no processo de programação diária e formação de preço	11
Figura 4: Forma de uso do modelo DESSEM – acoplamento com o modelo DECOMP	12
Figura 5: Forma de uso do modelo DESSEM – detalhamento no horizonte de uso para programação da operação	12
Figura 6: Insumos para o modelo DESSEM	13
Figura 7: Exemplo de área elétrica	15
Figura 8: Etapas da metodologia de previsão de geração de fonte eólica	17

### Tabelas

Tabela 1 SGOP – Reuniões realizadas	6
-------------------------------------	---